



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES
Y DE TELECOMUNICACIÓN

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA

TESIS DOCTORAL

APORTACIONES AL ESTUDIO DEL ENVEJECIMIENTO DE COMPONENTES DIELÉCTRICOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

AUTOR

Juan Carcedo Haya

DIRECTORES

Alfredo Ortiz Fernández

Inmaculada Fernández Diego

Santander, 2015

Con los hombres sucede como con los árboles; cuanto más quieren elevarse, cuanto más claridad ambicionan, más hunden sus raíces en la tierra, en la oscuridad, en lo profundo.

Friederich Nietzsche

Resumen

Los transformadores eléctricos constituyen uno de los elementos fundamentales en los sistemas eléctricos de potencia y de su funcionamiento depende en gran medida la estabilidad de la red. En general, los transformadores son máquinas eléctricas robustas y de gran fiabilidad, aunque en ocasiones sufren averías derivadas de un diseño defectuoso, una mala operación o un envejecimiento excesivo de sus componentes.

El sistema dieléctrico de los transformadores eléctricos de potencia está formado normalmente por un sólido (generalmente papel) y un líquido dieléctrico (aceite mineral, siliconas o ésteres vegetales o sintéticos). Además, el líquido dieléctrico se utiliza como fluido refrigerante para evacuar el calor producido en los devanados y el núcleo del transformador durante su funcionamiento.

El exceso de temperatura es uno de los factores que mayor influencia tienen sobre el envejecimiento del sistema dieléctrico en un transformador de potencia. Otros factores que afectan a la vida útil del sistema son la presencia de humedad, de oxígeno, de cobre, etc. Por su parte, la tasa de envejecimiento del papel dieléctrico es clave en la vida útil del transformador, ya que mientras la sustitución del aceite es un procedimiento relativamente sencillo, resulta inviable en el caso del papel.

En esta tesis doctoral se lleva a cabo el estudio de la degradación temporal del sistema dieléctrico en transformadores eléctricos; dicho estudio se realiza desde dos perspectivas.

En primer lugar se analiza la degradación sufrida por el aislamiento sólido de un transformador de distribución retirado del servicio. Para ello se estudia la degradación del papel tanto en términos físico-químicos (a través del grado de polimerización) como en términos de resistencia mecánica (a través del índice de tracción).

En segundo lugar se somete a diversas muestras de papel kraft y aceites de diferente naturaleza a procesos de envejecimiento térmico acelerado en laboratorio, con el objetivo de comparar el efecto de la temperatura en la degradación del sistema dieléctrico. Para ello se han utilizado tres aceites diferentes (uno de origen mineral y dos vegetales) que han sido sometidos, junto con muestras de papel kraft, a 110, 130 y 150°C de temperatura durante diferentes períodos de tiempo.

El envejecimiento del aceite se ha caracterizado a partir de la evolución de algunas de sus propiedades como la acidez, la humedad, el factor de disipación dieléctrica o la naturaleza y cantidad de gases disueltos. Por otro lado, la degradación del papel se ha estudiado a través de su grado de polimerización.

El objetivo es avanzar en el conocimiento del comportamiento de los ésteres naturales y su aplicación en el campo de los transformadores eléctricos de potencia, lo cual resulta actualmente de interés internacional no solamente por encontrar líquidos dieléctricos y refrigerantes más seguros sino más respetuosos con el medio ambiente.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. Introducción	1
2. Transformadores eléctricos de potencia. Aspectos generales	5
2.1. Principales aspectos constructivos.....	5
2.2. Principio de funcionamiento	7
2.3. Pérdidas en un transformador	8
2.4. Rendimiento de un transformador.....	9
2.5. Calentamiento del transformador.....	10
2.6. Evaluación económica de las pérdidas	10
2.7. Refrigeración de transformadores	11
2.7.1. Tipos de refrigeración.....	11
2.7.2. Nomenclatura de los tipos de refrigeración	12
2.8. Métodos de conservación del líquido dieléctrico.....	14
3. El sistema dieléctrico en los transformadores de potencia	15
3.1. Papel dieléctrico	15
3.1.1. Tipos de papel dieléctrico.....	15
3.1.2. Mecanismos de degradación.....	19
3.1.2.1. Envejecimiento por oxidación	19
3.1.2.2. Envejecimiento por hidrólisis	19
3.1.2.3. Envejecimiento por pirolisis	20
3.1.3. Principales factores que afectan a la degradación del papel	20
3.1.3.1. Humedad	20
3.1.3.2. Oxígeno.....	20
3.1.3.3. Combinación agua – oxígeno.....	20
3.1.3.4. Ácidos	20
3.1.4. Productos de la degradación del papel	20
3.2. Fluidos dieléctricos	21
3.2.1. Antecedentes históricos	21
3.2.2. Tipos de fluidos dieléctricos	22
3.2.2.1. Aceite mineral	22
3.2.2.2. Hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH).....	22
3.2.2.3. Siliconas	22
3.2.2.4. Fluido a base de éster.....	22

3.2.2.4.1.	Ésteres sintéticos.....	23
3.2.2.4.2.	Ésteres naturales	24
3.2.3.	Fluidos dieléctricos basados en aceites vegetales.....	24
3.2.4.	Los líquidos alternativos en el contexto actual	25
3.2.5.	Comparativa de propiedades de los líquidos dieléctricos	25
3.2.5.1.	Composición química	25
3.2.5.2.	Seguridad medioambiental	26
3.2.5.3.	Oxidación.....	26
3.2.5.4.	Viscosidad	26
3.2.5.5.	Seguridad contra incendios	26
3.2.5.6.	Miscibilidad.....	27
3.2.5.7.	Solubilidad del agua.....	27
3.2.5.8.	Tensión de ruptura	27
3.2.5.9.	Generación de gases.....	29
3.2.6.	Incidencia del uso de líquidos alternativos en el diseño de la máquina	29
3.2.6.1.	Vida útil del transformador	29
3.2.6.2.	Diseño de la cuba	29
3.2.6.3.	Compatibilidad de los materiales	30
3.2.7.	Compatibilidad de los fluidos con los aislamientos sólidos.....	31
3.2.8.	Normativa aplicable a líquidos dieléctricos.....	31
4.	Estado del arte	35
4.1.	Envejecimiento aceite – papel.....	37
4.2.	Técnicas de monitorización	43
4.2.1.	Análisis del aceite	44
4.2.1.1.	Análisis de gases disueltos.....	44
4.2.1.1.1.	Método de Doernenburg.....	46
4.2.1.1.2.	Método de Rogers	47
4.2.1.1.3.	Método de Duval.....	49
4.2.1.1.4.	Método de los gases clave.....	51
4.2.1.2.	Análisis de furanos.....	52
4.2.1.3.	Análisis de la calidad del aceite	54
4.2.2.	Factor de potencia	56
4.2.3.	Resistencia eléctrica de los devanados	56
4.2.4.	Índice de bobinado	56
4.2.5.	Termografía infrarroja	56
4.2.6.	Medida de descargas parciales en servicio	57

4.2.6.1.	Detección de señales acústicas	57
4.2.6.2.	Detección de señales eléctricas.....	58
4.2.7.	Tensión de reabsorción	58
4.2.8.	Monitorización del cambiador de tomas.....	58
4.2.9.	Factor de potencia a diferentes frecuencias	59
4.2.10.	Desplazamiento de los devanados	59
4.3.	Técnicas post mortem	59
4.4.	Alternativas al aceite mineral	60
4.4.1.	Desarrollo de aceites alternativos	60
4.4.2.	Análisis de gases disueltos en aceites alternativos	63
5.	Metodología y procedimientos	65
5.1.	Envejecimiento térmico acelerado.....	65
5.1.1.	Introducción	65
5.1.2.	Aceites estudiados.....	65
5.1.3.	Papel estudiado	66
5.1.4.	Equipos utilizados.....	67
5.1.5.	Preparación y envejecimiento del sistema aceite-papel.....	67
5.2.	Acidez	69
5.3.	Humedad	70
5.4.	Grado de polimerización	72
5.5.	Gases disueltos en el aceite.....	75
5.6.	Propiedades dieléctricas del aceite	76
5.7.	Resistencia a tracción	77
6.	Resultados	79
6.1.	Estudio post mortem	79
6.1.1.	Planteamiento del estudio	79
6.1.2.	Cálculo de la distribución de temperatura	83
6.2.	Ensayos en laboratorio de envejecimiento térmico acelerado	90
6.2.1.	Introducción	90
6.2.2.	Presentación y análisis de los resultados	90
6.2.2.1.	Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento	90
6.2.2.2.	Humedad del papel - Periodo de envejecimiento	94
6.2.2.3.	Humedad del aceite - Periodo de envejecimiento	96
6.2.2.4.	Acidez - Periodo de envejecimiento	97
6.2.2.5.	Óxidos de carbono-Periodo de envejecimiento	99
6.2.2.6.	Factor de disipación dieléctrica-Periodo de envejecimiento	100

6.2.2.7.	Resistividad-Periodo de envejecimiento	101
6.2.2.8.	Grado de polimerización-Acidez del aceite	104
6.2.3.	Cinética de degradación	105
6.2.3.1.	Cinética de degradación del aislamiento basada en el grado de polimerización	106
6.2.3.2.	Cinética de degradación del aislamiento basada en la acidez del aceite	110
6.2.3.3.	Cinética de degradación del aislamiento basada en el factor de disipación dieléctrica ($\tan \delta$) ...	112
7.	Conclusiones	115
7.1.	Estudio post mortem	115
7.2.	Ensayos en laboratorio de envejecimiento térmico acelerado	115
7.3.	Futuras líneas de investigación.....	117
7.4.	Transferencia del conocimiento	118
8.	Referencias	119
 Anejo I. Publicaciones, proyectos de investigación y estancias		131

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Esquema de un transformador monofásico	6
Figura 2.2. Aisladores de un transformador	7
Figura 2.3. Variación del rendimiento con la carga	9
Figura 2.4. Transformador con refrigeración en seco	11
Figura 2.5. Transformador bañado en aceite	12
Figura 2.6. Placa de características de un transformador	13
Figura 3.1. Papel dieléctrico en diversas formas	16
Figura 3.2. Muestras de papel kraft	16
Figura 3.3. Estructura molecular de la celulosa.....	17
Figura 4.1. Curva de bañera típica	35
Figura 4.2. Ejemplo de aplicación de la Regla de Montsinger	43
Figura 4.3. Triángulo de Duval.....	51
Figura 4.4. Interpretación según el método de los gases clave	52
Figura 4.5. Correlación del DP con el $\log(2FAL)$ para diferentes temperaturas	53
Figura 4.6. Correlaciones entre DP y concentración de 2-FAL	54
Figura 4.7. Definición del ángulo de pérdidas	55
Figura 4.8. Triángulo de Duval para aceites no minerales	63
Figura 5.1. Depósito contenedor	67
Figura 5.2. Dimensiones (mm) de la muestra de papel kraft	68
Figura 5.3. Bomba de vacío	68
Figura 5.4. Botella de nitrógeno	68
Figura 5.5. Horno para envejecimiento acelerado	69
Figura 5.6. Titulador potenciométrico.....	70
Figura 5.7. Solución etanólica de hidróxido potásico	70
Figura 5.8. Titulador coulombimétrico Karl Fischer.....	71
Figura 5.9. Tubo de adsorción con tamiz molecular.....	71
Figura 5.10. Reactivos anolito y catolito.....	71
Figura 5.11. Gráfica de humedad obtenida en el titulador coulombimétrico Karl Fischer	72
Figura 5.12. Solución de Cuen	73
Figura 5.13. Agitador magnético	74
Figura 5.14. Tubo de viscosímetro	74
Figura 5.15. Viscosímetro. Baño termostático a 20°C.....	74
Figura 5.16. Detalle del viscosímetro en el interior del baño de circulación	75
Figura 5.17. Cromatógrafo de gases.....	75
Figura 5.18. Ensayador de aceite dieléctrico.....	76

Figura 5.19. Detalle de la célula de ensayo	76
Figura 5.20. Equipo de ensayo de resistencia a tracción.....	77
Figura 5.21. Fase inicial (izquierda) y final (derecha) del ensayo de tracción	78
Figura 6.1. Planteamiento del estudio	79
Figura 6.2. Aspecto general y detalle de los devanados.....	80
Figura 6.3. Distribución de temperaturas según DP.....	88
Figura 6.4. Distribución de temperaturas según TI	89
Figura 6.5. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento para aceite mineral	91
Figura 6.6. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento para éster vegetal 1	91
Figura 6.7. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento para éster vegetal 2	92
Figura 6.8. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento a 110°C.....	92
Figura 6.9. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento a 130°C.....	93
Figura 6.10. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento a 150°C.....	93
Figura 6.11. Humedad del papel - Periodo de envejecimiento a 110°C.....	94
Figura 6.12. Humedad del papel - Periodo de envejecimiento a 130°C.....	95
Figura 6.13. Humedad del papel - Periodo de envejecimiento a 150°C.....	95
Figura 6.14. Humedad del aceite - Periodo de envejecimiento a 110°C.....	96
Figura 6.15. Humedad del aceite - Periodo de envejecimiento a 130°C.....	96
Figura 6.16. Humedad del aceite - Periodo de envejecimiento a 150°C.....	97
Figura 6.17. Acidez - Periodo de envejecimiento a 110°C.....	98
Figura 6.18. Acidez - Periodo de envejecimiento a 130°C.....	98
Figura 6.19. Acidez - Periodo de envejecimiento a 150°C.....	98
Figura 6.20. Ratio de concentración de óxidos de carbono – Periodo de envejecimiento a 110°C.....	99
Figura 6.21. Ratio de concentración de óxidos de carbono – Periodo de envejecimiento a 130°C.....	99
Figura 6.22. Ratio de concentración de óxidos de carbono – Periodo de envejecimiento a 150°C.....	100
Figura 6.23. Factor de disipación dieléctrica - Envejecimiento a 110°C.....	100
Figura 6.24. Factor de disipación dieléctrica - Envejecimiento a 130°C.....	101
Figura 6.25. Factor de disipación dieléctrica - Envejecimiento a 150°C.....	101
Figura 6.26. Resistividad (+) - Envejecimiento a 110°C	102
Figura 6.27. Resistividad (-) - Envejecimiento a 110°C.....	102
Figura 6.28. Resistividad (+) - Envejecimiento a 130°C	102
Figura 6.29. Resistividad (-) - Envejecimiento a 130°C.....	103
Figura 6.30. Resistividad (+) - Envejecimiento a 150°C	103
Figura 6.31. Resistividad (-) - Envejecimiento a 150°C.....	103
Figura 6.32. Grado de polimerización - Acidez a 110°C	104
Figura 6.33. Grado de polimerización - Acidez a 130°C	105
Figura 6.34. Grado de polimerización - Acidez a 150°C	105
Figura 6.35. Cinética de degradación (orden cero) - Periodo de envejecimiento a 110°C	106

Figura 6.36. Cinética de degradación (orden cero) - Periodo de envejecimiento a 130°C	106
Figura 6.37. Cinética de degradación (orden cero) - Periodo de envejecimiento a 150°C	107
Figura 6.38. Cinética de degradación (orden uno) - Periodo de envejecimiento a 110°C	107
Figura 6.39. Cinética de degradación (orden uno) - Periodo de envejecimiento a 130°C	107
Figura 6.40. Cinética de degradación (orden uno) - Periodo de envejecimiento a 150°C	108
Figura 6.41. Gráfico de Arrhenius de orden cero para el primer tramo.....	109
Figura 6.42. Gráfico de Arrhenius de orden uno para el primer tramo.....	109
Figura 6.43. Gráfico de Arrhenius de orden cero para el segundo tramo.....	109
Figura 6.44. Gráfico de Arrhenius de orden uno para el segundo tramo.....	110
Figura 6.45. Cinética de degradación (Acidez-orden cero) - Periodo de envejecimiento a 110°C.....	110
Figura 6.46. Cinética de degradación (Acidez-orden cero) - Periodo de envejecimiento a 130°C.....	111
Figura 6.47. Cinética de degradación (Acidez-orden cero) - Periodo de envejecimiento a 150°C.....	111
Figura 6.48. Gráfico de Arrhenius (Acidez) de orden cero para el primer tramo.....	111
Figura 6.49. Gráfico de Arrhenius (Acidez) de orden cero para el segundo tramo	112
Figura 6.50. Cinética de degradación (Tan δ -orden cero) - Periodo de envejecimiento a 110°C	112
Figura 6.51. Cinética de degradación (Tan δ -orden cero) - Periodo de envejecimiento a 130°C	113
Figura 6.52. Cinética de degradación (Tan δ -orden cero) - Periodo de envejecimiento a 150°C	113
Figura 6.53. Gráfico de Arrhenius (Tan δ) de orden cero para el primer tramo	113
Figura 6.54. Gráfico de Arrhenius (Tan δ) de orden cero para el segundo tramo.....	114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Significado de la primera letra en el código de refrigeración	13
Tabla 2.2. Significado de la segunda letra en el código de refrigeración	13
Tabla 2.3. Significado de la tercera letra en el código de refrigeración	13
Tabla 2.4. Significado de la cuarta letra en el código de refrigeración.....	14
Tabla 3.1. Especificaciones generales para los ésteres naturales	23
Tabla 3.2. Uso actual de los aceites refrigerantes	25
Tabla 3.3. Miscibilidad de los fluidos refrigerantes	27
Tabla 3.4. Principales características físico-químicas de los fluidos refrigerantes	28
Tabla 3.5. Tensión de ruptura de los líquidos aislantes.....	28
Tabla 3.6. Compatibilidad de los materiales con los aceites de silicona	30
Tabla 3.7. Normativa aplicable a los líquidos dieléctricos.....	31
Tabla 4.1. Límites recomendados de gases disueltos, en ppm	45
Tabla 4.2. Concentración límite de gases disueltos	46
Tabla 4.3. Ratios de Doernenburg. Valores límite	47
Tabla 4.4. Ratios de Roger y su codificación.....	47
Tabla 4.5. Clasificación de fallos basada en los Ratios de Rogers	48
Tabla 4.6. Ratios de IEC y su codificación	48
Tabla 4.7. Clasificación de fallos basada en los Ratios de IEC	48
Tabla 4.8. Ratios de IEEE y su codificación	49
Tabla 4.9. Clasificación de fallos basada en los Ratios de IEEE.....	49
Tabla 4.10. Límites de concentración y generación según Duval (en ppm)	50
Tabla 4.11. Comparativa de los diferentes métodos de diagnóstico	52
Tabla 4.12. Criterio de interpretación para termografía infrarroja	57
Tabla 5.1: Características del aceite mineral	65
Tabla 5.2. Características del éster vegetal 1	66
Tabla 5.3. Características del éster vegetal 2	66
Tabla 5.4. Propiedades del papel kraft estudiado	66
Tabla 6.1. Pauta de toma de muestras	81
Tabla 6.2. Determinación del DP	81
Tabla 6.3. Determinación del TI.....	82
Tabla 6.4. Valores de A y E _a para el cálculo de k ₁₀ , k ₂ , k ₃ y k ₄	88

LISTA DE ACRÓNIMOS

2-FAL	Furano de tipo 2 furfural
ASTM	Asociación Americana para el Ensayo de Materiales
DGA	Análisis de gases disueltos
DP	Grado de polimerización
FDD	Factor de disipación dieléctrica
FP	Factor de potencia
HMWA	Ácidos de alto peso molecular
HMWH	Hidrocarburo de alto peso molecular
LMWA	Ácidos de bajo peso molecular
PAO	Polialfaolefina
PCB	Policlorobifenilo o bifenilo policlorado
PDMS	Polidimetilsiloxano
PVC	Policloruro de vinilo
RBD	Refinado, blanqueado y desodorizado
RVM	Tensión de reabsorción
TDCG	Gases combustibles disueltos
TI	Índice de tracción
XLPE	Polietileno reticulado

1. Introducción

La combinación de un sólido (celulosa) y un líquido dieléctrico (aceite) es el sistema aislante más ampliamente utilizado en los transformadores de potencia. El uso del aceite no sólo se realiza por sus propiedades dieléctricas, sino también por su alta capacidad calorífica que facilita la evacuación del calor generado en la máquina. Si la refrigeración de la máquina no es adecuada, la temperatura que alcanzan los materiales aislantes se eleva, favoreciendo su envejecimiento y por lo tanto acortando la vida útil del transformador.

La influencia de la temperatura de trabajo en el comportamiento del sistema dieléctrico de los transformadores de potencia es un aspecto estudiado prácticamente desde los inicios de la utilización generalizada de dichas máquinas eléctricas, aproximadamente el último tercio del siglo XIX. Ello se debe fundamentalmente a que desde el principio se comprendió que la vida útil del transformador estaba íntimamente ligada a la vida útil de su sistema dieléctrico.

Existen referencias bibliográficas en las que queda patente que el problema del envejecimiento del sistema dieléctrico ya era de interés a principios del siglo XX. Entre ellas destacan por su trascendencia los estudios realizados por V. M. Montsinger [1, 2, 3], cuyos resultados fueron publicados entre 1.916 y 1.930. Entre otras importantes aportaciones destaca la que actualmente se conoce como Regla de Montsinger, la cual establece que la velocidad de degradación del papel dieléctrico se dobla cada 8°C de aumento de temperatura.

Otras reglas similares han sido propuestas a lo largo de los años por otros investigadores, como por ejemplo la “regla de los 10°C” de J. Fabre y A. Pichon [4] en el año 1.960 o la “regla de los 6°C” de K. Karsai [5].

Por lo tanto, se pone de manifiesto que el estudio de los transformadores desde el punto de vista de su comportamiento térmico no es nuevo, sino que ha sido estudiado desde los orígenes mismos del desarrollo de la energía eléctrica a gran escala.

Por esta razón se han desarrollado numerosos modelos matemáticos que relacionan la degradación del componente sólido del sistema aislante con la temperatura [6]. Estos modelos han sido propuestos para sistemas en los que el componente líquido es aceite mineral, ya que es el fluido que tradicionalmente se ha empleado. Sin embargo, éste presenta dos importantes inconvenientes:

- Es un producto derivado del petróleo, por lo que no es biodegradable y desde el punto de vista medioambiental resulta inadecuado.
- Presenta un punto de inflamación bajo, por lo que desde la perspectiva de la seguridad no es apropiado, ya que implica un riesgo de incendio relativamente elevado.

Por ello, a partir de los años 80 del pasado siglo se comenzaron a desarrollar diferentes fluidos alternativos a los aceites minerales tradicionales. En un principio teniendo en cuenta el punto de vista de la seguridad e inmediatamente después enfocado hacia el camino de la sostenibilidad.

Destacan los primeros resultados publicados por H. Borsi [7] para la sustitución de los policlorobifenilos (PCB) por otros nuevos fluidos basados en ésteres sintéticos y denominados dieléctricos de bajo riesgo de ignición, como por ejemplo MIDELE 7131®. Otros aceites, desarrollados en los años 90 y hoy comercializados, son BIOTEMP® y FR3®, ambos basados en aceites vegetales. Los aceites alternativos basados en ésteres (naturales y sintéticos) se comenzaron a utilizar principalmente en transformadores de distribución de pequeña y media potencia [8]. El reciente desarrollo de estos aceites alternativos hace necesario seguir profundizando en el estudio del efecto de la temperatura sobre su degradación, para de esta forma establecer si presentan un comportamiento comparable al de los sistemas aislantes basados en aceite mineral.

Un funcionamiento similar del aislamiento basado en aceites biodegradables garantizaría la integridad del sistema aislante durante un período semejante al de un aislamiento basado en aceite mineral.

La importancia de la integridad del sistema aislante para ayudar al correcto funcionamiento del transformador y el alto efecto de la temperatura en la degradación del componente sólido (papel) del aislamiento, hace necesario un modelizado matemático del envejecimiento del sistema dieléctrico en el que se tengan en cuenta los nuevos tipos de aceite utilizados.

1.1. Objetivo

El objetivo de esta tesis doctoral es analizar el efecto de la temperatura en la degradación del sistema dieléctrico de los transformadores de potencia. Este objetivo se aborda desde dos perspectivas. En primer lugar se estudia la degradación sufrida por el aislamiento sólido de un transformador de distribución que ha llegado al final de su vida útil. Para ello se evalúa el estado del papel dieléctrico que aísla sus bobinados por dos métodos; desde el punto de vista físico-químico, mediante el grado de polimerización (DP), y desde el punto de vista mecánico, con el índice de tracción (TI).

En los estudios post-mortem realizados hasta ahora por otros autores [9, 10, 11, 12] únicamente se había empleado el grado de polimerización del papel para analizar su estado; Esta medida del DP puede ser empleada junto con modelos matemáticos presentados por otros autores [6] a partir de ensayos de envejecimiento térmico acelerado, para obtener la distribución de temperaturas en el transformador. Esta distribución de temperaturas obtenida con estos modelos será analizada para establecer si los modelos matemáticos propuestos para aislamientos basados en aceite mineral son adecuados para estimar la relación existente entre degradación del papel y temperatura. Este análisis también permitirá observar las áreas de aislamiento que han sufrido mayor degradación, por ejemplo debido a posibles descargas parciales.

La utilización, en esta tesis, del índice de tracción como herramienta para determinar el estado del papel en los estudios post-mortem de transformadores, supone el uso de un ensayo mecánico en lugar del análisis físico-químico del papel.

El interés de los estudios post-mortem a nivel internacional ha dado lugar a la creación por parte de CIGRE (International Council on Large Electric Systems) de un grupo de trabajo (WG A2.45 Transformer Failure Investigation and Post-Mortem Analysis) centrado en esta cuestión.

En segundo lugar se han llevado a cabo en el laboratorio ensayos de envejecimiento térmico acelerado de sistemas de aislamiento formados por papel dieléctrico tipo Kraft en combinación con tres aceites distintos, uno mineral y dos basados en ésteres vegetales. Esto ha permitido observar y comparar el efecto de la temperatura en el envejecimiento de sistemas de aislamiento basados en aceites tradicionales y en los biodegradables. El envejecimiento del aceite se ha analizado a partir de la evolución de las variables que marcan la calidad del aceite dieléctrico: acidez, tangente de delta, humedad y gases disueltos. Estando internacionalmente definido y aceptado el nivel de degradación del papel que lo inhabilita para la función dieléctrica, es posible observar cómo evolucionan paralelamente los parámetros característicos del aceite (JWG A2/D1.46 Field experience with transformer solid insulating ageing markers) a lo largo de la vida útil del transformador.

El comportamiento de los ésteres naturales todavía no se conoce en detalle; es por esto por lo que recientemente se ha constituido un grupo de trabajo de la Comisión Electrotécnica Internacional IEC TC10 PT-62975 que debe desarrollar un nuevo estándar "Use and Maintenance Guidelines of Natural Ester Liquids in Electrical Equipment". Este documento tiene como objetivo definir los límites de los parámetros que determinan la calidad de un éster vegetal cuando ha estado en el interior de un transformador en operación. Este interés internacional en la normalización de los niveles de envejecimiento en los ésteres vegetales justifica el estudio realizado en esta tesis.

1.2. Alcance

El capítulo segundo de la tesis se centra en la descripción de las características principales de los transformadores de potencia. Se incluyen aspectos constructivos y su principio de funcionamiento. Además, se aborda el problema del calentamiento en estas máquinas, considerando sus pérdidas, el rendimiento y los sistemas de refrigeración.

El tercer capítulo se dedica al sistema dieléctrico de los transformadores de potencia, es decir, el papel y el aceite dieléctricos. En cuanto al primero, se detallan sus tipologías para luego profundizar en las causas, mecanismos y consecuencias de la degradación de la celulosa. En cuanto a los fluidos dieléctricos, se comentan brevemente los tipos principales, comparándolos respecto a diversas características, como viscosidad, tensión de ruptura, impacto medioambiental, etc. En este punto también se analiza el impacto que el uso de los diferentes líquidos dieléctricos puede tener sobre el diseño, la vida útil o la compatibilidad de materiales en los transformadores. Finalmente, este capítulo clasifica la normativa aplicable según el tipo de líquido dieléctrico.

En el capítulo cuarto se analiza en primer lugar la literatura científica publicada sobre el envejecimiento de aceite y papel dieléctricos. Posteriormente se revisan las técnicas de monitorización utilizadas en transformadores para conocer su estado. La técnica más comúnmente utilizada es el análisis del aceite dieléctrico. La interpretación de la concentración de gases disueltos en el aceite y la relación entre los compuestos furánicos y el grado de

degradación del papel dieléctrico, son las cuestiones que han atraído más interés en esta área. En este punto también se analizan los antecedentes de los análisis post mortem de transformadores y de la utilización de aceites dieléctricos distintos del aceite mineral convencional.

Dentro del capítulo quinto de este documento se detallan la metodología y los procedimientos empleados en los ensayos de laboratorio desarrollados a lo largo del trabajo. Se describen el procedimiento de envejecimiento acelerado de materiales dieléctricos y los equipamientos utilizados. Después se explica la metodología utilizada en los análisis realizados al aceite (acidez, humedad, gases disueltos, factor de disipación dieléctrica, permitividad relativa y resistividad en corriente continua) y al papel dieléctrico envejecido (humedad, grado de polimerización y resistencia a tracción).

El capítulo sexto recoge los resultados obtenidos de los estudios descritos en el capítulo precedente. En primer lugar se presenta el análisis del estudio post mortem realizado sobre un transformador de distribución, en el cual se compara el estado del papel que recubre sus bobinados por medio del análisis del grado de polimerización y de la resistencia a la tracción; esto ha permitido relacionar los resultados de ambos métodos. Además, mediante un modelo de envejecimiento de la celulosa se estima la temperatura promedio que han soportado los bobinados. En segundo lugar se presenta el estudio que compara el envejecimiento de líquidos dieléctricos de origen vegetal y de origen mineral. Se miden los parámetros que caracterizan el estado del aceite y del papel en distintos grados de degradación. Por último se analiza la cinética de la degradación del papel en función del grado de polimerización, la acidez o el factor de disipación dieléctrica.

Finalmente el capítulo séptimo presenta las conclusiones de la tesis doctoral. Además, también se describen las posibles futuras líneas de investigación que pueden dar continuidad a los trabajos realizados. El capítulo concluye listando las publicaciones y conferencias a que ha dado lugar la realización de la tesis.

2. Transformadores eléctricos de potencia. Aspectos generales

Hace más de 130 años tuvo lugar una guerra que, como pocas, cambiaría el curso de la historia. Esta guerra no enfrentó a ejércitos, sino a científicos. Se trata de la *guerra de las corrientes*, que es como se conoce a la histórica rivalidad mantenida entre Thomas Edison y Nikola Tesla, que sucedió en los tiempos en los que nació el mercado de la energía eléctrica.

Mientras que Thomas Edison apostó, de la mano de General Electric, por la corriente continua, Nikola Tesla defendía, junto con Westinghouse, la corriente alterna como la forma más eficaz de transporte de la energía eléctrica a grandes distancias. La guerra duró poco y tuvo un vencedor indiscutible.

La principal ventaja del uso de la corriente alterna frente a la continua es que la primera presenta mayor sencillez para poder elevar y reducir eficazmente la tensión, esto dota a este tipo de corriente de la posibilidad de transportar grandes potencias con pérdidas reducidas.

A igualdad de potencia, la intensidad de la corriente eléctrica disminuye a medida que aumenta la tensión; y precisamente las pérdidas en el transporte son proporcionales al cuadrado de la intensidad. Por este motivo el transporte de energía eléctrica se realiza normalmente en alta tensión.

El dispositivo encargado de aumentar o reducir la tensión alterna se denomina transformador. Es una máquina estática que resulta muy fiable y alcanza rendimientos cercanos al 100%. Constructivamente es una máquina muy sencilla, básicamente son dos conductores eléctricos, primario y secundario, enrollados alrededor de un núcleo de hierro. Su funcionamiento se basa en la inducción electromagnética creada entre ambas bobinas, que permite transformar la energía eléctrica de un sistema de tensión-corriente, en otro sistema de tensión-corriente de diferente magnitud y misma frecuencia.

Los transformadores han permitido el desarrollo generalizado del mercado de la energía eléctrica, haciendo posible su transporte a grandes distancias. Su influencia en la economía de los sistemas eléctricos de potencia es clara ya que al hacer el transporte en alta tensión se reducen las pérdidas por efecto Joule al tiempo que se reduce la sección requerida de los conductores.

2.1. Principales aspectos constructivos

Como se acaba de mencionar, un transformador básicamente se compone de dos conductores eléctricos arrollados sobre un núcleo ferromagnético, tal como se representa en la Figura 2.1. Cada uno de los arrollamientos supone la entrada y la salida del transformador y se designan como devanados primario y secundario respectivamente. Otros aspectos que tienen importancia son los sistemas de aislamiento eléctrico y de refrigeración [5, 13].

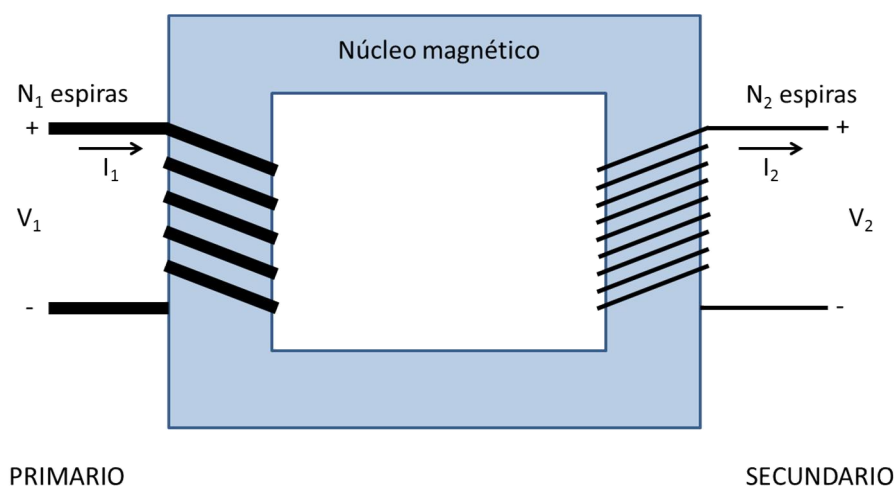


Figura 2.1. Esquema de un transformador monofásico

El núcleo constituye el circuito magnético del transformador. Con el fin de reducir las pérdidas por corrientes de Foucault el núcleo está formado por chapas de acero al silicio recubiertas de una capa aislante muy delgada, obtenida mediante un tratamiento termoquímico especial denominado comercialmente *carlite*. En general, un núcleo está formado por columnas y culatas. Las primeras son aquellas partes donde se arrollan los devanados y las segundas son las partes que realizan la unión entre columnas. Los espacios entre columnas y culatas se denominan ventanas del núcleo y a través de ellas pasan los devanados.

Los transformadores se pueden clasificar según la posición relativa entre el núcleo y los devanados. Los acorazados son aquellos en los que los devanados están en su mayor parte abrazados por el núcleo magnético. Los de columnas tienen el núcleo magnético casi totalmente rodeado por los devanados.

Otro aspecto característico de los núcleos es la sección transversal de las columnas. En los transformadores de pequeña potencia las columnas tienen sección cuadrada, mientras que en los de mayor potencia se les da forma de polígono escalonado, lo cual permite un mejor aprovechamiento del espacio. El número de escalones del polígono es mayor en los transformadores de mayor potencia.

Los devanados constituyen el circuito eléctrico del transformador. En su construcción se utilizan conductores de cobre en forma de hilos redondos para diámetros pequeños o de sección rectangular (pletinas) para calibres mayores. En el caso de utilizar conductores, estos están recubiertos por una capa aislante que puede ser barniz, mientras que las pletinas se recubren con una o varias capas de fibra de algodón o cinta de papel.

Según sea la disposición relativa entre los arrollamientos de alta y baja tensión alrededor del núcleo, los devanados pueden ser concéntricos o alternados. En los concéntricos los arrollamientos tienen forma de cilindros coaxiales, estando colocado el devanado de baja tensión en la posición interior, ya que es más fácil de aislar que el de alta tensión; entre ellos se intercala un cilindro aislante de cartón o papel baquelizado. En los devanados alternados los

arrollamientos se subdividen en secciones de tal forma que las diferentes secciones de los devanados de alta y baja tensión se suceden alternativamente a lo largo de la columna.

Tanto el núcleo como los devanados pueden ir introducidos en un recipiente conocido como cuba que contiene un líquido, normalmente aceite, cuya función, además de servir de aislamiento de las partes en tensión, es favorecer la refrigeración del transformador. Sobre el líquido empleado se tratará en capítulos posteriores.

Los extremos de los devanados que deben ser accesibles, los llamados bornes de conexión, se llevan al exterior de la cuba mediante unos pasantes de material aislante como vidrio o porcelana, caso de los mostrados en la Figura 2.2, que van rellenos de aire o aceite. Al igual que sucede en las cadenas aislantes en líneas eléctricas, cuanto mayor es la tensión más grandes serán los aisladores pasantes.



Figura 2.2. Aisladores de un transformador

Fuente: www.monografias.com

2.2. Principio de funcionamiento

El funcionamiento de un transformador eléctrico se basa en las leyes de inducción electromagnética. Al aplicar una tensión alterna al devanado primario circulará por él una corriente alterna que producirá a su vez un flujo alterno en el núcleo. El sentido del flujo lo determina la ley de Ampère aplicada al arrollamiento en concreto. Debido a la variación de este flujo se crean fuerzas electromotrices inducidas en los devanados de acuerdo con la ley de Faraday y en oposición al cambio de flujo según la ley de Lenz. Esta fuerza electromotriz es proporcional a la variación instantánea del flujo y al número de vueltas del devanado, dando lugar a dos fuerzas electromotrices distintas en el primario y secundario. Como el flujo en ambos devanados es el mismo, la relación de las fuerzas electromotrices es igual a la relación del número de vueltas de los devanados.

Si se cierra el circuito secundario del transformador conectando en él una carga, circulará por éste una corriente que generará una fuerza magnetomotriz tendente a cambiar el flujo. Dado que la tensión en el primario del transformador no cambia, a menos que se cambie la fuente, el flujo no puede cambiar, con lo que debe aparecer una fuerza magnetomotriz igual y opuesta en el devanado primario, lo que supone la aparición de una corriente adicional en el primario.

Si se establece la relación entre las tensiones y corrientes del primario y secundario se obtiene la relación de transformación de la Ecuación 2.1.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = m$$

Ecuación 2.1

siendo:

V_1	tensión en el primario
V_2	tensión en el secundario
I_1	corriente en el primario
I_2	corriente en el secundario
N_1	número de espiras del devanado primario
N_2	número de espiras del devanado secundario
m	relación de transformación

La Ecuación 2.1 implica que no haya caída de tensión en los devanados, lo cual no sucede en un transformador real en el que dicha caída puede ser del orden del 1 al 10% de la tensión nominal. Por lo tanto, es más preciso definir la relación de transformación como el cociente entre la tensión aplicada al primario y la tensión de secundario en vacío.

2.3. Pérdidas en un transformador

El transformador, como cualquier máquina eléctrica, presenta pérdidas tanto en el cobre de los devanados como en el hierro del núcleo y en otros elementos metálicos, éstas últimas debidas a corrientes parásitas inducidas por los flujos de dispersión.

Las pérdidas en el cobre se deben al efecto Joule y son proporcionales a la resistividad del material, la longitud y sección del conductor y al cuadrado de la intensidad que éste transporta.

Las pérdidas en el hierro se deben a dos fenómenos de diferente naturaleza: Pérdidas por corrientes de Foucault y pérdidas por histéresis. Las pérdidas por corrientes parásitas de Foucault se deben a la inducción de corriente eléctrica en el núcleo cuya circulación se traduce en calor. Para reducir este efecto el núcleo del transformador no se construye macizo sino que se compone de la unión de múltiples y finas láminas metálicas entre las cuales se coloca un aislante eléctrico, aumentando así la resistividad del núcleo y disminuyendo en consecuencia la corriente inducida en él y las pérdidas por este efecto, como ya se ha mencionado anteriormente. Las pérdidas por histéresis se producen debido al comportamiento que presentan los núcleos ferromagnéticos sometidos a campos magnéticos periódicos; dependen del material, la frecuencia del campo magnético y la inducción máxima a la que son sometidos. Al igual que sucede con las corrientes parásitas, esta pérdida se manifiesta en forma de calor.

Además si en el transformador hubiera elementos auxiliares en funcionamiento, generalmente ventiladores y/o bombas empleados para mejorar la refrigeración, habría que tener en cuenta la potencia requerida por estos sistemas y considerarla, desde el punto de vista eléctrico, como pérdida en el transformador.

2.4. Rendimiento de un transformador

El rendimiento se define como el cociente entre la potencia obtenida y la potencia absorbida; en el caso de un transformador eléctrico se definirá como el cociente entre la potencia obtenida en el secundario y la absorbida en el primario. Es obvio que parte de la potencia absorbida en el primario se perderá por las razones aducidas en el apartado anterior, por lo que el rendimiento se puede expresar en la forma mostrada en la Ecuación 2.2.

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + P_p}$$

Ecuación 2.2

siendo:

- η el rendimiento del transformador
- P_1 la potencia absorbida en el primario
- P_2 la potencia obtenida en el secundario
- P_p la potencia disipada en la máquina

Pese a la inevitable existencia de pérdidas (segundo principio de la Termodinámica) los transformadores de potencia son dispositivos muy eficientes, con rendimientos nominales del orden del 99%.

Al ser el flujo magnético prácticamente constante, las pérdidas en el hierro no dependen de la carga del transformador. Sin embargo las pérdidas en el cobre aumentan con la carga, ya que dependen del cuadrado de la intensidad. De este modo, la curva de rendimiento de un transformador eléctrico adquiere una forma similar a la representada en la Figura 2.3. En esta figura, las pérdidas en el hierro se han representado en relación a las pérdidas en el cobre a plena carga.

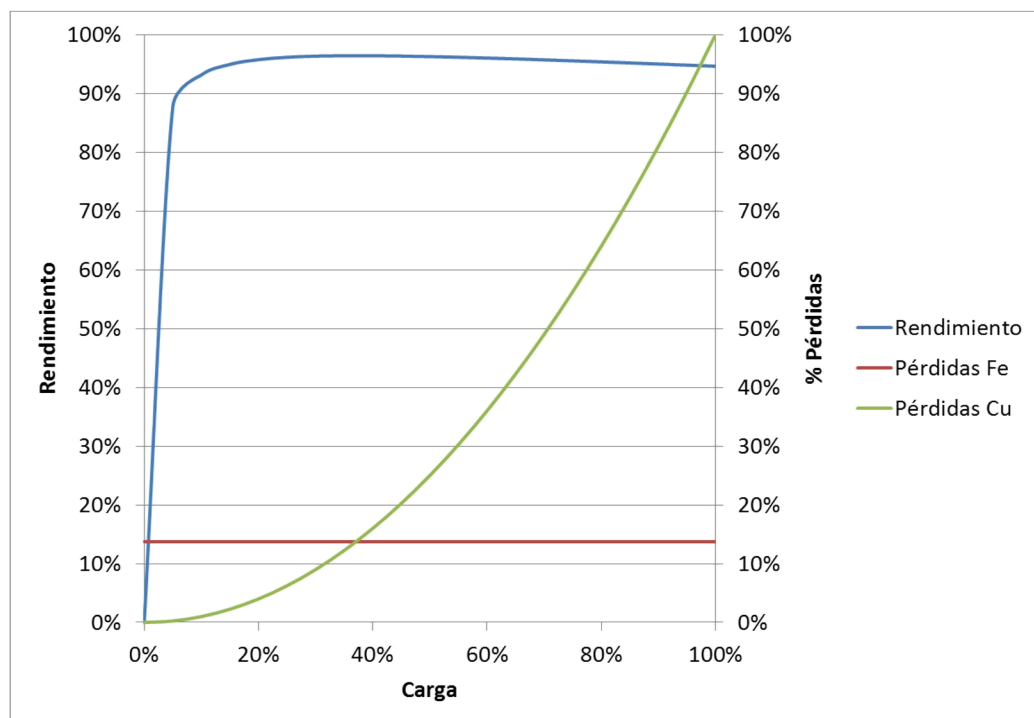


Figura 2.3. Variación del rendimiento con la carga

2.5. Calentamiento del transformador

Las pérdidas en el transformador se ponen de manifiesto en forma de calor y producen un incremento de la temperatura y una disminución de la eficiencia. Dicho calor se disipa hacia el medio exterior más frío mediante mecanismos de conducción, convección y radiación.

Tras la conexión de la máquina comienza a generarse calor, lo cual provoca un incremento progresivo de la temperatura; este aumento sucede hasta alcanzar las condiciones de régimen permanente, en las cuales la temperatura permanece constante. Esta temperatura determina tanto el diseño de la máquina como la selección de los materiales aislantes necesarios para conseguir las condiciones de funcionamiento requeridas.

La elevación de la temperatura por encima de las condiciones de servicio da lugar a una aceleración de la degradación de los materiales aislantes y por lo tanto acorta la vida útil del transformador. Como regla orientativa, la vida de un aislante se acorta a la mitad o se alarga al doble con una variación de 10°C por encima o por debajo de la temperatura de servicio respectivamente.

Como quiera que las pérdidas magnéticas dependen de la tensión aplicada y las pérdidas en el cobre dependen de la corriente que transportan, para mantener la temperatura del transformador en niveles aceptables se han de establecer límites tanto en tensión como en corriente, denominados tensión y corriente nominal.

La refrigeración de los transformadores es por lo tanto un aspecto fundamental en su diseño. La eficiencia y calidad del sistema de refrigeración de la máquina determinarán de forma directa la vida esperada, su rendimiento y las pérdidas producidas.

2.6. Evaluación económica de las pérdidas

Las pérdidas en los transformadores representan energía que no puede ser entregada al cliente y por tanto se pueden cuantificar en términos de pérdidas monetarias para la empresa que gestiona el sistema. Sin embargo, una mejora en la eficiencia del transformador supone un aumento del coste de adquisición del mismo. Dependiendo de la aplicación, puede ser interesante, en términos económicos, optar por un transformador de alta o de baja eficiencia.

Habitualmente, este análisis económico es llevado a cabo mediante estudios que tratan de asignar un valor monetario a las pérdidas del transformador para calcular el coste total de la máquina, es decir, el coste de adquisición más el de explotación. Normalmente cada uno de los parámetros individuales de pérdidas lleva asociado un coeficiente que indica el valor monetario por kW. En base a estos estudios se pueden comparar los resultados económicos obtenidos con las alternativas ofrecidas por los diferentes fabricantes o determinar el momento óptimo para la sustitución de un transformador que se considera improductivo debido a sus pérdidas.

2.7. Refrigeración de transformadores

Con el fin de limitar la temperatura de servicio de los transformadores, es necesario dotarlos de sistemas de refrigeración cuya naturaleza dependerá de factores diversos, principalmente asociados a la potencia de la máquina.

2.7.1. Tipos de refrigeración

Los dos grandes grupos en los que pueden dividirse los sistemas de refrigeración de los transformadores son: Refrigeración seca y refrigeración líquida. En cualquier caso, el sistema de refrigeración debe garantizar una temperatura de operación adecuada para mantener la vida de los aislantes.

Para pequeñas potencias, la superficie externa del transformador es suficiente para evacuar por convección y/o radiación el calor necesario al ambiente exterior por convección y/o radiación. En tales casos, se dice que el transformador está refrigerado por aire, denominándose transformador seco. Estos transformadores, Figura 2.4, disponen en su caja de una rejilla de ventilación que permite que fluyan corrientes de convección natural sobre los devanados y alrededor del núcleo. En el caso de potencias algo mayores los transformadores deben contar con algún sistema auxiliar de ventilación que permita la circulación forzada de aire. Este tipo de transformadores son adecuados para su uso en el interior de edificios, alejados de atmósferas hostiles.



Figura 2.4. Transformador con refrigeración en seco

Fuente: www.trafospain.es

En el caso de medianas-grandes potencias, el sistema de refrigeración es por lo general de tipo líquido, por lo que el núcleo y los devanados se encuentran sumergidos en un líquido refrigerante y contenidos en un tanque o cuba de acero. El refrigerante absorbe el calor generado, lo transporta y lo disipa al ambiente exterior a través de una frontera de intercambio. En algunos casos dicha frontera es la superficie exterior de la propia cuba, con frecuencia aleteada, que evacúa calor por convección natural y radiación; conforme aumenta la potencia del transformador se agregan radiadores externos para incrementar la superficie de intercambio así como ventiladores para forzar la convección. En la Figura 2.5 se muestra un transformador con cuba aleteada para aumentar la disipación de calor.



Figura 2.5. Transformador bañado en aceite
Fuente: www.trafospain.es

En transformadores de alta potencia el enfriamiento del líquido refrigerante se puede realizar mediante un intercambiador aceite-agua. El aceite caliente del tanque del transformador es bombeado hacia un intercambiador de calor en el que se refrigera con agua fría. El intercambiador es efectivo pero también costoso; además se debe disponer de una fuente permanente de agua fría o bien se tiene que enfriar y recircular continuamente.

En cuanto a los tipos de líquidos refrigerantes, es importante señalar que además de una alta capacidad de transportar calor deben presentar, por razones obvias, un buen comportamiento como dieléctrico. Por ello es frecuente el uso de aceites diversos, habiéndose empleado tradicionalmente aceite mineral, derivado del petróleo, ya que cumple de forma satisfactoria los dos requisitos indicados. No obstante, existen otras alternativas como el empleo de aceites vegetales u otros basados en siliconas.

2.7.2. Nomenclatura de los tipos de refrigeración

Para definir un transformador se indican en su placa de características (Figura 2.6) una serie de datos, entre otros su capacidad nominal, las tensiones nominales de primario y secundario así como un código formado por una serie de letras que indica el sistema de refrigeración utilizado por el transformador. La designación del sistema de refrigeración viene dado por la norma IEC 60076-2 [14].

La norma indica que para transformadores bañados en aceite el método de refrigeración viene indicado por un código de cuatro letras que se describe a continuación.

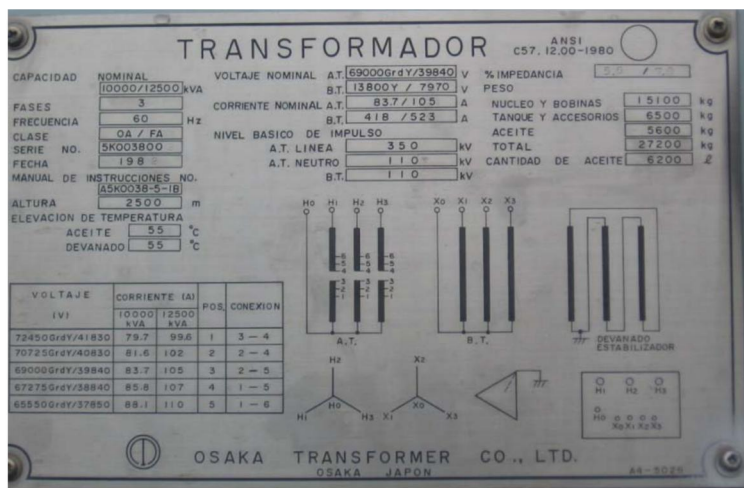


Figura 2.6. Placa de características de un transformador

La primera de las letras del código indica el medio refrigerante en contacto con los devanados del transformador, según la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Significado de la primera letra en el código de refrigeración

LETRA	SIGNIFICADO
O	Líquido aislante mineral o sintético con punto de inflamación $\leq 300^{\circ}\text{C}$
K	Líquido aislante con punto de inflamación $>300^{\circ}\text{C}$
L	Líquido aislante con punto de inflamación no medible

La segunda letra del código hace referencia al mecanismo de circulación del fluido refrigerante interno, y se indica en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Significado de la segunda letra en el código de refrigeración

LETRA	SIGNIFICADO
N	Circulación natural por termosifón a través del sistema de refrigeración y en los arrollamientos
F	Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, flujo de termosifón en bobinas
D	Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, bajo la dirección de los equipos de refrigeración en al menos los devanados principales

La tercera letra indica, conforme a la Tabla 2.3, el fluido con el que se realiza la refrigeración externa del transformador.

Tabla 2.3. Significado de la tercera letra en el código de refrigeración

LETRA	SIGNIFICADO
A	Aire
W	Agua

La cuarta y última letra indica cómo se produce la circulación del medio refrigerante externo, de acuerdo a la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Significado de la cuarta letra en el código de refrigeración

LETRA	SIGNIFICADO
N	Convección natural
F	Convección forzada (bombas, ventiladores)

Así, se puede definir el sistema de refrigeración del transformador del estudio por las letras ONAN/ONAF, lo que significa que la refrigeración interna se realiza mediante un aceite mineral o sintético con un punto de inflamación menor de 300°C y método de circulación natural. En cuanto al medio de refrigeración externo, se realiza con aire pudiendo ser circulado de forma natural o forzada mediante ventiladores. Si en lugar de utilizar aceite mineral se utilizase un líquido con un punto de inflamación por encima de 300°C la designación del sistema de refrigeración sería KNAN/KNAF.

2.8. Métodos de conservación del líquido dieléctrico

En los transformadores de medianas y grandes potencias la generación de calor es importante, por lo que se recurre normalmente a un sistema de refrigeración líquida. El mantenimiento a lo largo del tiempo de las propiedades del líquido de refrigeración es un factor fundamental para asegurar la vida del transformador y evitar posibles accidentes o un mal funcionamiento derivado de la pérdida de las propiedades del líquido debido a su deterioro.

La cantidad de líquido dieléctrico que requiere un transformador de potencia es importante, por lo que su deterioro prematuro supone un gran coste en el mantenimiento que debe evitarse a toda costa.

Por otra parte, al ser los aceites minerales o de silicona nocivos para el medio ambiente se debe tener en cuenta que su retirada y eliminación, cuando sea necesaria, se deben realizar en condiciones controladas. Además, en caso de que se produzca un incendio o una explosión en la máquina, la gran cantidad de líquido combustible contenida en la cuba agravaría las consecuencias del accidente.

Los líquidos dieléctricos y refrigerantes, ya sea aceite mineral o líquidos alternativos, experimentan con el tiempo un proceso de envejecimiento y degradación que afecta a sus propiedades. En todos ellos, aunque en cada uno de forma diferente, la elevación de la temperatura y la presencia de humedad y de oxígeno favorecen la oxidación y la posible formación de lodos y otros subproductos que alteran la composición inicial del líquido y disminuyen sus propiedades aislantes y refrigerantes. Estos factores son en ocasiones condiciones exteriores ajenas al propio transformador, mientras que en algunos casos se deben a las condiciones de trabajo del mismo. En el siguiente capítulo se profundiza en el estudio del sistema dieléctrico y la importancia de su conservación.

3. El sistema dieléctrico en los transformadores de potencia

El sistema dieléctrico de los transformadores de potencia está constituido básicamente por dos componentes: El sólido (papel o cartón) y el líquido (normalmente aceite) que además realiza la función de refrigerante, como ya se ha explicado anteriormente. Como es natural, dicho aislamiento se degrada a lo largo del tiempo mediante diferentes mecanismos físicoquímicos cuya naturaleza y origen se estudian más adelante.

Con el aislamiento líquido, normalmente aceite, sucede algo similar al aceite de lubricación y refrigeración empleado en los motores de automoción: Es relativamente sencillo de mantener en condiciones adecuadas e incluso es factible su sustitución en un determinado momento. Sin embargo, no sucede lo mismo con el aislamiento sólido (normalmente papel o cartón) ya que debido a su principio de funcionamiento y al proceso de fabricación de la máquina este aislamiento sólido envuelve por completo cada una de las pletinas que conforman las espiras y éstas los devanados del transformador. A efectos prácticos, sustituir el aislamiento sólido supondría rehacer el transformador casi por completo, lo cual no resulta viable.

Si acaso, se podría plantear la posibilidad de sustitución de una bobina completa, pero el coste de tal operación podría resultar excesivo por la retirada temporal de su ubicación, transporte a taller, desmontaje y montaje del transformador, además de requerir la utilización de un equipo de reserva. Otro problema añadido sería el riesgo de deterioro de ciertas partes del transformador durante el transporte y el trabajo de desmontaje y posterior montaje.

De lo anterior se puede concluir que la vida de un transformador de potencia viene limitada fundamentalmente por la vida del aislamiento sólido que contiene, lo cual pone de manifiesto la enorme importancia que tiene conocer el comportamiento de éste y su evolución en el tiempo.

Pero antes de estudiar el envejecimiento del sistema dieléctrico de los transformadores es necesario conocer algunos aspectos básicos sobre sus componentes.

3.1. Papel dieléctrico

3.1.1. Tipos de papel dieléctrico

Algunos de los aislantes sólidos más utilizados son el papel kraft, utilizado para envolver los conductores de los bobinados de alta y baja tensión, y el cartón prensado (pressboard), que se emplea para dar forma a estructuras de aislamiento rígidas (Figura 3.1) necesarias en ciertas partes de la máquina que tienen que soportar tensiones mecánicas que el papel por sí solo no resistiría.



Figura 3.1. Papel dieléctrico en diversas formas
Fuente: www.power-technology.com

El papel kraft es un tipo de papel resistente obtenido a partir de pulpa de fibra de madera. Su nombre se deriva del alemán, donde kraft significa fuerte, y fue desarrollado en 1.884 por el sueco Carl Dahl. En español también es conocido como papel madera, papel de estraza o papel craft. En su fabricación se usa hidróxido de sodio para hacer la pulpa de fibra de madera que posteriormente será la materia prima que forma el papel. Debido a la coloración que se obtiene en este proceso generalmente se comercializa en tonos marrones. En la Figura 3.2 se aprecia el aspecto de dos muestras de papel kraft de diferentes clases.



Figura 3.2. Muestras de papel kraft

El papel kraft aislante se utiliza de forma habitual para el aislamiento de conductores y bobinas en transformadores de aceite así como para el aislamiento de cables de energía. Su uso está destinado principalmente a aplicaciones eléctricas donde se requieren altos valores de rigidez dieléctrica y mecánica.

La composición del papel y el cartón utilizados como dieléctricos es aproximadamente:

- Celulosa 75% - 85%
- Hemicelulosa 10% - 20%
- Lignina 2% - 6%
- Compuestos inorgánicos <0,5%

Por su parte, la celulosa está formada por largas cadenas de unidades de glucosa, cuyo monómero se muestra en la Figura 3.3 . La resistencia mecánica de la celulosa depende de la longitud de esas cadenas. Esa longitud se mide generalmente por el número de unidades de glucosa y se expresa como el grado de polimerización (DP por sus siglas en inglés).

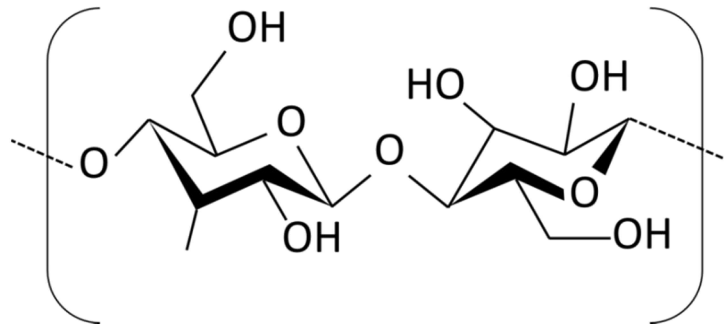


Figura 3.3: Estructura molecular de la celulosa

Para ser adecuado a su uso como aislamiento sólido en transformadores de potencia, el papel debe satisfacer las siguientes condiciones:

- Debe tener un grosor determinado, normalmente entre 30 y 120 μm .
- Su densidad debe ser, además de uniforme, de entre 0,7 y 0,8 g/cm^3 . La densidad de las fibras de celulosa es mayor, del orden de 1,55 g/cm^3 , sin embargo el carácter poroso del papel reduce su densidad.
- Su rigidez mecánica debe ser suficiente para soportar los esfuerzos mecánicos producidos durante el funcionamiento normal (o anormal) del transformador. Debido a la naturaleza fibrosa del papel y su proceso de fabricación, puede soportar mayores tensiones mecánicas en la dirección longitudinal (entre 40 y 150 N/mm^2) que en la dirección transversal (entre 25 y 80 N/mm^2).
- Debe estar dotado de una flexibilidad suficientemente elevada como para permitir su manipulación y sobre todo su uso como envoltura de conductores y pletinas.
- Sus propiedades dieléctricas (permitividad (ϵ), factor de pérdidas (tangente de delta), resistividad (ρ) y rigidez dieléctrica) deben ser especialmente adecuadas.
- El papel debe ser compatible con el líquido dieléctrico que se vaya a utilizar.

Un aspecto importante en relación a las propiedades dieléctricas del papel es la presencia de humedad, ya que se trata de un material de alta higroscopicidad.

La rigidez dieléctrica del papel impregnado en aceite es mayor que la de cualquiera de los dos componentes por separado. Como valores orientativos, un papel seco tiene una rigidez dieléctrica del orden de 5 kV/mm mientras que una vez impregnado en aceite la rigidez del conjunto puede alcanzar los 30 kV/mm .

Por su especial relevancia para el trabajo desarrollado en esta tesis conviene definir dos propiedades del papel que se relacionan entre sí, como son el grado de polimerización y la resistencia a tracción.

El grado de polimerización (DP) se define como el número de unidades repetitivas (monómeros) que se encuentran en la cadena molecular de un polímero. Se trata de un valor promedio, pues no todas las cadenas que conforman el polímero son exactamente iguales. Representa una medida de la longitud promedio de las cadenas de monómeros que constituyen el polímero.

Debido a la estructura fibrosa del papel, el grado de polimerización está íntimamente relacionado con su resistencia mecánica. Así, a medida que éste envejece las cadenas de monómeros se van dividiendo (disminuye su longitud promedio y por lo tanto el valor de DP) y su resistencia mecánica se reduce notablemente. Como valores orientativos, el papel nuevo tiene un DP de entre 1.000 y 1.300, que se reduce con el tiempo. Cuando alcanza valores próximos a 200 típicamente se considera que su uso presenta un riesgo para el funcionamiento del transformador. De forma aproximada, con un DP de 150 la resistencia mecánica es del orden del 20% de la que era inicialmente. Hay que tener en cuenta que cuando un papel pierde su resistencia mecánica acaba por romperse y deshacerse, por lo que se pierde su nivel de aislamiento eléctrico.

La resistencia mecánica del papel se mide normalmente en términos de *resistencia a la tracción*. Por su propia naturaleza y debido también a su proceso de fabricación, el papel es un material anisótropo ya que las fibras tienden a orientarse en lo que se conoce como la *dirección máquina*. Por lo tanto, la resistencia a tracción medida en la dirección máquina diferirá de la correspondiente a la dirección transversal.

La resistencia a tracción mide la fuerza necesaria para romper por tracción una probeta de papel de medidas normalizadas. Estrictamente no se trata de una tensión verdadera, ya que se expresa como carga (F) en relación a la anchura (b) de la probeta y no a su sección. Para tener en cuenta el espesor del papel, se define el *índice de tracción* (TI) como la resistencia a tracción dividida entre el gramaje o masa por unidad de superficie (w) de la muestra.

En el Sistema Internacional de unidades se tiene:

$$TI = \frac{\frac{F(N)}{b(m)}}{w\left(\frac{kg}{m^2}\right)} = \frac{F}{b \cdot w} \left(\frac{N \cdot m}{kg} \right) = \frac{\frac{F\left(kg \cdot \frac{m}{s^2}\right)}{b(m)}}{w\left(\frac{kg}{m^2}\right)} = \frac{F}{b \cdot w} \left(\frac{m^2}{s^2} \right) \quad \text{Ecuación 3.1}$$

La determinación de la resistencia a tracción se realiza conforme a normas, como IEC 60641-2 [15] o UNE-EN-ISO 1924-2 [16].

A pesar de que el papel Kraft es el papel de uso generalizado en el sistema dieléctrico de los transformadores de potencia, existen otras alternativas de papel térmicamente mejorado como el denominado *aramida*, cuyo nombre procede del acrónimo de **aromatic polyamides**.

La aramida es un compuesto de poliamidas aromáticas desarrollado por la empresa DuPont a principios de los años 60 del siglo XX, comercializándolo a partir del año 1.967 bajo el nombre de *Nomex*. Una particularidad importante de este material es su alta resistencia a la

temperatura, lo cual hace que sea especialmente adecuado para su uso en transformadores de gran potencia con un diseño más compacto y con mayor capacidad de sobrecarga [17]. Su uso es también interesante en combinación con líquidos dieléctricos no convencionales, como los aceites vegetales o las siliconas, debido a que normalmente con éstos se alcanzan mayores temperaturas de trabajo que con los aceites minerales tradicionales, cuya capacidad de refrigeración es mayor.

Además, la aramida es resistente a la hidrólisis y a la oxidación y su envejecimiento no produce subproductos (gases y agua) como sí sucede con la celulosa. Como principal contrapartida, su precio es mayor que el del papel de celulosa.

Al margen del sector eléctrico, debido a su resistencia al calor y a las llamas la aramida también se utiliza en la fabricación de prendas ignífugas.

3.1.2. Mecanismos de degradación

El proceso de envejecimiento del papel kraft es en esencia una despolimerización. Cuando los vínculos entre las unidades en las cadenas de celulosa se rompen, el grado de polimerización se reduce y la resistencia mecánica cae con él.

Como ya se mencionó anteriormente, el DP inicial del papel es aproximadamente de 1.200 y a lo largo de su vida útil va reduciendo su valor de tal manera que cuando se alcanza un DP menor de 200 se puede considerar que ha perdido la resistencia mecánica necesaria y se ha alcanzado el final de su vida útil. Este es al menos el criterio comúnmente considerado, aunque se trata solamente de una cifra convencional.

Las reacciones químicas que pueden provocar la despolimerización de la celulosa son la hidrólisis, la pirólisis y la oxidación [18]. Los procesos de oxidación predominan a temperaturas bajas (inferiores a 60°C) mientras que entre 60 y 150°C se inician fenómenos de hidrólisis; por encima de 150°C la degradación se debe principalmente a fenómenos pirolíticos [19].

3.1.2.1. Envejecimiento por oxidación

El oxígeno debilita el enlace de los grupos hidroxilo (OH) en la celulosa, dando lugar a la formación de grupos carbonilo (CO) que junto con los hidroxilo forman grupos carboxilo (COOH) [6, 20, 21, 22, 23, 24]. Este proceso da lugar a la formación de agua, la cual ataca a la celulosa mediante hidrólisis.

3.1.2.2. Envejecimiento por hidrólisis

La hidrólisis se considera el principal mecanismo de degradación del papel dieléctrico en los transformadores de potencia. Mediante este mecanismo las cadenas de celulosa se rompen dando lugar a la aparición de glucosa, la cual puede formar pentosas por oxidación y éstas compuestos furánicos en presencia de humedad.

La hidrólisis de una cadena de celulosa, además de dar lugar a cadenas más pequeñas, produce agua con lo que el contenido de humedad del aislamiento se incrementa a lo largo de su vida. Una parte de esta humedad se disuelve en el aceite, en mayor o menor medida, dependiendo de la naturaleza de éste. En el caso de aceites de origen mineral, en torno al 1% de la humedad

es normalmente absorbida por éste, aumentando la tasa de absorción en el caso de aceites a base de éster. La presencia de agua incrementa la velocidad de envejecimiento, por lo que el tipo de aceite empleado y su capacidad de absorción de humedad resultan, como se verá más adelante, decisivos en el mecanismo de degradación del papel. Como dato orientativo, el contenido de humedad del papel dieléctrico utilizado en la construcción de un transformador es del orden de un 0,5% pudiendo aumentar hasta un 5% a lo largo de su vida útil.

Lundgaard sugiere que la hidrólisis de la celulosa es un proceso catalítico, donde la velocidad de la reacción depende de los ácidos disociados o iones que pueden entrar en las zonas amorfas de la celulosa [23].

3.1.2.3. Envejecimiento por pirolisis

El mecanismo de pirolisis, de acuerdo a la literatura existente [19, 23], se produce a temperaturas elevadas, por encima de 140 ó 150°C. Como resultado de este proceso se genera humedad así como óxidos de carbono.

3.1.3. Principales factores que afectan a la degradación del papel

Los principales factores que afectan al proceso de degradación del papel son los siguientes:

3.1.3.1. Humedad

De acuerdo a los resultados publicados por Emsley et al. [25] la presencia de agua acelera el envejecimiento del papel de forma que un 4% de humedad (en masa) supone una velocidad de degradación 20 veces mayor respecto a un papel seco.

3.1.3.2. Oxígeno

En general, la presencia de oxígeno agrava el proceso de envejecimiento. Emsley et al. [25] comprobaron que la velocidad de degradación se reduce 16 veces cuando la concentración de oxígeno disminuye de 2000 a 300 ppm.

3.1.3.3. Combinación agua – oxígeno

Según los resultados publicados por Emsley et al. [25] la combinación de agua y oxígeno parece crear un efecto protector sobre el papel, ya que la creación de enlaces de hidrógeno entre el agua y el oxígeno dificulta la interacción del agua con la celulosa.

3.1.3.4. Ácidos

Como se ha mencionado antes, Lundgaard [26] relacionó la presencia de iones H^+ con la velocidad de degradación del papel.

3.1.4. Productos de la degradación del papel

Según lo indicado en apartados anteriores, los principales productos generados en la descomposición del papel son: Agua, furanos, óxidos de carbono, ácidos y otros compuestos minoritarios como el metanol.

El agua, además de un producto de la degradación de la celulosa, es acelerador del deterioro del papel.

Los compuestos furánicos tienen su origen en la degradación del papel y se pueden detectar mediante el análisis del aceite del transformador, por lo que su estudio es válido para tratar de conocer el estado del papel [27]. Sin embargo, el mecanismo que da lugar a su formación no es del todo claro; algunos autores sugieren que la principal fuente de furanos es la glucosa [28] mientras que otros [29, 30] sostienen que procede de la degradación de la hemicelulosa, lo que restaría importancia a los furanos como indicadores del estado del papel, debido a que la hemicelulosa es la parte más frágil del papel y no es muy representativa del estado mecánico del mismo.

3.2. Fluidos dieléctricos

3.2.1. Antecedentes históricos

El sistema de refrigeración de un transformador está directamente relacionado, como se ha visto, con su potencia y por lo tanto con el tamaño de la máquina. Así, mientras que los pequeños transformadores se pueden refrigerar directamente con aire ambiente, los de mayor potencia requieren sistemas de refrigeración líquida. Históricamente el desarrollo del mercado de la energía eléctrica ha ido acompañado de crecientes necesidades de transporte y por ello se ha generado la tecnología de la refrigeración líquida.

La búsqueda de un líquido que realizara de forma eficaz dicha refrigeración y que al mismo tiempo presentara unas propiedades dieléctricas adecuadas dio lugar en su día a la utilización de aceite mineral. En el contexto de la época, el hecho de tratarse de un producto derivado del petróleo no suponía mayor inconveniente ni en cuanto a su origen ni por su eliminación; sin embargo, pronto se puso de manifiesto el peligro potencial que suponía su bajo punto de ignición, del orden de 180°C.

En los años 30 del siglo XX se desarrolló un aceite de origen sintético cuya seguridad frente a incendios era claramente mayor al tiempo que mantenía los requerimientos dieléctricos del aceite mineral. Se trataba de un hidrocarburo aromático clorado con alto contenido en bifenilos policlorados (PCB) que se denominó *Askarel* y que poseía una adecuada estabilidad química, baja volatilidad y buena resistencia al fuego. Sin embargo su impacto en el medio ambiente era muy elevado y pronto se planteó la necesidad de utilizar otros líquidos menos agresivos con el entorno, incluidas las personas.

Así, durante la década de los 70 se comenzó a prohibir su uso en los transformadores de potencia y por lo tanto se impulsó el desarrollo de otras alternativas. Una de ellas fue la utilización de aislantes secos como la resina epoxi, aplicada de forma que los devanados quedaban encapsulados por ella; esta disposición es adecuada cuando se requieren exigentes condiciones de seguridad, por tratarse de un material sólido (no produce derrames) no propagador de la llama. Sin embargo, se trataba de una tecnología costosa que encarecía notablemente la máquina.

Otros desarrollos se orientaron a la obtención de aceites basados en ésteres sintéticos y naturales así como aceites de silicona. En los siguientes epígrafes se resumen algunos aspectos de interés en relación a estos líquidos alternativos, cuyo desarrollo a lo largo de las últimas décadas ha sido paralelo a la creciente preocupación por la protección del medio ambiente y la búsqueda de alternativas a la utilización del petróleo como materia prima.

3.2.2. Tipos de fluidos dieléctricos

En este epígrafe se describen los principales tipos de líquidos dieléctricos que son o podrían ser utilizados como refrigerantes en transformadores de refrigeración líquida.

3.2.2.1. Aceite mineral

El aceite mineral es un producto derivado de la destilación del petróleo que está compuesto por diferentes hidrocarburos de cadena larga. El intervalo de ebullición de la fracción obtenida mediante destilación de petróleo crudo así como el grado de refinado posterior dan lugar a diferentes subtipos: Parafínicos, aromáticos y nafténicos.

3.2.2.2. Hidrocarburos de alto peso molecular (HMWH)

Los hidrocarburos de alto peso molecular pueden tener origen natural o sintético.

Los de origen natural son, al igual que los aceites minerales, productos derivados del petróleo, aunque obtenidos de fracciones con punto de ebullición superior que aquéllos. Su comportamiento, desde el punto de vista de su uso en transformadores de potencia, es bastante similar al de los aceites convencionales, aunque su mayor viscosidad merma la capacidad de refrigeración.

Los sintéticos se obtienen mediante la polimerización de olefinas y por ello se denominan polialfaolefinas (PAOs). Debido a su alta viscosidad, el diseño de la geometría del transformador se debe realizar teniendo en cuenta tal circunstancia, sobredimensionando los conductos por los que circula el fluido de forma que se favorezca su circulación.

3.2.2.3. Siliconas

La silicona es el nombre comúnmente empleado para referirse a los compuestos de organosilicio, que para su uso en transformadores de potencia se presenta en forma de aceite. Se caracteriza por ser un buen aislante eléctrico, incluso a temperaturas elevadas. Es resistente al fuego y posee excelentes propiedades antioxidantes. Su mayor inconveniente radica en su baja biodegradabilidad.

3.2.2.4. Fluido a base de éster

Los ésteres son compuestos obtenidos al sustituir el hidrógeno de un ácido orgánico ($R-COOH$) por una cadena hidrocarbonada ($R-COOR'$). Se dividen en dos grandes grupos: Sintéticos y naturales.

3.2.2.4.1. Ésteres sintéticos

Los fluidos dieléctricos a base de ésteres sintéticos, comúnmente conocidos como polioles (pentaeritritol), están compuestos por un alcohol y un ácido orgánico. Dependiendo del alcohol y el ácido utilizados pueden obtenerse una gran variedad de ésteres sintéticos. En general, estos fluidos tienen buenas propiedades dieléctricas además de un grado de biodegradabilidad superior al de los aceites minerales o hidrocarburos de alto peso molecular. Se caracterizan también por mantener sus propiedades homogéneas en amplios rangos de temperatura. La principal limitación a su uso es su elevado coste.

Tabla 3.1. Especificaciones generales para los ésteres naturales [31]

Propiedad	Método de ensayo	Límites
Física		
Aspecto		Limpio, libre de sedimentos y materia en suspensión
Viscosidad a 100°C	ISO 3104	Máx. 15 mm ² /s
Viscosidad a 40°C	ISO 3104	Máx. 50 mm ² /s
Punto de congelación	ISO 3106	Máx. -10°C
Contenido en agua	IEC 60814	Máx. 200 mg/kg
Densidad a 20°C	ISO 3675 ó ISO 12185	Máx. 1000 kg/m ³
Eléctrica		
Tensión de ruptura dieléctrica	IEC 60156 (separación 2,5 mm)	Mín. 35 kV ^a
Factor de disipación dieléctrica (tan δ) a 90°C	IEC 60247	Máx. 0,05
Química		
Acidez soluble	IEC 62021-3	Máx. 0,06 mg KOH/g _{aceite}
Azufre corrosivo DBDS	IEC 62535 ó ASTM D1275B IEC 62697-1	No corrosivo Por debajo del límite de detección
Aditivos totales	IEC 60666 u otros métodos adecuados	Máx. fracción en peso 5%
Acidez total	IEC 61125:1992	Máx. 0,6 mg KOH/g _{aceite}
Viscosidad a 40°C	ISO 3104	Máx. 30% incremento sobre el valor inicial
Factor de disipación dieléctrica (tan δ) a 90°C	IEC 60247	Máx. 0,5
Salud, seguridad y medio ambiente (HSE)		
Punto de combustión	ISO 2592	Mín. 300°C
Punto de inflamación	ISO 2719	Mín. 250°C
Biodegradación	US EPA OECD 301 US EPA OPPTS 835, 311	Fácilmente biodegradable

3.2.2.4.2. Ésteres naturales

Los ésteres naturales se obtienen a partir de aceites de soja, colza, girasol, etc. A diferencia de los ésteres sintéticos, sus propiedades vienen fuertemente condicionadas por el aceite de base que se haya utilizado en su obtención. Los ésteres naturales, cuyas propiedades los hacen aptos para su uso como dieléctrico, presentan el inconveniente de una precaria estabilidad frente a la oxidación, por lo que su uso está indicado únicamente en transformadores sellados.

La norma UNE-EN 62770 [31], publicada en abril de 2014, describe las especificaciones y métodos de ensayo para ésteres naturales nuevos de uso en transformadores y equipos eléctricos similares cuando requieren un líquido como aislamiento y medio de transmisión de calor.

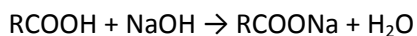
En la Tabla 3.1 se presentan las especificaciones generales de este tipo de fluidos dieléctricos.

3.2.3. Fluidos dieléctricos basados en aceites vegetales

El desarrollo de los fluidos dieléctricos basados en aceites vegetales tiene su origen en la creciente concienciación, iniciada hacia los años 90, acerca de la necesidad de utilizar materiales biodegradables y respetuosos con el medio ambiente. Las primeras investigaciones mostraron que aquellos fluidos obtenidos a partir de aceites con un alto porcentaje de ácidos grasos presentaban una menor viscosidad, lo cual es adecuado desde el punto de vista de la refrigeración, y mejores propiedades dieléctricas a baja temperatura. Sin embargo, eran los fluidos basados en aceite con bajo contenido de ácidos saturados los que presentaban un mejor comportamiento frente a la oxidación [32]. Por lo tanto, resulta importante alcanzar un compromiso, es decir, una proporción entre ambos que optimice el resultado final.

La obtención de un aceite vegetal destinado a ser utilizado como fluido dieléctrico parte de la obtención de las semillas empleadas en cada caso. El aceite bruto de ellas extraído tienen normalmente un color oscuro y contienen proteínas y compuestos sólidos fibrosos que los hace inutilizables en tal condición. Los tratamientos posteriores se encargarán de convertir este aceite bruto en un fluido útil para el propósito deseado; el proceso se conoce con las siglas RBD que corresponden a tratamientos de refinado (R), blanqueado (B) y desodorizado (D).

El refinamiento, que constituye el primer paso, se denomina más propiamente como refino cáustico o alcalino debido a que se utiliza hidróxido de sodio (sosa cáustica) para eliminar los ácidos grasos libres. Se trata en esencia de una reacción de neutralización según:



A continuación se lleva a cabo el proceso de blanqueado que permite eliminar aquellas sustancias que aportan color al aceite como clorofila, fosfolípidos, peróxidos y diversos pigmentos. Para ello se utilizan las denominadas *tierras decolorantes*, normalmente en forma de filtros de arcilla activada con alta superficie específica y gran poder de adsorción.

Por último se lleva a cabo la etapa de desodorización, que consiste en un proceso de destilación mediante vapor de agua que elimina las sustancias volátiles y odoríferas contenidas en el aceite.

Después de los sucesivos tratamientos aquí descritos, estos aceites RBD varían en pureza con conductividades que oscilan entre 5 y 50 pS/m. Para el uso en transformadores, se requieren aceites con una conductividad no superior a 1 pS/m.

3.2.4. Los líquidos alternativos en el contexto actual

Al igual que ha ocurrido en otros campos de la ingeniería, como por ejemplo el de los refrigerantes, todo parece indicar que la tendencia hacia el uso de líquidos dieléctricos respetuosos con el medio ambiente es imparable. De hecho su uso es hoy en día normal en el campo de los transformadores de distribución, aunque todavía no en los de potencia.

La Tabla 3.2 muestra hasta qué punto los diversos fluidos dieléctricos aquí tratados son utilizados en los diferentes subgrupos de transformadores eléctricos. Como dato de referencia, la Norma IEC 60076-1 considera una potencia de 2,5 MVA como frontera de separación entre un transformador de distribución (potencia inferior) y uno de potencia (potencia superior).

Tabla 3.2. Uso actual de los aceites refrigerantes

Tipo de aceite	Potencia	Distribución	Tracción	Instrumentación
Mineral	+	+	+	+
Silicona	*	+	+	*
Ester sintético	-	+	+	*
Ester natural	-	+	*	*

+ Muy utilizado - Menos utilizado * No utilizado

3.2.5. Comparativa de propiedades de los líquidos dieléctricos

En este apartado se analizan brevemente las diferencias existentes entre los diferentes líquidos aquí estudiados. Para ello se toman en consideración las propiedades más relevantes desde el punto de vista de su utilización como dieléctricos y refrigerantes en los transformadores de potencia.

3.2.5.1. Composición química

La composición química del aceite mineral es una mezcla de diversos hidrocarburos procedente de la destilación del petróleo crudo, la cual es posteriormente sometida a tratamientos de refino para eliminar compuestos indeseables como el azufre.

El aceite de silicona es un compuesto sintético perteneciente al grupo de los polidimetilsiloxanos (PDMS) cuya estructura molecular está formada por átomos de silicio y grupos orgánicos.

Los ésteres son un grupo funcional orgánico cuya forma más común en la naturaleza es la grasa formada por la condensación de un ácido carboxílico y un alcohol. El origen de los ésteres puede ser natural o sintético.

3.2.5.2. Seguridad medioambiental

La biodegradabilidad es una propiedad fundamental desde el punto de vista de la eliminación y el tratamiento de los aceites, así como bajo el supuesto de un derrame accidental.

Mientras que los aceites minerales y los de silicona se caracterizan por su baja biodegradabilidad, los aceites basados en ésteres son biodegradables casi al 100%.

3.2.5.3. Oxidación

La presencia de oxígeno produce la oxidación del aceite y por tanto su deterioro, actuando el cobre de los devanados del transformador y la alta temperatura como catalizadores. Para aumentar la estabilidad frente a la oxidación se pueden utilizar ciertos aditivos como el diterbutil paracresol o diterbutil fenol.

La oxidación del aceite mineral se produce a temperaturas superiores a 105°C y da lugar a la formación de ácidos orgánicos y lodos, así como a la liberación de azufre, que favorece la corrosión de la máquina.

En general, el aceite de silicona es químicamente inerte y tiene buena resistencia a la oxidación, la cual se produce muy lentamente y a temperaturas por encima de 175°C, no generándose ni ácidos ni lodos peligrosos.

En los ésteres sintéticos el proceso de oxidación se produce con temperaturas por encima de 125 °C, generándose ácidos orgánicos. Sin embargo los aceites más propensos a la oxidación son los ésteres naturales, cuya degradación produce residuos que aumentan la viscosidad. Es frecuente la adición de antioxidantes fenólicos como el anisol o la hidroquinona [33].

3.2.5.4. Viscosidad

La viscosidad resulta determinante para la capacidad de refrigeración del líquido dieléctrico. Los líquidos con baja viscosidad, además de fluir mejor por los conductos que constituyen el circuito de refrigeración, impregnan más fácilmente el aislamiento sólido del transformador, desplazando además el aire y mejorando la eficacia del sistema dieléctrico.

En general, el aceite mineral presenta mejor comportamiento que el resto de fluidos alternativos considerados. La mayor viscosidad de los líquidos produce una mayor resistencia a fluir y por lo tanto una menor capacidad de refrigeración, lo cual se traduce en un aumento de la temperatura de funcionamiento del transformador. Además, una mayor viscosidad dificulta la impregnación de los aislantes sólidos, por lo que la eficacia del sistema dieléctrico se ve perjudicada.

3.2.5.5. Seguridad contra incendios

Como se ha mencionado antes, uno de los problemas asociados a la utilización de aceites minerales es su baja temperatura de inflamación y por consiguiente el riesgo de incendio asociado.

Los líquidos alternativos poseen puntos de inflamación e ignición mucho más altos que el aceite mineral, por lo que el riesgo de incendio disminuye notablemente. No en vano están clasificados como clase K en la normativa de mercancías peligrosas. Además, esta disminución del riesgo potencial permite condiciones de instalación menos estrictas desde el punto de vista de la seguridad en caso de incendio, así como contratos menos costosos con las compañías aseguradoras.

3.2.5.6. Miscibilidad

La miscibilidad de los líquidos alternativos con el aceite mineral y entre sí es una propiedad importante a la hora de proceder a la sustitución del aceite de un transformador. En tal caso el procedimiento de lavado de la máquina será más eficaz si el líquido sustitutivo es capaz de disolver el aceite que se va a retirar. Así, por ejemplo, a temperatura ambiente tanto los ésteres como el aceite de silicona son miscibles con el aceite mineral. En cambio, los primeros no lo son con el segundo. De hecho, pequeñas cantidades de aceite de silicona en los ésteres pueden dar lugar a la formación de espuma. Las condiciones de miscibilidad se resumen en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Miscibilidad de los fluidos refrigerantes

	Mineral	Silicona	Ester sintético	Ester natural
Mineral	+	+	+	+
Silicona	+	+	-	-
Ester sintético	+	-	+	+
Ester natural	+	-	+	+

+ Miscible

- No miscible

3.2.5.7. Solubilidad del agua

La presencia de agua afecta al envejecimiento no solo del aceite dieléctrico sino también del papel aislante [34, 35]. Los ésteres sintéticos y naturales, por su mayor grado de polaridad, son capaces de disolver mayor cantidad de agua que los aceites minerales y de silicona. A 25º C, los primeros son capaces de absorber entre 20 ó 30 veces más humedad que los segundos antes de llegar a la saturación. La absorción de humedad por parte del aceite produce un efecto protector sobre el papel aislante, que al contener menor cantidad de humedad ralentiza su degradación.

Las propiedades físico-químicas expuestas hasta ahora se resumen en la Tabla 3.4.

3.2.5.8. Tensión de ruptura

La tensión de ruptura es la tensión máxima a la cual el dieléctrico pierde su capacidad aislante. Es necesario conocerlo para el aceite, el papel y el papel impregnado en aceite.

La Tabla 3.5 presenta un resumen comparativo de este parámetro con valores obtenidos de las hojas de características de diversos fluidos dieléctricos, los cuales han sido determinados de acuerdo a diferentes procedimientos normalizados.

Tabla 3.4. Principales características físico-químicas de los fluidos refrigerantes

Nombre	Aceite mineral	Aceite de silicona	Éster sintético	Éster natural
Tipo	Destilado del petróleo	Sintético	Sintético	Aceite vegetal refinado
Componentes principales	Mezcla compleja de hidrocarburos	Siloxanos o polisiloxanos polimerizados	Un poliol con ácidos carboxílicos naturales o sintéticos enlazados	Cadena central de glicerol con 3 ácidos grasos naturales enlazados
Fuente	Petróleo	Producto sintético	Producto sintético	Extraído de cultivos
Biodegradabilidad	Muy baja	Muy baja	Muy alta	Muy alta
Estabilidad frente a la oxidación	Aceite de silicona (Excelente) > éster sintético (Excelente) > aceite mineral (Buena) > éster natural (susceptible)			
T^{ra} de inflamación °C	160-170	>300	>250	>300
T^{ra} de ignición °C	170-180	>350	>300	>350
Clasificación frente al fuego (IEC 61100)	O	K3	K3	K2
Saturación de agua a T_{ambiente} (ppm)	55	220	2600	1100
Viscosidad	Mineral < silicona baja viscosidad < éster sintético < silicona < éster natural			

Tabla 3.5. Tensión de ruptura de los líquidos aislantes

Tipo de aceite	IEC 60156 (2,5 mm)	ASTM D1816 (1 mm)	ASTM D1816 (2 mm)	ASTM D877
Mineral	> 70 kV	-	60 kV	55 kV
Silicona	50 kV	-	-	43 kV
Ester sintético	> 75 kV	-	56 kV	43 kV
Ester natural	> 75 kV	37 kV	56 kV	45 kV

De la Tabla 3.5 se puede deducir que con campos magnéticos homogéneos o semi-homogéneos, los líquidos alternativos tienen tensiones de ruptura similares a la del aceite mineral. Asimismo, las tensiones de ruptura del papel de celulosa son similares, con independencia del líquido de impregnación.

La tensión de ruptura de un aceite es altamente sensible a la presencia humedad, pero también de impurezas en el líquido. Podría decirse [36] que este parámetro es más una medida indirecta de su nivel de contaminación que de su aptitud como dieléctrico. Por ejemplo, son las tensiones de ruptura de los aceites minerales y de silicona las que más rápidamente se deterioran con el incremento de la humedad, ya que ésta no es disuelta en el líquido aislante. En cambio, los ésteres mantienen altas tensiones de ruptura con cantidades significativamente mayores de agua, ya que estos líquidos sí son capaces de absorber la humedad.

3.2.5.9. Generación de gases

Una propiedad deseable en los aceites dieléctricos es su capacidad de disolver los compuestos generados durante el envejecimiento y degradación del sistema dieléctrico debido al funcionamiento normal o debido a anomalías tales como sobrecalentamientos, descargas parciales, etc.

Cuando el aceite es capaz de disolver impurezas es posible no sólo su eliminación mediante la sustitución de éste, sino que resulta posible la monitorización del funcionamiento de la máquina analizando los residuos que genera. Sobre las múltiples técnicas de monitorización se tratará en el capítulo 4.

3.2.6. Incidencia del uso de líquidos alternativos en el diseño de la máquina

En este apartado se analiza la repercusión que la utilización de uno u otro tipo de aceite dieléctrico puede tener sobre los criterios generales de diseño de los transformadores de potencia.

3.2.6.1. Vida útil del transformador

Como primera aproximación, en condiciones normales de trabajo la vida útil habitual del aceite mineral usado en un transformador es de aproximadamente 30 años, sin que sean necesarios mantenimientos adicionales a los inicialmente programados.

Teniendo en cuenta que los aceites de silicona y los ésteres sintéticos se llevan utilizando desde la década de los 70, se puede considerar que tienen una vida útil al menos igual a la esperada para el aceite mineral.

Con los ésteres naturales no se tienen todavía datos de funcionamiento durante tantos años, ya que se utilizan en los transformadores desde mediados de los años 90. No obstante, el análisis del estado del éster natural en los mismos avala su idoneidad. Incluso se está comprobando mediante ensayos de envejecimiento acelerado en transformadores prototipo que su vida útil puede superar la considerada para el aceite mineral [37].

3.2.6.2. Diseño de la cuba

El diseño de la cuba de un transformador debe prever la dilatación térmica que pueda sufrir el líquido dieléctrico durante el funcionamiento de la máquina. Para ello se utilizan fundamentalmente dos soluciones: Cuba con respiración libre o cuba hermética con dilatadores.

La primera solución es la más extendida por su sencillez y puede realizarse a través de un depósito de expansión o a través de un tubo respirador. En cualquiera de los dos casos se debe tener en cuenta que los aceites basados en ésteres naturales tienen una gran tendencia a la oxidación, por lo que con estos aceites deberá emplearse un dispositivo de expansión con membrana que impida el contacto del líquido con el aire ambiente.

La tecnología de sellado hermético de los transformadores es habitual en transformadores de distribución con tanque corrugado expansible. El hermetismo evita la entrada de oxígeno y humedad, lo cual facilita el uso de aceites alternativos basados en ésteres vegetales. No obstante, su aplicación en transformadores de potencia requiere del desarrollo de un nuevo concepto por su mayor volumen de aceite y la necesidad del mantener el vacío en el tanque.

3.2.6.3. Compatibilidad de los materiales

Debido al uso generalizado del aceite mineral a lo largo de varias décadas su compatibilidad con los materiales empleados en la construcción de los transformadores de potencia (hierro, cobre, papel, empaquetaduras, etc.) es de sobra conocida.

Como regla general, los materiales utilizados con el aceite mineral son compatibles con los ésteres sintéticos. En el caso de los ésteres naturales, su uso es incompatible con el empleo de empaquetaduras y juntas de nitrilo [38, 39].

Los aceites de silicona tienen una compatibilidad aceptable con la mayoría de los materiales utilizados en transformadores de aceite mineral. De hecho, se ha estudiado [40] la compatibilidad de un gran número de ellos con este líquido alternativo con resultado satisfactorio en la mayor parte de los casos. Sólomente los materiales de sellado y de las juntas han de ser seleccionados de manera cuidadosa, ya que se pueden producir algunas reacciones indeseadas.

La Tabla 3.6 resume someramente las condiciones de compatibilidad de diversos materiales con los aceites de silicona.

Tabla 3.6. Compatibilidad de los materiales con los aceites de silicona

Materiales	No compatible	Compatible	Ensayo recomendado
Caucho natural		V	
Caucho de fluorosilicona		V	
Caucho de silicona	V		
Neopreno			V
Teflón		V	
Vitón		V	
Caucho de nitrilo			V
Buna-N	V		
Polipropileno			V
Hypalon	V		
S.B.R.			V
E.P.R.			V
Corprene			V

3.2.7. Compatibilidad de los fluidos con los aislamientos sólidos

Puesto que la vida del transformador está íntimamente ligada a la vida del aislamiento sólido, es importante conocer la interacción de éste con los diferentes líquidos dieléctricos que puedan ser utilizados.

La celulosa (cartón prensado o papel) combinada con el aceite mineral es la solución de aislamiento sólido/líquido más comúnmente utilizada en los transformadores. Por su parte, el aceite de silicona ha sido ampliamente utilizado con éxito en combinación con el aislamiento de celulosa en transformadores de distribución durante años, mostrando que su comportamiento frente a la humedad, la oxidación o la temperatura es similar al del sistema aceite mineral-celulosa tradicional.

Los ésteres sintéticos y naturales han sido utilizados con la celulosa durante muchos años, más de 30 años con ésteres sintéticos y entre 10-15 años en el caso de los naturales, en transformadores de distribución. Asimismo, están siendo cada vez más usados en transformadores de potencia. La ya mencionada mayor capacidad de los ésteres de absorber humedad produce un efecto protector sobre el papel, que se traduce en un aumento de su vida útil.

El inconveniente que presentan los líquidos alternativos, en especial los ésteres, es que debido a su mayor viscosidad tienen menor facilidad para impregnar el papel. Este es uno de los aspectos que debe tenerse presente a la hora de diseñar el transformador [32, 41].

3.2.8. Normativa aplicable a líquidos dieléctricos

En la Tabla 3.7 se recoge de forma resumida la normativa que afecta a los líquidos dieléctricos: Clasificación, mantenimiento, pruebas de monitorización, etc. según los organismos IEC, IEEE y ASTM.

Tabla 3.7. Normativa aplicable a los líquidos dieléctricos

Normas	Líquidos para transformadores			
	Aceite mineral	Éster sintético	Éster natural	Aceite de silicona
IEC	61039 ed2.0 (2008) - "Classification of insulating liquids"			
	60296 ed3.0(2003) - "Fluids for electrotechnical applications - Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear"	61099 ed2.0 (2010) - "Insulating liquids - Specifications for unused synthetic organic esters for electrical purposes"	En desarrollo	60836 ed2.0 (2005) - "Specifications for unused silicone insulating liquids for electrotechnical purposes"
	60422 ed3.0 (2005) - "Mineral insulating oils in electrical equipment -	61203 ed1.0 (1992) - "Synthetic organic esters for electrical purposes - Guide for maintenance of	-	60944 ed1.0 (1988) - "Guide for the maintenance of silicone transformer

Normas	Líquidos para transformadores			
	Aceite mineral	Éster sintético	Éster natural	Aceite de silicona
	Supervision and maintenance guidance"	transformer esters in equipment"		liquids"
	60599 ed2.1 Consol. with am1 (2007) - "Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis"	-	-	-
	61181 ed2.0 (2007) - "Mineral oil-filled electrical equipment - Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment"	-	-	-
IEEE	C57.106 (2006) - "Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment"	-	C57.147 (2008) - "Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers"	C57.111 (1989) - "Guide for Acceptance of Silicone Insulating Fluid and Its Maintenance in Transformers"
	C57.104 (2008) - "Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers"	-	-	C57.146 (2005) - "Guide for Interpretation of Gasses Generated in Silicone-Immersed Transformers"
	C57.140 (2006) - "Guide for Evaluation and reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers"	-	-	-

Normas	Líquidos para transformadores			
	Aceite mineral	Éster sintético	Éster natural	Aceite de silicona
ASTM	D3487 - 09 - "Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus"	-	ASTM D6871 - 03 (2008) - "Standard Specification for Natural (Vegetable Oil) Ester Fluids Used in Electrical Apparatus"	ASTM D4652 - 05 - "Standard Specification for Silicone Fluid Used for Electrical Insulation"
	D117 - 10 - "Standard Guide for Sampling, Test Methods, and Specifications for Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin"	-	-	D2225 - 04 - "Standard Test Methods for Silicone Fluids Used for Electrical Insulation"
	D3455 - 11 - "Standard Test Methods for Compatibility of Construction Material with Electrical Insulating Oil of Petroleum Origin"	-	-	D5282 - 05 - "Standard Test Methods for Compatibility of Construction Material with Silicone Fluid Used for Electrical Insulation"
	D3612 - 02 (2009) - "Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography"	-	-	D4559 - 99 (2010) - "Standard Test Method for Volatile Matter in Silicone Fluid"

4. Estado del arte

Lo expuesto hasta este punto sobre los transformadores puede dar una idea acerca del número de máquinas eléctricas de este tipo que se emplean en todos los sistemas eléctricos de potencia del mundo. En este capítulo se realiza una revisión del estado del arte en relación al envejecimiento del sistema dieléctrico, su monitorización y estudio mediante diferentes técnicas, así como la irrupción de líquidos alternativos al aceite mineral.

Los transformadores, debido a su principio de funcionamiento, son máquinas muy robustas y fiables, por lo que su vida útil suele exceder los 30 años en condiciones normales de funcionamiento. Sin embargo, se podría decir que su *talón de Aquiles* es el funcionamiento en condiciones de alta temperatura.

La práctica totalidad de los transformadores de potencia que están en funcionamiento hoy en día utilizan papel como dieléctrico, así como aceite, que se utiliza también como refrigerante. El papel, compuesto principalmente por celulosa, es sensible a la temperatura de tal manera que su ritmo de envejecimiento se ve notablemente afectado por ésta, en el sentido de que su tasa de degradación se incrementa al aumentar aquélla. Desde el punto de vista del mantenimiento de un transformador, puede afirmarse que el tiempo de vida de éste está limitado por la durabilidad del papel dieléctrico que contiene.

En general, la distribución temporal de las averías que se producen en los transformadores de potencia responde a una curva de tipo bañera, como se muestra en la Figura 4.1. Como es propio de este modelo de fallos, se distinguen tres etapas: Fallos iniciales, fallos normales y fallos de desgaste.

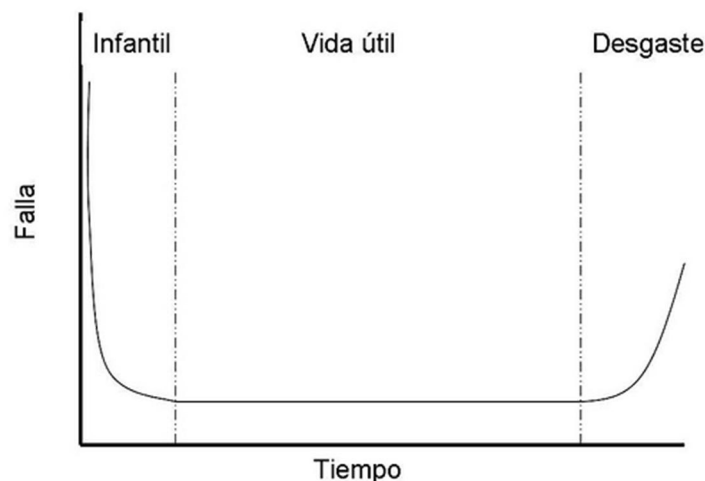


Figura 4.1. Curva de bañera típica

PRIMERA ETAPA. Fallos iniciales: Al inicio de la vida útil de la máquina se pueden producir, entre otros, fallos debidos a errores de diseño, de montaje o de puesta en marcha. Por lo tanto, al principio se tiene una elevada tasa de fallos que desciende rápidamente con el tiempo.

SEGUNDA ETAPA. Fallos normales: A lo largo de esta etapa se producen fallos cuyas causas generalmente no son debidas al propio transformador sino a causas externas como una mala operación, condiciones de trabajo inadecuadas o simplemente causas fortuitas. La tasa de fallos es menor que en el resto de etapas y sensiblemente constante.

TERCERA ETAPA. Fallos de envejecimiento. En esta etapa se producen los fallos debidos al envejecimiento y desgaste del transformador. La tasa de fallos crece rápidamente en el tiempo.

En términos generales, la tasa de fallos de los transformadores de potencia se estima entre el 1% y el 2% anual en condiciones normales de operación, por lo que puede afirmarse que estas máquinas resultan altamente fiables. Sin embargo, debe tenerse en cuenta el hecho de que el gran desarrollo de las infraestructuras eléctricas producido hacia la década de los 70 del siglo XX generó un vasto parque de transformadores que, al menos en teoría, están llegando al final de su vida útil, es decir, se encuentran en la tercera etapa de la curva de bañera antes mencionada [42].

En este punto es preciso definir lo que se entiende como final de la vida útil de un transformador de potencia. Como ya se ha comentado en capítulos previos, un transformador es, en esencia, una serie de devanados de cobre arrollados sobre un núcleo magnético. Con el fin de permitir que soporten grandes tensiones se emplea algún material dieléctrico que separa las capas de cobre, normalmente papel. Además, en el caso de los transformadores de potencia se cuenta con un refrigerante líquido, normalmente aceite dieléctrico.

Ni el cobre ni el hierro son, por si mismos y en condiciones normales, origen de una avería en el transformador ya que son materiales estables y resistentes a altas temperaturas. Por otra parte, el aceite dieléctrico y refrigerante que baña el transformador puede ser sustituido en caso necesario, de igual manera que periódicamente se sustituye el aceite de los motores de combustión. Sin embargo, por la propia construcción de los devanados, no es posible sustituir el papel dieléctrico por otro nuevo sin desmontar por completo el transformador. En otras palabras, sustituir el papel dieléctrico en un transformador supondría “volver a construir” la máquina prácticamente por completo.

Por lo tanto, se considera que un transformador alcanza el final de su vida útil cuando se produce la degradación del papel dieléctrico hasta el punto en que éste ya no puede realizar su función [43].

Como es natural, la siguiente pregunta que se plantea es cuándo deja el papel de realizar su función. Y la respuesta parece evidente: Cuando se produce una avería debida a un defecto de aislamiento. Lo que no parece tan evidente es cuantificar el estado del papel y mucho menos prever el final de su vida útil, es decir, determinar *cómo de apropiado* es el estado del papel aislante y *por cuánto tiempo* lo va a seguir siendo. Tanto es así que este problema ha sido objeto de estudio a lo largo de las últimas décadas, habiéndose alcanzado hasta el momento resultados más o menos aproximados.

4.1. Envejecimiento aceite – papel

Los primeros estudios documentados de los procesos de degradación de la celulosa datan de principios del siglo XX, estando enfocados principalmente hacia la industria del papel y textil. Posteriormente, la utilización generalizada del papel como componente fundamental en los transformadores de potencia y otros componentes que trabajan a alta tensión suscitó un gran interés por el estudio de su comportamiento.

Existe gran cantidad de literatura relacionada con el estudio de los procesos de degradación del papel en general y del papel como dieléctrico en particular. Los primeros trabajos, de tipo estadístico, datan de los años 30 del siglo XX [44] y a partir de ellos se pudo establecer un modelo de primer orden basado en la cinética química del proceso [45].

Cuando la velocidad de reacción de un proceso se mantiene constante con el tiempo, es decir, es independiente de la evolución del mismo, se dice que se trata de una reacción de orden cero. Si por el contrario la velocidad de reacción es proporcional al valor instantáneo, el proceso se dice de primer orden o de orden superior.

El modelo de Ekenstam relaciona el logaritmo natural del inverso del grado de polimerización con el tiempo. Se ha definido ya el grado de polimerización (DP) como el número de unidades repetitivas (monómeros) que se encuentran en la cadena molecular de un polímero. Es, por tanto, una medida de la longitud promedio de las cadenas de monómeros que conforman el polímero.

F.M. Clark [46, 47, 48, 49] publicó durante los años 30 y 40 del siglo XX una serie de artículos sobre investigaciones realizadas en relación al envejecimiento del papel empleado como aislante. Por un lado, estudió los efectos de la degradación del papel debido a la temperatura (1.935) y por otro lado su comportamiento frente a la oxidación (1.941). Como resultado de dichas investigaciones F.M. Clark llegó a la conclusión de que el grado de deterioro del aislamiento basado en la celulosa depende fuertemente de las condiciones de uso, principalmente de la temperatura, la humedad y la presencia de oxígeno, todos ellos factores que favorecen el proceso de degradación.

Asimismo F.M. Clark destacó la influencia que los productos formados como resultado de los cambios en la estructura química del polímero tienen sobre el propio fenómeno de degradación. Algunos de estos productos son: Ácidos orgánicos, agua, hidrocarburos y gases como los óxidos de carbono. Su presencia es al mismo tiempo producto y acelerador de la degradación del papel.

En un artículo publicado en 1.942 F.M. Clark [48] realizó un ambicioso estudio de los factores que influyen en el proceso de degradación de la celulosa y su interacción, entre cuyas conclusiones se encuentra la importancia de la humedad en el envejecimiento en general y en los fenómenos de oxidación en particular. Así, Clark encontró que a temperaturas por debajo de 120°C el mecanismo dominante de degradación de la celulosa es la oxidación, proceso químico que se acelera en presencia de humedad.

Más recientemente, hacia el año 1.985, Shroff et al. [21] realizaron diversos estudios a partir de los cuales establecieron criterios objetivos para determinar el final de la vida útil del papel

mediante la determinación del grado de polimerización y la resistencia a tracción. Así, un DP por debajo de 250 y un TI inferior al 50% de su valor inicial se consideran valores umbral indicativos del final de la vida útil.

En este mismo estudio, los autores demostraron la relación entre el valor del DP y la presencia de humedad y compuestos furánicos en el aceite. Además, una conclusión interesante de dicho trabajo fue la independencia de las propiedades dieléctricas del papel y el envejecimiento, al comprobarse que éste no afecta a aquéllas.

A similares conclusiones llegaron los trabajos de Yoshida et al. [50] respecto a la tensión de ruptura del papel envejecido. Además, este trabajo publicado en el año 1987 puso de relieve la relación existente entre la concentración de óxidos de carbono y la degradación del papel en términos de grado de polimerización e índice de tracción. En concreto, dichos autores comprobaron que el aumento en la concentración de óxidos de carbono suponía una merma en el grado de polimerización del papel y en su capacidad de soportar esfuerzos de tracción.

En la misma línea, Morais et al. [51] estudiaron la relación existente entre el DP y la aparición de monóxido de carbono, agua y compuestos furánicos. Es decir, este artículo del año 1.990 establecía una relación entre el envejecimiento del papel y la formación de dichos compuestos. De acuerdo a los resultados presentados, la reducción del grado de polimerización va acompañada de un aumento de la cantidad de monóxido de carbono, agua y compuestos furánicos detectados en el aceite.

En relación al envejecimiento del papel, Hill et al. [52, 53, 54] estudiaron dicho proceso químico en términos de masa molecular comparándolo con el modelo cinético de degradación basado en el TI, observando que la energía de activación del proceso en ambos casos resultaba muy similar. Asimismo, los trabajos publicados mostraron una vez más una relación directa entre la generación de compuestos furánicos y la degradación del papel estudiada mediante el DP y el TI.

En el año 1.996 Lessard et al. [55] publicaron un interesante trabajo en el que se proponía el estudio de la celobiosa (disacárido que aparece en la hidrólisis de la celulosa) como indicativo del estado de degradación del papel, aludiendo a su mayor estabilidad con respecto a los compuestos furánicos, que son los normalmente considerados en el análisis del estado del papel dieléctrico.

La formación de óxidos de carbono, agua y compuestos furánicos fue estudiada por Levchik et al. [56] considerando un amplio rango de temperaturas (de 70º a 160ºC). Estos autores comprobaron que dicha formación era más notable hacia el final de la vida útil del papel dieléctrico.

A lo largo de varios años el equipo de trabajo formado por A.M. Emsley, R.H. Heywood y G.C. Stevens [6, 25, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63] publicó diversos trabajos acerca del fenómeno de degradación de la celulosa desde el punto de vista de su utilización en forma de papel dieléctrico en transformadores de potencia. Según estos estudios, el proceso de envejecimiento del papel dieléctrico se produce principalmente mediante hidrólisis, dando

lugar a la formación de una gran cantidad de furanos cuando el DP se encuentra próximo a 400, lo cual concuerda con lo observado por Levchik.

Este equipo de autores propuso un modelo cinético de degradación del papel basado en la resistencia a tracción, estableciendo asimismo su relación con el modelo basado en el grado de polimerización. Estos resultados en particular han servido como punto de partida para el desarrollo de parte del trabajo incluido en esta tesis y aplicado a las técnicas de estudio post mortem del sistema dieléctrico en transformadores de potencia.

Un aspecto ampliamente estudiado en relación al envejecimiento del sistema dieléctrico en los transformadores de potencia es la influencia de la acidez. Lundgaard et al. [20, 64] publicaron diversos resultados acerca de la importancia de los ácidos, tanto de bajo como de alto peso molecular. Su aportación más importante consistió en demostrar que los ácidos de bajo peso molecular (LMWA por sus siglas en inglés) afectan en mayor medida al envejecimiento del papel que los de alto peso molecular (HMWA). Asimismo demostraron que los ácidos actúan como catalizador en los procesos de hidrólisis en la celulosa; la importancia de este aporte radica fundamentalmente en que son muchos los autores que apuntan a la hidrólisis como el principal mecanismo de degradación del papel dieléctrico en los transformadores [23, 24, 64].

Yunguang et al. [65] estudiaron también la influencia de la acidez en la velocidad de degradación del papel. Para ello añadieron ácido carboxílico y ácido esteárico al aceite dieléctrico para alcanzar un valor de neutralización igual a 0,3 mg KOH/g, controlando su contenido inicial de agua entre 0,5 y 2,75%. A continuación estudiaron la influencia de los ácidos orgánicos en el sistema aceite-papel, tanto estando envejecido como no, a temperaturas de 70, 90 y 110°C. Los resultados experimentales mostraron como la acidez junto con la humedad aceleran el envejecimiento del papel aislante.

La influencia de la humedad en el proceso de envejecimiento del papel ha sido asimismo estudiada de forma profusa. Así, en un trabajo publicado por Jadav et al. [66] en el año 2012 se analizó el envejecimiento de muestras de cartón impregnado en aceite mineral con diferentes cantidades de agua a una temperatura de 105°C, observándose una influencia real de la humedad en el proceso. Sin embargo, dicho estudio aludía a la dificultad de cuantificar dicha influencia a pesar de que el grado de polimerización sí se ve mermado por la presencia de agua.

Bétié et al. [67] también estudiaron la influencia de la humedad en el comportamiento dieléctrico del aislamiento sólido, encontrando que el factor de disipación dieléctrica crece, es decir, empeora al aumentar el contenido de humedad.

La norma IEEE 62-1995 [68] establece valores orientativos de humedad que pueden considerarse aceptables tanto en el papel como en el aceite dieléctrico de los transformadores. De acuerdo a dichos criterios, en ocasiones puede ser necesario llevar a cabo un proceso de secado para evitar la rápida degradación del sistema dieléctrico. La eliminación parcial de la humedad es un proceso relativamente costoso de realizar en un transformador en servicio, aunque más costoso podría resultar la retirada del transformador por envejecimiento prematuro debido a una excesiva presencia de humedad [69].

En este sentido, destacan los trabajos realizados por García et al. [70, 71, 72, 73] acerca de la difusión de humedad en la parte sólida del aislamiento en transformadores.

A principios del siglo XXI McShane et al. [74, 75, 76] publicaron una serie de trabajos en los que se analizaba el envejecimiento del sistema aceite - papel cuando el aceite dieléctrico empleado era de origen vegetal. Estas investigaciones pusieron de manifiesto que el papel se degrada más lentamente cuando está impregnado en un aceite vegetal que cuando lo está en aceite mineral. Los autores encontraron justificación en el hecho de que el éster natural tiende a absorber gran cantidad de humedad de tal manera que ejerce un efecto protector sobre el papel. Es decir, si el aceite tiende a absorber humedad entonces el papel contendrá menor cantidad de agua, la cual, como es sabido, favorece la degradación de la celulosa [4, 77].

Respecto al uso del éster natural como dieléctrico y su influencia en el envejecimiento del conjunto aceite - papel existe una importante cantidad de literatura, en su mayor parte de reciente publicación, entre la que destacan los resultados publicados por Liao et al. [78], Shim et al. [79], Rapp et al. [80], Coulibaly et al. [81, 82] y Singha et al. [83].

En sus investigaciones Liao et al. [78] se basaron en el modelo de degradación del papel dieléctrico propuesto por Emsley et al. [59] y comprobaron que se ajustaba al caso de envejecimiento del papel impregnado en éster natural. Además, encontraron que la mayor parte de los ácidos producidos en el proceso de degradación del éster natural eran de tipo HMWA, lo cual puede relacionarse con los descubrimientos realizados por Lundgaard.

Shim et al. [79, 84] compararon en el año 2.010 el envejecimiento del papel aislante de un transformador impregnado en aceite basado en éster natural y otro bañado en aceite mineral convencional. El envejecimiento del papel se llevó a cabo mediante un proceso térmico acelerado a 140°C durante 1.500 horas y fue analizado en términos de resistencia mecánica a través de ensayos de tracción. Los resultados obtenidos mostraron que mientras que la resistencia del papel impregnado en aceite mineral se redujo en un 45% respecto a su valor inicial, en el caso del papel impregnado en aceite vegetal lo hizo sólo en un 23%.

En el año 2.011 Rapp et al. [80] publicaron un interesante trabajo en el que se recopilaban los resultados comunicados por diversos autores en relación a la degradación de papel dieléctrico impregnado en éster natural, estudiada en términos de resistencia a tracción y grado de polimerización. No se trataba exclusivamente de una recopilación de resultados, sino de un profundo análisis y contraste de éstos. En este trabajo los autores sugieren la necesidad de cambios en los criterios de diseño de los transformadores desde el punto de vista de las temperaturas límite aceptables con los tradicionales aceites minerales.

Abdelmalik et al. [85] también utilizaron la resistencia a tracción del papel para comparar el envejecimiento térmico de éste combinándolo con un éster natural, en este caso aceite de palma, y con aceite mineral. El proceso de envejecimiento térmico acelerado se llevó a cabo a 150°C durante aproximadamente tres meses en recipientes sellados y bajo atmósfera de nitrógeno. La degradación fue medida no sólo a través de la resistencia a tracción sino también midiendo la rigidez dieléctrica del papel. Como resultado se obtuvo que las muestras de papel impregnadas en aceite natural presentaban un comportamiento similar antes y después del envejecimiento, con una reducción en los valores del ensayo de tracción del 5% tras 28 días de

envejecimiento. La rigidez dieléctrica obtenida en las muestras impregnadas en éster natural era un 42% mejor que para el caso de aceite mineral.

En el año 2.012 Liao et al. [86] estudiaron el envejecimiento del papel kraft, en este caso impregnado en aceite retardante (éster natural mezclado con anhídrido alcohol en una proporción 1:3) así como en aceite mineral convencional. Para su estudio se analizaron: el color, la concentración de furanos en el aceite, la concentración de agua, el grado de polimerización y la concentración ácida del papel. También se estudió la esterificación del aceite a través de espectroscopía infrarroja. Los resultados mostraron que la permitividad relativa del aceite natural era ligeramente superior a la del aceite mineral. Mientras que la mayor parte de las moléculas de aceite mineral son no polares o débilmente polares, algunas moléculas de la sustancia retardante son polares cuando existe al menos un 20% de éster natural. El aceite natural desarrollado por los investigadores daba lugar a que la velocidad de envejecimiento fuera inferior a la experimentada por el aceite mineral. Además el grado de polimerización del papel impregnado en aceite basado en éster natural resultó superior con la misma temperatura de envejecimiento. También los valores de concentración de furanos fueron inferiores, indicando una menor degradación del papel. A través de la simulación dinámica molecular se observó que a nivel molecular el aceite retardante era capaz de contener moléculas de agua. No sólo era capaz de absorber humedad del papel, sino que inhibía la generación de ácidos de bajo peso molecular.

También Ciuriuc et al. [87, 88] realizaron en el laboratorio un envejecimiento térmico acelerado de aceites minerales y vegetales empleados en transformadores. Sin embargo, estos autores estudiaron las propiedades dieléctricas de los aceites (permitividad relativa, factor de pérdidas y resistividad) para diferentes estados. Los procesos de envejecimiento se realizaron en un horno a una temperatura de 155°C durante 1.250 horas, extrayéndose muestras de cada tipo de aceite cada 250 horas. Los resultados mostraron que los valores de permitividad relativa y factor de pérdidas en aceites nuevos eran superiores en el caso de los aceites vegetales que para los aceites minerales, siendo la resistividad menor. Se observó asimismo que durante el envejecimiento el color del aceite mineral variaba en gran medida, siendo la variación mínima en aceites vegetales.

Martins et al. [89] también realizaron un estudio comparativo para determinar la influencia del tipo de aceite utilizado en el envejecimiento del papel kraft. Para ello se utilizaron dos aceites de éster, uno natural y otro sintético, así como un aceite mineral de referencia. En este caso el proceso de envejecimiento térmico acelerado se realizó de forma escalonada desde 70°C hasta 190°C con el fin de simular los efectos acumulativos del aumento de la temperatura durante el proceso. Las muestras de aceite y papel se fueron extrayendo al final de cada período a temperatura constante, cada uno con una duración aproximada de una semana. Para la determinación del estado de degradación del papel se analizaron los compuestos furánicos disueltos en el aceite y el grado de polimerización del papel. Los resultados de la investigación mostraron que el envejecimiento térmico de un éster produce principalmente etileno en el caso de éster sintético, mientras que para ésteres naturales principalmente etano e hidrógeno. El envejecimiento del papel kraft en los tres fluidos aislantes genera cantidades significativas de monóxido y dióxido de carbono. Además, a temperaturas superiores a 130°C, la degradación térmica del papel en éster natural fue ligeramente inferior a la observada para

el papel en éster sintético o aceite mineral. Los compuestos furánicos producidos por la degradación del papel sólo se detectaron en los aceites a temperaturas superiores a 110°C, lo que confirmó que la despolimerización del papel por debajo de esta temperatura no produce compuestos furánicos. Esta conclusión también es apoyada por la observación de valores en el grado de polimerización de papel envejecido en éster natural superiores que los de papel envejecido en cualquier éster de aceite sintético o mineral, especialmente por encima de 130°C bajo las mismas condiciones experimentales. Como conclusión, estos autores afirmaron que los ésteres naturales parecen ser un sustituto muy prometedor para los hidrocarburos en su uso en transformadores eléctricos.

En la línea de lo expuesto por Martins un año antes, el trabajo publicado por Coulibaly et al. [82] a finales del año 2.013 resulta también de gran interés pues se centra en el estudio del envejecimiento del papel dieléctrico impregnado en diferentes tipos de aceite (mineral, éster natural y éster sintético) valiéndose del análisis de gases disueltos, el grado de polimerización y el análisis de compuestos furánicos. Los autores llaman la atención sobre las desviaciones detectadas en el caso de los ésteres en la correlación del grado de polimerización y la presencia de furanos, sugiriendo la necesidad de un reajuste de la metodología aplicada tradicionalmente al aceite mineral.

En la misma línea apunta el resultado publicado pocos meses después por Singha et al. [83] según los cuales resulta necesario revisar algunas técnicas de diagnosis y en especial algunos umbrales cuantitativos aceptables para el caso de aceite mineral pero no para otros tipos de aceites alternativos. Por ejemplo, este trabajo constata el hecho de que el aumento de la acidez y del factor de potencia durante el envejecimiento del éster natural no conlleva sin embargo cambios importantes en su tensión de ruptura dieléctrica, como sí sucede en el caso del aceite mineral. Es decir, en el caso del éster natural un aumento de la acidez y/o del factor de potencia con el tiempo no significa necesariamente que dicho aceite esté perdiendo sus propiedades dieléctricas, lo cual en cierto modo contradice lo conocido hasta entonces respecto al aceite mineral.

Wang et al. [90] publicaron en el año 2.012 un estudio realizado sobre fluidos dieléctricos obtenidos a partir de mezclas de aceite mineral y vegetal en diferentes proporciones. Dichos fluidos se utilizaron para impregnar muestras de papel kraft y someter posteriormente en laboratorio al conjunto aceite-papel a un proceso de envejecimiento térmico acelerado en laboratorio a 130°C. De cada ensayo se obtuvo el grado de polimerización del papel, la humedad del papel y el aceite y la acidez del aceite. El análisis de los resultados obtenidos en relación al grado de polimerización indicaba una menor degradación del papel impregnado en aceite vegetal frente al aceite mineral, al igual que constatarían más tarde Martins et al. [89] y Coulibaly et al. [82]. En términos de humedad, las mezclas más ricas en aceite vegetal presentaban mayor contenido de agua, sucediendo lo contrario en el caso del papel. Respecto a la acidez de la mezcla, ésta era notablemente superior en mezclas ricas en aceite vegetal.

Dumitran et al. [91] llevaron a cabo también un estudio sobre las propiedades de los aceites vegetales en comparación con los minerales, realizado tras someter diferentes muestras de aceite, y en algunos casos también papel en éste impregnado, a un proceso de envejecimiento térmico acelerado a tres temperaturas: 135, 155 y 175°C. Las propiedades analizadas en los

diferentes aceites fueron la permitividad relativa, el factor de disipación dieléctrica, la resistividad y la humedad. Por una parte, este estudio corroboró la existencia de una relación directa entre la humedad contenida en un aceite mineral y sus propiedades dieléctricas. Por otro lado, los resultados no mostraron la misma relación en el caso de los aceites vegetales, lo cual supone a efectos prácticos que la determinación de la humedad no es un proceso de diagnóstico adecuado para determinar el estado de un aceite vegetal. La explicación sugerida por los autores se basaba en la posible influencia de los productos generados como consecuencia de las reacciones químicas que tienen lugar entre el agua y el aceite vegetal.

Lo citado hasta ahora resume lo más significativo desde el punto de vista del desarrollo de esta tesis; sin embargo, otros muchos estudios incorporan diversos factores como la sustitución de aceite mineral por aceite vegetal durante el tiempo de envejecimiento considerado [76, 78], la utilización de mezclas de ésteres naturales [74, 75, 92], el envejecimiento eléctrico [93], el empleo de sólidos dieléctricos diferentes al papel [94], etc.

4.2. Técnicas de monitorización

A principios del siglo pasado, cuando la utilización de los transformadores a gran escala apenas tenía tres décadas de historia, la regulación de potencia se realizaba de acuerdo a ciertas reglas basadas en la limitación de la temperatura pico a un valor máximo de 105°C suponiendo ciertas condiciones de trabajo, como una temperatura ambiente de 40°C y un nivel de carga constante, entre otras. De aquel tiempo data la conocida Regla de Montsinger [2], según la cual la vida útil del aislante eléctrico se reduce a la mitad por cada 8°C de incremento de temperatura sobre el valor máximo recomendado. Por ejemplo, para un determinado motor asíncrono concreto se establece la relación entre el sobrecalentamiento y la vida útil de acuerdo a la gráfica mostrada en la Figura 4.2.

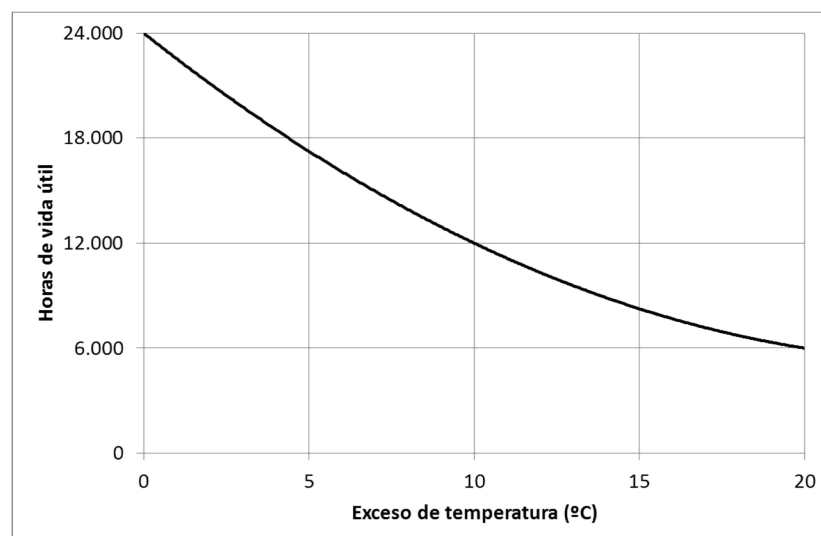


Figura 4.2. Ejemplo de aplicación de la Regla de Montsinger

Aun hoy en día se sigue aplicando la Regla de Montsinger para el diseño de protecciones térmicas en motores eléctricos, cubiertas de conductores, etc. Ejemplos: 70°C en conductores

con aislamiento de PVC, 90°C en conductores con aislamiento de XLPE, 105°C en conductores con aislamiento clase A...

No obstante, actualmente se dispone de técnicas y sistemas de monitorización que permiten conocer el estado real de una máquina mediante la medición de diversas variables. En el contexto que nos ocupa, se entiende por *monitorización* el conjunto de sistemas aplicados a los transformadores en servicio y empleados para:

- Determinar el estado de la máquina, o de ciertas partes de la misma
- Diagnosticar posibles problemas a partir de las variables medidas y analizadas

En este apartado se resumen las principales técnicas de monitorización empleadas en la práctica, algunas de las cuales pueden considerarse como *tradicionales* (ampliamente empleadas a lo largo de los años) y otras *no tradicionales* debido a que se trata de técnicas novedosas poco utilizadas o incluso en fase de investigación.

4.2.1. Análisis del aceite

El análisis del aceite que contienen los transformadores de potencia es uno de los métodos más utilizados para evaluar el estado de un transformador de potencia. El objetivo de este método no solamente es conocer en qué estado se encuentra el aceite empleado como dieléctrico y como refrigerante en los transformadores de potencia, sino tratar de determinar las causas de dicho estado.

4.2.1.1. Análisis de gases disueltos

Cuando un transformador de potencia es sometido a una sobrecarga térmica y/o eléctrica, se produce la descomposición de parte del aceite dieléctrico dando lugar a la formación de determinados gases, tales como hidrógeno (H_2), metano (CH_4), etileno (C_2H_4), acetileno (C_2H_2), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2) y oxígeno (O_2). Además, la descomposición térmica de la celulosa también se relaciona con la aparición de óxidos de carbono, hidrocarburos y compuestos furánicos [95].

La presencia y concentración de algunos de estos gases puede relacionarse con la existencia de un problema en el transformador e incluso apuntar hacia el origen del mismo; además, la tasa de generación de estos gases indica la gravedad del problema, lo cual es de gran utilidad desde el punto de vista del mantenimiento de las infraestructuras eléctricas.

Ante una sobrecarga importante, la cantidad de gases producidos en la descomposición del aceite es tal que éstos son detectados por el relé de Buchholz, que es un elemento de seguridad incorporado al transformador con el fin de detectar y comunicar la presencia de algunos gases.

Sin embargo, cuando el nivel de sobrecarga no es excesivamente alto los gases producidos en la descomposición del aceite pueden quedar disueltos en éste, de manera que no son detectados por el relé de Buchholz. Es decir, el relé de Buchholz por sí solo no es suficiente para detectar posibles sobrecargas en el transformador, por lo que se hace necesario realizar análisis periódicos de los gases disueltos en el aceite dieléctrico.

El análisis de los gases disueltos (DGA por sus siglas en inglés) se realiza extrayendo éstos del aceite mediante vacío y analizando cualitativa y cuantitativamente la composición mediante la técnica de la cromatografía de gases. La descomposición térmica de la celulosa, componente principal del papel dieléctrico impregnado en aceite, da lugar a la formación de óxidos de carbono, hidrógeno y metano. Por su parte, el proceso de descomposición del aceite depende en primer lugar de la naturaleza de éste. En el caso de los aceites minerales, formados por diferentes moléculas de hidrocarburos, el principal compuesto formado en la descomposición térmica es el etileno (C_2H_4).

Además, es importante saber que siempre se van a encontrar algunos de los gases anteriormente citados disueltos en el aceite; sólo cuando la concentración supere un cierto valor umbral se podrá hablar de un posible fallo. En la Tabla 4.1 [96] se recogen algunos valores umbrales de concentración de diversos gases.

Tabla 4.1. Límites recomendados de gases disueltos, en ppm [96]

Gas	Dornenburg	IEEE	Corrección
Hidrógeno	200	100	$20n + 50$
Metano	50	120	$20n + 50$
Etano	35	65	$20n + 50$
Etileno	80	50	$20n + 50$
Acetileno	5	35	$5n + 10$
Monóxido de carbono	500	350	$25n + 500$
TDGC		720	$110n + 710$
Dióxido de carbono	6.000	2.500	$100n + 1.500$
n = Número de años en servicio			

TDGC = Total dissolved combustible gas: Hidrógeno e hidrocarburos de cadena corta como el metano, etano, etileno o acetileno.

La interpretación de los resultados obtenidos puede realizarse de acuerdo a las normas IEEE C57.104 [97] ó IEC 60599 [98]. En general, se trata de relacionar un posible fallo de funcionamiento con la naturaleza y concentración de los gases disueltos. [99]. Incluso, de acuerdo a la norma IEC 60599 es posible estimar el estado del papel dieléctrico a partir de la concentración de CO y CO_2 en los gases disueltos, si bien dicha correlación no puede considerarse concluyente, sino aproximada, ya que la procedencia de ambos compuestos no puede achacarse únicamente a la degradación del papel, pues también tiene influencia la del aceite.

De acuerdo a los resultados presentados por Emsley et al. [58] un transformador en buen estado debiera contener menos de 0,05 ml de gases combustibles (TDGC) por cada 100 ml de aceite. En el caso de transformadores abiertos con menos de 15 años de servicio, la concentración de CO + CO_2 se considera normal hasta valores próximos a 0,4 ml por cada 100 ml de aceite [18].

La norma IEEE C57.104 [97] presenta diversos métodos de interpretación del análisis de gases, de los cuales los dos siguientes se refieren a gases disueltos en el aceite. El primero de ellos se basa en la presencia dominante de ciertos gases a lo largo del tiempo, para lo cual es necesario realizar un histograma que recoja la concentración de cada uno de los gases combustibles en relación al total. Conocido el patrón de histograma que produce cada tipo de anomalía

(descarga parcial, calentamiento, formación de arco, etc.) y por comparación con el obtenido en cada caso, puede inferirse la existencia de alguno de los fenómenos anómalos citados.

El segundo de los métodos descritos en la norma IEEE C57.104 es el denominado método *de los ratios*, los cuales relacionan la concentración de diversos gases con la existencia de algún problema derivado de una causa en concreto. Los más empleados son los siguientes:

$$\begin{aligned} \text{Ratio 1} &= \frac{CH_4}{H_2} & \text{Ratio 2} &= \frac{C_2H_2}{C_2H_4} & \text{Ratio 3} &= \frac{C_2H_2}{CH_4} \\ \text{Ratio 4} &= \frac{C_2H_6}{C_2H_2} & \text{Ratio 5} &= \frac{C_2H_4}{C_2H_6} & \text{Ratio 6} &= \frac{C_2H_6}{CH_4} \end{aligned}$$

En los siguientes apartados se resumen los métodos más habituales para realizar el análisis de gases disueltos.

4.2.1.1.1. Método de Doernenburg

El método de Doernenburg se basa en el análisis de los ratios 1, 2, 3 y 4 y se aplica de la siguiente manera.

En primer lugar debe determinarse la concentración de cada uno de los gases que intervienen en el cálculo de los ratios considerados. Para ello, se deben aplicar técnicas de separación como la cromatografía de gases. Para realizar una separación mediante cromatografía de gases, se inyecta una pequeña cantidad de la muestra a separar en una corriente de un gas inerte a elevada temperatura; esta corriente de gas, atraviesa una columna cromatográfica que separará los componentes de la mezcla por medio de un mecanismo de partición (cromatografía gas líquido), de adsorción (cromatografía gas sólido) o, en muchos casos, por medio de una mezcla de ambos. Los componentes separados emergerán de la columna a intervalos discretos y pasarán a través de algún sistema de detección adecuado, o bien serán dirigidos hacia un dispositivo de recogida de muestras.

Conocidas las concentraciones de H_2 , CH_4 , C_2H_2 y C_2H_4 el siguiente paso consiste en compararlas con los valores máximos indicados en la Tabla 4.2. El criterio de decisión es el siguiente: Si alguno de los gases excede en dos veces la concentración límite de la Tabla 4.2 y cualquiera de los demás excede también dicho límite, puede determinarse la existencia de una anomalía.

Tabla 4.2. Concentración límite de gases disueltos [97]

Gas clave	Concentración (ppm)
Hidrógeno	100
Metano	120
Monóxido de carbono	350
Acetileno	1
Etileno	50
Etano	65

Sin embargo, en este punto no se conoce el origen ni, lo que es más importante, la validez del método de Doernenburg para averiguarlo. De acuerdo a la Norma, el método sólo será válido si la concentración de al menos uno de los gases en cada uno de los cuatro ratios utilizados excede la concentración límite de la Tabla 4.2. De no ser así, este método no será válido y habrá que aplicar otro.

Cuando se cumpla la anterior condición de validez, los ratios R1, R2, R3 y R4 se compararán con los valores recogidos en la Tabla 4.3 y en caso de que el valor de todos ellos quede dentro del intervalo considerado en cada categoría de fallo, podrá asegurarse que se ha determinado el tipo de anomalía presente en el transformador.

Tabla 4.3. Ratios de Doernenburg. Valores límite

Diagnóstico	R1	R2	R3	R4
Degradación térmica	> 1,0	< 0,75	< 0,3	> 0,4
Descarga parcial	< 0,1	-	< 0,3	> 0,4
Arco eléctrico	0,1 a 1,0	> 0,75	> 0,3	< 0,4

4.2.1.1.2. Método de Rogers

El método de Rogers se basa en el estudio de los ratios 1, 2, 5 y 6 a los cuales se asigna un determinado código en función de su valor, como se indica en la Tabla 4.4. Al igual que en caso anterior, la concentración de los diferentes gases se realiza normalmente mediante la aplicación de técnicas de cromatografía.

Tabla 4.4. Ratios de Roger y su codificación

Ratio	Valores	Código
R1	$R1 \leq 0,1$	5
	$0,1 < R1 < 1,0$	0
	$1,0 \leq R1 < 3,0$	1
	$R1 \geq 3,0$	2
R2	$R2 < 0,5$	0
	$0,5 \leq R2 < 3,0$	1
	$R2 \geq 3,0$	2
R5	$R5 < 1,0$	0
	$0,5 \leq R5 < 3,0$	1
	$R5 \geq 3,0$	2
R6	$R6 < 1,0$	0
	$R6 \geq 1,0$	1

Finalmente, la combinación de los diferentes códigos clasifica doce tipos diferentes de fallos como se muestra en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5. Clasificación de fallos basada en los Ratios de Rogers

Diagnóstico	R1	R2	R5	R6
Envejecimiento normal	0	0	0	0
Descarga parcial	5	0	0	0
Sobrecalentamiento < 150°C	1 - 2	0	0	0
Sobrecalentamiento 150°C – 200°C	1 – 2	0	0	1
Sobrecalentamiento 200°C – 300°C	0	0	0	1
Sobrecalentamiento general	0	0	1	0
Corrientes circulantes en devanados	1	0	1	0
Corrientes parásitas en núcleo y cuba sobrecalentamiento en uniones	1	0	2	0
Arco sin flujo de energía	0	1	0	0
Arco con flujo de energía	0	1 – 2	1 - 2	0
Chisporroteo continuo	0	2	2	0
Descarga parcial con generación de CO	5	1 - 2	0	0

Tabla 4.6. Ratios de IEC y su codificación

Ratio	Valores	Código
R1	$R1 \leq 0,1$	1
	$0,1 < R1 < 1,0$	0
	$1,0 \leq R1 < 3,0$	2
	$R1 \geq 3,0$	2
R2	$R2 \leq 0,1$	0
	$0,1 < R2 < 1,0$	1
	$1,0 \leq R2 < 3,0$	1
	$R2 \geq 3,0$	2
R5	$R5 \leq 0,1$	0
	$0,1 < R5 < 1,0$	0
	$1,0 \leq R5 < 3,0$	1
	$R5 \geq 3,0$	2

Tabla 4.7. Clasificación de fallos basada en los Ratios de IEC

Diagnóstico	R1	R2	R5
Envejecimiento normal	0	0	0
Descarga parcial (baja densidad de energía)	1		0
Descarga parcial (alta densidad de energía)	1	1	0
Descarga de baja energía (chisporroteo continuo)	0	1 – 2	1 – 2
Descarga de alta energía (arco con flujo de energía)	0	1	2
Fallo térmico < 150°C	0	0	1
Fallo térmico 150°C – 300°C	2	0	0
Fallo térmico 300°C – 700°C	2	0	1
Fallo térmico < 700°C	2	0	2

La Norma IEC 60.599 incluye una variante del método de Rogers basada en los ratios 1, 2 y 5 que clasifica nueve tipos de fallos diferentes. La Tabla 4.6 recoge la codificación de valores de los ratios y la Tabla 4.7 muestra la clasificación de los tipos de fallo.

En la Norma IEEE C57.104 se describe otra variante del método de Rogers en la cual se consideran únicamente también los ratios 1, 2 y 5, dando lugar en este caso a una clasificación de seis tipos de fallos diferentes según la Tabla 4.8 y la Tabla 4.9.

Tabla 4.8. Ratios de IEEE y su codificación

Ratio	Valores	Código
R1	$R1 \leq 0,1$	1
	$0,1 < R1 < 1,0$	0
	$R1 \geq 1,0$	2
R2	$R2 \leq 0,1$	0
	$R2 > 0,1$	1
R5	$R5 < 1,0$	0
	$1,0 \leq R5 \leq 3,0$	1
	$R5 > 3,0$	2

Tabla 4.9. Clasificación de fallos basada en los Ratios de IEEE

Diagnóstico	R1	R2	R5
Envejecimiento normal	0	0	0
Descarga de baja energía	1	0	0
Descarga de alta energía	0	1	2
Fallos de baja temperatura	0	0	1
Sobrecarga < 700°C	2	0	1
Sobrecarga > 700°C	2	0	2

4.2.1.1.3. Método de Duval

En general, los métodos de Doernenburg y Rogers descritos en los párrafos anteriores ofrecen resultados fiables; no obstante, en ocasiones algunas combinaciones de ratios no se ajustan a los rangos especificados, por lo que dichos métodos no tienen validez y han de aplicarse otros alternativos. Uno de estos métodos es el desarrollado por M. Duval [100, 101, 102, 103] durante los años 70 del siglo XX, basado en el estudio de la proporción relativa de tres gases: CH₄, C₂H₄ y C₂H₂.

De acuerdo al método de Duval, con el objetivo de determinar la existencia o no de un fallo en el funcionamiento del transformador, en primer lugar debe analizarse la presencia de hidrógeno y ciertos hidrocarburos en el aceite así como su tasa de generación, con el objetivo de determinar la existencia o no de un fallo en el funcionamiento normal del transformador. Posteriormente, mediante el análisis de la proporción relativa de los tres gases antes citados podrá establecerse el origen del problema.

La Tabla 4.10 indica los valores máximos de concentración (L1) y de tasa de generación (G2) de algunos gases susceptibles de encontrarse disueltos en el aceite. En caso de que la concentración de alguno de ellos supere el valor L1 y su tasa de generación el valor G2 podrá afirmarse que existe algún problema en el funcionamiento del transformador. El estudio de la velocidad de generación de los gases implica la realización de muestreos con una periodicidad al menos mensual.

Tabla 4.10. Límites de concentración y generación según Duval (en ppm)

Gas	L1	G2
H ₂	100	50
CH ₄	75	38
C ₂ H ₂	3	3
C ₂ H ₄	75	38
C ₂ H ₆	75	38
CO	700	350
CO ₂	7000	3500

Una vez se ha determinado la existencia de un problema el siguiente paso será determinar su origen. Para ello, Duval propone el análisis de la concentración relativa de CH₄, C₂H₄ y C₂H₂ mediante las siguientes expresiones, en las cuales los corchetes se refieren a la concentración en ppm.

$$\% C_2H_2 = \frac{[C_2H_2]}{[C_2H_2] + [C_2H_4] + [CH_4]} \cdot 100$$

$$\% C_2H_4 = \frac{[C_2H_4]}{[C_2H_2] + [C_2H_4] + [CH_4]} \cdot 100$$

$$\% CH_4 = \frac{[CH_4]}{[C_2H_2] + [C_2H_4] + [CH_4]} \cdot 100$$

Los resultados obtenidos según las anteriores expresiones son las coordenadas triangulares que han de representarse en el denominado *triángulo de Duval* (Figura 4.3) para obtener un único punto. El triángulo se encuentra dividido en secciones, cada una de ellas correspondiendo a un tipo de fallo; por lo tanto, dependiendo de la ubicación del punto en cada caso concreto se podrá establecer la causa del problema. Además, sucesivos análisis y su representación gráfica en el triángulo de Duval permiten constatar la evolución del problema de funcionamiento.

En general, de acuerdo a consideraciones termodinámicas, el grado de saturación de los gases formados está relacionado con la energía puesta en juego debida a la ocurrencia del fallo. Así, la existencia de acetileno (CH≡CH) está asociada a la producción de arcos eléctricos en los cuales se alcanzan temperaturas de varios miles de grados. Por otra parte, el etileno (CH₂=CH₂) se asocia a la existencia de puntos calientes a temperaturas de entre 150 y 1000°C, mientras que el hidrógeno (H₂) se asocia a descargas parciales.

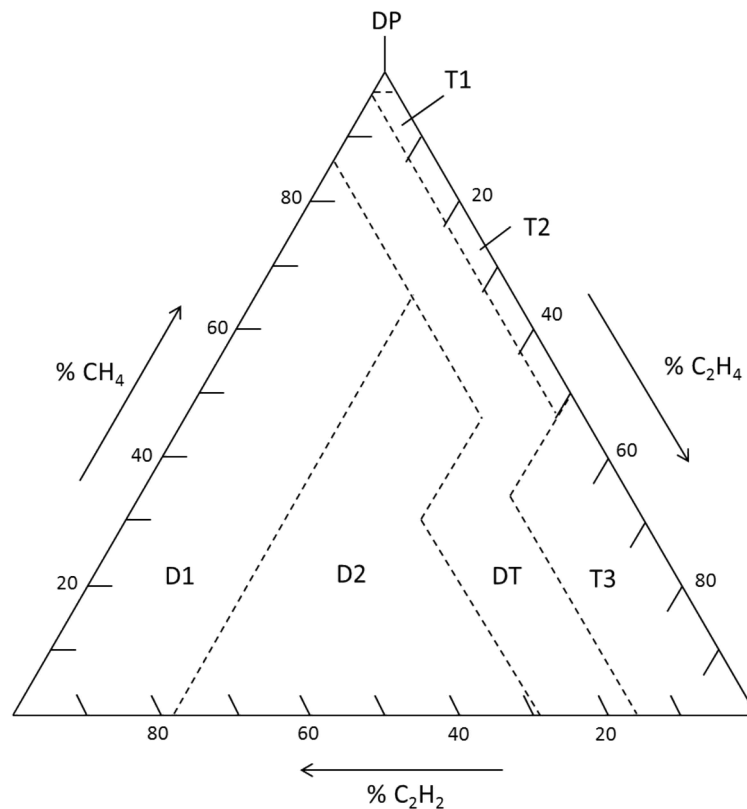


Figura 4.3. Triángulo de Duval

4.2.1.1.4. Método de los gases clave

Este método se basa en la presencia dominante de unos gases sobre otros, en términos proporcionales, de manera que diferentes patrones se asocian a diferentes tipos de fallos en el transformador. En la Figura 4.4 se muestran cuatro patrones que corresponden a otros tantos tipos de fallo; en el eje de ordenadas se representa la proporción relativa, en porcentaje, de cada uno de los gases analizados.

De acuerdo a la interpretación de los resultados recogida en la Norma IEEE C57.104, altos niveles de hidrógeno y bajos niveles del resto de gases combustibles son propios de la existencia de descargas parciales. Por su parte, la ocurrencia de un arco eléctrico puede ser detectada por la existencia de acetileno ya que éste sólo se forma a altas temperaturas, como las producidas por un arco eléctrico. Por otro lado, la presencia dominante de CO_2 acusa degradación térmica de la celulosa a temperatura moderada, mientras que alta presencia de CO sugiere degradación térmica de la celulosa a mayor temperatura.

Se trata por lo tanto de un método cualitativo, muy utilizado en la práctica debido a su sencillez pero que al mismo tiempo resulta poco preciso. Por lo pronto, clasifica los posibles fallos en cuatro tipos, mientras que otros métodos de diagnóstico ya descritos ofrecen una clasificación más detallada. Además, los patrones obtenidos no siempre se ajustan exactamente a los cuatro mostrados en la Figura 4.4, por lo que su interpretación queda, en cierto modo, a criterio del analista.

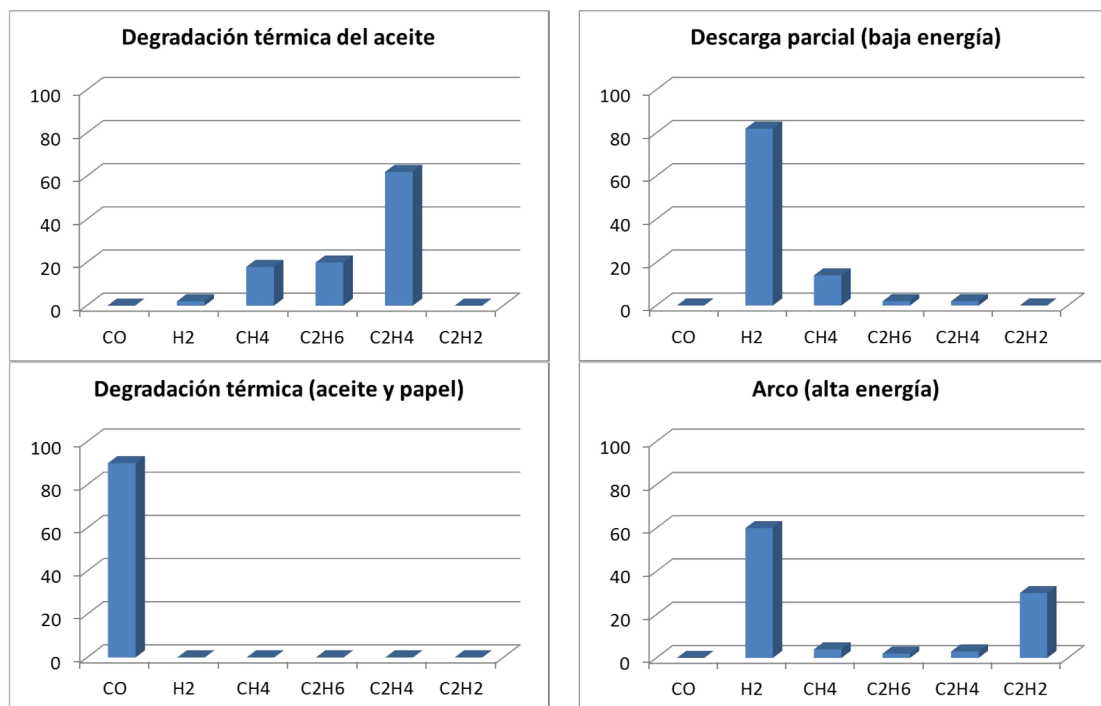


Figura 4.4. Interpretación según el método de los gases clave [97]

La Tabla 4.11 recoge una comparativa de la fiabilidad de cada método, a partir de resultados extraídos de trabajos publicados por Duval y Lindgren [102, 104].

Tabla 4.11. Comparativa de los diferentes métodos de diagnosis

Diagnósticos	Correctos	No concluyentes	Incorrectos
Doernenburg	71%	26%	3%
Rogers	62%	33%	5%
Duval	96%	0%	4%
Gases clave	42%	0%	58%

4.2.1.2. Análisis de furanos

Los compuestos furánicos son los principales productos de la degradación del papel aislante constituido principalmente por celulosa. Aunque los furanos se generan en el papel aislante, su determinación se realiza sobre muestras de aceite extraídas del transformador ya que estos compuestos se disuelven en el aceite dieléctrico [105]. La cantidad de derivados furánicos disueltos en el aceite es muy reducida y su concentración se mide en partes por billón (ya sea en peso, µg/kg, o en volumen µg/l).

La degradación de la celulosa produce además otros compuestos como óxidos de carbono, grupos carboxilos, agua, etc. Sin embargo, a diferencia del resto de compuestos, el origen de los compuestos furánicos sólo puede atribuirse a la degradación del papel aislante. Por eso el análisis de furanos se considera un método adecuado para la determinación del estado del papel dieléctrico [54].

Sin embargo, algunos autores proponen que los compuestos furánicos pueden provenir de la degradación de la hemicelulosa y no de la celulosa [29, 30] lo que restaría importancia a estos compuestos como indicadores del estado del papel, debido a que la hemicelulosa es la parte más frágil del papel y no es muy representativa del estado del mismo.

Bajo el nombre de compuestos furánicos se engloban una serie de compuestos químicos que se producen por degradación del papel y que aparecen en diferentes concentraciones, siendo el más común el 2-furfural (en ocasiones denotado como 2FAL) con un porcentaje promedio del 98,2%. Los demás derivados furánicos que se han identificado son 5-hidroxi-metil-2-furfural (5H2F) en un 2,8%, 2-acetylfurano (2-ACF) en un 1,2%, 5-metil-2-furfural (5M2F) en un 8,3% y 2-furfurol (2FOL) en un 1%.

La determinación directa del estado del papel dieléctrico en los transformadores de potencia es inabordable, salvo que se trate de un estudio de tipo post mortem, ya que en caso contrario no es posible extraer muestras de papel que resulten representativas. Por lo tanto, el análisis de furanos constituye la forma más práctica de realizar la citada tarea. Diversos autores han tratado de desarrollar correlaciones entre los resultados obtenidos en el análisis de furanos y las medidas directas del grado de polimerización, ya que éste parámetro, sin ser el único, es el aceptado comúnmente como representativo del estado real del papel dieléctrico [106, 107].

Para obtener la relación entre las concentraciones de furanos en el aceite y el DP del papel, se llevaron a cabo ensayos de envejecimiento acelerado de muestras de papel en diferentes laboratorios [18, 22, 60, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114]. El análisis de los datos de prueba sugiere que existe una relación aproximadamente lineal entre el logaritmo de la concentración de 2-FAL en aceite y el DP de papel Kraft estándar, como se muestra en la Figura 4.5.

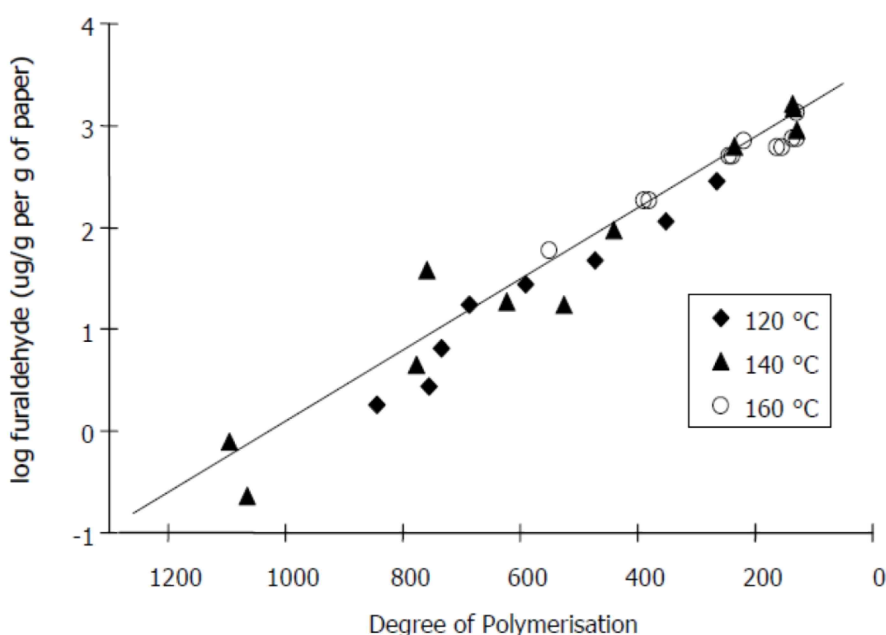


Figura 4.5. Correlación del DP con el log(2FAL) para diferentes temperaturas [115]

Entre las correlaciones más habituales se encuentran las siguientes:

$$\text{Heisler y Banzer [111]: } DP = 325 \cdot \left(\frac{19}{13} - \log_{10}(2FAL) \right) \quad 100 \leq DP \leq 900$$

$$\text{Chendong [112]: } \log_{10}(2FAL) = 1,51 - 0,0035 \cdot DP$$

$$\text{DePablo [110]: } DP = \frac{7100}{8,88 + (2FAL)} \quad DP = \frac{800}{0,186 \cdot (2FAL) + 1}$$

$$DP = \frac{1850}{(2FAL) + 2,3} \quad 150 \leq DP \leq 600$$

$$\text{Burton [110]: } \log_{10}(2FAL) = 2,5 - 0,005 \cdot DP$$

$$\text{Vuarchex [110]: } \log_{10}(2FAL) = 2,6 - 0,0049 \cdot DP$$

La Figura 4.6 representa gráficamente las diferentes correlaciones propuestas entre el grado de polimerización del papel y la concentración de 2-FAL en el aceite. En dicha figura se manifiesta la diversidad de resultados, no existiendo por lo tanto una correlación claramente definida ya que la generación de furanos se ve influenciada por las condiciones de trabajo del sistema dieléctrico en el transformador.

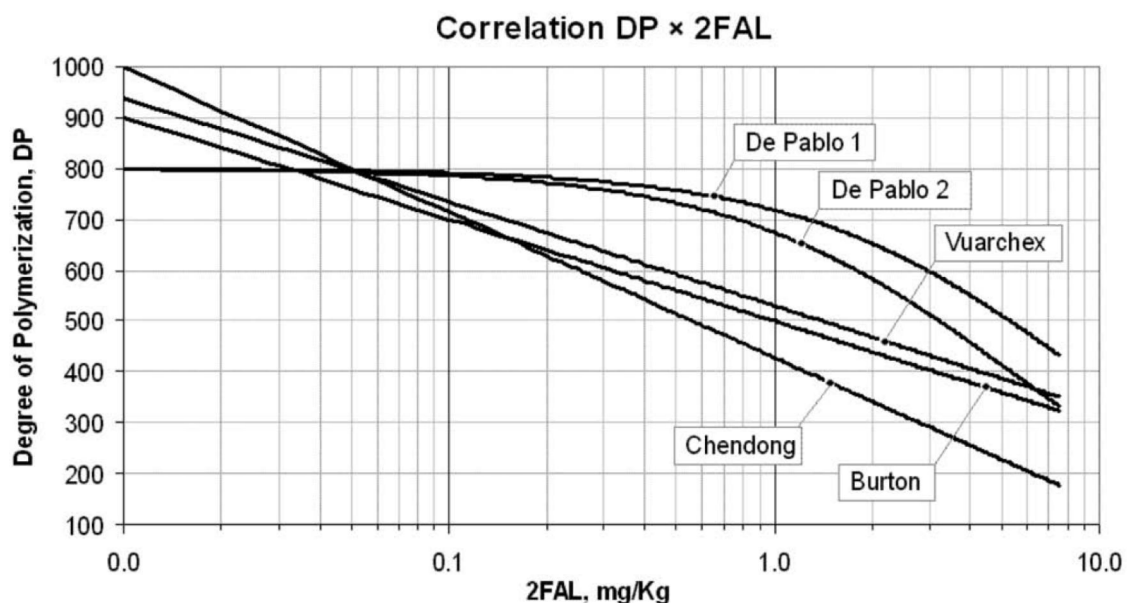


Figura 4.6. Correlaciones entre DP y concentración de 2-FAL [114]

4.2.1.3. Análisis de la calidad del aceite

El estudio del estado del aceite dieléctrico se realiza frecuentemente como parte del mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia y consiste en el análisis de diversos parámetros tanto eléctricos (rigidez dieléctrica, conductividad...) como fisicoquímicos (color, acidez, humedad...)

En las normas ASTM D3487 e IEEE Guide 637-1985 [116] se establecen valores límite para los principales parámetros analizados, tanto en el caso de aceites nuevos como usados.

La tensión de ruptura dieléctrica se ve afectada por la presencia de humedad y partículas disueltas en el aceite, de manera que a mayor contaminación corresponde menor rigidez. Debido a la aleatoriedad de la aparición de contaminantes en el aceite es necesario estudiar la reproductibilidad del análisis mediante un número suficiente de ensayos para posteriormente, mediante técnicas estadísticas, determinar el valor medio de tensión de ruptura y su dispersión.

El factor de disipación dieléctrica (FDD) de un material aislante es el valor de la tangente del ángulo de pérdidas, siendo éste el ángulo para el que la diferencia de fase entre la tensión aplicada y la corriente resultante se desvía en $\pi/2$ radianes cuando el dieléctrico en el condensador consiste exclusivamente en el material aislante (Figura 4.7). El factor de potencia (FP) es el seno del ángulo de pérdidas y la relación entre el factor de potencia y el factor de disipación dieléctrica se puede expresar como:

$$FP = \frac{FDD}{\sqrt{1 + FDD^2}} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

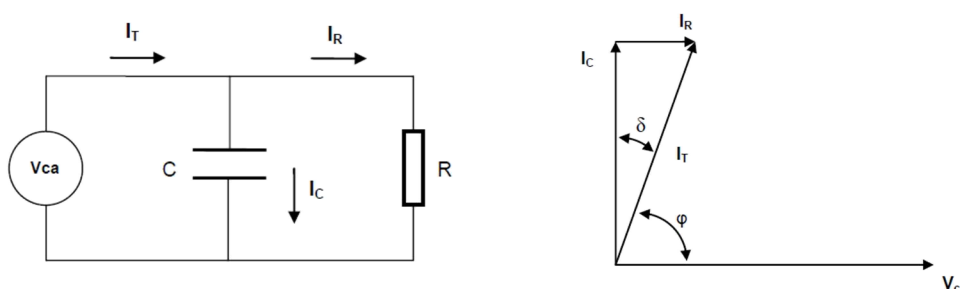


Figura 4.7. Definición del ángulo de pérdidas

El color del aceite dieléctrico no es una propiedad crítica pero puede ser útil para una evaluación relativa, de forma que un oscurecimiento rápido puede indicar una creciente contaminación. Además del color, el aspecto del aceite puede mostrar turbidez o sedimentos que pueden indicar la presencia de agua libre, lodos insolubles u otros contaminantes.

El índice de acidez informa sobre lo degradado que se encuentra el aceite, ya que los ácidos se forman como consecuencia de la degradación del mismo, por lo que la acidez aumenta con el envejecimiento.

A diferencia de algunos de los métodos anteriormente descritos, las normas no establecen una relación directa entre los valores obtenidos en los análisis de la calidad del aceite y un posible origen de funcionamiento anómalo. Sin embargo, los resultados sí que pueden aconsejar un estudio más a fondo de un posible problema. Por ejemplo, la degradación del papel aislante se asocia a la producción de altos niveles de óxidos de carbono, aumento de la humedad del aceite, oscurecimiento de éste, así como a una rápida caída de la tensión superficial sin un aumento notable de acidez.

4.2.2. Factor de potencia

El factor de potencia en el aislamiento dieléctrico de un transformador se define como la relación entre la componente resistiva de la corriente de fuga y el valor total de la misma cuando la máquina se somete a una determinada tensión. Por lo tanto, se trata de una prueba que debe realizarse con el transformador desconectado de la red.

La finalidad de este ensayo es la determinación indirecta del estado de los aisladores del transformador, así como del sistema dieléctrico aceite-papel. En general, un factor de potencia por debajo del 1% se considera un funcionamiento normal, mientras que de 1 a 2% la experiencia recomienda la realización de un seguimiento más exhaustivo. Por encima del 2% resulta ineludible llevar a cabo otra serie de pruebas específicas ya que es altamente probable la existencia de un fallo de aislamiento.

Recientemente algunos fabricantes incluyen en sus diseños algún sistema para monitorizar el estado de los aisladores; dichos sistemas están basados en el análisis de la capacitancia y del factor de potencia mediante sensores adecuadamente situados.

4.2.3. Resistencia eléctrica de los devanados

El valor de la resistencia eléctrica de los devanados se mide para comprobar los contactos entre los devanados y el conmutador de tomas del transformador. Esta prueba requiere la utilización de un medidor capaz de medir de forma precisa resistencias desde unas fracciones de ohmio hasta aproximadamente 20 ohmios. Aunque aparentemente el procedimiento parece sencillo no lo es tanto, ya que es necesario hacer circular corrientes relativamente elevadas para registrar valores de resistencia que habitualmente son pequeños.

Puesto que el valor de la resistencia es variable con la temperatura del aceite, ésta debe ser anotada durante la medición. Además, con el fin de poder comparar mediciones a lo largo del tiempo es frecuente convertir el valor de resistencia a otro referido a una cierta temperatura base. Por otro lado, el comportamiento fuertemente inductivo de un transformador implica que se deben tener en cuenta los tiempos de magnetización y estabilización de la medida. Al igual que en el caso anterior, la realización de este ensayo requiere la desconexión y aislamiento del transformador.

4.2.4. Índice de bobinado

La medición del índice de bobinado es una manera de determinar si en los devanados existen espiras cortocircuitadas o en circuito abierto. Es una prueba que debe realizarse también con el transformador fuera de servicio, aunque puede llevarse a cabo a baja tensión ya que se trata únicamente de determinar la continuidad de los devanados.

4.2.5. Termografía infrarroja

La termografía infrarroja es una técnica de uso común en el mantenimiento predictivo de las instalaciones eléctricas, tanto de alta como de baja tensión, basada en la utilización de una cámara capaz de ver la radiación infrarroja emitida por las superficies. El espectro de emisión infrarroja varía en función de la temperatura de la superficie radiante, por lo que esta técnica

puede ser empleada para localizar zonas o puntos calientes derivados de un mal funcionamiento del sistema de refrigeración (por ejemplo si el aceite no fluye por una zona concreta) o puntos calientes en conexiones eléctricas defectuosas.

La principal limitación de la termografía infrarroja es la imposibilidad de ver lo que sucede dentro del transformador en servicio, sino sólo lo que se manifiesta en la superficie exterior. No obstante, dicha técnica permite disponer de mapas de temperatura superficial en un transformador de potencia y establecer la severidad de las zonas más calientes mediante la referencia a un punto con una temperatura considerada normal. Así, normalmente se consideran los rangos indicados en la Tabla 4.12, en función del *exceso de temperatura* medido, es decir, la diferencia entre la temperatura medida en una zona y la correspondiente a un punto a temperatura considerada normal [117]

Tabla 4.12. Criterio de interpretación para termografía infrarroja [118]

Severidad	Exceso de temperatura
Posible problema incipiente	0 – 9°C
Posible problema leve	10 – 20°C
Posible problema grave	21 – 49°C
Posible problema muy grave	≥ 50°C

4.2.6. Medida de descargas parciales en servicio

Esta técnica puede considerarse como novedosa o al menos no tradicional dado que su desarrollo e implementación en el parque de transformadores de potencia no es aún de uso generalizado.

Las descargas parciales, tal como se definen en la norma IEC 60270 [119], son descargas dieléctricas en un área parcial de un sistema de aislamiento eléctrico sólido o líquido sometido a una alta tensión. Las descargas parciales en un transformador de potencia deterioran su aislamiento y pueden provocar una avería [120].

La ocurrencia de descargas parciales puede ser detectada directa o indirectamente. En el segundo caso, lo que se realiza es un análisis químico en busca de los compuestos producidos durante la descarga, como se ha descrito anteriormente.

Sin embargo, las consideradas como técnicas no convencionales se utilizan para detectar directamente el fenómeno de la descarga parcial. Son principalmente dos métodos:

4.2.6.1. Detección de señales acústicas

Las descargas parciales, como fenómeno de tipo pulso que son, producen ondas de presión que se propagan en el aceite con unas frecuencias entre 100 y 300 kHz [121] las cuales pueden ser monitorizadas mediante el empleo de sensores de emisiones acústicas instalados en la cuba del transformador o en el propio aceite. Ubicando varios sensores es posible localizar la descarga parcial en función del tiempo de propagación.

Debido a la atenuación producida tanto por el aceite como por los devanados, la localización concreta de la descarga parcial puede alterar la fiabilidad de la detección. Así, la propagación

de la onda de presión producida por una descarga parcial localizada en la zona interior de un devanado se verá más atenuada que otra producida en la periferia.

En cuanto a los sensores empleados, cuando se colocan en la cuba del transformador se utilizan los de tipo piezoeléctrico y los de tipo óptico, siendo más precisos los segundos, mientras que cuando se instalan en el interior de los devanados los que mejor funcionamiento presentan son los basados en la fibra óptica [122].

4.2.6.2. Detección de señales eléctricas

Desde el punto de vista eléctrico, las descargas parciales dan lugar a perturbaciones de alta frecuencia y baja amplitud en las ondas de tensión y corriente de la máquina, las cuales pueden ser detectadas y analizadas para determinar la ocurrencia y alcance de una descarga parcial [123].

En los dos métodos anteriores (detección de señales acústicas y eléctricas) las mediciones realizadas se ven condicionadas por factores externos: La atenuación en el caso de las señales acústicas y las interferencias de origen electromagnético en el caso de las señales eléctricas.

4.2.7. Tensión de reabsorción

La tensión de reabsorción es aquella capaz de revertir el dieléctrico después de un cierto tiempo de carga. El ensayo de tensión de reabsorción o *recovery voltage measurement (RVM)* se realiza con diferentes tiempos de carga para poder obtener una *curva* o espectro de polarización del dieléctrico. Por otro lado, la constante de tiempo se define como el tiempo teórico de carga para el que se tiene una tensión de reabsorción máxima.

Este ensayo permite conocer el estado del sistema dieléctrico aceite – papel así como el contenido de humedad disuelta. El principio básico es la polarización interfacial de los materiales compuestos dieléctricos analizada desde el punto de vista de la acumulación de cargas en la interfase aceite – papel debido a la presencia de impurezas y de humedad [124, 125]. El ensayo se realiza normalmente a una tensión de 2 kV y, como en otros casos anteriores, requiere la puesta fuera de servicio de la máquina.

La utilización de este método es fuente de discusión entre diversas investigaciones debido a la influencia que aspectos como son la geometría del transformador o la construcción del sistema dieléctrico tienen sobre los resultados [120, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132].

4.2.8. Monitorización del cambiador de tomas

El cambiador o conmutador de tomas de un transformador de potencia es un componente especialmente sensible a los efectos térmicos que produce la corriente eléctrica. Existen diversas técnicas de monitorización, tales como el análisis de la temperatura alcanzada en ciertos puntos concretos, el estudio de las emisiones acústicas producidas por las operaciones de conmutación o incluso el seguimiento de la “huella” asociada a las conmutaciones en términos de corriente de accionamiento. También es muy frecuente el análisis del aceite del propio cambiador de tomas mediante la adaptación de algunas técnicas anteriormente expuestas [131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139].

4.2.9. Factor de potencia a diferentes frecuencias

El análisis del factor de potencia a diferentes frecuencias se realiza con el objetivo de determinar el estado del sistema dieléctrico. El rango de frecuencias que puede resultar significativo abarca desde 1 mHz hasta 1 kHz o incluso superior y dentro de cada sub-rango pueden detectarse e identificarse diferentes anomalías e incluso diferentes mecanismos de envejecimiento. Así, a bajas frecuencias pueden detectarse problemas relacionados con pérdida de rigidez dieléctrica en el papel, mientras que a frecuencias intermedias tiene mayor importancia la conductividad del aceite [123, 140, 141, 142].

4.2.10. Desplazamiento de los devanados

El movimiento o desplazamiento de los devanados en un transformador de potencia es algo difícil de detectar y sin embargo puede resultar en algunos casos catastrófico. Este movimiento puede estar causado por las fuerzas dinámicas originadas por los efectos electromagnéticos (cortocircuitos), las cuales pueden a su vez deteriorar el mecanismo de sujeción de los devanados y finalmente causar graves consecuencias como la explosión del transformador.

En este sentido, la técnica tradicional de comprobación de los devanados ha consistido siempre en una inspección visual del interior de la máquina, por supuesto previo drenaje. Actualmente se emplean otras técnicas más sofisticadas entre las que destacan el análisis de vibraciones y el análisis de respuesta en frecuencia.

El análisis de vibraciones se basa en estudiar el patrón de vibraciones de una determinada máquina a lo largo del tiempo con el objetivo de detectar variaciones, las cuales pudieran estar relacionadas con movimientos o desplazamientos de los devanados [120, 143, 144, 145].

Los efectos electrodinámicos que afectan tanto al núcleo como a los devanados del transformador pueden ser detectados a través de la vibración de la cuba, lo cual constituye una ventaja desde el punto de vista del trabajo de campo, aunque requiere un adecuado ajuste del modelo de vibración [146, 147, 148].

Por su parte, el análisis de respuesta en frecuencia se basa también en la comparación sucesiva de patrones a lo largo de la vida de la máquina, pero en este caso se analiza la impedancia (o admitancia) de la máquina medida en función de la frecuencia, hasta 2 MHz aproximadamente [121, 149, 150, 151, 152, 153].

4.3. Técnicas post mortem

Estableciendo una analogía con la práctica médica, podría decirse que tanto el análisis de gases disueltos (DGA) como el análisis de furanos son equivalentes al análisis de una muestra de sangre de un paciente, a partir del cual pueden detectarse algunas enfermedades (funcionamiento anómalo). Y al igual que en la medicina, el tipo de análisis realizado depende de lo que *se busca*.

La diagnosis a partir de una muestra de sangre en un paciente, o de una muestra de aceite en un transformador, es una práctica precisa y, al menos de momento, insustituible. Sin embargo, al igual que la parte de la medicina forense que se encarga de estudiar los cadáveres, la

necropsia, contribuye al avance en el estudio y tratamiento de las enfermedades, el análisis post-mortem de los transformadores de potencia puede ayudar también a *cerrar el círculo* entre los métodos indirectos de diagnóstico descritos anteriormente y el estado real de los componentes de la máquina [9, 10].

En general, los estudios post-mortem realizados hasta ahora por diversos autores [10, 11, 12, 113, 154, 155] tenían el objetivo de determinar el DP del papel dieléctrico bajo diferentes circunstancias, tratando de correlacionar los resultados obtenidos con los datos históricos de seguimiento de los transformadores, fundamentalmente DGA y análisis de furanos. Sin embargo, la literatura no es extensa en este campo y menos aún en lo relativo a la utilización de aceites alternativos al mineral.

Prevost et al. [10] propusieron el estudio post-mortem de un transformador con el objetivo de contrastar los resultados obtenidos, principalmente DP, con los datos registrados durante la vida útil del mismo y así poder estimar la vida útil residual de transformadores similares.

Martins et al. [11] tuvieron la ocasión de estudiar detalladamente un transformador de 63 MVA que había sido retirado del servicio después de una reorganización de la red eléctrica. Con el fin de decidir su retirada definitiva o su reutilización, se llevó a cabo un diagnóstico basado en el análisis del aceite contrastado con los valores de DP obtenidos experimentalmente.

Susa et al. [154] publicaron en 2010 los resultados de un estudio post-mortem en un transformador de 190 MVA, para el cual obtuvieron una distribución o mapa de temperaturas a partir de la determinación del DP y basándose en un modelo cinético de degradación con una tasa constante de ruptura de las cadenas poliméricas.

Más recientemente, en el año 2013, Leibfried et al. [12] desarrollaron una metodología de toma de muestras de papel dieléctrico para determinar lo que denominaron el grado de polimerización promedio del papel que contiene el transformador. Además, establecieron correlaciones entre la concentración de compuestos furánicos en el aceite y el grado de polimerización promedio del transformador.

4.4. Alternativas al aceite mineral

4.4.1. Desarrollo de aceites alternativos

La utilización de aceites vegetales como dieléctricos y refrigerantes en los transformadores de potencia se remonta a los inicios del desarrollo de éstos últimos, cuando se investigaba la utilidad de fluidos a base de semillas de linaza y ricino. Sin embargo, por su tendencia a la oxidación y también por su alto punto de fluidez fueron inicialmente y por muchos años desplazados por el aceite mineral.

A principios de los años 90 del pasado siglo se recuperó el interés por los líquidos dieléctricos basados en ésteres vegetales de la mano de ABB y Cooper Power Systems, cuyas investigaciones cristalizaron en los aceites conocidos actualmente como BIOTEMP® y FR3® respectivamente.

Los principales objetivos de los nuevos aceites desarrollados eran la seguridad durante el funcionamiento y la biodegradabilidad. Las mayores dificultades encontradas fueron la gran tendencia a la oxidación y la excesiva conductividad eléctrica de estos aceites. El problema de la oxidación se afrontó mediante la adición de inhibidores mientras que la conductividad se pudo reducir por debajo de 1 pS/m mediante el empleo de filtros de arcilla de alto poder adsorbente.

Durante los años 90, Abeysundara et al. [156] estudiaron el potencial del aceite de coco como fluido aislante en transformadores, así como otros aceites vegetales de orígenes diversos como el aceite de colza. Los resultados alcanzados con el aceite de coco quedaban lejos de resultar prometedores. En cuanto al aceite de colza, se emplearon dos tipos diferentes: Aceite de colza refinado, con mayor uso en nutrición, y metil-éster de colza (RME), empleado como combustible.

Las investigaciones realizadas con aceite de colza de alta pureza demostraron su alto poder aislante, que permitía su empleo como aislamiento en componentes de alta tensión. Como contrapartida, resultaba inestable en condiciones atmosféricas debido a su susceptibilidad a la oxidación y la hidrólisis. La adición de inhibidores de oxidación y pasivadores metálicos permitió obtener un aceite con gran estabilidad ante la oxidación y bajo punto de congelación.

Los estudios llevados a cabo en el año 2.002 por Hemmer et al. [157, 158] analizaron el comportamiento dieléctrico del aceite de colza natural y el refinado, comparándolo con el mostrado por un aceite mineral convencional. Los resultados obtenidos indicaban la idoneidad de dichos aceites para su uso como dieléctricos en transformadores. A similares conclusiones llegaron Bertrand et al. [159] en el año 2.003 después de estudiar el comportamiento de aceites procedentes de semillas de girasol, colza y ricino, así como alguno de sus ésteres derivados. Este estudio destacaba la idoneidad del aceite de colza y sus ésteres derivados como alternativas posibles al aceite mineral.

Un paso más avanzado en el estudio del aceite de colza lo constituye el trabajo publicado por Li et al. [160] en el año 2.007. En esta ocasión los autores emplearon aceite de colza RBD para obtener un aceite de colza nano-modificado con propiedades aislantes mejoradas, mediante la deposición de una precipitación homogénea de nano-partículas de Fe_3O_4 , consiguiendo así resultados más favorables en la tensión de ruptura y la resistividad.

También en 2.007 Duy et al. [161] estudiaron el comportamiento dieléctrico de un aceite vegetal basado en aceite de colza oleico. Para ello analizaron la permitividad, el factor de disipación dieléctrica para diferentes frecuencias (de 10^{-2} a 10^{-6} Hz) y en amplio rango de temperatura (de -20 a 120°C) así como la humedad, concluyendo que tanto el aceite de colza puro como el modificado, denominado RS50, son comparables desde el punto de vista eléctrico con los aceites minerales. Sin embargo, una vez más el problema detectado fue la tendencia a la oxidación, lo que ponía de manifiesto la necesidad de utilizar algún aditivo.

Otra de las posibles alternativas es el aceite de palma RBD, que posee gran potencial para su uso industrial. Abdelmalik et al. [162] sintetizaron un metil-éster epoxy a partir de pulpa de aceite de palma en un proceso de reacción de dos etapas. Las propiedades térmicas y

dieléctricas de este éster resultaron adecuadas para considerar su uso en sistemas de aislamiento en alta tensión.

Respecto al aceite de soja puede decirse que desde las primeras investigaciones se mostró como una alternativa interesante para la sustitución tanto de aceites minerales como de ésteres sintéticos y siliconas. El principal logro conseguido con el aceite de soja es el desarrollo del primer aceite de origen vegetal comercializado para su uso en transformadores, bajo el nombre de Envirottemp FR3®.

En un estudio publicado por Kamarol et al. [163] en el año 2.011 se analizó el comportamiento dieléctrico en términos de tensión de ruptura de aceites obtenidos como mezcla de aceite de palma refinado y aceite de soja en proporción variable de 0 a 50% de este último. De acuerdo a los resultados obtenidos, el aumento de la proporción de aceite de soja suponía un decremento de la tensión de ruptura de la mezcla.

En el año 2.013 Fernández et al. [164] recopilaron una importante cantidad de bibliografía con el fin de establecer una comparativa entre los diferentes tipos de aceites alternativos y su uso en transformadores de potencia.

En la mayor parte de los trabajos sobre envejecimiento térmico acelerado de aceites dieléctricos basados en ésteres naturales consultados en la fase de documentación de esta tesis se ha estudiado la evolución con el tiempo de parámetros como: humedad en el aceite y el papel, acidez, factor de pérdidas, resistividad, permitividad, tensión de ruptura, grado de polimerización, furanos, concentración de gases disueltos, etc. En esta tesis, al igual que en los trabajos desarrollados por Martins et al. [89] y Yunguang et al. [65], se ha analizado además la influencia de la temperatura en la evolución de estos parámetros.

Una parte del trabajo práctico de esta tesis se centra en el estudio del comportamiento temporal de dos aceites dieléctricos basados en ésteres naturales en comparación con el de un aceite mineral convencional de los utilizados normalmente en los transformadores de potencia. Para ello se han sometido diversas muestras de los tres aceites a un proceso de envejecimiento térmico acelerado en el laboratorio y se ha analizado su degradación a lo largo del tiempo, así como la del papel dieléctrico impregnado en cada uno de los aceites.

La medida del envejecimiento de los componentes del sistema de aislamiento (aceite y papel) se ha llevado a cabo a través de la determinación de diferentes propiedades. En el caso del aceite se evalúan la humedad, acidez, factor de pérdidas y resistividad. Mientras que en el caso del papel se determina su grado de polimerización y su índice de tracción.

Aunque algunos de los trabajos anteriormente citados mencionan la existencia de relaciones entre los resultados observados en aceite y en el papel dieléctricos, en ninguno de ellos se definen correlaciones concretas. En este trabajo, una vez obtenida y ordenada la información suficiente para determinar el nivel de degradación temporal de los diferentes componentes del sistema de aislamiento, el objetivo se ha centrado en el estudio de posibles relaciones entre la degradación del aceite y el papel; especialmente para el caso de nuevos aceites vegetales. La razón de esta búsqueda radica en el hecho de que la obtención de una muestra

de aceite de un transformador en servicio es un procedimiento sencillo, mientras que la extracción de una muestra de papel es inviable.

4.4.2. Análisis de gases disueltos en aceites alternativos

En este apartado se expone someramente la adaptación del triángulo de Duval clásico a los diferentes tipos de aceites alternativos. La utilización de aceites diferentes a los tradicionales derivados del petróleo se debe fundamentalmente a dos razones: Protección del medio ambiente y seguridad frente al riesgo de incendio. Por lo tanto, su irrupción en el campo de los transformadores eléctricos de potencia dio lugar a un nuevo desafío consistente en determinar la validez del análisis de gases disueltos cuando dicho análisis se realiza a un aceite no mineral. La cuestión de fondo era determinar si se hacía necesario establecer nuevos criterios de interpretación o si por el contrario los criterios existentes hasta entonces podían ajustarse a los nuevos casos.

Las primeras investigaciones se encontraron con un serio problema: La ausencia casi total de datos de campo, ya que el empleo de aceites alternativos era minoritario y además de muy reciente implantación. La solución adoptada consistió en realizar una serie de ensayos de laboratorio, mediante simulación de averías, realizados tanto con aceites minerales como no minerales, lo que permitía comparar los resultados [165, 166, 167, 168, 169, 170, 171]. Las diferencias observadas entre los resultados obtenidos y representados sobre el triángulo de Duval clásico permiten ajustar las fronteras de las diferentes regiones del triángulo y crear así un nuevo triángulo de Duval para cada tipo de aceite alternativo (Figura 4.8).

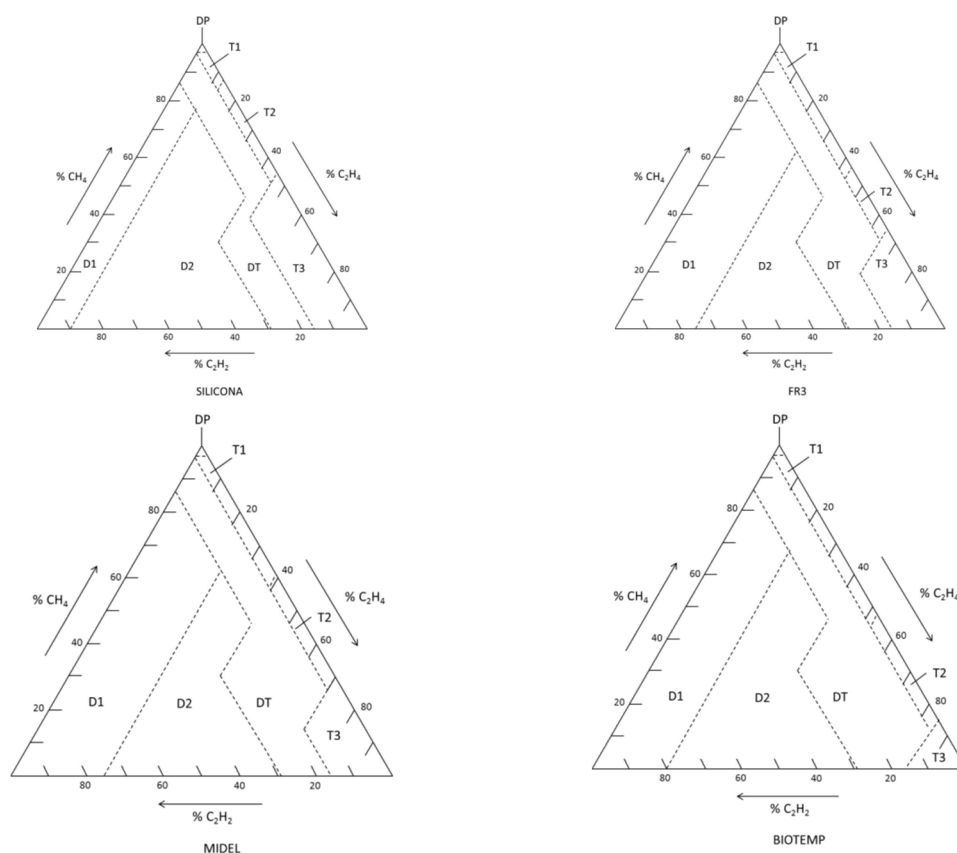


Figura 4.8. Triángulo de Duval para aceites no minerales [103]

5. Metodología y procedimientos

5.1. Envejecimiento térmico acelerado

5.1.1. Introducción

Para estudiar el comportamiento a lo largo de la vida útil del sistema dieléctrico en los transformadores de potencia se ha llevado a cabo en el laboratorio un proceso de envejecimiento térmico acelerado; esto se ha realizado con el fin de determinar si la estabilidad frente a la temperatura de los nuevos aceites dieléctricos basados en ésteres vegetales es comparable a la del aceite mineral y para encontrar posibles sustitutos a un aceite no biodegradable y con un bajo punto de ignición. El proceso de envejecimiento térmico acelerado se ha realizado a diferentes temperaturas, en este caso a 110°C, 130°C y 150°C. A través del estudio de una serie de propiedades que muestran la degradación del papel y del aceite ha sido posible conocer si los aceites vegetales poseen un comportamiento similar al del aceite mineral, o si por el contrario es necesario establecer nuevos límites normativos en los ensayos que ayuden a detectar fallos en los transformadores reales.

5.1.2. Aceites estudiados

En el estudio llevado a cabo como parte de esta tesis se han utilizado tres aceites diferentes. Por un lado se ha analizado el envejecimiento de un aceite mineral cuyas principales características fisicoquímicas se muestran en la Tabla 5.1. Por otro lado se han estudiado dos aceites diferentes aunque ambos basados en ésteres vegetales. Las características del éster vegetal 1 se muestran en la Tabla 5.2 y las del éster vegetal 2 en la Tabla 5.3.

Tabla 5.1: Características del aceite mineral

Propiedad	Unidades	Método	Valor
Viscosidad a 40°C	mm ² /s	ISO 3104 ASTM D 445	7,6
Densidad a 20°C	kg/dm ³	ISO 12185, ISO 3675 ASTM D 1298	0,877
Tensión de ruptura (2,5 mm)	kV	IEC 60156	40 - 60
Acidez	mgKOH/g	IEC 62021 ASTM D 974	0,01
Tan δ a 90°C y 50 Hz		IEC 60247	0,001
Punto de ignición	°C	ISO 2719 ASTM D 92	144
Contenido de humedad	mg/kg	IEC 60814	<20

Tabla 5.2. Características del éster vegetal 1

Propiedad	Unidades	Método	Valor
Viscosidad a 40°C	mm ² /s	ISO 3104 ASTM D 445	37
Densidad a 20°C	kg/dm ³	ISO 12185, ISO 3675 ASTM D 1298	0,92
Tensión de ruptura (2,5 mm)	kV	IEC 60156	>75
Acidez	mgKOH/g	IEC 62021 ASTM D 974	<0,05
Tan δ a 90°C y 50 Hz		IEC 60247	<0,005
Punto de ignición	°C	ISO 2719 ASTM D 92	327
Contenido de humedad	mg/kg	IEC 60814	50

Tabla 5.3. Características del éster vegetal 2

Propiedad	Unidades	Método	Valor
Viscosidad a 40°C	mm ² /s	ISO 3104 ASTM D 445	39,2
Densidad a 20°C	kg/dm ³	ISO 12185, ISO 3675 ASTM D 1298	0,91
Tensión de ruptura (2,5 mm)	kV	IEC 60156	81
Acidez	mgKOH/g	IEC 62021 ASTM D 974	0,05
Tan δ a 90°C y 50 Hz		IEC 60247	0,0134
Punto de ignición	°C	ISO 2719 ASTM D 92	332
Contenido de humedad	mg/kg	IEC 60814	100

5.1.3. Papel estudiado

En este caso se ha utilizado un papel kraft convencional cuyas principales características se recogen en la Tabla 5.4

Tabla 5.4. Propiedades del papel kraft estudiado

Propiedad	Unidades	Método	Valor
Grosor	mm	IEC 554	0,075
Gramaje	g/m ²		61
Densidad aparente	kg/m ³		0,8
Rigidez dieléctrica en aire	kV/mm		7

5.1.4. Equipos utilizados

Los medios materiales disponibles en el Laboratorio de Transformadores de Potencia del Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética de la Universidad de Cantabria son los siguientes:

- Horno, para llevar a cabo el envejecimiento acelerado de las muestras aceite-papel.
- Titulador Culombimétrico Karl Fischer Metrohm 899, para la determinación del contenido en agua de una muestra de aceite y papel.
- Titulador Potenciométrico Metrohm 848, empleado en el cálculo del índice de acidez.
- Ensayador de aceites aislantes Baur DTL2a, para medir el factor de disipación, la resistividad y la constante dieléctrica del aceite.
- Balanza analítica Radwag AS 220/C/2, con el fin de conseguir pesajes con precisión de 0,1 mg
- Baño termostático, empleado para mantener una solución a una temperatura constante durante el tiempo que sea necesario para la medición de la viscosidad.
- Contenedores, dispositivos que simulan las características internas de un transformador con el fin de obtener valores cercanos a los reales.
- Bomba de vacío, para extraer el aire contenido en los contenedores.

Por otro lado, el equipo de ensayo de resistencia a tracción pertenece al Laboratorio de la División de Ciencia e Ingeniería de los Materiales (LADICIM) de la Universidad de Cantabria.

5.1.5. Preparación y envejecimiento del sistema aceite-papel

Para llevar a cabo el proceso de envejecimiento térmico acelerado se han utilizado contenedores herméticos como el mostrado en la Figura 5.1. En ellos se introducen las muestras de aceite y papel que se quieren estudiar. El proceso seguido se describe en los siguientes párrafos.



Figura 5.1. Depósito contenedor

El papel, normalmente suministrado en formato rollo, debe ser cortado en tiras como la mostrada en la Figura 5.2. Las dimensiones de las muestras de papel no son caprichosas, sino que corresponden a los estándares adoptados, en este caso las normas IEC 60641-2 e ISO 1924-2.

Figura 5.2. Dimensiones (mm) de la muestra de papel kraft

Cada recipiente puede contener varias muestras de papel, siendo en este caso todas del mismo tipo. Para proceder al secado de dichas muestras se realiza un primer vacío en el contenedor por medio de la bomba de vacío de la Figura 5.3.



Figura 5.3. Bomba de vacío

El vacío se rompe rellenando el contenedor con un gas inerte, en este caso nitrógeno contenido en botellas como la de la Figura 5.4. El nitrógeno impide la entrada de aire del exterior, que podría producirse al encontrarse el recipiente sometido a vacío; al mismo tiempo, su higroscopicidad contribuye al secado de las muestras de papel.



Figura 5.4. Botella de nitrógeno

Con el fin de conseguir el secado de las muestras de papel kraft, los contenedores se introducen en el interior de un horno a una temperatura de al menos 100°C durante 24 horas. En la Figura 5.5 puede verse el interior de uno de los hornos empleados en el proceso de secado y posterior envejecimiento.

Pasadas las 24 horas de secado en horno se procede a la apertura de los recipientes para verter en ellos los diferentes aceites objeto de estudio. La preparación se completa realizando de nuevo los procesos de vacío y relleno de nitrógeno descritos anteriormente.



Figura 5.5. Horno para envejecimiento acelerado

En este punto las muestras de aceite y papel están preparadas para iniciar la etapa de envejecimiento térmico acelerado, para lo cual los recipientes se introducen de nuevo en el horno a la temperatura de ensayo deseada y durante el tiempo que se haya determinado. En el estudio llevado a cabo durante el desarrollo de esta tesis doctoral se han realizado ensayos a 110, 130 y 150°C. Durante este tiempo se han extraído muestras de papel y aceite a intervalos diferentes, con el fin de medir diferentes propiedades que serán analizadas en el capítulo 6. La razón de llevar a cabo la toma de muestras a diferentes intervalos es debido a que presumiblemente la velocidad de envejecimiento es mayor a temperaturas más elevadas, suposición que se ha comprobado con el trabajo realizado. Así, a una temperatura de 150°C la toma de muestras se realizará con una frecuencia mayor que a 110°C. Por otra parte, es sabido que la degradación es más pronunciada al principio del proceso de envejecimiento, por lo que las últimas muestras serán tomadas a intervalos de tiempo más amplios [50].

Las muestras de aceite y papel extraídas del contenedor se almacenan por separado. Las tiras de papel se guardan en bolsas cerradas para impedir su contaminación, mientras que las muestras de aceite se almacenan en cantidades de 50 ml en pequeños botes de plástico cerrados herméticamente. En el caso de que los análisis del aceite no pudieran realizarse inmediatamente deberán almacenarse en recipientes de vidrio. En cualquier caso, todas las muestras deberán ser debidamente identificadas, selladas y protegidas de la radiación solar directa.

En este caso el estudio llevado a cabo consistió en el análisis, a lo largo del tiempo, del grado de polimerización y el contenido en agua del papel, así como de la acidez, la humedad y el factor de disipación dieléctrica ($\tan \delta$) del aceite correspondiente.

5.2. Acidez

La evaluación de la acidez de los aceites ensayados en esta tesis se realiza de acuerdo a normas ASTM e IEC, según el caso.

La norma D664-11a [172], elaborada por la Sociedad Americana para el Ensayo de los Materiales (ASTM), es la que se ha seguido para la determinación de la acidez del aceite

mineral. Por otro lado, la norma IEC 62021-3 [173] se ha utilizado para determinar la acidez de los aceites vegetales considerados en este trabajo.

Además, en este caso se ha utilizado el método potenciométrico de titulación, aunque también existe otro sistema de obtención de la acidez de una muestra de aceite empleando un colorímetro. El proceso de titulación se ha realizado mediante el titulador potenciométrico Metrohm 848 con que cuenta el Laboratorio de Transformadores de Potencia, mostrado en la Figura 5.6.

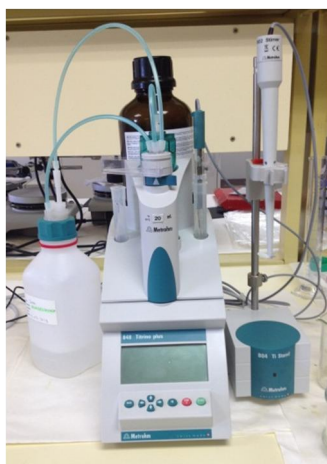


Figura 5.6. Titulador potenciométrico

Para realizar la titulación es necesario utilizar como aditivo una solución alcohólica de KOH 0,1 mol/l. En este caso se ha empleado una solución comercial 0,1 mol/l del fabricante Panreac, cuyo envase se muestra en la Figura 5.7.

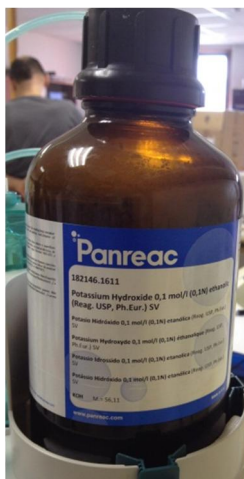


Figura 5.7. Solución etanólica de hidróxido potásico

5.3. Humedad

La determinación del contenido de agua tanto en los aceites como en el papel en ellos impregnado se ha realizado mediante una valoración de Karl Fischer según la norma UNE-EN 60814 [174]. En este caso se ha empleado un titulador coulombimétrico Karl Fischer Metrohm 899 con agitador magnético, como el mostrado en la Figura 5.8.

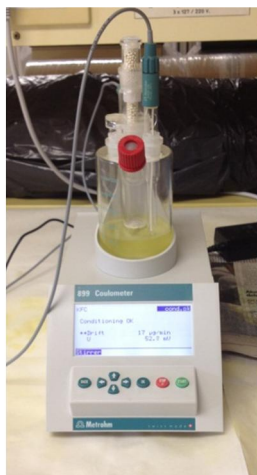


Figura 5.8. Titulador coulombimétrico Karl Fischer

En la Figura 5.9 se aprecia un detalle del tubo de adsorción con el tamiz molecular, compuesto por un material poroso empleado como agente adsorbente de gases y líquidos.



Figura 5.9. Tubo de adsorción con tamiz molecular

Como catolito se ha utilizado Aquagent Coulometric CG, mientras que como anolito se utiliza Aquagent Coulometric A, ambos del fabricante Scharlau. La Figura 5.10 muestra los formatos de presentación del catolito y el anolito utilizados.

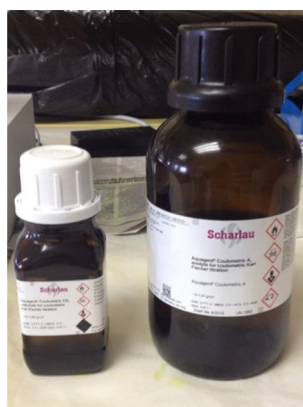


Figura 5.10. Reactivos anolito y catolito

La cantidad de muestra está condicionada por el margen esperado de contenido en agua. En el caso de la humedad contenida en el aceite, a partir de la experiencia adquirida en el laboratorio se ha encontrado que el tamaño óptimo de muestra es de 1 cm³ para la mayoría de líquidos aislantes, nuevos y usados, con contenidos en agua entre 2 mg/kg y 100 mg/kg.

En cuanto a la humedad contenida en el papel dieléctrico, debe tenerse en cuenta que al encontrarse éste impregnado en aceite la importancia del resultado numérico del ensayo es relativa, siendo más importante la información obtenida en ensayos sucesivos y contrastados con los correspondientes a la humedad del aceite.

El proceso se realiza voltimétricamente aplicando una corriente alterna de intensidad constante a un electrodo de platino doble. Esto ocasiona una diferencia de potencial, cuya drástica reducción significa que existen pequeñas cantidades de yodo libre, circunstancia que se utiliza para determinar el punto final de la titulación. El equipo indica gráficamente esta reducción de potencial, como se muestra en la Figura 5.11.

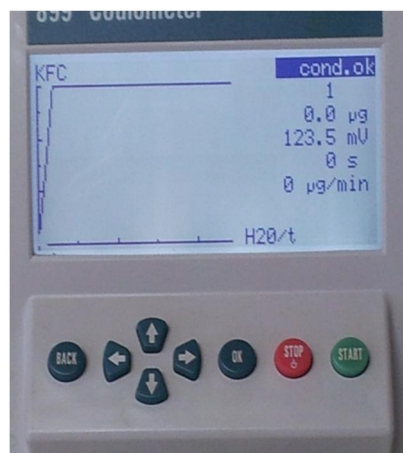


Figura 5.11. Gráfica de humedad obtenida en el titulador coulombimétrico Karl Fischer

5.4. Grado de polimerización

El grado de polimerización del papel estudiado en esta tesis se ha determinado de acuerdo a las normas ASTM D4243-99 [175] y UNE-EN 60450:2004 [176], las cuales tienen por objeto describir un método normalizado para determinar el grado de polimerización medio viscosimétrico ($\overline{DP_v}$) de los materiales aislantes celulósicos nuevos y envejecidos destinados a uso eléctrico.

El principio básico del procedimiento consiste en determinar la viscosidad específica ν_s de una solución compuesta por papel como soluto y Cuen (Figura 5.12) como disolvente. La solución de Cuen se puede comprar o puede prepararse siguiendo las indicaciones de la norma; en este caso se trata de una solución comercial. A partir de la viscosidad específica se obtiene la viscosidad intrínseca $[\eta]$ de la solución y a partir de ésta se calcula el grado de polimerización.

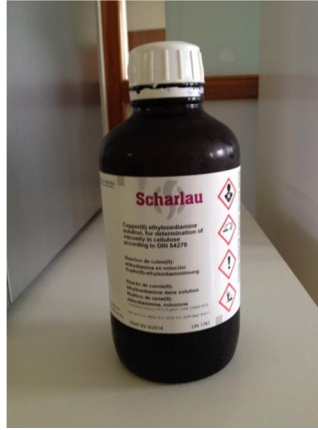


Figura 5.12. Solución de Cuen

La viscosidad específica ν_s se define como se indica en la Ecuación 5.1.

$$\nu_s = \frac{\text{viscosidad de la solución de papel} - \text{viscosidad del disolvente}}{\text{viscosidad del disolvente}} \quad \text{Ecuación 5.1}$$

La viscosidad intrínseca $[\nu]$ se calcula a partir de la viscosidad específica ν_s y de la concentración c por la fórmula empírica de Martin [176].

$$\nu_s = [\nu] \cdot c \cdot 10^{k \cdot [\nu] \cdot c} \quad \text{Ecuación 5.2}$$

donde k es la constante de Martin. Para papeles kraft su valor es 0,14 [176].

Finalmente, el grado de polimerización medio viscosimétrico ($\overline{DP_v}$) está ligado a la viscosidad intrínseca $[\nu]$ por la Ecuación 5.3.

$$[\nu] = K \cdot (\overline{DP_v})^\alpha \quad \text{Ecuación 5.3}$$

Siendo K y α respectivamente los coeficientes característicos de Mark Houwink del sistema polímero-disolvente (papel/Cuen) y del monómero; en este caso $K = 0,0075$ y $\alpha = 1$ [176].

Tal como indica la norma UNE-EN 60814 [174], se ha medido la humedad de cada muestra para realizar las correcciones necesarias en el proceso de determinación del grado de polimerización.

La disolución del papel se ha realizado mediante agitado en un agitador magnético como el de la Figura 5.13 durante aproximadamente un día, tiempo que garantiza la completa homogeneización de la muestra.

Para determinar la viscosidad específica debe medirse la viscosidad de la solución y la del disolvente, de acuerdo a la Ecuación 5.1, para lo cual se ha utilizado un viscosímetro como el de la Figura 5.14. Con el fin de asegurar que la mezcla adquiriera los 20°C necesarios para realizar el ensayo se utilizó en este caso un baño termostático, mostrado en la Figura 5.15. En la Figura 5.16 se aprecia un detalle del tubo capilar inmerso en el baño atemperador. El tiempo necesario para alcanzar la temperatura de ensayo depende de las condiciones de contorno; en este caso la duración aproximada fue de 10 a 15 minutos.



Figura 5.13. Agitador magnético

- 1 Tubo de ventilación
- 2 Tubo capilar
- 3 Tubo ascendente
- 4 Depósito superior
- 5 Vulva de cronometraje
- 6 Capilar de trabajo
- 7 Bóveda
- 8 Tubo de nivel
- 9 Tubo de igualación
- 10 Depósito inferior
- M_1 Marca de tiempo
- M_2 Marca de tiempo
- M_F Marca de llenado para fluido de ensayo

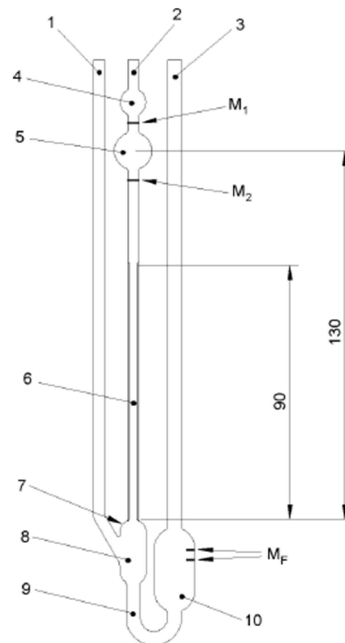


Figura 5.14. Tubo de viscosímetro [176]

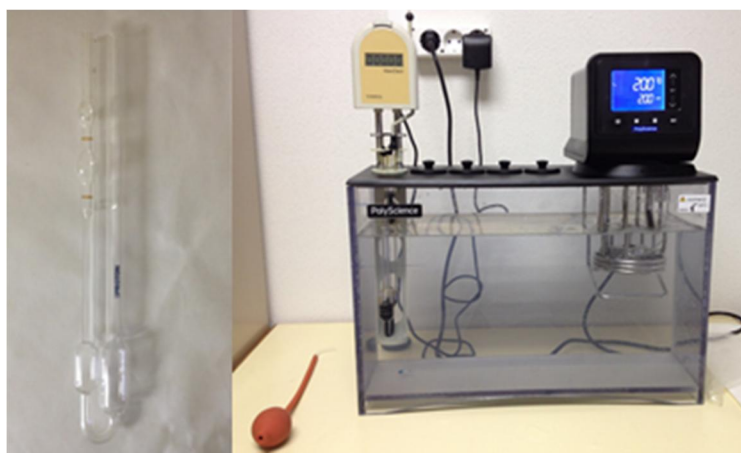


Figura 5.15. Viscosímetro. Baño termostático a 20°C



Figura 5.16. Detalle del viscosímetro en el interior del baño de circulación

5.5. Gases disueltos en el aceite

El análisis de los gases disueltos en el aceite que se ha realizado en esta tesis se ha centrado en el estudio de los óxidos de carbono (monóxido y dióxido) mediante la técnica de la cromatografía de gases y de acuerdo a lo establecido en las normas IEC 60567 [177] e IEC 60599 [98].

Los resultados experimentales han sido obtenidos mediante el cromatógrafo Agilent 7890A, con dispositivo de muestreo automático de tipo “espacio de cabeza”, que se muestra en la Figura 5.17. Los tres elementos principales de este equipo (inyector, columna de separación y detectores) han sido adecuadamente seleccionados para el tipo de medida que se ha realizado en este caso.



Figura 5.17. Cromatógrafo de gases

5.6. Propiedades dieléctricas del aceite

Las propiedades dieléctricas de los aceites estudiados en esta tesis doctoral se han realizado de acuerdo al procedimiento establecido por la Comisión Electrotécnica Internacional a través de la publicación de la norma IEC 60247 [178]. Esta norma establece los pasos a seguir para el cálculo del factor de disipación dieléctrica ($\tan \delta$), la permitividad relativa y la resistividad en corriente continua de un líquido aislante.

Para llevar a cabo los ensayos, se ha empleado un ensayador de aceites aislantes Baur DTL2a como el mostrado en la Figura 5.18. En este caso el equipo ha sido configurado para trabajar con una tensión alterna de 2 kV a 50 Hz, una tensión continua de 500 V y una temperatura de trabajo de 90°C.



Figura 5.18. Ensayador de aceite dieléctrico

Una vez configurado el equipo, se procedió a verter el aceite dieléctrico en la célula de ensayo mostrada en la Figura 5.19.



Figura 5.19. Detalle de la célula de ensayo

Este aparato requiere de aproximadamente 15 minutos para realizar las medidas solicitadas. En primer lugar se calcularon los valores de permitividad relativa ϵ y el factor de disipación dieléctrica $\tan \delta$. A continuación se procedió al cálculo de la resistividad en corriente alterna, proceso con una duración mayor debido a que se calcula tanto para polaridad positiva como negativa, necesitando un tiempo extra para llevar a cabo el cambio de una polaridad a otra. Una vez concluido todo el proceso el equipo muestra todos los datos obtenidos mediante formato digital o papel.

Con este ensayo se obtienen resultados que proporcionan información sobre la calidad del refinamiento y la limpieza de los aceites, su grado de envejecimiento y las pérdidas dieléctricas que generan durante su servicio.

5.7. Resistencia a tracción

Una parte del trabajo experimental realizado en esta tesis incluye el estudio post mortem de un transformador a través del estudio del papel dieléctrico en términos de resistencia mecánica a tracción. La metodología para la determinación de la resistencia a tracción de una muestra de papel o cartón para fines eléctricos se especifica en las normas IEC 60641-2 [15] y UNE-EN ISO 1924-2 [16].

La norma IEC 60641-2 [15], elaborada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), recoge diferentes fases del proceso como el acondicionamiento y secado de las muestras, además de exponer diversos tipos de posibles ensayos a realizar en muestras de papel o cartón.

Por su parte la norma UNE-EN ISO 1924-2 [16] es más específica, estableciendo un método para medir la resistencia a la tracción, el alargamiento hasta rotura, la energía absorbida por el papel o cartón y la rigidez a la tracción.

El método de trabajo que se ha seguido en este caso consiste en someter a una probeta de dimensiones determinadas a un ensayo de tracción hasta la rotura. Para llevar a cabo el ensayo de tracción se debe emplear una máquina capaz de someter una probeta a una velocidad constante de alargamiento y de registrar tanto la fuerza como el alargamiento instantáneo. En este caso se ha empleado la máquina mostrada en la Figura 5.20, perteneciente al laboratorio de la División de Ciencia e Ingeniería de Materiales (LADICIM) de la Universidad de Cantabria.



Figura 5.20. Equipo de ensayo de resistencia a tracción

Para realizar este tipo de ensayo se debe asegurar que las probetas seleccionadas son representativas del estado general del papel de la zona del transformador en estudio con el fin de obtener resultados válidos. En la norma se establecen las dimensiones y tolerancias admisibles de las probetas; sin embargo, la experiencia adquirida durante el desarrollo experimental de esta tesis ha mostrado que a la hora de acometer un estudio post mortem como el realizado en este trabajo resulta especialmente difícil obtener muestras de papel de las dimensiones indicadas en la norma, en este caso de 180x15 mm.

Otra particularidad del ensayo es el carácter anisótropo del papel, pues éste posee diferentes características mecánicas según la dirección de sus fibras.

En la Figura 5.21 se muestran dos instantáneas correspondientes al inicio y el final del ensayo de tracción, realizado en este caso con una velocidad constante de alargamiento de 20 mm/min.



Figura 5.21. Fase inicial (izquierda) y final (derecha) del ensayo de tracción

6. Resultados

6.1. Estudio post mortem

6.1.1. Planteamiento del estudio

La mayor parte de los estudios post mortem referenciados en el capítulo 4, se basan en el estudio del grado de polimerización del papel y tienen como objetivo la determinación del estado del mismo. No obstante, en algunos casos [63, 84, 179] se ha tomado la resistencia a tracción como la variable de estudio para tratar de encontrar correlaciones con otras tales como el grado de polimerización o la cantidad de gases disueltos en el aceite.

Sin embargo, en este epígrafe se plantea la posibilidad de utilizar la resistencia a tracción, cuya cuantificación es notablemente más sencilla que la del grado de polimerización, para estimar una distribución de temperaturas en el transformador del cual se conocen sus horas de funcionamiento. Se trata por tanto de dar un enfoque diferente a los trabajos desarrollados previamente, fundamentalmente por R. Heywood.

El planteamiento propuesto en esta tesis se basa en la comparación de los resultados obtenidos mediante el estudio del DP y del TI de forma independiente, lo cual se expone de manera gráfica en la Figura 6.1. Se trata de obtener un mapa de DP y TI a partir de un muestreo de papel en diferentes secciones del transformador. A continuación se aplica un modelo cinético de degradación para obtener sendas distribuciones de temperatura, una a partir del DP y otra a partir del TI. Finalmente se comparan ambas distribuciones para comprobar la validez del TI como variable de estudio del envejecimiento del papel.

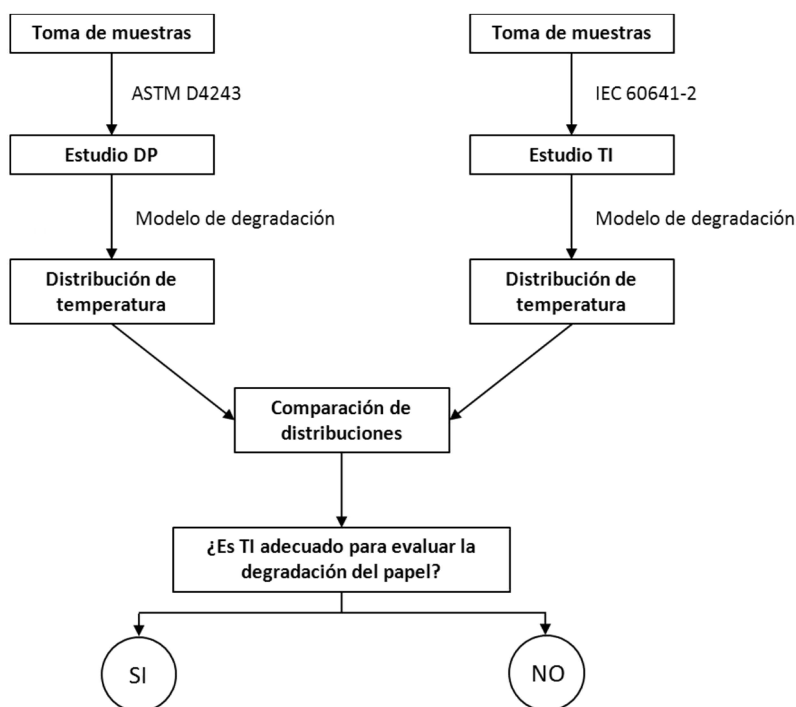


Figura 6.1. Planteamiento del estudio

En este caso concreto, los ensayos se realizaron a partir del aislamiento de un transformador de distribución trifásico de 800 kVA de potencia nominal y 50 Hz de frecuencia con sistema de refrigeración ONAN, fabricado en el año 1.986. El peso total del transformador es de 2.130 kg, con una masa de líquido aislante de 390 kg. La conexión de los devanados del transformador es del tipo Dy11, con una relación de transformación de tensiones de 30.000/400V. El transformador sufrió un cortocircuito entre espiras y tuvo que ser retirado del servicio, lo cual fue aprovechado para llevar a cabo el presente estudio post mortem. En la Figura 6.2 se pueden apreciar los daños que sufrió el transformador tras la avería.



Figura 6.2. Aspecto general y detalle de los devanados

Con el fin de determinar su estado a lo largo de los devanados, las muestras de papel se extrajeron en diferentes puntos de la máquina, lo que permite obtener una distribución de temperaturas lo más completa posible. Debe tenerse presente que normalmente el papel se coloca en capas, por lo que debe tomarse muestra de todas las capas que haya en cada posición. La importancia de la toma de muestras ha sido puesta de manifiesto en trabajos previos realizados por diversos autores [12, 154].

Cada bobina tiene una altura de 50 cm y de cada una se tomaron muestras de papel a diferentes alturas para analizar diferentes propiedades y así poder determinar el estado del mismo. En la figura 7.2.b se puede observar que el transformador tiene capas de dos tiras de papel para el aislamiento de las fases, una interior y otra exterior. Se tomaron muestras y se analizaron ambas tiras de papel durante los ensayos para ver cuáles eran sus condiciones. En la Tabla 6.1 están registradas las alturas de los puntos en los que se tomaron las muestras de papel de las bobinas para su posterior análisis. La denominación *e1* significa que la muestra es de la tira de papel exterior y *e2* es de la interior.

Una vez obtenidas las muestras de papel, se realizaron en el laboratorio los ensayos y análisis necesarios para determinar su grado de polimerización y su resistencia a tracción. Los resultados obtenidos según los procedimientos descritos en el capítulo 5 se muestran en la Tabla 6.2 para el caso del DP y en la Tabla 6.3 para el caso del TI.

Tabla 6.1. Pauta de toma de muestras

Muestra	Altura (cm)	Devanado	Capa exterior (e1) Capa interior (e2)
1	50	3	e1_1
2	50	3	e2_1
3	40	3	e1_2
4	40	3	e2_2
5	30	3	e1_3
6	30	3	e2_3
7	19	3	e1_4
8	19	3	e2_4
9	10	3	e1_5
10	10	3	e2_5
11	2	3	e1_6
12	2	3	e2_6
13	50	2	e1_7
14	50	2	e2_7
15	40	2	e1_8
16	40	2	e2_8
17	30	2	e1_9
18	30	2	e2_9
19	20	2	e1_10
20	20	2	e2_10
21	10	2	e1_11
22	10	2	e2_11
23	0	2	e1_12
24	0	2	e2_12
25	10	1	e1_13
26	10	1	e2_13
27	5	1	e1_14
28	5	1	e2_14
29	45	1	e1_15
30	45	1	e2_15

Tabla 6.2. Determinación del DP

Muestra	Altura (cm)	Bobina	Capa exterior (e1) Capa interior (e2) Capa intermedia (int)	Tiempo de eflujo (s)	Viscosidad específica [v _s]	Concentración [c] (g/dl)	[v] c	Viscosidad intrínseca [v]	Grado de polimerización [DP]
1	50	3	e1_1	203,46	0,405	0,156	0,361	2,320	309,4
2	50	3	e2_1	184,52	0,275	0,118	0,253	2,150	286,7
3	40	3	e1_2	192,08	0,327	0,140	0,297	2,118	282,4
4	40	3	e2_2	194,00	0,340	0,126	0,308	2,444	325,8
5	30	3	e1_3	193,13	0,334	0,139	0,303	2,178	290,4
6	30	3	e2_3	189,63	0,390	0,131	0,283	2,161	288,1
7	19	3	e1_4	187,02	0,292	0,129	0,268	2,077	276,9
8	19	3	e2_4	184,10	0,272	0,109	0,251	2,305	307,3
9	10	3	e1_5	204,61	0,413	0,155	0,367	2,374	316,6

Muestra	Altura (cm)	Bobina	Capa exterior (e1) Capa interior (e2) Capa intermedia (int)	Tiempo de eflujo (s)	Viscosidad específica [v _s]	Concentración [c] (g/dl)	[v] c	Viscosidad intrínseca [v]	Grado de polimerización [DP]
10	10	3	e2_5	179,12	0,237	0,094	0,221	2,354	313,9
11	2	3	e1_6	184,50	0,275	0,121	0,253	2,084	277,9
12	2	3	e2_6	193,21	0,335	0,124	0,303	2,451	326,8
13	50	2	e1_7	181,73	0,255	0,106	0,237	2,236	298,1
14	50	2	e2_7	168,57	0,164	0,073	0,156	2,149	286,5
15	40	2	e1_8	194,41	0,343	0,139	0,310	2,227	296,9
16	40	2	e2_8	179,20	0,238	0,099	0,221	2,228	297,1
17	30	2	e1_9	178,22	0,231	0,088	0,216	2,447	326,3
18	30	2	e2_9	176,13	0,217	0,097	0,203	2,098	279,7
19	20	2	e1_10	179,47	0,240	0,099	0,223	2,259	301,2
20	20	2	e2_10	184,25	0,273	0,095	0,251	2,658	354,4
21	10	2	e1_11	194,88	0,346	0,144	0,313	2,173	289,8
22	10	2	e2_11	186,23	0,286	0,118	0,263	2,233	297,7
23	0	2	e1_12	177,82	0,228	0,010	0,213	2,135	284,7
24	0	2	e2_12	180,22	0,245	0,090	0,227	2,526	336,8
25	10	1	e1_13	192,31	0,328	0,119	0,298	2,503	333,7
26	10	1	e2_13	179,19	0,238	0,081	0,221	2,733	364,4
27	5	1	e1_14	179,95	0,243	0,088	0,226	2,577	343,6
28	5	1	e2_14	181,73	0,255	0,011	0,237	2,254	300,5
29	45	1	e1_15	196,70	0,359	0,118	0,323	2,728	363,7
30	45	1	int_15	187,70	0,297	0,116	0,272	2,337	311,6
31	45	1	e2_15	198,87	0,374	0,124	0,335	2,714	361,9

Tabla 6.3. Determinación del TI

Muestra	Altura (cm)	Bobina	Capa exterior (e1) Capa interior (e2) Capa intermedia (int)	Carga máxima [Ensayo 1] (N)	Gramaje [kg/m ²]	Índice de tracción [Ensayo 1] (kN/m/kg)	Carga máxima [Ensayo 2] (N)	Gramaje [kg/m ²]	Índice de tracción [Ensayo 2] (kN/m/kg)	Índice de tracción promedio (kN/m/kg)
1	50	3	e1_1	641,698	0,118	278,878	657,773	0,118	285,864	282,371
2	50	3	e2_1	632,683	0,118	274,996	654,956	0,118	284,640	279,818
3	40	3	e1_2	679,420	0,118	295,272	577,732	0,118	251,079	273,175
4	40	3	e2_2	690,597	0,118	300,129	584,013	0,118	253,808	276,969
5	30	3	e1_3	695,842	0,118	302,409	572,011	0,118	248,592	275,501
6	30	3	e2_3	727,193	0,118	316,033	688,549	0,118	299,239	307,636
7	19	3	e1_4	724,919	0,118	315,045	578,678	0,118	251,490	283,267
8	19	3	e2_4	575,943	0,118	250,301	629,059	0,118	273,385	261,843
9	10	3	e1_5	422,118	0,118	183,450	686,390	0,118	298,301	240,875
10	10	3	e2_5	638,276	0,118	277,391	407,701	0,118	177,184	227,288
11	2	3	e1_6	758,030	0,118	329,435	582,015	0,118	252,940	291,188
12	2	3	e2_6	658,797	0,118	286,309	656,844	0,118	285,460	285,885
13	50	2	e1_7	641,893	0,118	278,963	674,965	0,118	293,336	286,149
14	50	2	e2_7	585,572	0,118	254,486	514,454	0,118	223,578	239,032
15	40	2	e1_8	544,974	0,118	236,842	569,331	0,118	247,428	242,135
16	40	2	e2_8	599,688	0,118	260,620	693,488	0,118	301,385	281,003
17	30	2	e1_9	652,484	0,118	283,566	682,240	0,118	296,497	290,031
18	30	2	e2_9	509,415	0,118	221,389	733,649	0,118	318,839	270,114
19	20	2	e1_10	659,262	0,118	286,511	731,931	0,118	318,093	302,302
20	20	2	e2_10	679,960	0,118	295,506	668,020	0,118	290,317	292,912
21	10	2	e1_11	455,026	0,118	197,752	639,926	0,118	278,108	237,930
22	10	2	e2_11	681,739	0,118	296,280	653,497	0,118	284,006	290,143

Muestra	Altura (cm)	Bobina	Capa exterior (e1) Capa interior (e2) Capa intermedia (int)	Carga máxima [Ensayo 1] (N)	Gramaje [kg/m ²]	Índice de tracción [Ensayo 1] (kN/m/kg)	Carga máxima [Ensayo 2] (N)	Gramaje [kg/m ²]	Índice de tracción [Ensayo 2] (kN/m/kg)	Índice de tracción promedio (kN/m/kg)
23	0	2	e1_12	638,683	0,118	277,567	587,576	0,118	255,357	266,462
24	0	2	e2_12	744,111	0,118	323,386	574,659	0,118	249,743	286,565
25	10	1	e1_13	630,440	0,118	273,985	673,377	0,118	292,645	283,315
26	10	1	e2_13	490,614	0,118	213,218	554,807	0,118	241,116	227,167
27	5	1	e1_14	677,364	0,118	294,378	540,823	0,118	235,038	264,708
28	5	1	e2_14	518,844	0,118	225,486	692,763	0,118	301,070	263,278
29	45	1	e1_15	738,819	0,118	321,086	762,684	0,118	331,458	326,272
30	45	1	int_15	744,779	0,118	323,676	703,772	0,118	305,855	314,766
31	45	1	e2_15	679,968	0,118	295,510	569,738	0,118	247,605	271,557

6.1.2. Cálculo de la distribución de temperatura

Una vez obtenido el mapa del grado de polimerización (DP) a lo largo de la altura de las bobinas es posible estimar la temperatura media a la que ha estado sometido el transformador. La disminución del grado de polimerización está relacionada con los cambios químicos y afecta a la resistencia mecánica. Diferentes autores [23, 24, 63] han sugerido que la velocidad de disminución del grado de polimerización del papel utilizado como dieléctrico en los trafos puede expresarse según la Ecuación 6.1.

$$\frac{dDP}{dt} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \left(\frac{m}{N \Delta t} \right) \cdot DP^2 \quad \text{Ecuación 6.1}$$

El grado de polimerización inicial (DP_o) se puede expresar como la relación entre el número de monómeros (N) y el número de moléculas (M_o), donde el número de monómeros en el sistema no cambia.

$$DP_o = \frac{N}{M_o}$$

A medida que se va degradando el sistema, el valor del DP disminuye. Así, transcurrido un tiempo t su valor disminuirá en ΔDP_t , por lo que el DP se podrá calcular mediante la siguiente expresión:

$$DP_o - \Delta DP_t = \frac{N}{M_o + M_t}$$

donde M_t representa el número de moléculas generadas en un tiempo t .

Despejando se obtiene:

$$\Delta DP_t = \frac{N}{M_o + M_t} - \frac{N}{M_o}$$

$$\Delta DP_t = \frac{NM_o - NM_o - NM_t}{(M_o + M_t) \cdot M_o}$$

Ecuación 6.2

Y dividiendo ambos términos entre la variación de tiempo:

$$\frac{\Delta DP_t}{\Delta t} = \frac{-NM_t}{(M_o + M_t) \cdot M_o \Delta t}$$

$$\frac{dDP_t}{dt} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \left(\frac{-NM_t}{(M_o + M_t) \cdot M_o \Delta t} \right)$$

Considerando M_t un valor pequeño en comparación con M_o y multiplicando numerador y denominador por N

$$\frac{dDP_t}{dt} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \left(\frac{-N^2 \cdot M_t}{M_o^2 \cdot N \cdot \Delta t} \right)$$

$$\frac{dDP_t}{dt} = -DP_t^2 \cdot \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \left(\frac{M_t}{N \cdot \Delta t} \right)$$

$$\frac{dDP_t}{dt} = -k_1 \cdot DP^2$$

Ecuación 6.3

Donde k_1 se define como:

$$k_1 = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \left(\frac{M_t}{N \cdot \Delta t} \right)$$

Si se considera que k_1 es constante, la Ecuación 6.3 puede integrarse fácilmente, obteniéndose la Ecuación 6.4.

$$\frac{1}{DP_0} - \frac{1}{DP_t} = k_1 \cdot t$$

Ecuación 6.4

Sin embargo, si se considera que k_1 cambia con el tiempo porque pueden existir enlaces entre las moléculas de monómero que constituyen la celulosa que reaccionan más rápidamente, entonces k_1 se puede representar como indica la Ecuación 6.5.

$$\frac{dk_1}{dt} = -k_2 \cdot k_1 \quad \text{Ecuación 6.5}$$

donde k_2 es constante.

Integrando esta expresión entre el instante de tiempo inicial y un tiempo t , se obtiene la Ecuación 6.6.

$$\frac{dk_1}{k_1} = -k_2 \cdot dt \Rightarrow \int_0^t \frac{dk_1}{k_1} = \int_0^t -k_2 \cdot dt \Rightarrow k_{1_t} = k_{1_0} \cdot e^{-k_2 \cdot t} \quad \text{Ecuación 6.6}$$

Sustituyendo esta expresión en la Ecuación 6.4 se obtiene:

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = \frac{k_{1_0}}{k_2} \cdot [1 - e^{-k_2 \cdot t}] \quad \text{Ecuación 6.7}$$

donde k_{1_0} es la velocidad inicial a la cual los enlaces entre monómeros se rompen y k_2 representa la velocidad a la cual varía k_{1_0} .

Por otra parte, Emsley et al. [61] elaboraron un modelo que relaciona el grado de polimerización con la resistencia mecánica de las fibras de celulosa en términos de resistencia a tracción, según la Ecuación 6.8.

$$\frac{dTI}{dt} = -k_1 \cdot k_3 + k_4 \cdot DP \quad \text{Ecuación 6.8}$$

En la Ecuación 6.8 el término $k_1 \cdot k_3$ representa la disminución de la resistencia a tracción debida a la ruptura de enlaces en la estructura fibrilar de la celulosa, mientras que el término $k_4 \cdot DP$ contrarresta la velocidad de degradación, especialmente cuando se tienen altos valores de DP . A continuación se relaciona la Ecuación 6.7 con la Ecuación 6.8.

$$\begin{aligned} \frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} &= \frac{k_{1_0}}{k_2} \cdot [1 - e^{-k_2 \cdot t}] \Rightarrow \frac{1}{DP_t} = \frac{k_{1_0}}{k_2} \cdot [1 - e^{-k_2 \cdot t}] + \frac{1}{DP_0} \\ \frac{1}{DP_t} &= \frac{DP_0 \cdot k_{1_0} \cdot (1 - e^{-k_2 \cdot t}) + k_2}{k_2 \cdot DP_0} \Rightarrow DP_t = \frac{k_2 \cdot DP_0}{DP_0 \cdot k_{1_0} \cdot (1 - e^{-k_2 \cdot t}) + k_2} \end{aligned}$$

Multiplicando numerador y denominador por $e^{k_2 \cdot t}$ resulta:

$$DP_t = \frac{k_2 \cdot DP_0 \cdot e^{k_2 \cdot t}}{e^{k_2 \cdot t} \cdot DP_0 \cdot k_{1_0} \cdot (1 - e^{-k_2 \cdot t}) + k_2 \cdot e^{k_2 \cdot t}}$$

$$DP_t = \frac{k_2 \cdot DP_0 \cdot e^{k_2 \cdot t}}{e^{k_2 \cdot t} \cdot DP_0 \cdot k_{1_0} - DP_0 \cdot k_{1_0} + k_2 \cdot e^{k_2 \cdot t}}$$

$$DP_t = \frac{k_2 \cdot DP_0 \cdot e^{k_2 \cdot t}}{e^{k_2 \cdot t} \cdot (DP_0 \cdot k_{1_0} + k_2) - DP_0 \cdot k_{1_0}}$$

Dividiendo entre $DP_0 \cdot k_{1_0} + k_2$ se tiene:

$$DP_t = \frac{\frac{k_2 \cdot DP_0 \cdot e^{k_2 \cdot t}}{(DP_0 \cdot k_{1_0} + k_2)}}{e^{k_2 \cdot t} - \frac{DP_0 \cdot k_{1_0}}{(DP_0 \cdot k_{1_0} + k_2)}}$$

Si se define el término K' como: $K' = \frac{DP_0}{(DP_0 \cdot k_{1_0} + k_2)}$

Entonces:

$$DP_t = k_2 \cdot K' \cdot \left[\frac{e^{k_2 \cdot t}}{e^{k_2 \cdot t} - k_{1_0} \cdot K'} \right]$$

Y substituyendo dicha expresión en la Ecuación 6.8 se llega a la Ecuación 6.9.

$$\frac{dTI}{dt} = -k_1 \cdot k_3 + k_4 \cdot \left[k_2 \cdot K' \cdot \left(\frac{e^{k_2 \cdot t}}{e^{k_2 \cdot t} - k_{1_0} \cdot K'} \right) \right]$$

Ecuación 6.9

Teniendo en cuenta la Ecuación 6.6 e integrando la Ecuación 6.9 se tiene:

$$\int_{TI_0}^{TI_t} dTI = \int_0^t \left\{ -k_{1_0} \cdot e^{-k_2 \cdot t} \cdot k_3 + k_4 \cdot \left[k_2 \cdot K' \cdot \left(\frac{e^{k_2 \cdot t}}{e^{k_2 \cdot t} - k_{1_0} \cdot K'} \right) \right] \right\} \cdot dt$$

$$[TI]_{TI_0}^{TI_t} = \left[-\frac{k_3 \cdot k_{1_0} \cdot e^{-k_2 \cdot t}}{-k_2} + \frac{k_4 \cdot k_2 \cdot K'}{k_2} \cdot (\ln(e^{k_2 \cdot t} - k_{1_0} \cdot K')) \right]_0^t$$

$$TI_t - TI_0 = \left[\frac{k_3 \cdot k_{1_0} \cdot e^{-k_2 \cdot t}}{k_2} + [k_4 \cdot K' \cdot (\ln(e^{k_2 \cdot t} - k_{1_0} \cdot K'))] \right] -$$

$$- \left[\frac{k_3 \cdot k_{1_0}}{k_2} - k_4 \cdot K' \cdot (\ln(1 - k_{1_0} \cdot K')) \right]$$

$$TI_t - TI_0 = \frac{k_3 \cdot k_{1_0} \cdot e^{-k_2 \cdot t}}{k_2} + k_4 \cdot K' \cdot (\ln(e^{k_2 \cdot t} - k_{1_0} \cdot K')) -$$

$$- \frac{k_3 \cdot k_{1_0}}{k_2} - k_4 \cdot K' \cdot (\ln(1 - k_{1_0} \cdot K'))$$

Se definen las siguientes expresiones:

$$K_1 = \frac{k_3 \cdot k_{1_0}}{k_2} \quad K_2 = k_4 \cdot K' \quad K_3 = k_{1_0} \cdot K'$$

$$K_4 = K_2 \cdot (\ln(1 - K_3)) + K_1 \quad K' = \frac{DP_0}{DP_0 \cdot k_{1_0} + k_2}$$

De tal forma que:

$$TI_t - TI_0 = K_1 \cdot e^{-k_2 \cdot t} + K_2 \cdot \ln(e^{k_2 \cdot t} - K_3) - K_4 \quad \text{Ecuación 6.10}$$

Las constantes k_{1_0} , k_2 , k_3 y k_4 responden a la ecuación de Arrhenius para el rango de temperaturas en el que trabajan los trafos. Esta ecuación de Arrhenius válida para ambas constantes se expresa como:

$$k = A \cdot e^{-\frac{E_a}{R \cdot T}}$$

Ecuación 6.11

donde:

k	constante de velocidad
A	factor pre-exponencial
E _a	energía de activación
R	constante de los gases (8,314 J/mol/K)
T	temperatura absoluta (Kelvin)

A partir de la Ecuación 6.11 y conociendo los valores de A y E_a de las constantes k₁₀ y k₂ calculados por Richard Heywood para papel Kraft y recogidos en la Tabla 6.4, es posible obtener el perfil de temperaturas a lo largo de la altura de las bobinas.

Tabla 6.4. Valores de A y E_a para el cálculo de k₁₀, k₂, k₃ y k₄

	E _a (J/mol)	A(s ⁻¹)
k ₁₀	115.200	2,53 · 10 ⁵
k ₂	126.900	8,50 · 10 ⁸
k ₃	-43.700	2,17 · 10 ⁻⁵
k ₄	5,54 · 10 ⁻²	4,44 · 10 ⁻¹⁰

Con el objetivo de estimar la distribución de temperaturas se ha asumido que los valores iniciales DP₀ y TI₀ son 1.257 y 553 kN/(m·kg) respectivamente. El tiempo de vida considerado para el transformador ha sido de 227.760 horas (26 años de servicio). Finalmente, DP_t y TI_t son los valores obtenidos mediante los ensayos descritos en el capítulo anterior.

En la Figura 6.3 se representa el perfil de temperaturas obtenido a partir de los datos de DP y en la Figura 6.4 el obtenido a partir de los datos de TI, ambos medidos en el laboratorio.

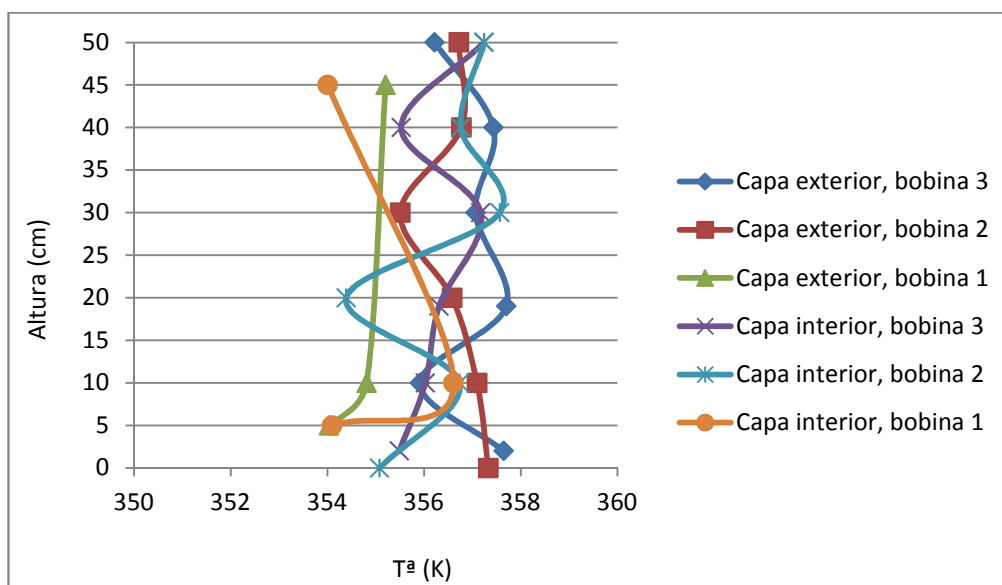


Figura 6.3. Distribución de temperaturas según DP

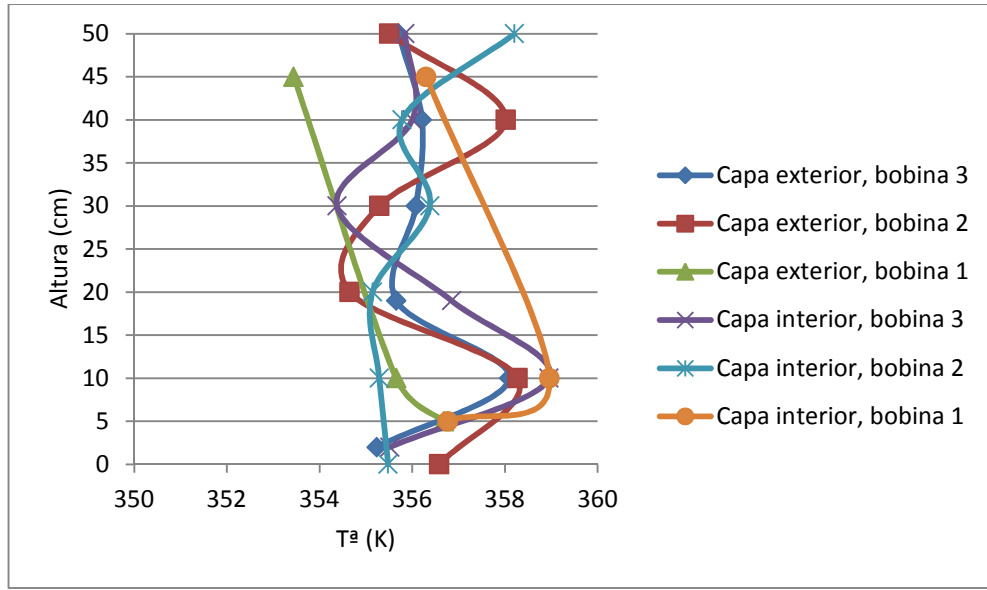


Figura 6.4. Distribución de temperaturas según TI

El perfil de temperaturas obtenido a partir del índice de tracción muestra que la máxima temperatura dentro del trazo ha sido de 357,35 K la cual es ligeramente inferior a la máxima obtenida a partir del mapa de DP. Considerando esta temperatura máxima, que representaría las condiciones más desfavorables, es posible estimar el tiempo de vida que les quedaría a otros trazos de iguales características constructivas sometidos a similares condiciones de operación que el trazo estudiado. Para ello se emplearía la Ecuación 6.7 y se consideraría que desde el punto de vista del estado del papel, el trazo llega a su fin de vida cuando el TI del papel alcanza un valor igual al 50% del valor inicial. En el ejemplo estudiado en este caso el valor inicial del TI para el papel era 553 kN/mKg. Observando los valores de TI obtenidos para cada una de las muestras ensayadas se comprueba que son varios los puntos en los que ya se ha alcanzado el fin de vida del papel. Si se aplicase otro criterio de fin de vida para el papel, que desde el punto de vista del TI fuera menos exigente, la vida restante del trazo se calcularía despejando el tiempo de la Ecuación 6.7.

A modo de ejemplo, considérese el cálculo de la vida útil restante desde el punto de vista del DP estableciendo un valor mínimo de 200. El valor mínimo registrado en este caso, según la tabla 7.2, es de 276,9. Por lo tanto:

$$k_{1_0} = A \cdot e^{\frac{-E_a}{R \cdot T}} = 9,1 \cdot 10^8 \cdot e^{\frac{-115200}{8,314 \cdot 357,7}} = 1,37 \cdot 10^{-8} (h^{-1})$$

$$k_2 = A \cdot e^{\frac{-E_a}{R \cdot T}} = 3,06 \cdot 10^{12} \cdot e^{\frac{-126900}{8,314 \cdot 357,7}} = 8,99 \cdot 10^{-7} (h^{-1})$$

$$t \text{ (vida restante)} = -\frac{1}{k_2} \cdot \ln \left(1 - \left(\left(\frac{1}{DP_{t_2}} - \frac{1}{DP_{t_1}} \right) \cdot \frac{k_2}{k_{1_0}} \right) \right)$$

Sustituyendo los valores obtenidos:

$$t \text{ (vida restante)} = \frac{-1}{8,99 \cdot 10^{-7}} \cdot \ln \left(1 - \left(\left(\frac{1}{200} - \frac{1}{276,9} \right) \cdot \frac{8,99 \cdot 10^{-7}}{1,37 \cdot 10^{-8}} \right) \right)$$

$$t \text{ (vida restante)} = 131400 \text{ (h)} = 15 \text{ (años)}$$

6.2. Ensayos en laboratorio de envejecimiento térmico acelerado

6.2.1. Introducción

A continuación se presentan y analizan los resultados obtenidos en los ensayos llevados a cabo de acuerdo a los procedimientos descritos en el epígrafe anterior. Los pasos seguidos se resumen brevemente a continuación:

- Preparación de las muestras de papel y tres tipos de aceite
- Envejecimiento térmico acelerado en horno a 110, 130 y 150°C
- Análisis de propiedades físico-químicas y dieléctricas correspondientes en diferentes intervalos temporales

El objetivo principal es evaluar la validez de los dos aceites vegetales analizados como posibles sustitutos del aceite mineral para su uso en transformadores eléctricos de potencia. Por ello deben conocerse sus propiedades físico-químicas así como su evolución temporal y la incidencia que su uso tiene en el papel dieléctrico.

6.2.2. Presentación y análisis de los resultados

En este epígrafe se muestran los resultados obtenidos en los diferentes ensayos realizados, tanto en lo relativo a las propiedades de los tres aceites como del papel dieléctrico utilizado. A continuación se estudian las posibles relaciones que puedan existir entre ellas con el fin de determinar la validez de los métodos de diagnóstico. Así, se tratará de utilizar los valores que resulten fácilmente medibles para estimar aquellos otros cuya monitorización directa resulta inviable a efectos prácticos.

La irrupción de los aceites vegetales en el campo de los transformadores eléctricos de potencia hace necesaria la revisión y, en su caso, adaptación de los estándares de operatividad y calidad recogidos en las diferentes normas que rigen el diseño y mantenimiento de dichas máquinas. Como se ha comprobado durante la revisión del estado del arte, tales normas están en su mayor parte orientadas al empleo de aceites minerales; además, es abundante la literatura acerca de los métodos de diagnóstico y correlación de propiedades para el caso de los aceites minerales. Sin embargo, en el campo de los aceites vegetales queda mucho camino por recorrer, pretendiendo esta tesis avanzar un paso en el mismo.

6.2.2.1. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento

El envejecimiento del papel y su consecuente degradación supone la ruptura de las cadenas moleculares que conforman el polímero, lo cual puede cuantificarse a partir del grado de

polimerización. En general, la degradación de la celulosa es un mecanismo complejo catalizado por la presencia de agua, oxígeno disuelto y el efecto de la temperatura; además, otros factores como la presencia de cobre o aditivos pueden influir en dicho proceso.

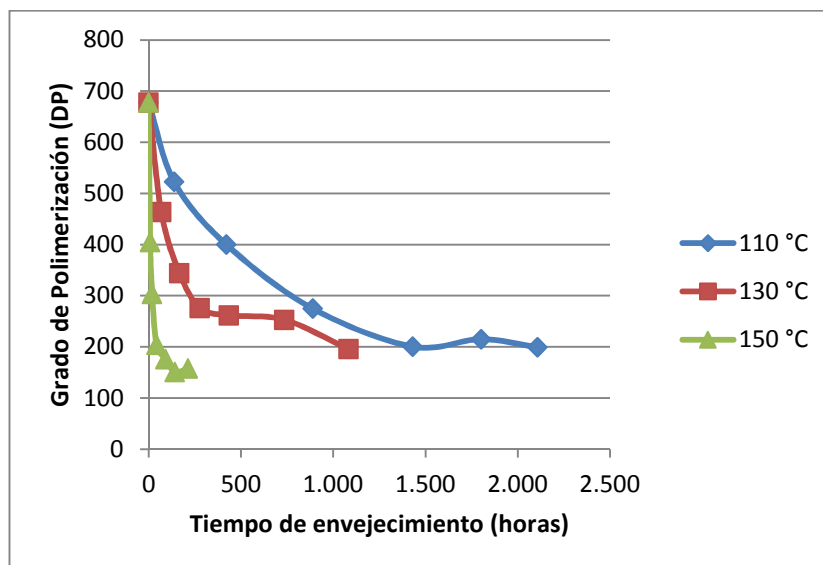


Figura 6.5. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento para aceite mineral

En la Figura 6.5 se muestra claramente cómo el grado de polimerización del papel se reduce de forma más rápida cuanto mayor es la temperatura a la cual se realiza el proceso de envejecimiento térmico acelerado. Esta tendencia es común en los tres tipos de aceite estudiados; sin embargo, la tasa de degradación no es la misma.

En el caso del aceite mineral, a 150°C y tras 212,25 horas de envejecimiento en horno, el grado de polimerización alcanza un valor de 157,77 reduciéndose por lo tanto en un 76,7% con respecto al valor inicial ($DP_0 = 678$). A 110°C, el grado de polimerización se reduce un 70,6% tras un periodo de envejecimiento de 2.107 horas.

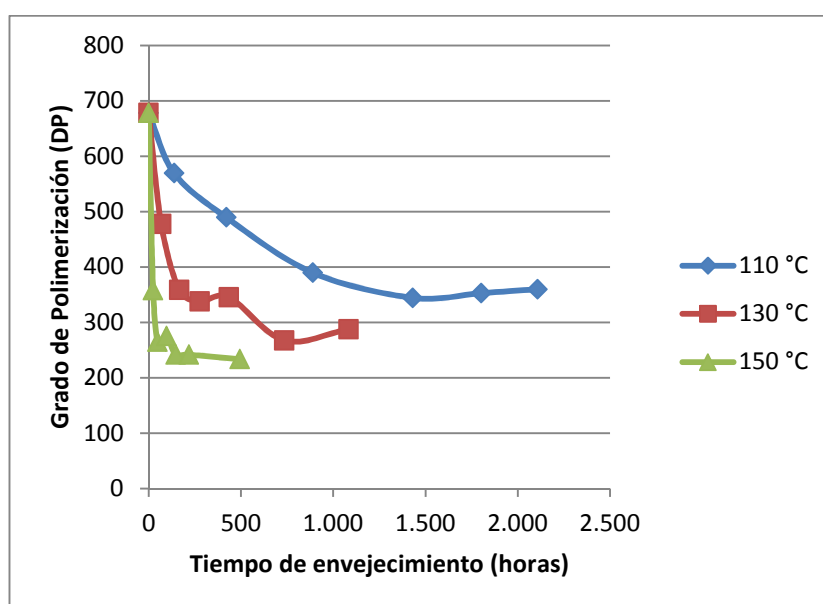


Figura 6.6. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento para éster vegetal 1

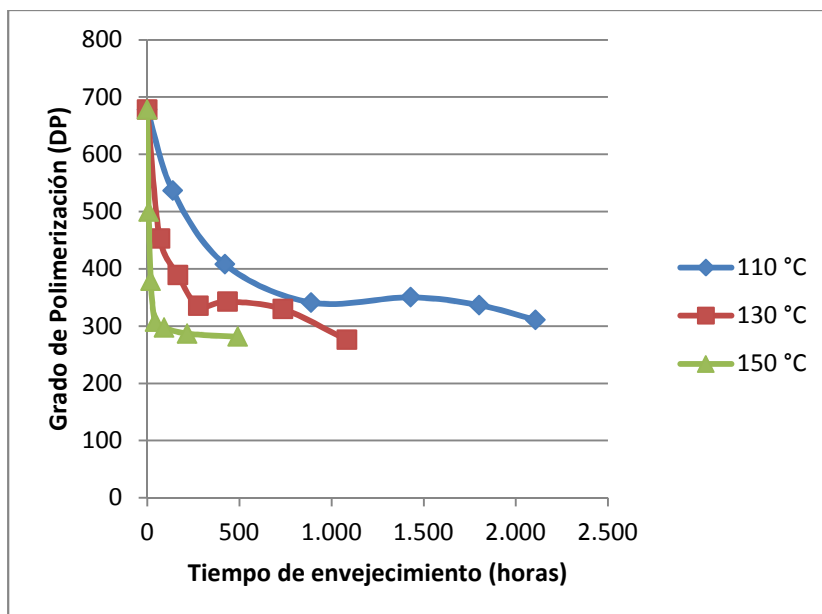


Figura 6.7. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento para éster vegetal 2

Como se ha indicado, se aprecia una evolución del grado de polimerización similar a la obtenida en los ensayos del aceite mineral cuando se impregna el papel en éster vegetal 1 (Figura 6.6) y cuando se hace en éster vegetal 2 (Figura 6.7). En cuanto a los valores numéricos, tanto el éster vegetal 1 como el éster vegetal 2 presentan valores superiores del DP, siendo su reducción porcentual cercana al 58% en ambos casos para una temperatura de 130°C y 1.082 horas de tratamiento. Esto indica que el papel dieléctrico sufre una menor degradación cuando está impregnado en los aceites de origen vegetal que cuando lo está en aceite mineral.

En las siguientes figuras se compara la evolución del grado de polimerización cuando se utilizan distintos tipos de aceite y se envejecen a las tres temperaturas mencionadas: 110°C (Figura 6.8), 130°C (Figura 6.9) y 150°C (Figura 6.10).

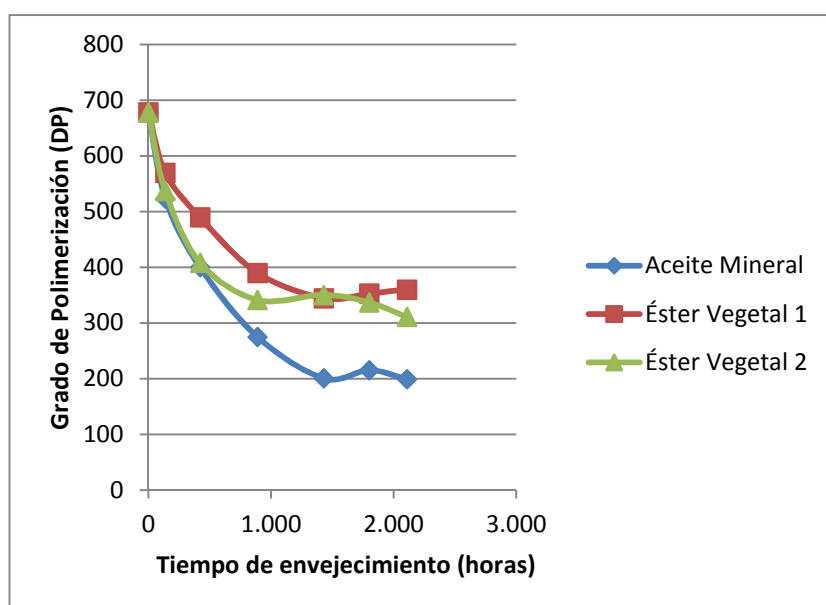


Figura 6.8. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento a 110°C

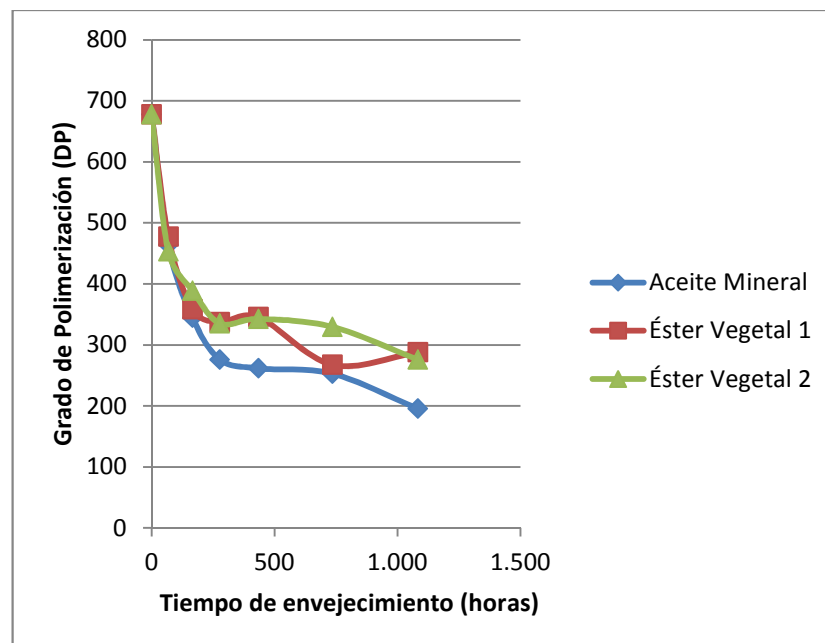


Figura 6.9. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento a 130°C

A las tres temperaturas de ensayo el descenso del grado de polimerización del papel envejecido en aceite mineral es superior al sufrido por las muestras envejecidas en aceite vegetal. De acuerdo a los resultados obtenidos, durante el tiempo de ensayo el grado de polimerización del papel envejecido en aceite mineral se redujo hasta 200, valor considerado por muchos autores como umbral por debajo del cual no se puede asegurar un funcionamiento adecuado.

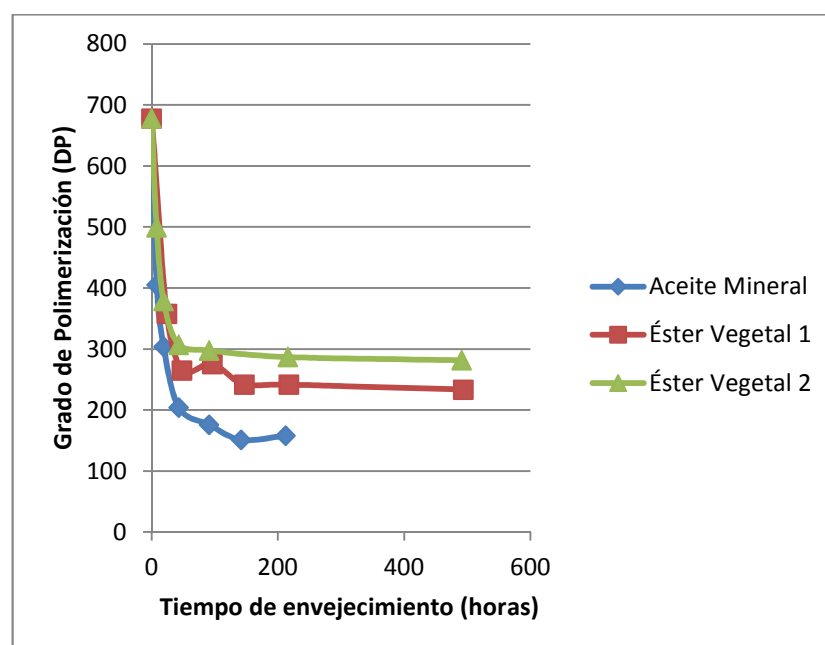


Figura 6.10. Grado de polimerización - Periodo de envejecimiento a 150°C

Puede comprobarse también que a medida que aumenta la temperatura a la que se realiza el envejecimiento la velocidad de reducción del grado de polimerización prácticamente se duplica. El efecto de la temperatura es más acusado en el aceite mineral, lo cual confirma que los aceites de origen vegetal favorecen una mejor conservación del papel dieléctrico en términos del grado de polimerización.

6.2.2.2. Humedad del papel - Periodo de envejecimiento

La humedad del papel es uno de los factores claves en relación al estado de los transformadores de potencia, ya que ésta tiene gran influencia en la degradación de aquél; el aumento en el contenido de humedad en el papel acelera su envejecimiento. La humedad es también un subproducto del propio proceso de envejecimiento.

A continuación se presentan y analizan los resultados obtenidos al analizar las muestras de papel impregnadas en los diferentes aceites ensayados. En la Figura 6.11 se muestra el contenido de humedad que presenta el papel envejecido a 110°C cuando se encuentra inmerso en los tres tipos de aceite considerados. El papel impregnado en aceite mineral es el que contiene una mayor cantidad de humedad durante la mayor parte del proceso de envejecimiento llevado a cabo. Al finalizar el mismo, la humedad del papel impregnado en aceite mineral es del orden de siete veces superior a la del resto de las muestras envejecidas en aceites vegetales.

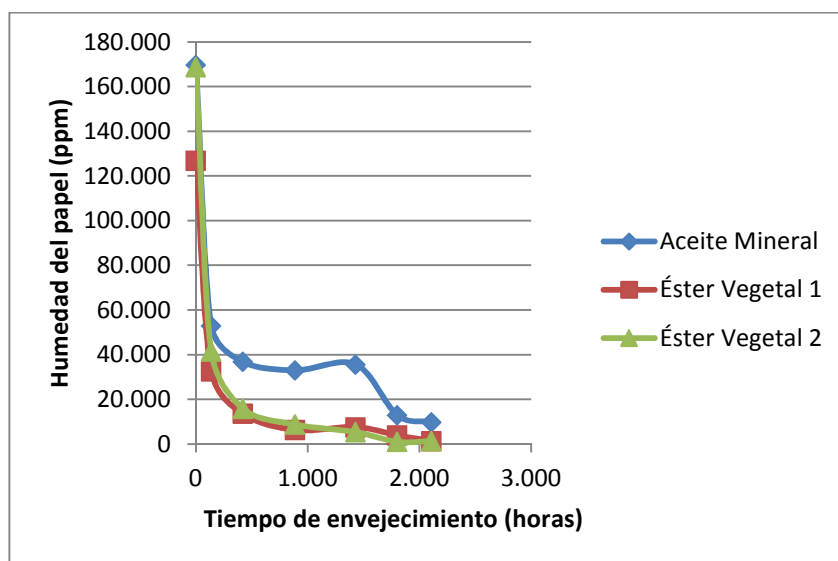


Figura 6.11. Humedad del papel - Periodo de envejecimiento a 110°C

Similar tendencia se muestra en la Figura 6.12, en la que el envejecimiento del dieléctrico se ha realizado a una temperatura de 130°C. En este caso, la humedad detectada en la muestra impregnada en aceite vegetal 1, una vez concluido el proceso de envejecimiento, es un 50% inferior a la muestra tratada con aceite vegetal 2. Los valores de humedad en el papel para el caso del aceite de origen mineral siguen siendo superiores respecto a cualquiera de los dos aceites vegetales.

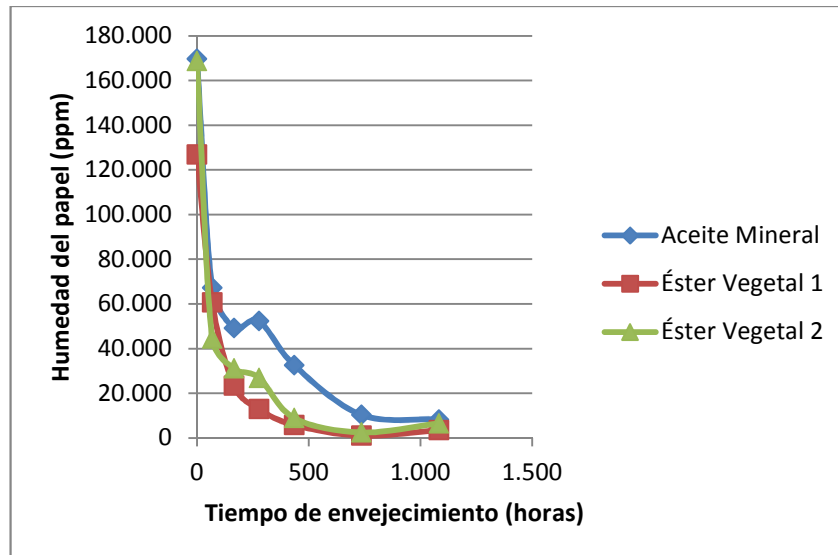


Figura 6.12. Humedad del papel - Periodo de envejecimiento a 130°C

Para un envejecimiento a una temperatura de 150°C la Figura 6.13 muestra unos resultados cualitativamente similares a los anteriores durante la mayoría del proceso de envejecimiento. Por su parte, los aceites de origen vegetal utilizados en los ensayos muestran valores similares de humedad durante todo el proceso, siendo ésta en el papel impregnado en aceite mineral del orden de tres veces superior a la obtenida en las muestras impregnadas en cualquiera de los dos ésteres vegetales.

Este mayor contenido en humedad del papel impregnado en aceite mineral coincide con la mayor degradación experimentada por éste en términos de grado de polimerización. Para tratar de explicar esta observación se analizan a continuación los resultados obtenidos en los análisis de agua contenida esta vez en las diferentes muestras de aceite.

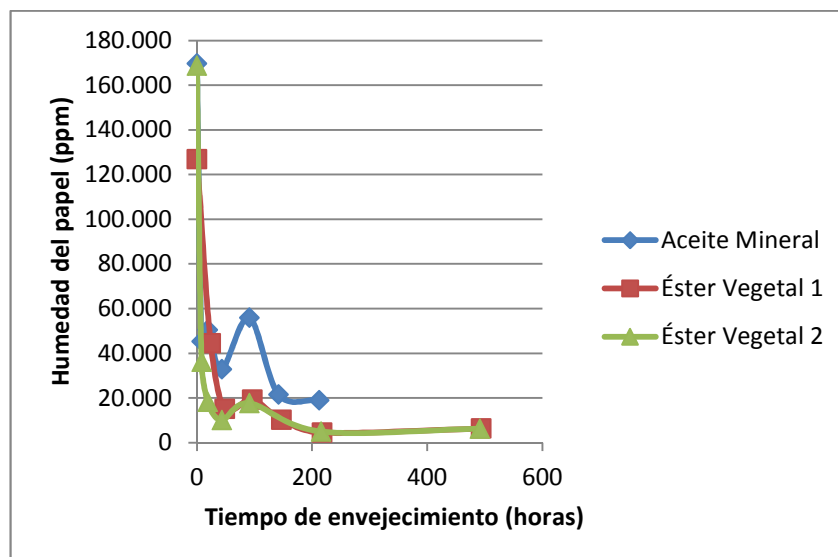


Figura 6.13. Humedad del papel - Periodo de envejecimiento a 150°C

6.2.2.3. Humedad del aceite - Periodo de envejecimiento

La humedad en el aceite de un transformador puede provenir de la atmósfera exterior o bien ser resultado de la degradación de los materiales aislantes. Para contenidos de agua relativamente bajos, el agua permanece en solución y no modifica el aspecto del aceite. Sin embargo, cuando el contenido en agua alcanza el nivel de saturación, el agua no puede permanecer en solución y aparece agua libre en forma de turbidez o de gotitas, provocando un deterioro de las propiedades del aceite al disminuir su rigidez dieléctrica y su resistividad, y aumentar el factor de disipación. En cualquier caso, un alto contenido de agua en el aceite, aparte de afectar las propiedades de éste, acelera la degradación química del papel por hidrólisis.

A continuación se muestran gráficamente los resultados obtenidos en el estudio de la humedad contenida en los tres diferentes tipos de aceite a las tres temperaturas de trabajo consideradas.

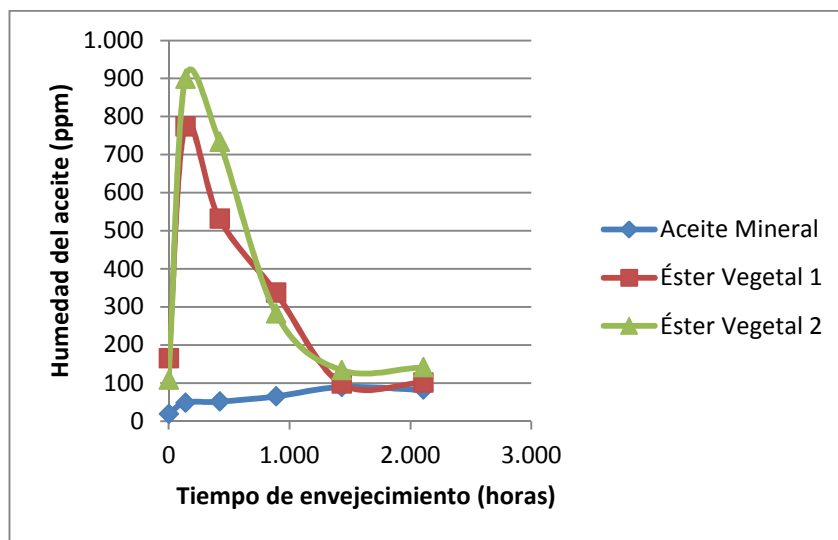


Figura 6.14. Humedad del aceite - Periodo de envejecimiento a 110°C

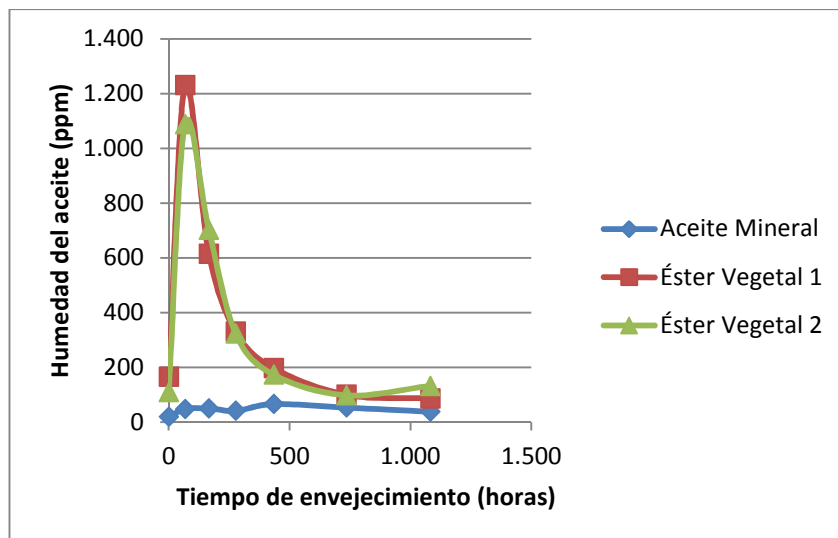


Figura 6.15. Humedad del aceite - Periodo de envejecimiento a 130°C

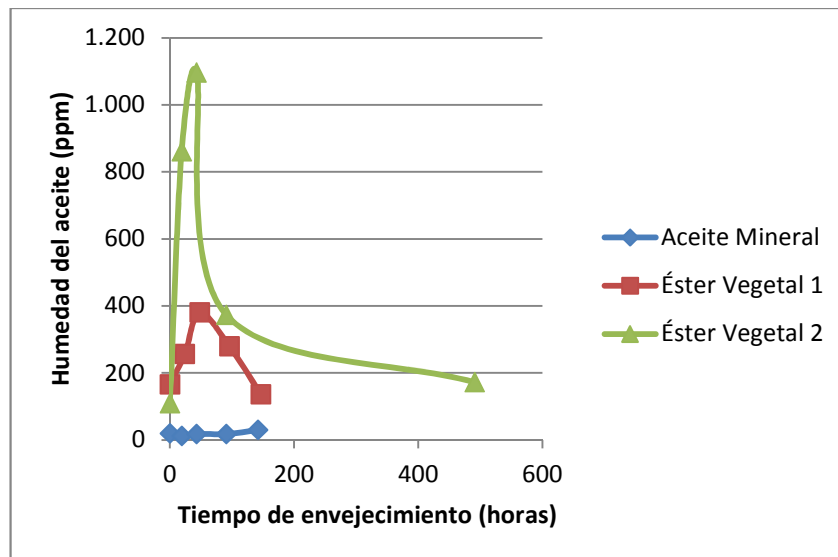


Figura 6.16. Humedad del aceite - Periodo de envejecimiento a 150°C

Los resultados obtenidos muestran una tendencia opuesta a lo observado en el caso de la humedad del papel dieléctrico. En términos de humedad del aceite, el aceite mineral presenta excelentes resultados, estando en todo momento muy por debajo de los obtenidos en ambos aceites vegetales, tanto a 110°C (Figura 6.14), como a 130°C (Figura 6.15) y a 150°C (Figura 6.16).

Esta observación cobra sentido al comparar estos resultados con los relativos a la humedad del papel. La explicación es que la mayor capacidad que presentan los aceites vegetales para contener agua produce un efecto protector sobre el papel, que se mantiene más seco que cuando se impregna en aceite mineral.

6.2.2.4. Acidez - Periodo de envejecimiento

La acidez del aceite es una medida del nivel de contaminación del mismo, a través del análisis de los contaminantes ácidos presentes. La acidez de un aceite usado se debe a la formación de productos de oxidación ácidos. Los ácidos y otros productos de oxidación, junto con el agua y los contaminantes sólidos, afectarán a las propiedades dieléctricas del aceite. Los ácidos tienen impacto en la degradación de los materiales celulósicos y también pueden ser responsables de la corrosión de partes metálicas del transformador. La velocidad de incremento de la acidez de un aceite en servicio es normalmente un buen indicador de la velocidad de degradación de éste.

Los resultados obtenidos en relación a la acidez del aceite envejecido térmicamente se muestran en las siguientes figuras. A las tres temperaturas de ensayo consideradas (Figura 6.17, Figura 6.18 y Figura 6.19) el aceite mineral es el que presenta de forma indiscutible los valores más bajos de acidez. Se debe tener en cuenta que la acidez de los aceites vegetales ensayados era ligeramente superior al del aceite mineral antes de comenzar el proceso de envejecimiento.

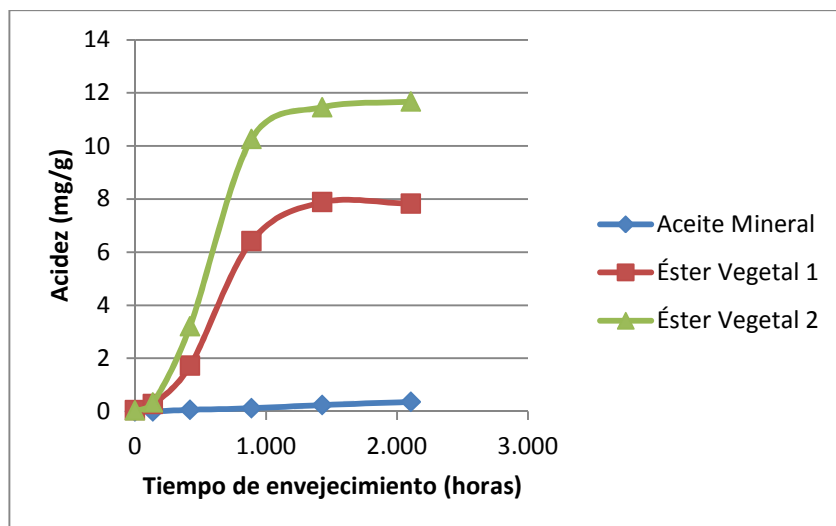


Figura 6.17. Acidez - Periodo de envejecimiento a 110°C

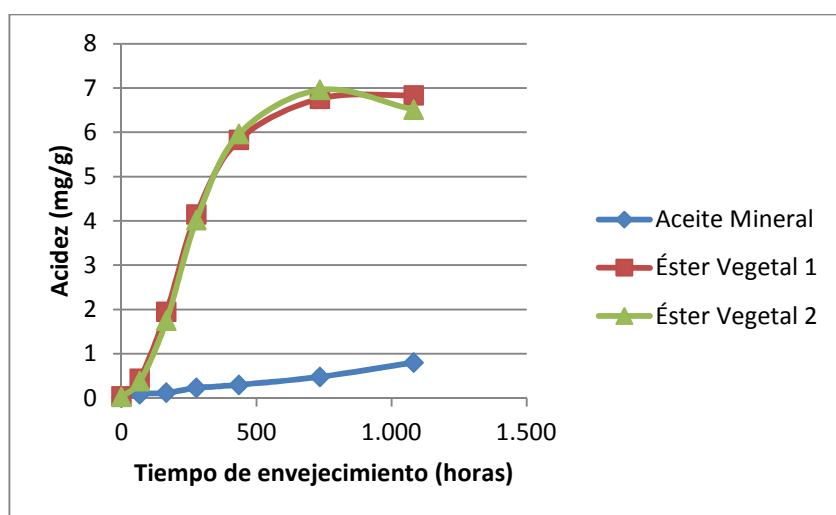


Figura 6.18. Acidez - Periodo de envejecimiento a 130°C

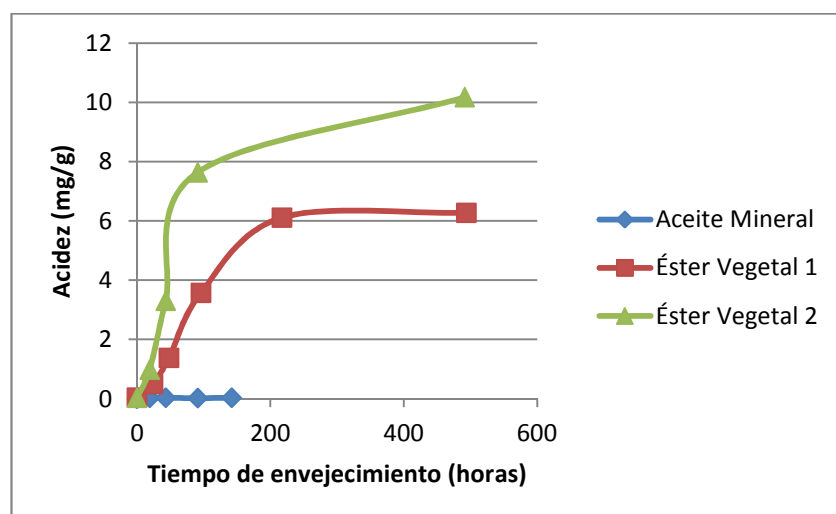


Figura 6.19. Acidez - Periodo de envejecimiento a 150°C

A las tres temperaturas ensayadas el incremento de acidez experimentado por los aceites vegetales se muestra muy pronunciado al principio, tendiendo a estabilizarse una vez transcurrida aproximadamente la mitad del período de envejecimiento térmico considerado.

6.2.2.5. Óxidos de carbono-Periodo de envejecimiento

La relación entre la concentración de dióxido y monóxido de carbono disueltos en el aceite y analizados mediante la técnica de la cromatografía de gases puede considerarse un indicador del estado de conservación de la celulosa. Esta afirmación debe entenderse sin perjuicio de lo indicado en la norma IEC 60599 [98] acerca de la presencia y el origen de dichos óxidos.

La evolución temporal de esta relación de concentraciones se muestra en la Figura 6.20 a una temperatura de envejecimiento de 110°C, en la Figura 6.21 a 130°C y en la Figura 6.22 a 150°C, en las cuales puede comprobarse que dicha relación es mayor en el caso del aceite mineral que en cualquiera de los ésteres vegetales estudiados, lo cual concuerda con otros resultados anteriormente publicados [89, 180].

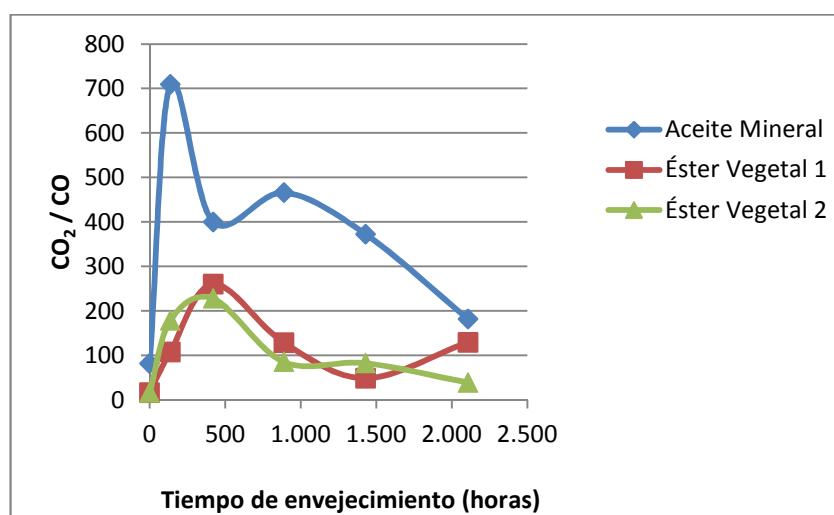


Figura 6.20. Ratio de concentración de óxidos de carbono – Periodo de envejecimiento a 110°C

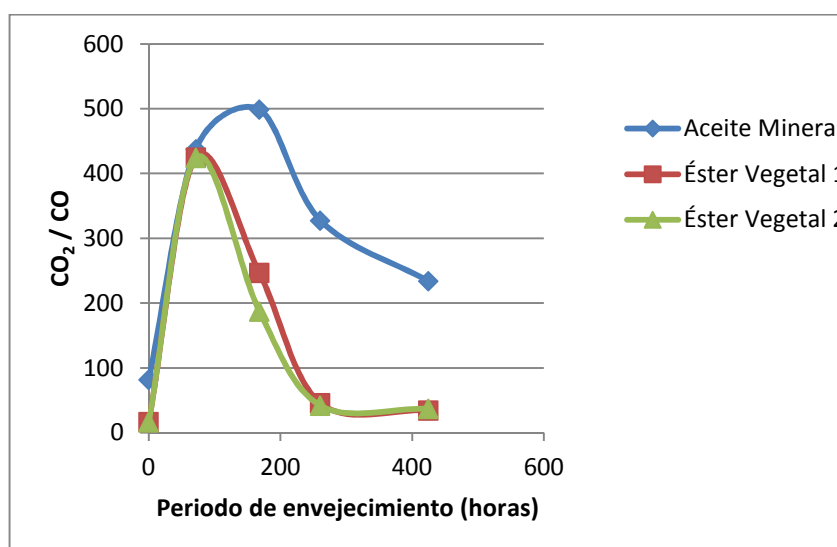


Figura 6.21. Ratio de concentración de óxidos de carbono – Periodo de envejecimiento a 130°C

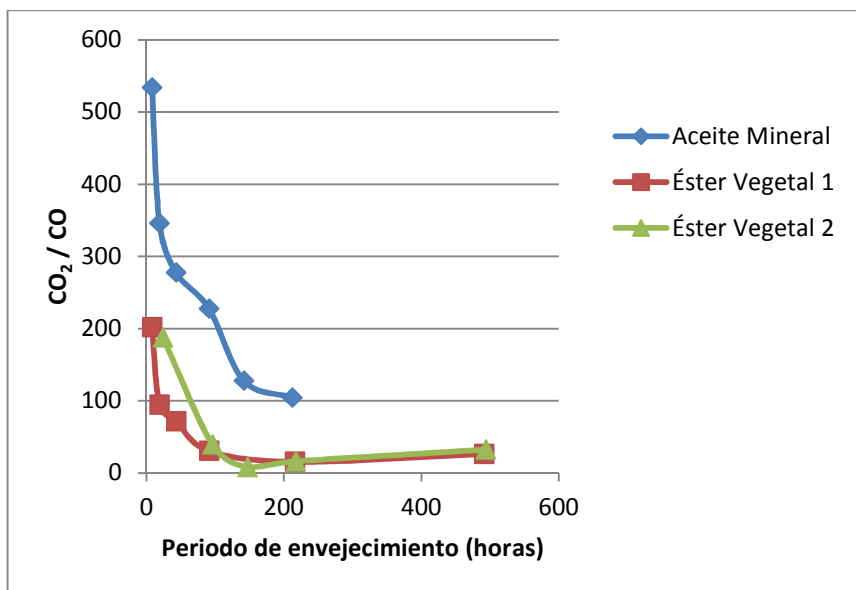


Figura 6.22. Ratio de concentración de óxidos de carbono – Periodo de envejecimiento a 150°C

6.2.2.6. Factor de disipación dieléctrica-Periodo de envejecimiento

El factor de disipación dieléctrica del aceite es un indicador de su estado de conservación desde el punto de vista de su capacidad de aislamiento. Como se indicó en la Figura 4.7, el factor de disipación dieléctrica, también conocido como tangente de delta, indica en qué medida el comportamiento de un material aislante difiere del comportamiento propio del aislante ideal. Cuanto mayor sea el valor de este factor más contaminado estará el aceite y mayor será la potencia por él disipada en forma de calor.

Los resultados obtenidos en el análisis del factor de disipación dieléctrica indican que los aceites vegetales ofrecen valores de $\tan \delta$ muy superiores a los del aceite mineral, destacando por encima de todos el éster vegetal 2 a cualquiera de las tres temperaturas de ensayo (Figura 6.23, Figura 6.24 y Figura 6.25). Por lo tanto, en este aspecto, el aceite mineral analizado presenta un mejor comportamiento ya que sus valores de tangente de delta son los más bajos durante todo el proceso de envejecimiento a cualquiera de las temperaturas ensayadas.

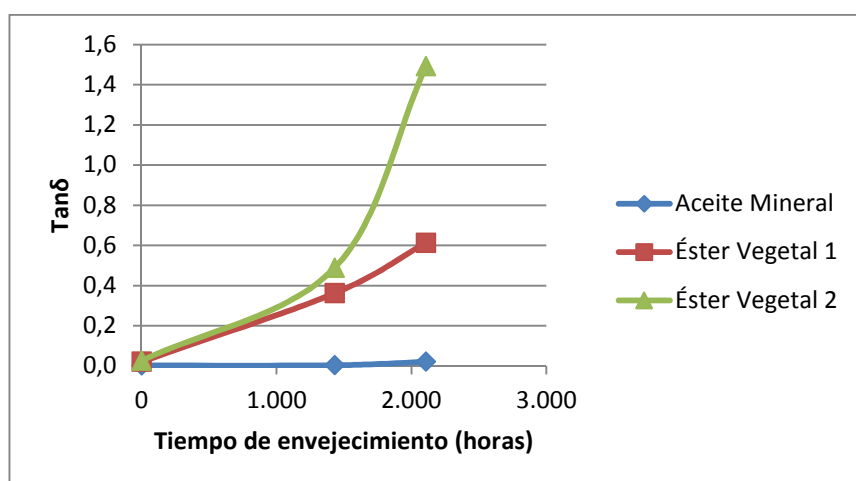


Figura 6.23. Factor de disipación dieléctrica - Envejecimiento a 110°C

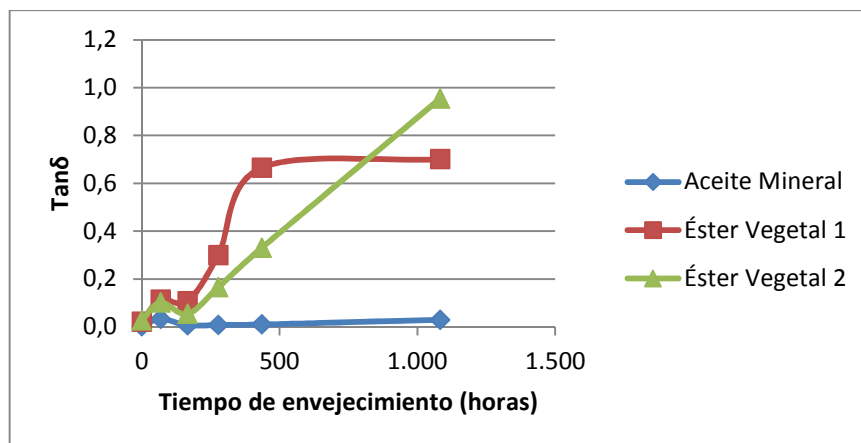


Figura 6.24. Factor de disipación dieléctrica - Envejecimiento a 130°C

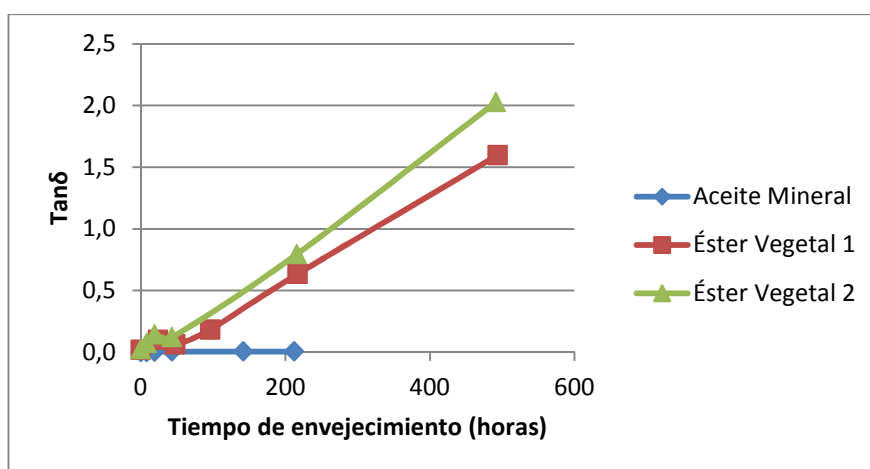


Figura 6.25. Factor de disipación dieléctrica - Envejecimiento a 150°C

6.2.2.7. Resistividad-Periodo de envejecimiento

La resistividad del aceite es también una medida de sus propiedades aislantes. Una alta resistividad refleja un bajo contenido de iones libres (compuestos polares) y normalmente indica una concentración baja de materiales contaminantes conductores. Es por lo tanto un valor inversamente proporcional al factor de disipación dieléctrica.

Como valores orientativos, aplicables al caso de los aceites minerales, se considera que un aceite nuevo debe tener una resistividad superior a $250 \cdot 10^{10} \Omega \cdot m$; para aceites en servicio se considera aceptable una resistividad en torno a $50 \cdot 10^{10} \Omega \cdot m$ mientras que valores por debajo de este valor son considerados como anormales, recomendándose en tal caso la realización de pruebas más exhaustivas para la obtención de un diagnóstico adecuado [181].

De la Figura 6.26 a la Figura 6.31 se muestran los resultados de resistividad obtenidos para cada temperatura y cada polarización, positiva o negativa, representados en escala logarítmica.

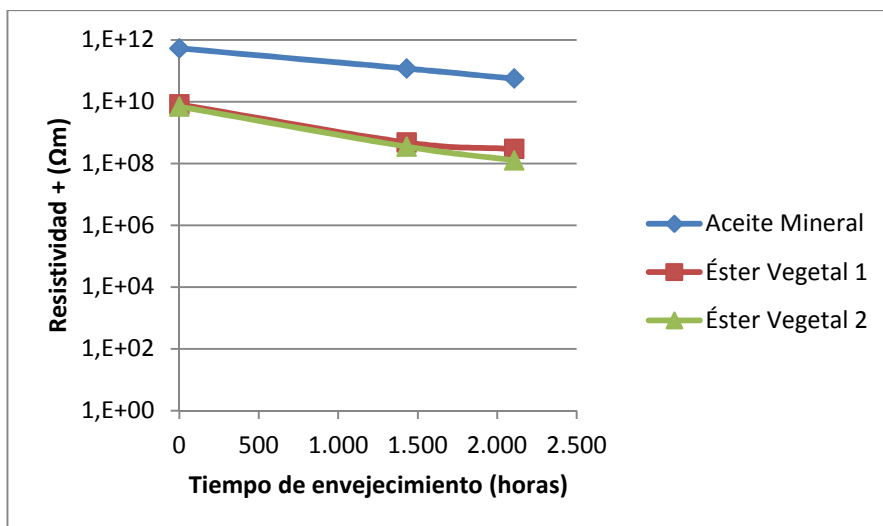


Figura 6.26. Resistividad (+) - Envejecimiento a 110°C

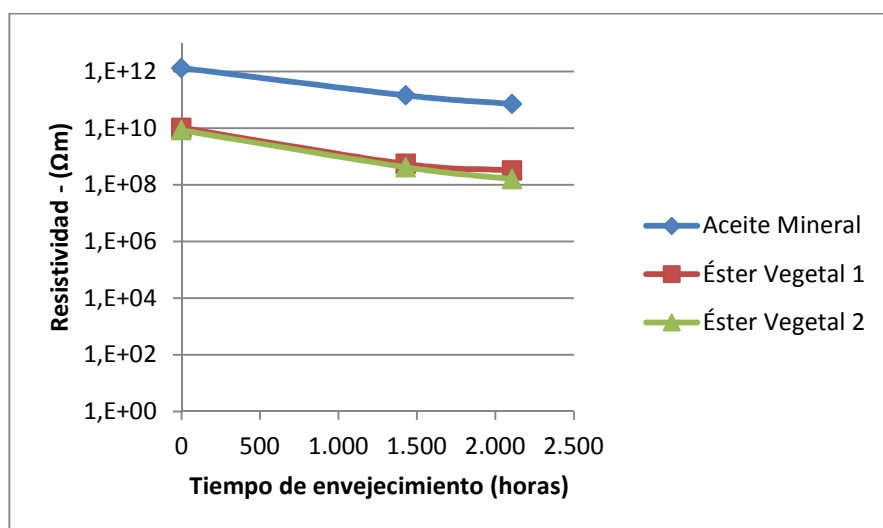


Figura 6.27. Resistividad (-) - Envejecimiento a 110°C

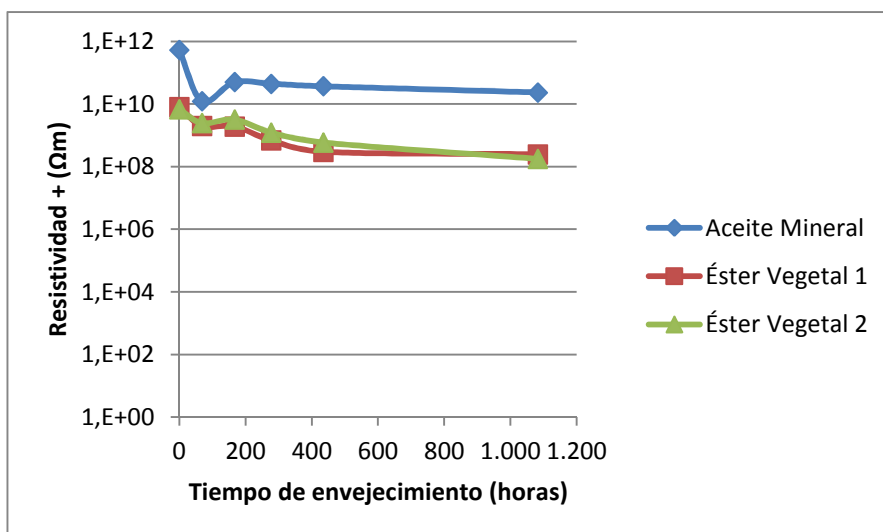


Figura 6.28. Resistividad (+) - Envejecimiento a 130°C

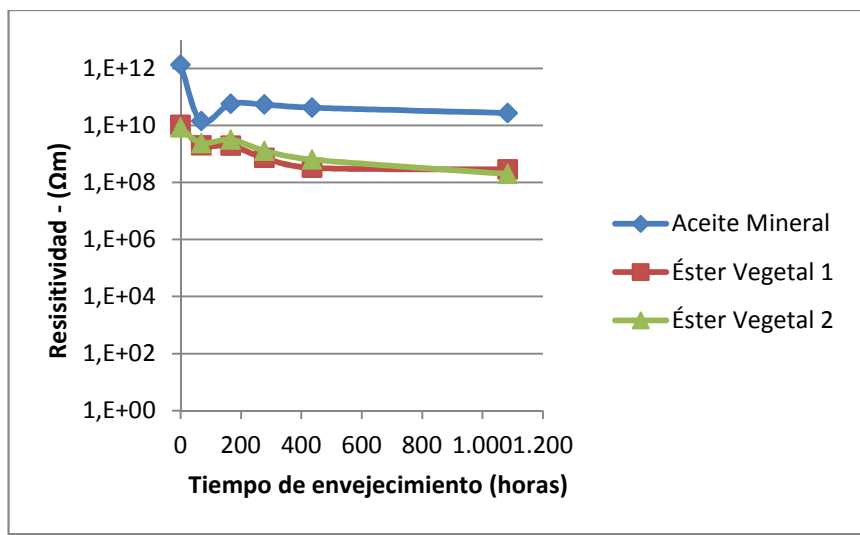


Figura 6.29. Resistividad (-) - Envejecimiento a 130°C

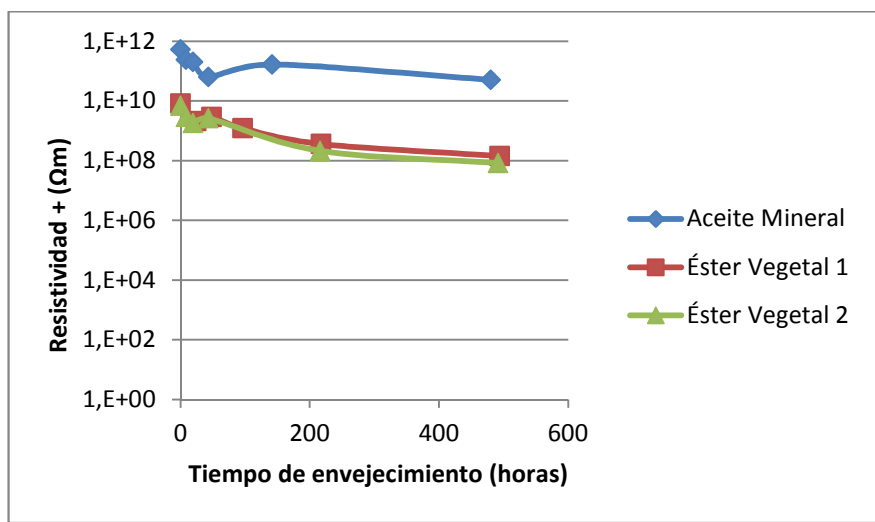


Figura 6.30. Resistividad (+) - Envejecimiento a 150°C

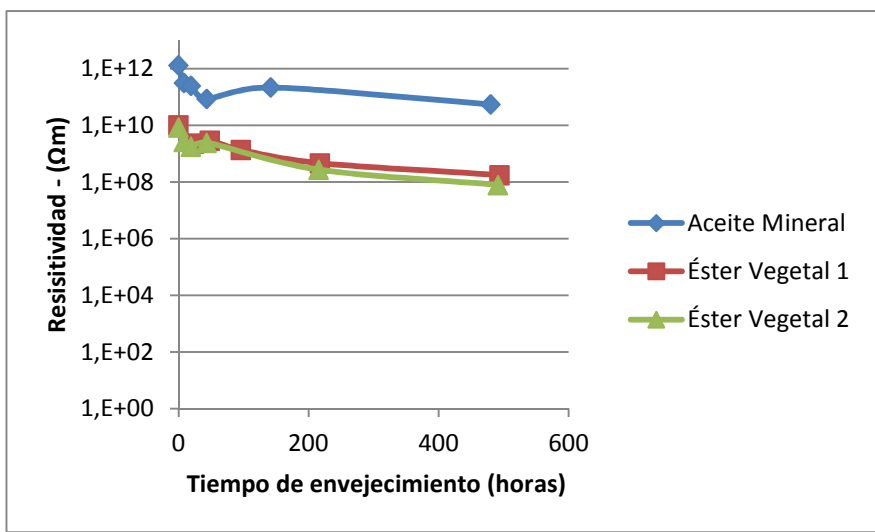


Figura 6.31. Resistividad (-) - Envejecimiento a 150°C

Como cabía esperar de los resultados obtenidos para el factor de disipación dieléctrica, el aceite mineral es el que ofrece valores mayores de resistividad tanto en polarización positiva como negativa. Esto sucede tanto para el valor inicial como para los obtenidos tras el envejecimiento de las muestras.

6.2.2.8. Grado de polimerización-Acidez del aceite

En este apartado se estudia la relación entre el grado de polimerización (DP) de la muestra de papel y la acidez del aceite ensayado en cada caso.

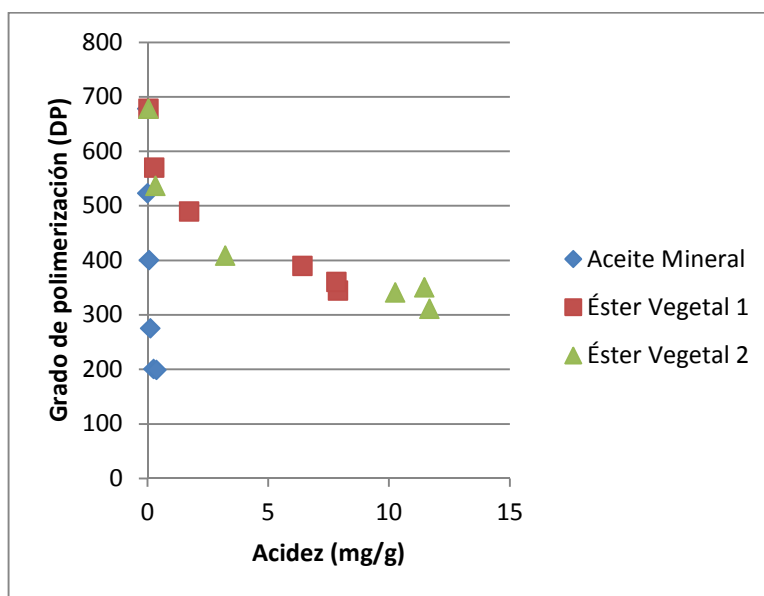


Figura 6.32. Grado de polimerización - Acidez a 110°C

La Figura 6.32 corresponde a los resultados obtenidos realizando el envejecimiento de las muestras a 110°C. Cabe indicar que, de acuerdo a tales resultados, se concluye que el aceite mineral apenas sufre incremento de acidez a medida que pasa el tiempo, aunque por el contrario el papel en él impregnado acusa un notable deterioro en términos de grado de polimerización. En el caso de los aceites vegetales analizados se concluye que resultan menos agresivos para el papel que impregnan, aunque por el contrario experimentan un importante aumento de la acidez durante su vida útil, pero resultan menos agresivos para el papel que impregnan.

Para los ensayos realizados a 130°C (Figura 6.33) y a 150°C (Figura 6.34), los resultados cualitativos muestran una tendencia similar a la descrita anteriormente. En general, la acidez del aceite mineral se mantiene sensiblemente constante independientemente de las condiciones de envejecimiento, aunque a mayor temperatura la degradación del papel en él impregnado es más rápida. En el caso de los aceites vegetales, la acidez aumenta sensiblemente en todos los casos y el papel sufre un deterioro creciente con la temperatura, aunque siempre inferior al observado en el caso del aceite mineral.

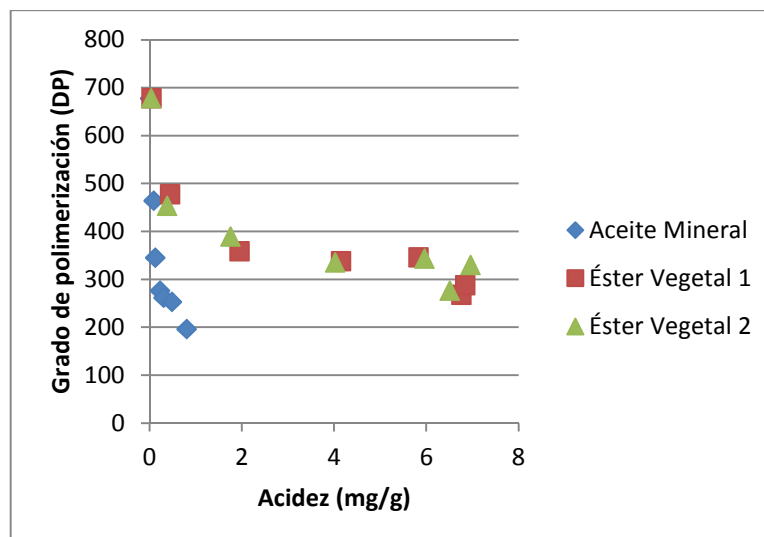


Figura 6.33. Grado de polimerización - Acidez a 130°C

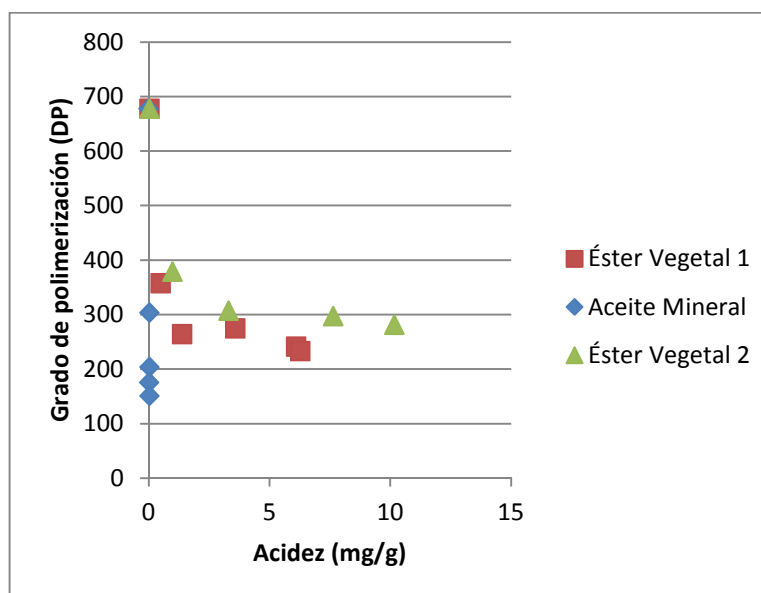


Figura 6.34. Grado de polimerización - Acidez a 150°C

Tomando un grado de polimerización de 200 como valor de referencia a la hora de diagnosticar el estado del papel dieléctrico, nótese que en ninguno de los experimentos llevados a cabo utilizando aceites de origen vegetal se alcanza tal situación.

6.2.3. Cinética de degradación

Los factores que influyen en los procesos de degradación del aceite y el papel dieléctrico pueden ser varios, como la temperatura, la humedad, la presencia de oxígeno u otros elementos como el hierro o el cobre. En este apartado se pretende determinar las cinéticas de degradación del aceite y el papel en función de la temperatura, para lo cual se analizará pormenorizadamente la evolución del grado de polimerización del papel así como la acidez y el factor de pérdidas del aceite.

Para ello se hará uso de la Ecuación 6.4, que representa la cinética de degradación de orden cero, y de la ecuación Ecuación 6.7, que representa la cinética de degradación de orden uno.

6.2.3.1. Cinética de degradación del aislamiento basada en el grado de polimerización

La representación gráfica de la cinética de degradación de orden cero para cada una de las tres temperaturas ensayadas (Figura 6.35 a Figura 6.37) se realiza conociendo el valor del grado de polimerización del papel al inicio del ensayo y el correspondiente a cada análisis a lo largo del tiempo. Una vez más se aprecia en las figuras la mayor degradación del papel inmerso en aceite mineral respecto al impregnado en aceite vegetal.

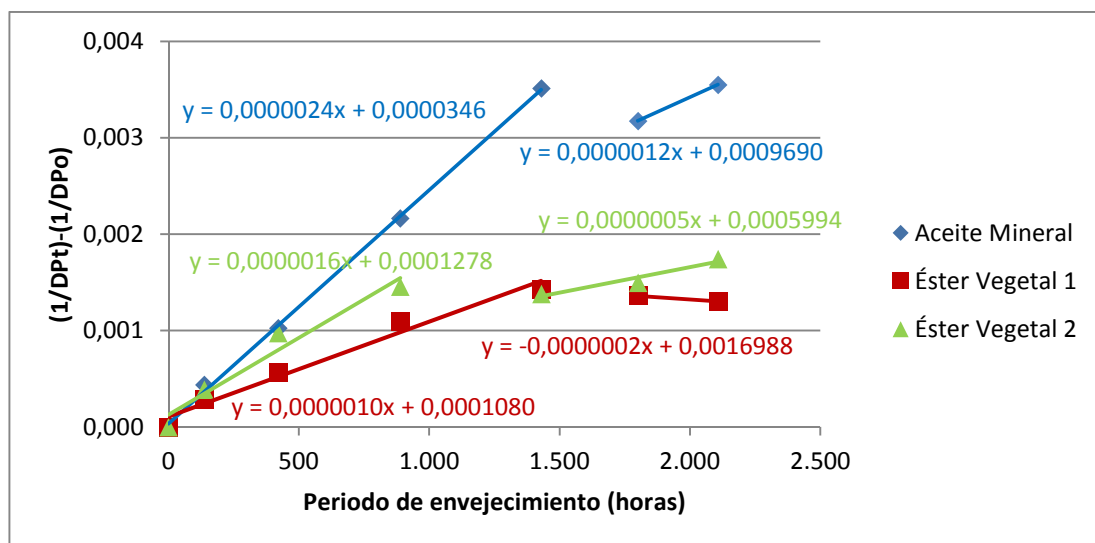


Figura 6.35. Cinética de degradación (orden cero) - Periodo de envejecimiento a 110°C

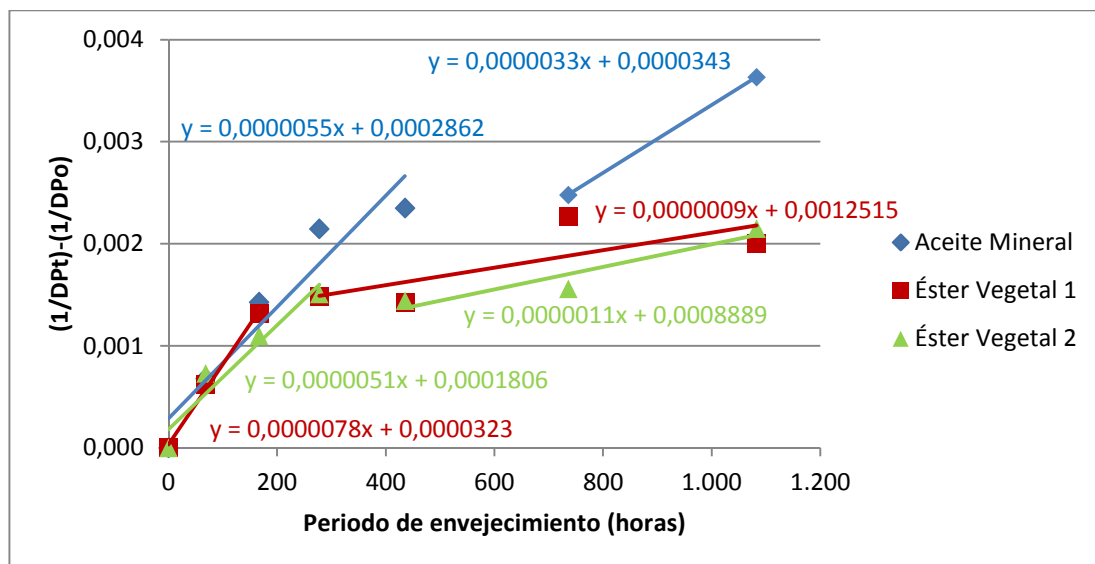


Figura 6.36. Cinética de degradación (orden cero) - Periodo de envejecimiento a 130°C

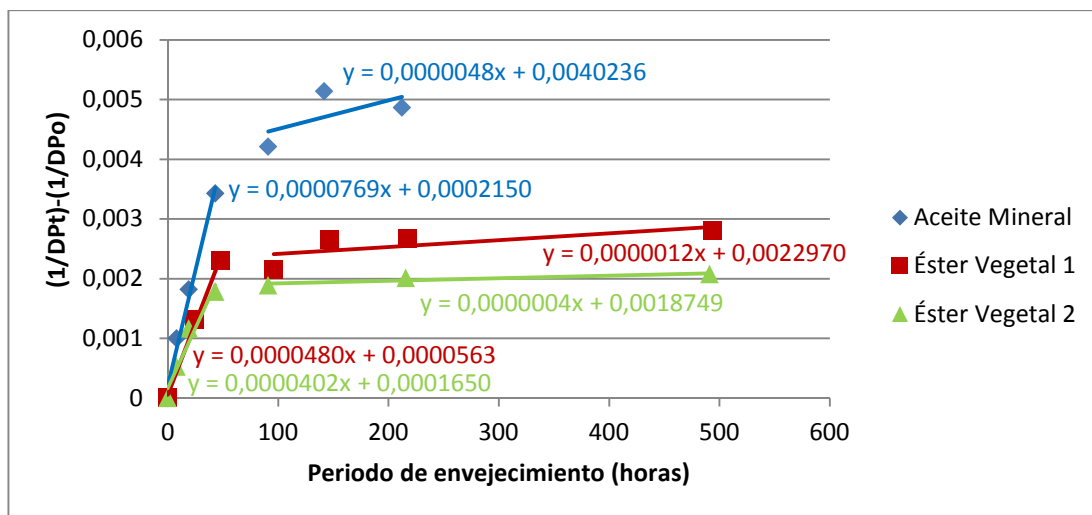


Figura 6.37. Cinética de degradación (orden cero) - Periodo de envejecimiento a 150°C

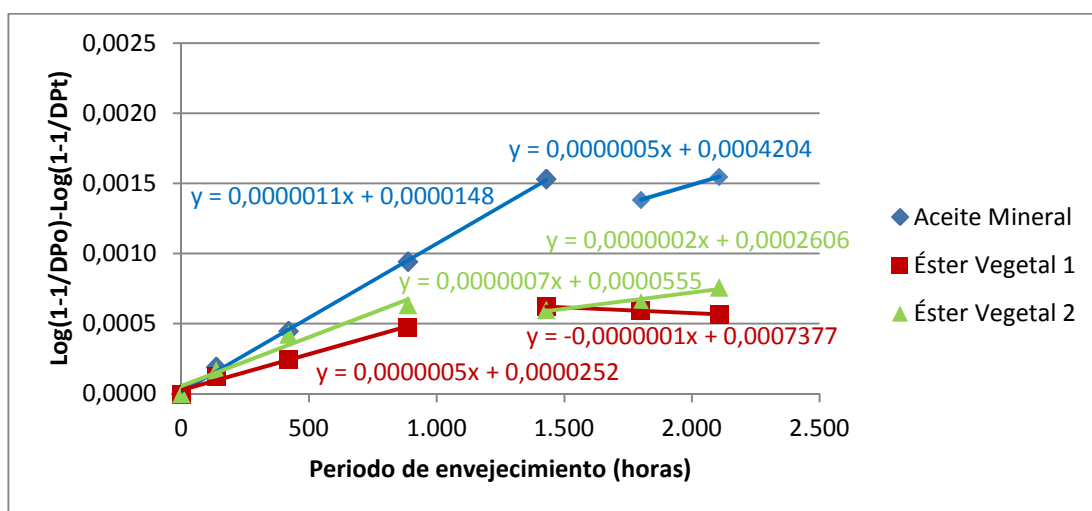


Figura 6.38. Cinética de degradación (orden uno) - Periodo de envejecimiento a 110°C

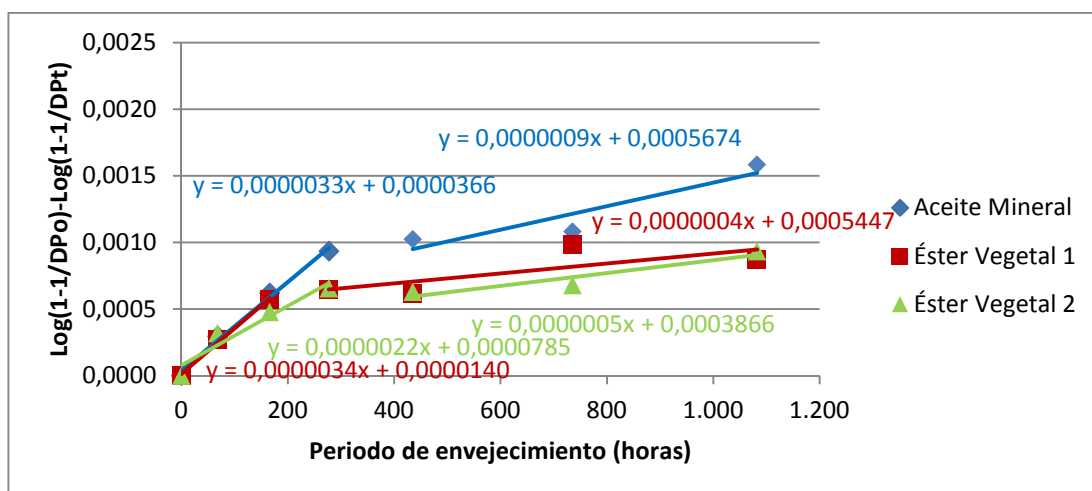


Figura 6.39. Cinética de degradación (orden uno) - Periodo de envejecimiento a 130°C

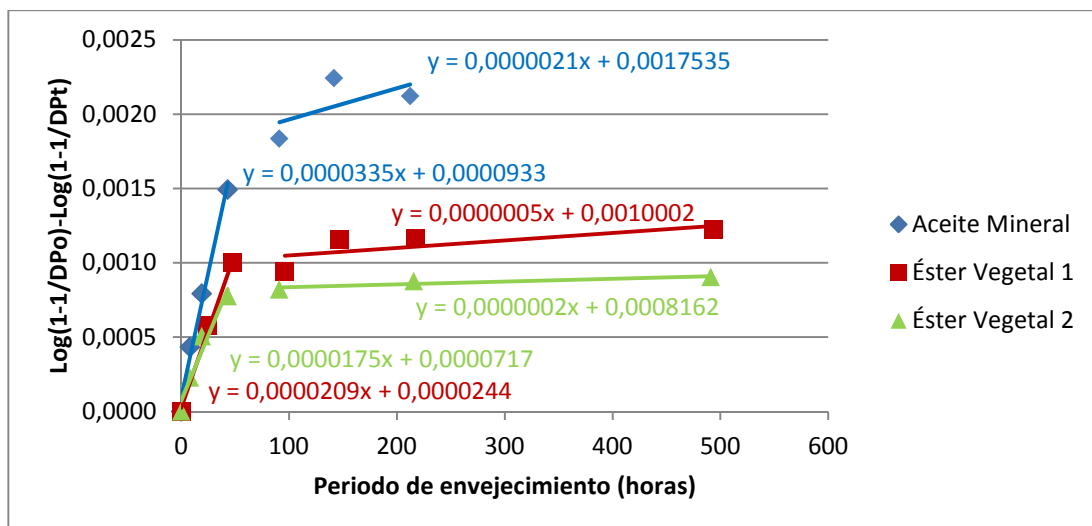


Figura 6.40. Cinética de degradación (orden uno) - Periodo de envejecimiento a 150°C

La representación de los datos correspondientes a cinética de orden uno (Figura 6.38 a Figura 6.40) posee una forma similar a la de orden cero pero con distintos valores numéricos.

A lo largo de las primeras horas de los procesos de envejecimiento la pendiente de todas las líneas es similar, lo cual indica que el envejecimiento inicial del papel es similar en todos los aceites ensayados. Sin embargo, a medida que pasa el tiempo se aprecia una diferencia importante en la pendiente de las rectas, siendo más acusada la del aceite mineral, lo cual indica que es este aceite el que produce un envejecimiento mayor en las probetas de papel kraft.

Matemáticamente esto se manifiesta en la existencia de dos tramos de pendiente k diferenciada.

En cada uno de los tramos puede aplicarse la ya mencionada ecuación de Arrhenius (Ecuación 6.11), la cual se emplea para comprobar la dependencia de la constante cinética de una reacción con respecto a la temperatura a la que se lleva a cabo esa reacción. Para simplificar el procedimiento se realiza la representación $\ln k - 1/T$, de forma que se pueda conseguir una expresión similar a la ecuación de Arrhenius y así calcular los valores correspondientes de energía de activación y factor de frecuencia.

$$\ln K = \ln A + \left(\frac{-Ea}{RT} \right) \quad \text{Ecuación 6.12}$$

Para obtener los valores de A y Ea basta con obtener la ecuación de la recta, donde la constante es $\ln A$ y la pendiente es $-Ea/R$.

Se muestran a continuación los resultados obtenidos en el primer tramo lineal. En el caso de la cinética de orden cero (Figura 6.41) la energía de activación mínima se produce en la muestra de papel impregnada en éster vegetal 1. En el caso de cinética de primer orden (Figura 6.42) la mínima energía de activación corresponde a la muestra impregnada en éster vegetal 2.

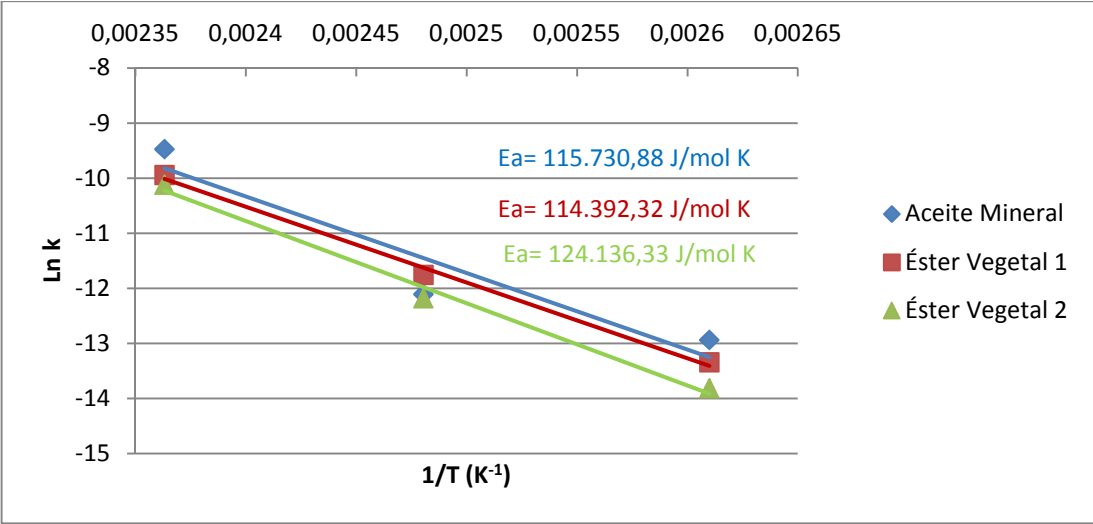


Figura 6.41. Gráfico de Arrhenius de orden cero para el primer tramo

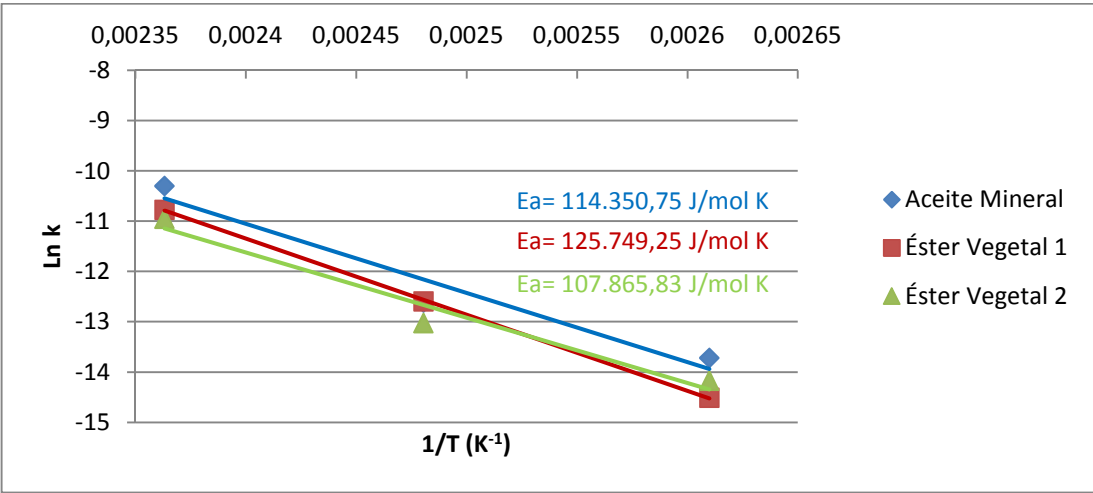


Figura 6.42. Gráfico de Arrhenius de orden uno para el primer tramo

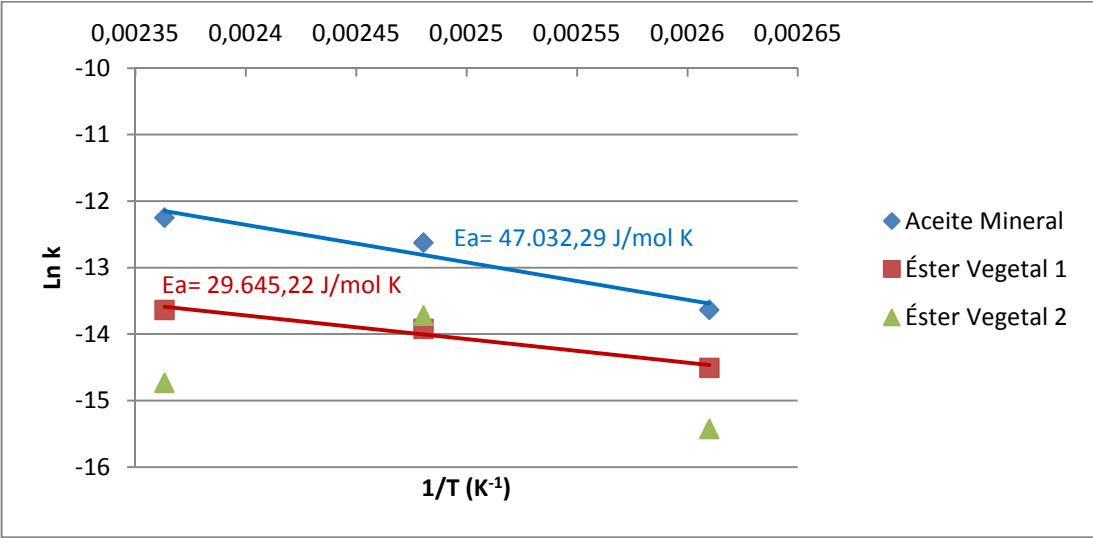


Figura 6.43. Gráfico de Arrhenius de orden cero para el segundo tramo

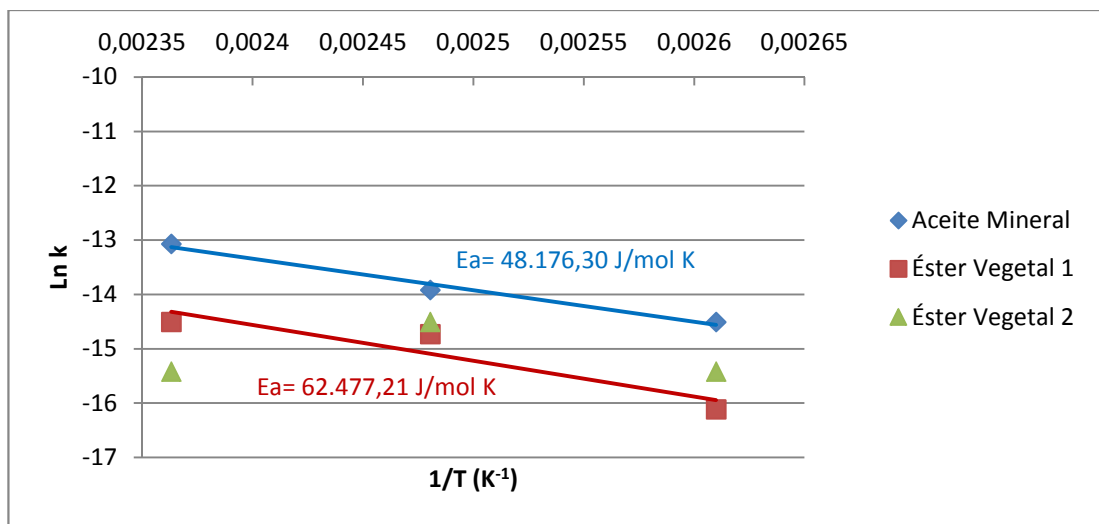


Figura 6.44. Gráfico de Arrhenius de orden uno para el segundo tramo

En el segundo tramo lineal, los valores de energía de activación son inferiores a los obtenidos anteriormente, lo cual es debido principalmente a la ralentización de la velocidad de degradación con el tiempo. Para los ensayos con aceite mineral y éster vegetal 1 se obtienen unos valores aproximadamente lineales, pero en el caso del éster vegetal 2 la relación que existe entre los puntos para las tres temperaturas no sigue la misma tendencia ni en el caso de cinética de orden cero (Figura 6.43) ni cinética de orden uno (Figura 6.44).

6.2.3.2. Cinética de degradación del aislamiento basada en la acidez del aceite

En el caso de la acidez la metodología seguida es la misma que en casos anteriores. En primer lugar se representan gráficamente (Figura 6.45, Figura 6.46 y Figura 6.47) los valores obtenidos a partir del modelo matemático de orden cero en función del tiempo de envejecimiento para cada una de las temperaturas consideradas en este estudio. En estas gráficas se pueden distinguir, como en los casos anteriores, dos tramos lineales.

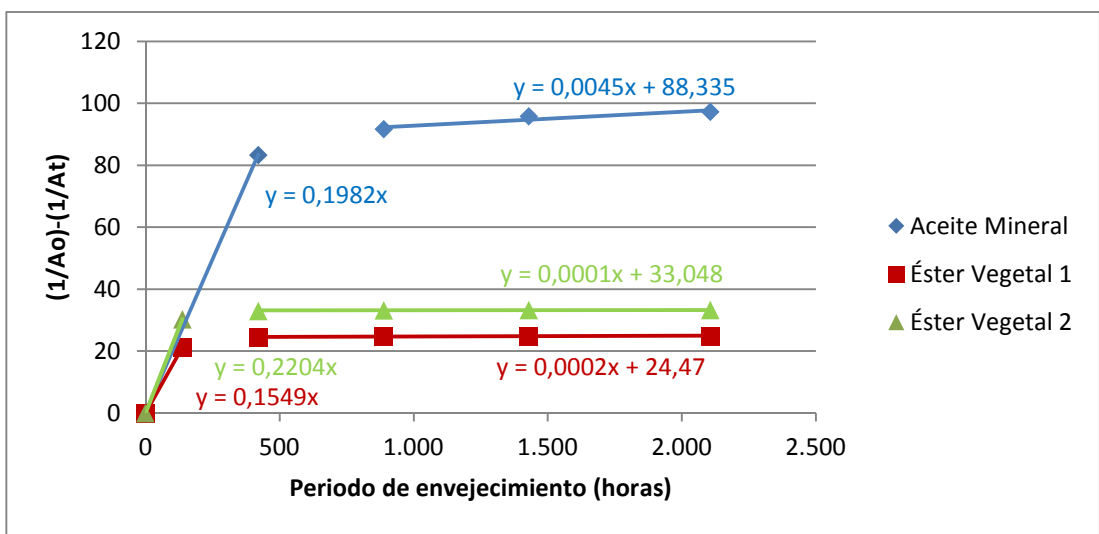


Figura 6.45. Cinética de degradación (Acidez-orden cero) - Periodo de envejecimiento a 110°C

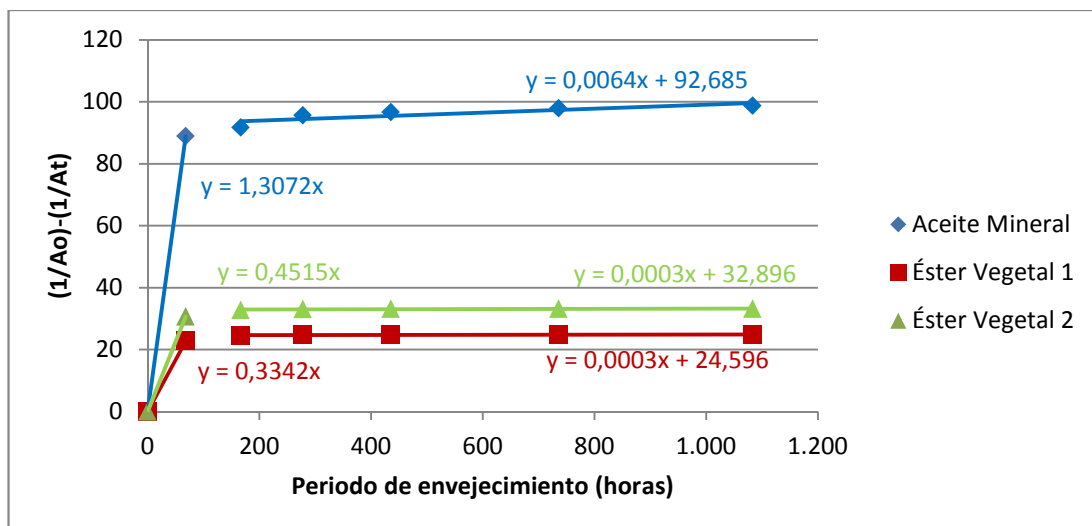


Figura 6.46. Cinética de degradación (Acidez-orden cero) - Periodo de envejecimiento a 130°C

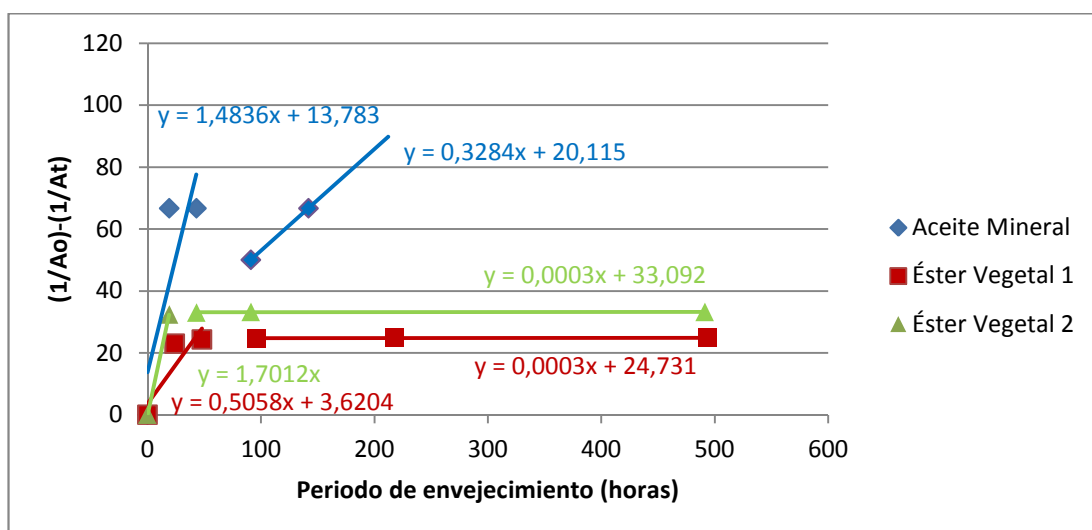


Figura 6.47. Cinética de degradación (Acidez-orden cero) - Periodo de envejecimiento a 150°C

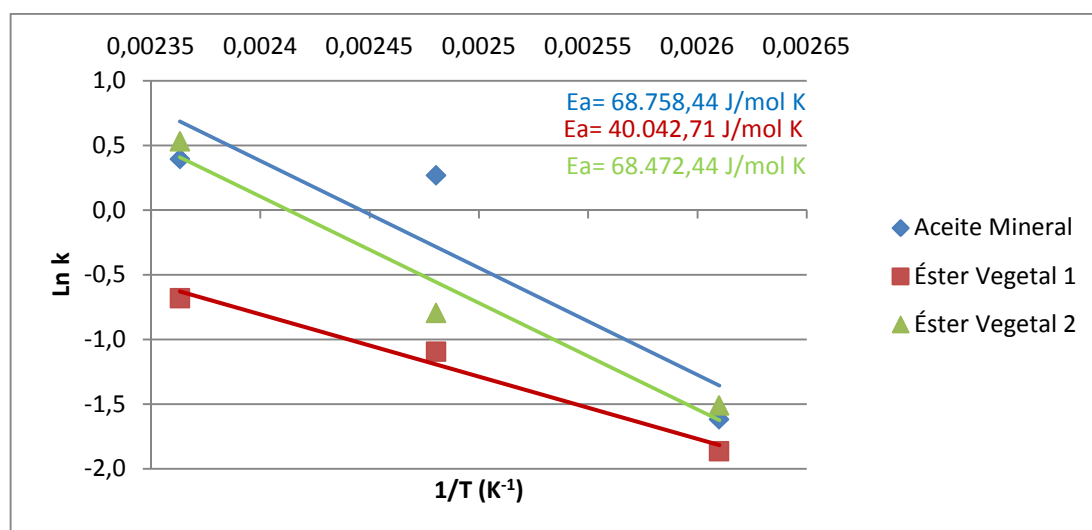


Figura 6.48. Gráfico de Arrhenius (Acidez) de orden cero para el primer tramo

En el segundo tramo el aceite vegetal 1 vuelve a presentar el valor más bajo mientras que el éster vegetal 2 reduce su valor en aproximadamente el 50% respecto al primer tramo (Figura 6.49). En este tramo el aceite mineral presenta una energía de activación muy superior a la de los aceites vegetales.

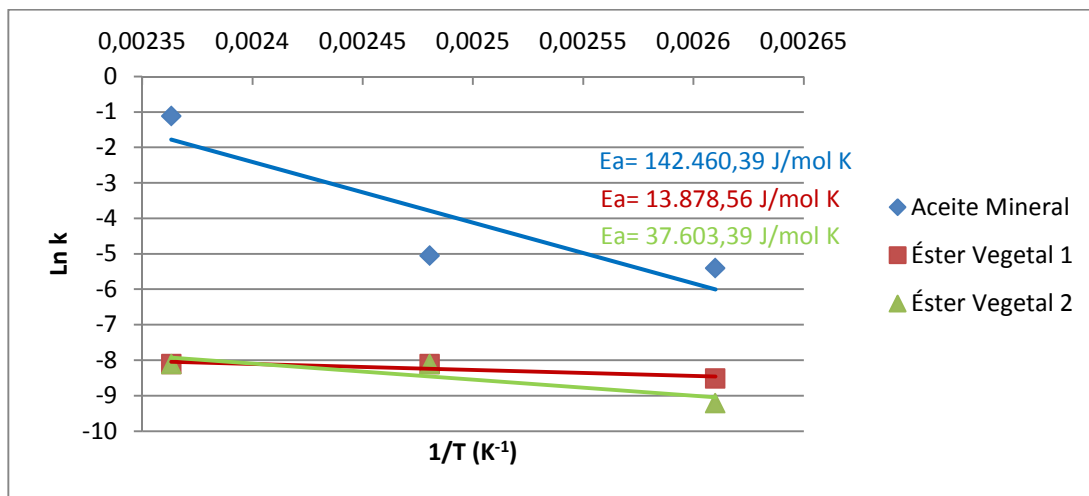


Figura 6.49. Gráfico de Arrhenius (Acidez) de orden cero para el segundo tramo

Analizando el primer tramo de las curvas se puede observar que la energía de activación mínima corresponde al ensayo de aceite vegetal 1. Por su parte, el aceite mineral y el aceite vegetal 2 presentan unos valores muy próximos (Figura 6.48).

6.2.3.3. Cinética de degradación del aislamiento basada en el factor de disipación dieléctrica ($\tan \delta$)

Representado la cinética de degradación a partir de la tangente de delta se obtienen dos tramos lineales para cada aceite ensayado (Figura 6.50, Figura 6.51 y Figura 6.52). Los valores más altos obtenidos en el caso del aceite mineral indican una degradación mayor de éste a lo largo del tiempo y a las tres temperaturas ensayadas.

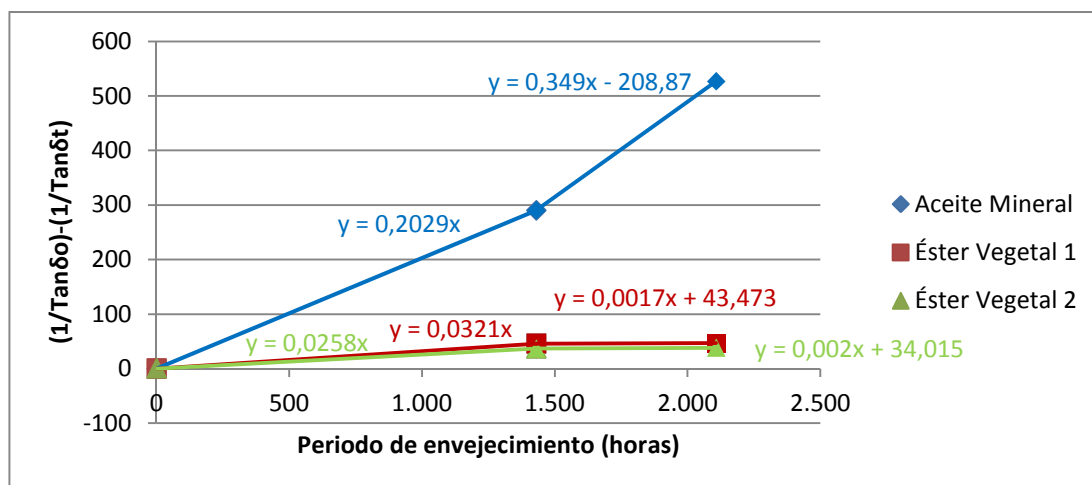


Figura 6.50. Cinética de degradación (Tan δ -orden cero) - Periodo de envejecimiento a 110°C

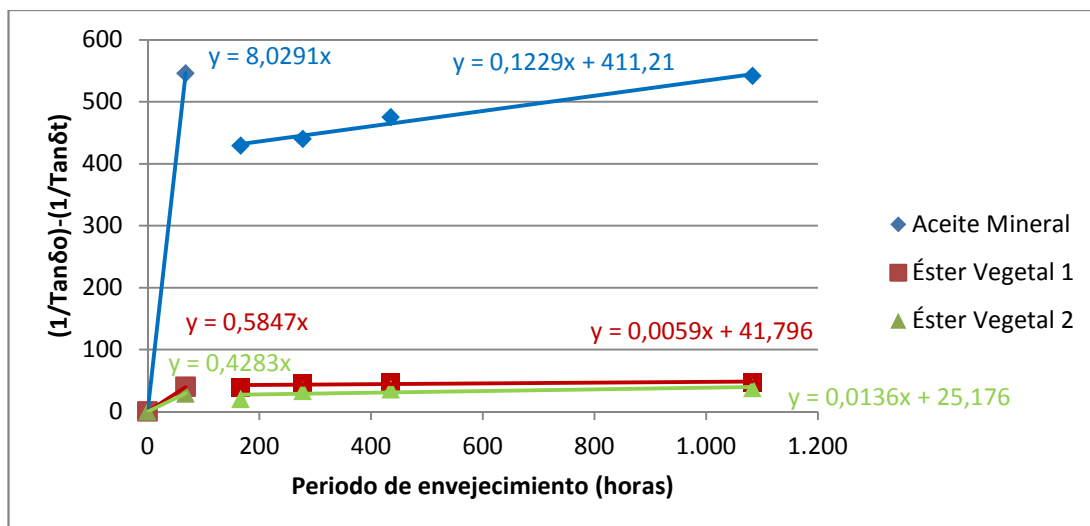


Figura 6.51. Cinética de degradación (Tan δ -orden cero) - Periodo de envejecimiento a 130°C

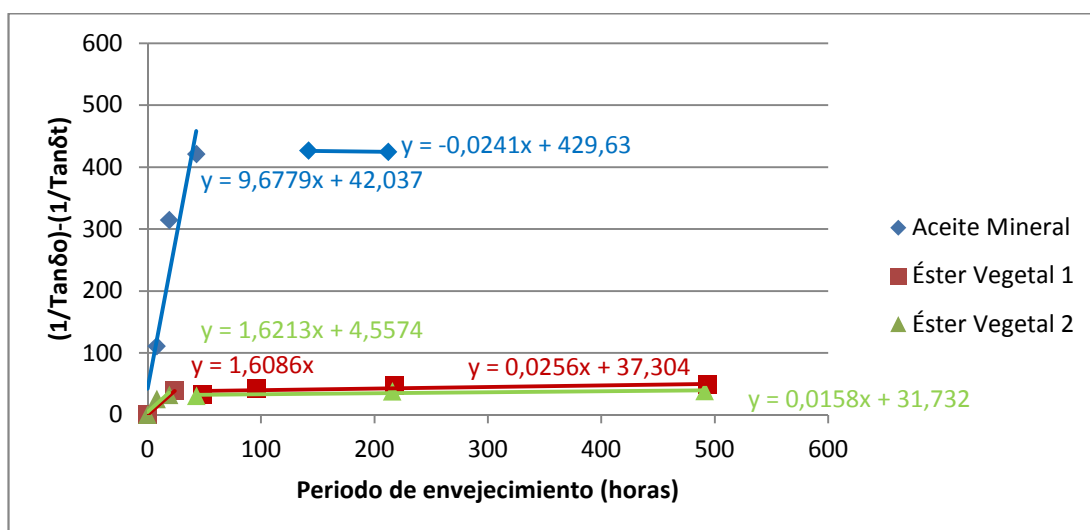


Figura 6.52. Cinética de degradación (Tan δ -orden cero) - Periodo de envejecimiento a 150°C

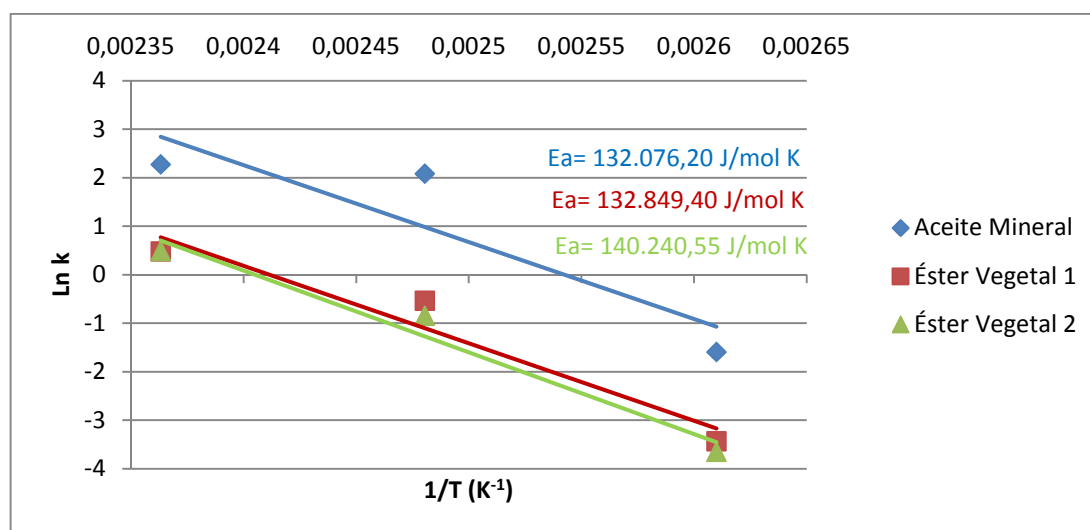


Figura 6.53. Gráfico de Arrhenius (Tan δ) de orden cero para el primer tramo

En el segundo tramo (Figura 6.54) se obtiene una forma de la curva completamente diferente para el aceite mineral. En este caso la energía de activación es negativa. En el caso de éster vegetal 1 el proceso se inicia antes que para cualquiera de los otros fluidos dieléctricos.

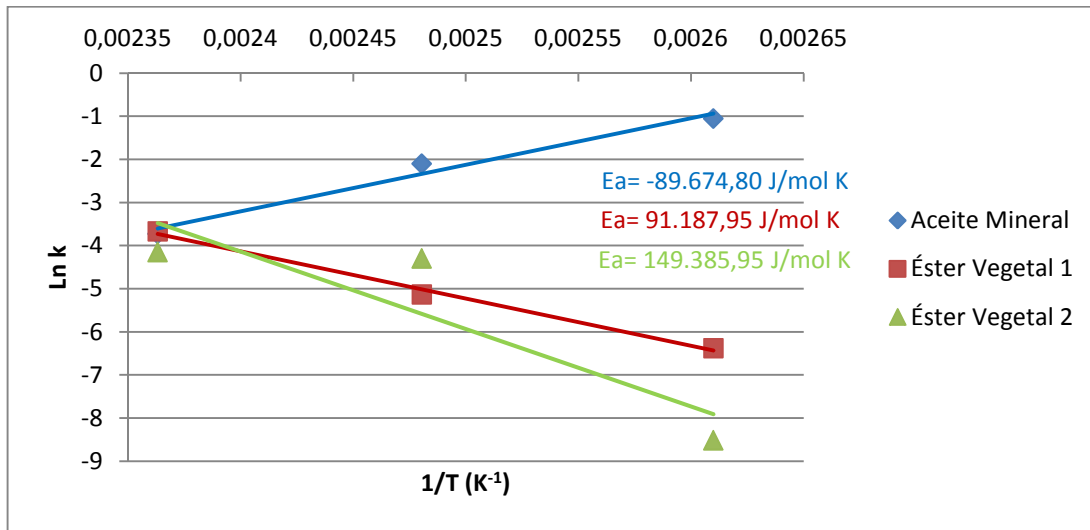


Figura 6.54. Gráfico de Arrhenius ($\tan \delta$) de orden cero para el segundo tramo

Analizando el primer tramo de las curvas, Figura 6.53, se puede observar que el aceite que inicia antes su degradación, medida en términos de incremento del factor de disipación dieléctrica, es el aceite mineral. El éster vegetal 1 arroja valores de energía de activación muy próximos al aceite mineral, aunque ligeramente superiores, mientras que el éster vegetal 2 presenta los valores más elevados.

7. Conclusiones

En esta tesis doctoral se ha llevado a cabo el estudio del efecto de la temperatura en la degradación de diferentes sistemas de aislamiento desde dos perspectivas:

Por un lado se ha realizado un estudio post-mortem para determinar, a partir del análisis de degradación del papel, la distribución de temperaturas existente en el transformador durante su funcionamiento. Por otro lado, se han elaborado ensayos de envejecimiento térmico acelerado de nuevos sistemas aislantes basados en aceites vegetales para definir la influencia que la temperatura tiene en la degradación de estos nuevos sistemas en comparación con los formados por papel kraft y aceite mineral.

7.1. Estudio post mortem

El estudio post-mortem realizado en esta tesis ha consistido en la obtención del mapa de degradación del papel a partir del análisis paralelo del grado de polimerización y del índice de tracción del papel. El objetivo ha sido determinar la validez del modelo cinético de degradación propuesto por R. Heywood, para la determinación de la distribución de temperaturas medias existente en el transformador durante su operación.

Una vez obtenida la distribución de temperaturas por dos procedimientos diferentes se ha encontrado que ambas distribuciones de temperatura muestran diferencias del orden de 3 K en rangos de trabajo de 350 K a 360 K, por lo que puede concluirse que ambos procedimientos ofrecen un resultado similar.

Las medidas realizadas en relación al índice de tracción han dado lugar a una mayor repetitividad que las realizadas sobre el grado de polimerización, lo cual parece razonable al tratarse el primero de una medición directa de la variable, en este caso la resistencia a tracción.

Por otro lado, la diferencia en cuanto a tiempo de realización de los ensayos es considerable y resulta muy favorable para el ensayo de tracción, ya que puede realizarse en un tiempo promedio de unos 10 minutos por muestra, mientras que el análisis del grado de polimerización requiere varias horas de trabajo.

La mayor dificultad que puede encontrarse a la hora de realizar un estudio post-mortem basado en el índice de tracción es la toma de muestras que satisfagan las condiciones indicadas en la norma. Extraer una probeta de 180 mm de longitud es una operación sencilla cuando se trata de papel nuevo, sin embargo, puede ser en ocasiones inviable cuando se trata de extraer del interior de un transformador fuera de servicio, ya que normalmente el papel envejecido suele resultar frágil y quebradizo.

7.2. Ensayos en laboratorio de envejecimiento térmico acelerado

Los ensayos de envejecimiento han tenido como objetivo conocer el efecto de la temperatura sobre la degradación de nuevos sistemas aislantes basados en la combinación de aceites biodegradables y papel kraft.

Para la medida de la degradación del aceite se ha estudiado la evolución de su comportamiento dieléctrico, así como la evolución de la acidez, gases disueltos y humedad presentes en el fluido dieléctrico.

Los resultados obtenidos muestran que es el aceite mineral el que ofrece los mejores resultados. En primer lugar cabe destacar que tras su envejecimiento es el que presenta valores más bajos del factor de disipación dieléctrica y por lo tanto mayores valores de resistividad, lo cual indica que este tipo de aceite se conserva en buenas condiciones y adquiere poca cantidad de contaminantes durante el período de vida útil.

En relación a la presencia de contaminantes, los resultados obtenidos en los análisis de acidez muestran los valores más bajos en el aceite mineral.

En el caso del análisis de gases disueltos, se ha obtenido que la relación CO_2/CO , que puede ser considerada como un indicador de la degradación de la celulosa, es mayor para el aceite mineral que para los dos aceites vegetales. En cuanto a otros gases como CH_4 y C_2H_6 , se obtuvo que las concentraciones en los aceites vegetales eran superiores a las encontradas en el aceite mineral.

Respecto a la humedad contenida en el aceite, son los ésteres vegetales estudiados los que tienen más capacidad de absorción. Esto supone una ventaja a favor de los ésteres vegetales ya que tienden a proteger al papel de un agente catalizador de su degradación como es el agua.

Para el estudio de la degradación del papel, se ha utilizado papel Kraft y se han analizado el contenido en humedad y el grado de polimerización.

Los análisis de la cantidad de humedad contenida en el papel han demostrado que cuando se ha impregnado de aceite vegetal tiene valores inferiores que cuando se encuentra empapado en aceite mineral. Esto es debido a la superior capacidad de absorción de agua que tiene el aceite vegetal respecto al mineral.

Respecto al grado de polimerización, que se ha utilizado como indicador del estado de la degradación del papel, los resultados obtenidos han mostrado que el papel impregnado en aceite mineral posee valores de DP inferiores a los del papel bañado en aceites vegetales. Este hecho muestra que el aceite mineral resulta más agresivo para el papel dieléctrico. En cuanto a los dos aceites vegetales estudiados, se ha obtenido que su comportamiento es bastante similar, si bien a medida que se incrementa la temperatura de envejecimiento el aceite vegetal 2 presenta una leve ventaja con respecto al vegetal 1.

A partir de estos resultados de degradación del aislamiento, se han calculado las energías de activación y factores pre-exponenciales para diferentes propiedades que pueden ser empleados como indicadores de la degradación del sistema de aislamiento. Estos parámetros se han determinado para cinéticas de orden cero y uno. Se ha observado que en ambas cinéticas la evolución de los diferentes indicadores de degradación presenta dos zonas bien diferenciadas.

Los resultados obtenidos han mostrado que para la misma temperatura, los aceites basados en ésteres naturales presentan mayor capacidad para reducir la tasa de envejecimiento del papel.

Los modelos cinéticos propuestos representan una herramienta de ayuda para la estimación de la velocidad de degradación del sistema aislante teniendo en cuenta únicamente el efecto de la temperatura. Con estos modelos sería posible a través de datos reales de funcionamiento de un transformador (temperatura, grado de polimerización...) hacer una estimación del tiempo de vida remanente del transformador si las condiciones de trabajo reales fueran en atmósfera inerte, como se han realizado los ensayos de laboratorio expuestos en esta tesis.

7.3. Futuras líneas de investigación

Una de las mayores dificultades encontradas en el estudio de los aceites alternativos bajo el punto de vista de los estudios post-mortem es la falta de unidades refrigeradas por aceites altamente biodegradables que ya estén fuera de uso por haber tenido un largo período de operación. En general, los transformadores que utilizan aceites biodegradables no han alcanzado todavía el final de su vida útil, por lo que apenas hay unidades disponibles para su estudio en detalle. En el momento que se pueda disponer de transformadores refrigerados por aceites alternativos que ya hayan alcanzado su fin de vida, se podrá comparar la degradación experimentada por estos nuevos sistemas de aislamiento con la que sufren los aislamientos basados en aceite mineral.

Los resultados obtenidos en esta tesis han demostrado que, a una misma temperatura, la degradación sufrida por el papel kraft es superior cuando está impregnado en aceite mineral que cuando lo está en aceites basados en ésteres naturales. Sin embargo, los resultados obtenidos hasta ahora mediante simulación, indican que la utilización de aceites vegetales supone mayores temperaturas en los devanados del transformador, del orden de 20°C superiores respecto al aceite mineral. Esto es debido principalmente a la mayor viscosidad de los aceites vegetales, es decir, su mayor resistencia a fluir, lo cual da lugar a menores velocidades de éstos en los canales y en última instancia a una limitación en el proceso de transferencia de calor. Si se comparasen dos transformadores, uno refrigerado por aceite mineral y otro refrigerado por un éster natural, esta diferencia en la capacidad de refrigeración provocaría dentro del transformador diferentes condiciones de temperatura,. Esta diferencia de temperaturas dentro del transformador aproximaría la degradación experimentada por el papel kraft impregnado en aceite mineral con la degradación sufrida si estuviera impregnado en un aceite vegetal. Por ello, es necesario seguir profundizando en la determinación de la distribución de temperaturas dentro de transformadores con diferentes geometrías. La modificación de la geometría puede llegar a lograr distribuciones de temperatura similares empleando aceites dieléctricos de diferente naturaleza, lo que ayudaría a potenciar la mayor capacidad que tienen los aceites vegetales de conservar el papel dieléctrico.

Otro aspecto ya indicado anteriormente en el que es necesario seguir trabajando es la influencia que otras variables, como la presencia de oxígeno, alto contenido en humedad o presencia de acero y cobre, pueden tener sobre la velocidad de degradación del papel dieléctrico. Por esta razón, es necesaria la realización de nuevos ensayos de envejecimiento térmico acelerado que permitan incorporar a los modelos cinéticos el efecto de estos factores. Los modelos de degradación obtenidos permitirían una estimación del envejecimiento del

sistema aislante más próxima a la realidad al tener en consideración los diversos factores aceleradores del deterioro de papel y aceite.

7.4. Transferencia del conocimiento

El desarrollo de esta tesis ha dado lugar a las publicaciones que se adjuntan en el Anejo I al final del presente documento. Las dos primeras son publicaciones en revistas indexadas:

- *Post-mortem estimation of temperature on a power transformer: Physicochemical and mechanical approaches.* J. Carcedo, I. Fernández, A. Ortiz, I.A. Carrascal, F. Delgado, F. Ortiz, A. Arroyo. Applied Thermal Engineering, 70 (2014) 935 - 943. (JCR IF 2014: 2,739 Q1)
- *Ageing assessment of dielectric vegetable oils.* J. Carcedo, I. Fernández, A. Ortiz, F. Delgado, C.J. Renedo, C. Pesquera. Electrical Insulation Magazine, vol. 31, nº 6 (2015) 15 – 23. (JCR IF 2014: 1,643 Q2)

La tercera y cuarta constituyen dos ponencias presentadas en sendos congresos internacionales:

- *Study of the distribution of temperatures in the windings of a transformer after suffering a short-circuit.* I. Fernández, J. Carcedo, F. Ortiz, F. Delgado, A. Ortiz, A. Arroyo. International Conference on Renewable Energies and Power Quality – ICREPQ 14, Córdoba. Abril 2014.
- *Thermal Analysis of Transformers Insulation Based on Vegetable Esters.* F. Delgado, I. Fernández, F. Ortiz, C.J. Renedo, A. Ortiz, J. Carcedo. 33rd IEEE Electrical Insulation Conference, Seattle – Washington. Junio 2015.

8. Referencias

1. MONTSINGER, V. M. *Cooling of Oil-Immersed Transformer Windings After Shut-Down*. American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the, vol. 36. pp. 711-734, 1917.
2. MONTSINGER, V. M. *Loading Transformers by Temperature*. American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the, vol. 49, no. 2. pp. 776-790, 1930.
3. MONTSINGER, V. M. *Thermal Characteristics of Transformers. Transformers Engineering: A Treatise on the Theory, Operation and Application of Transformers*, Wiley, New York, 1951.
4. FABRE, J.; and PICHON, A. *Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers*. CIGRE Conference on Large High Voltage Electric Systems, 1960.
5. KARSAI, K.; KERÉNYI, D. and KISS, L. *Large Power Transformers*, Elsevier Science Pub. Co. Inc., New York, 1987.
6. EMSLEY, A. M.; and STEVENS, G. C. *Kinetics and Mechanisms of the Low-Temperature Degradation of Cellulose*. Cellulose, vol. 1, no. 1. pp. 26-56, 1994.
7. BORSI, H. *Ester Fluid Midel 7131 as PCB-Substitute for Distribution Transformers*. IEEE 10th International Conference on Conduction and Breakdown in Dielectric Liquids, pp. 514-518, 1990.
8. IEEE Std C57.147: *Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2008.
9. KOCH, M., et al. *Onsite, Online and Post Mortem Insulation Diagnostics at Power Transformers*. Cigré SC A2&D1 Colloquium, vol. 23, 2007.
10. PREVOST, T. A.; GASSER, H. P. and KRAUSE, C. *The Value of Post-Mortem Investigations for the Condition Assessment of Power Transformers*. Weidmann-ACTI Inc. Sixth Annual Technical Conference, 2007.
11. MARTINS, M. A., et al. *Power Transformer End-of-Life Assessment-Pracana Case Study*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 27, no. 6. pp. 15-26, 2011.
12. LEIBFRIED, T., et al. *Postmortem Investigation of Power Transformers—Profile of Degree of Polymerization and Correlation with Furan Concentration in the Oil*. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 28, no. 2. pp. 886-893, 2013.
13. FRAILE MORA, J. *Máquinas Eléctricas*. Ed. COICCyP, McGraw-Hill, 2008.
14. IEC 60076-2. *Power Transformers - Part 2: Temperature Rise for Liquid-Immersed Transformers*. Commission Electrotechnique Internationale, 2011.
15. IEC 60641-2. *Pressboard and Presspaper for Electrical Purposes - Part 2: Methods of Test*. Commission Electrotechnique Internationale, 2004.
16. UNE-EN ISO 1924-2:2009. *Papel y Cartón. Determinación De Las Propiedades De Tracción. Parte 2: Método Con Gradiente De Alargamiento Constante (20 mm/min)*. Asociación Española de Normalización y Certificación, 2009.

17. FOO, C. C.; CHAI, G. B. and SEAH, L. K. *Mechanical Properties of Nomex Material and Nomex Honeycomb Structure*. Composite Structures, vol. 80, no. 4. pp. 588-594, 2007.
18. SAHA, T. K. *Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers*. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on, vol. 10, no. 5. pp. 903-917, 2003.
19. CIGRE, WG. TB 393. *Thermal Performance of Transformers*, 2009.
20. LUNDGAARD, L., et al. *Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers*. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 19, no. 1. pp. 230-239, 2004.
21. SHROFF, D. H.; and STANNETT, A. W. *A Review of Paper Aging in Power Transformers*. IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution), vol. 132, no. 6, pp. 312-319, 1985.
22. UNSWORTH, J.; and MITCHELL, F. *Degradation of Electrical Insulating Paper Monitored with High Performance Liquid Chromatography*. Electrical Insulation, IEEE Transactions on, vol. 25, no. 4. pp. 737-746, 1990.
23. ZOU, X., et al. *Accelerated Aging of Papers of Pure Cellulose: Mechanism of Cellulose Degradation and Paper Embrittlement*. Polymer Degradation and Stability, vol. 43, no. 3. pp. 393-402, 1994.
24. ZOU, X.; UESAKA, T. and GURNAGUL, N. *Prediction of Paper Permanence by Accelerated Aging I. Kinetic Analysis of the Aging Process*. Cellulose, vol. 3, no. 1. pp. 243-267, 1996.
25. EMSLEY, A. M., et al. *Degradation of Cellulosic Insulation in Power Transformers. Part 3: Effects of Oxygen and Water on Ageing in Oil*. Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings, vol. 147, no. 3. pp. 115-119, 2000.
26. INGEBRIGTSEN, S., et al. *Solubility of Carboxylic Acids in Paper (Kraft)-Oil Insulation Systems*. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Annual Report Conference on, pp. 253-257, 2004.
27. VERMA, P., et al. *Generation of Furanic Compounds in Transformer Oil Under Accelerated Thermal and Electrical Stress*. Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing Expo., pp. 112-116, 2005.
28. SCHEIRS, J., et al. *Origin of Furanic Compounds in Thermal Degradation of Cellulosic Insulating Paper*. Journal of Applied Polymer Science, vol. 69, no. 13. pp. 2541-2547, 1998.
29. VERGNE, J. *Etude Du Vieillissement Physico-Chimique Du Complexe Papier-Huile Dans Les Transformateurs Électriques*. Tesis Doctoral. Institut national polytechnique de Toulouse, France, 1992.
30. SCHEIRS, J., et al. *Study of the Mechanism of Thermal Degradation of Cellulosic Paper Insulation in Electrical Transformer Oil*. Die Angewandte Makromolekulare Chemie, vol. 259, no. 1. pp. 19-24, 1998.
31. UNE-EN 62770. *Fluidos Para Aplicaciones Electrotécnicas. Ésteres Naturales Nuevos Para Transformadores y Equipos Eléctricos Similares*. Asociación Española de Normalización y Certificación, 2014.
32. McSHANE, C. P. *Vegetable-Oil-Based Dielectric Coolants*. Industry Applications Magazine, IEEE, vol. 8, no. 3. pp. 34-41, 2002.
33. FOX, N. J.; and STACHOWIAK, G. W. *Vegetable Oil-Based lubricants - A Review of Oxidation*. Tribology International, vol. 40, no. 7. pp. 1035-1046, 2007.

34. GARCIA, B., et al. *A Moisture-in-Oil Model for Power Transformer Monitoring-Part I: Theoretical Foundation*. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 20, no. 2. pp. 1417-1422, 2005.
35. GARCIA, B., et al. *A Moisture-in-Oil Model for Power Transformer Monitoring-Part II: Experimental Verification*. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 20, no. 2. pp. 1423-1429, 2005.
36. KRINS, M.; BORSI, H. and GOCKENBACH, E. *Influence of Carbon Particles on the Breakdown Voltage of Transformer Oil*. Conduction and Breakdown in Dielectric Liquids, IEEE 12th International Conference on, pp. 296-299, 1996.
37. SOKOLOV, V.; and HANSON, D. *Impact of Oil Properties and Characteristics on Transformer Reliability*. Fifth AVO New Zealand International Technical Conference, pp. 1-14, 2006.
38. McSHANE, C. P., et al. *Natural Ester Dielectric Fluid Development*. IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition, pp. 18-22, 2006.
39. TOTTEN, G. E. *Handbook of Hydraulic Fluid Technology*. CRC Press, 2011.
40. MILLER, R. E. *Silicone Transformer Liquid: Use, Maintenance, and Safety*. Industry Applications, IEEE Transactions on, no. 5. pp. 463-468, 1981.
41. McSHANE, C. P. *New Dielectric Coolant Concepts for Distribution and Power Transformers*. IEEE Annual Technical Conference on Pulp and Paper Industry, pp. 55-62, 1999.
42. SPARLING, B. *Transformer Monitoring and Diagnostics*. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 2, pp. 978-980, 1999.
43. PETTERSSON, L. *Estimation of the Remaining Service Life of Power Transformers and their Insulation*. Electra, no. 133. pp. 65-71, 1990.
44. KUHN, W. *The Kinetics of the Decomposition of High Molecular Chains*. Ber.Deut.Chem.Ges, vol. 63. pp. 1503-1509, 1930.
45. EKENSTAM, A. *The Behaviour of Cellulose in Mineral Acid Solutions: Kinetic Study of the Decomposition of Cellulose in Acid Solutions*. Ber. Deutschen Chem. Gesellschaft, vol. 69. pp. 540-553, 1936.
46. CLARK, F. M. *Pyrochemical Behavior of Cellulose Insulation*. American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the, vol. 54, no. 10. pp. 1088-1094, 1935.
47. CLARK, F. M. *Factors Influencing the Mechanical Strength of Cellulose Insulation*. American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the, vol. 60, no. 7. pp. 778-783, 1941.
48. CLARK, F. M. *Factors Affecting the Mechanical Deterioration of Cellulose Insulation*. American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the, vol. 61, no. 10. pp. 742-749, 1942.
49. CLARK, F. M. *The Dielectric Properties of Cellulose Insulation Impregnated with Semiconducting Liquids*. American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the, vol. 66, no. 1. pp. 55-63, 1947.
50. YOSHIDA, H., et al. *Degradation of Insulating Materials of Transformers*. Electrical Insulation, IEEE Transactions on, no. 6. pp. 795-800, 1987.
51. MORAIS, R. M.; and ENGELSTEIN, E. *Thermal Ageing of Oil-Paper Insulation*. Conduction and Breakdown in Dielectric Liquids, IEEE 10th International Conference on, pp. 495-499, 1990.

52. HILL, D. J. T., et al. *A Study of Degradation of Cellulosic Insulation Materials in a Power Transformer, Part 1. Molecular Weight Study of Cellulose Insulation Paper*. Polymer Degradation and Stability, vol. 48, no. 1. pp. 79-87, 1995.
53. HILL, D. J. T., et al. *A Study of Degradation of Cellulosic Insulation Materials in a Power Transformer. Part 2: Tensile Strength of Cellulose Insulation Paper*. Polymer Degradation and Stability, vol. 49, no. 3. pp. 429-435, 1995.
54. HILL, D. J. T., et al. *A Study of the Degradation of Cellulosic Insulation Materials in a Power Transformer. Part 3: Degradation Products of Cellulose Insulation Paper*. Polymer Degradation and Stability, vol. 51, no. 2. pp. 211-218, 1996.
55. LESSARD, M. C., et al. *Thermal Aging Study of Insulating Papers used in Power Transformers*. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Annual Report of the IEEE Conference on, vol. 2, pp. 854-859, 1996.
56. LEVCHIK, S., et al. *Depolymerization Processes in the Thermal Degradation of Cellulosic Paper Insulation in Electrical Transformers*. Polymer Degradation and Stability, vol. 61, no. 3. pp. 507-511, 1998.
57. EMSLEY, A. M.; and STEVENS, G. C. *A Reassessment of the Low Temperature Thermal Degradation of Cellulose*. Dielectric Materials, Measurements and Applications, IET Sixth International Conference on, pp. 229-232, 1992.
58. EMSLEY, A. M.; and STEVENS, G. C. *Review of Chemical Indicators of Degradation of Cellulosic Electrical Paper Insulation in Oil-Filled Transformers*. Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings, vol. 141, no. 5. pp. 324-334. 1994.
59. EMSLEY, A. M., et al. *On the Kinetics of Degradation of Cellulose*. Cellulose, vol. 4, no. 1. pp. 1-5, 1997.
60. EMSLEY, A. M., et al. *Degradation of Cellulosic Insulation in Power Transformers. Part 2: Formation of Furan Products in Insulating Oil*. Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings, vol. 147, no. 3. pp. 110-114, 2000.
61. EMSLEY, A. M., et al. *Degradation of Cellulosic Insulation in Power Transformers. Part 4. Effects of Ageing on the Tensile Strength of Paper*. Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings, vol. 147, issue 6, 2000.
62. STEVENS, G. C.; HERMAN, H. and BAIRD, P. J. S. *Insulation Condition Assessment through Spectroscopic and Chemometrics Analysis*. Solid Dielectrics, IEEE International Conference on, 2007.
63. HEYWOOD, R. J.; EMSLEY, A. M. and ALI, M. *Degradation of Cellulosic Insulation in Power Transformers. Part 1. Factors Affecting the Measurement of the Average Viscometric Degree of Polymerisation of New and Aged Electrical Papers*. Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings, vol. 147, no. 2. pp. 86-90, 2000.
64. LUNDGAARD, L.; HANSEN, W. and INGEBRIGTSEN, S. *Ageing of Mineral Oil Impregnated Cellulose by Acid Catalysis*. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on, vol. 15, no. 2. pp. 540-546, 2008.
65. YUNGUANG, C., et al. *The Influence of Organic Acid on Thermal Aging of Power Transformer Oil-Paper Insulation*. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, IEEE Conference on, pp. 116-119, 2013.

66. JADAV, R. B.; EKANAYAKE, C. and SAHA, T. K. *Impact of Moisture and Ageing on the Dielectric Response of Transformer Insulation*. 22nd Australasian Universities Power Engineering Conference, pp. 1-6, 2012.
67. BETIE, A., et al. *On the Impacts of Ageing and Moisture on Dielectric Response of Oil Impregnated Paper Insulation Systems*. IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2012.
68. IEEE Std 62: *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1995.
69. ALMENDROS-IBÁÑEZ, J. A.; BURGOS, J. C. and GARCIA, B. *Transformer Field Drying Procedures: A Theoretical Analysis*. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 24, no. 4. pp. 1978-1986, 2009.
70. GARCIA, D. F.; GARCIA, B. and BURGOS, J. C. *Analysis of the Influence of Low-Frequency Heating on Transformer drying—Part 1: Theoretical Analysis*. Electrical Power & Energy Systems, vol. 38, no. 1. pp. 84-89, 2012.
71. GARCIA, D. F., et al. *Determination of Moisture Diffusion Coefficient in Transformer Paper using Thermogravimetric Analysis*. International Journal of Heat and Mass Transfer, vol. 55, no. 4. pp. 1066-1075, 2012.
72. GARCIA, D. F.; GARCIA, B. and BURGOS, J. C. *A Review of Moisture Diffusion Coefficients in Transformer Solid Insulation-Part 1: Coefficients for Paper and Pressboard*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 29, no. 1. pp. 46-54, 2013.
73. GARCIA, D. F., et al. *A Review of Moisture Diffusion Coefficients in Transformer Solid Insulation-Part 2: Experimental Validation of the Coefficients*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 29, no. 2. pp. 40-49, 2013.
74. McSHANE, C. P., et al. *Aging of Paper Insulation in Natural Ester Dielectric Fluid*. Transmission and Distribution Conference and Exposition, vol. 2, pp. 675-679, 2001.
75. McSHANE, C. P., et al. *Aging of Kraft Paper in Natural Ester Dielectric Fluid*. Dielectric Liquids, IEEE 14th International Conference on, pp. 173-177, 2002.
76. McSHANE, C. P., et al. *Aging of Paper Insulation Retrofilled with Natural Ester Dielectric Fluid*. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, IEEE Conference on, pp. 124-127, 2003.
77. LAWSON, W. G.; SIMMONS, M. A. and GALE, P. S. *Thermal Ageing of Cellulose Paper Insulation*. Electrical Insulation, IEEE Transactions on, no. 1. pp. 61-66, 1977.
78. LIAO, R., et al. *A Comparative Study of Thermal Aging of Transformer Insulation Paper Impregnated in Natural Ester and in Mineral Oil*. European Transactions on Electrical Power, vol. 20, no. 4. pp. 518-533, 2010.
79. SHIM, M-S. *Comparative Evaluation of Aging of Insulating Material in Natural Ester and Mineral Oil*. High Voltage Engineering and Application, IEEE International Conference on, pp. 393-396, 2010.
80. RAPP, K. J.; and LUKSICH, J. *Review of Kraft paper/natural Ester Fluid Insulation System Aging*. Dielectric Liquids, IEEE International Conference on, pp. 1-4, 2011.
81. COULIBALY, M. L., et al. *Thermal Aging of Paper and Pressboard in Mineral and Ester Oils Under Air and Nitrogen Atmospheres*. Condition Monitoring and Diagnosis, IEEE International Conference on, pp. 343-346, 2012.

82. COULIBALY, M. L., et al. *Aging Behavior of Cellulosic Materials in Presence of Mineral Oil and Ester Liquids Under various Conditions*. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on, vol. 20, no. 6. pp. 1971-1976, 2013.
83. SINGHA, S., et al. *Comparative Aging Characteristics between a High Oleic Natural Ester Dielectric Liquid and Mineral Oil*. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on, vol. 21, no. 1. pp. 149-158, 2014.
84. SHIM, M-S., et al. *Tensile Strength of Electrical Insulating Paper in Natural Ester and Mineral Oil*. 4th IEEE International Power Engineering and Optimization Conference, pp. 563-565, 2010.
85. ABDELMALIK, A. A.; FOTHERGILL, J. C. and DODD, S. J. *Aging of Kraft Paper Insulation in Natural Ester Dielectric Fluid*. Solid Dielectrics, IEEE International Conference on, pp. 541-544, 2013.
86. LIAO, R., et al. *Comparison of Ageing Results for Transformer Oil-Paper Insulation Subjected to Thermal Ageing in Mineral Oil and Ageing in Retardant Oil*. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on, vol. 19, no. 1. pp. 225-232, 2012.
87. CIURIUC, A., et al. *Comparative Study on Power Transformers Vegetable and Mineral Oil Ageing*. Applied and Theoretical Electricity, IEEE International Conference on, pp. 1-6, 2012.
88. CIURIUC, A.; DUMITRAN, L. and NOTINGHER, P. V. *Dielectric Properties of Paper Insulation Aged in the Presence of Vegetable Transformer Oil*. Solid Dielectrics, IEEE International Conference on, pp. 549-552, 2013.
89. MARTINS, M. A.; and GOMES, A. R. *Comparative Study of the Thermal Degradation of Synthetic and Natural Esters and Mineral Oil: Effect of Oil Type in the Thermal Degradation of Insulating Kraft Paper*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 28, no. 2. pp. 22-28, 2012.
90. WANG, B., et al. *Influence of Proportion of Vegetable Insulating Oil and Mineral Insulating Oil on Thermal Aging of Oil-Paper Insulation*. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, IEEE Conference on, pp. 180-183, 2013.
91. DUMITRAN, L.; CIURIUC, A. and NOTINGHER, P. V. *Thermal Ageing Effects on the Dielectric Properties and Moisture Content of Vegetable and Mineral Oil used in Power Transformers*. Advanced Topics in Electrical Engineering, IEEE 8th International Symposium on, pp. 1-6, 2013.
92. RAPP, K. J.; McSHANE, C. P. and LUKSICH, J. *Interaction Mechanisms of Natural Ester Dielectric Fluid and Kraft Paper*. Dielectric Liquids, IEEE International Conference on, pp. 393-396, 2005.
93. WILHELM, H. M., et al. *Aging Markers for in-Service Natural Ester-Based Insulating Fluids*. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on, vol. 18, no. 3. pp. 714-719, 2011.
94. SABAU, J. *On Line Reclamation of Aged Transformer Oils*. Electrical Insulation Conference, IEEE Proceedings, pp. 557-565, 2001.
95. KACHLER, A. J.; and HÖHLEIN, I. *Aging of Cellulose at Transformer Service Temperatures. Part 1: Influence of Type of Oil and Air on the Degree of Polymerization of Pressboard, Dissolved Gases, and Furanic Compounds in Oil*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 21, no. 2. pp. 15-21, 2005.
96. WANG, M.; VANDERMAAR, A. J. and SRIVASTAVA, K. D. *Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 18, no. 6. pp. 12-25, 2002.
97. IEEE Std C57.108: *Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2008.

98. IEC 60599. *Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service: Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis*. Commission Electrotechnique Internationale, 2007.
99. DUVAL, M.; and DE PABLO, A. *Interpretation of Gas-in-Oil Analysis using New IEC Publication 60599 and IEC TC 10 Databases*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 17, no. 2. pp. 31-41. 2001.
100. DUVAL, M. *A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 18, no. 3. pp. 8-17, 2002.
101. DUVAL, M. *Recent Developments in DGA Interpretation*. CIGRE JTF D1-01/A2-11, 2004.
102. DUVAL, M.; and DUKARM, J. *Improving the Reliability of Transformer Gas-in-Oil Diagnosis*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 21, no. 4. pp. 21-27, 2005.
103. DUVAL, M. *The Duval Triangle for Load Tap Changers, Non-Mineral Oils and Low Temperature Faults in Transformers*. IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 6, no. 24. pp. 22-29, 2008.
104. LINDGREN, S. R. *Transformer Condition Assessment Experiences using Automated on-Line Dissolved Gas Analysis*. Paper A2-202, CIGRE 2004 Session, 29th August–3rd September, 2004.
105. ALLAN, D. *Recent Advances in the Analysis and Interpretation of Aged Insulation from Operating Power Transformers*. Properties and Applications of Dielectric Materials, Proceedings of the IEEE 5th International Conference on, vol. 1, pp. 202-205, 1997.
106. MOSER, H. P.; and DAHINDEN, V. *Transformerboard: Properties and Application of Transformer Board of Different Fibres*. Vol. 1, 2, Switzerland. Scientia Electrica, 1987.
107. SHKOLNIK, A. B.; and RASOR, R. T. *Statistical Insights into Furan Interpretation using a Large Dielectric Fluid Testing Database*. IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp. 1-8, 2012.
108. DE PABLO, A.; and PAHLAVANPOUR, B. *Furanic Compounds Analysis: A Tool for Predictive Maintenance of Oil-Filled Electrical Equipment*. Electra, vol. 175, no. 7. pp. 9-31, 1997.
109. DE PABLO, A. *Interpretation of Furanic Compounds analysis–degradation Models*. CIGRE WG D, vol. 1. pp. 15-01, 1997.
110. DE PABLO, A. *Furfural and Ageing: How are they Related*. IEE Colloquium Insulating Liquids , 1999.
111. HEISLER, A.; BANZER, A. and ILGEN, R. *Zustandsbeurteilung Von Transformatoren Mit Furfurol-Bestimmung*. EW, vol. 102, no. 16. pp. 58-59, 2003.
112. CHENDONG, X. *Monitoring Paper Insulation Aging by Measuring Furfural Contents in Oil*. 5th Int. Symp. High Voltage Engineering, vol. 139, 1991.
113. LEIBFRIED, T., et al. *Post Mortem Investigation of Insulation Material of Power Transformers and Comparison with Diagnostic Measurements*. Proceedings of CIGRE session, Paris, 24–29 August 2008.
114. CHEIM, L., et al. *Furan Analysis for Liquid Power Transformers*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, no. 28. pp. 8-21, 2012.
115. CIGRE, WG. TB 494. *Furanic Compound for Diagnosis*. 2012.

116. IEEE Std 637: *Guide for the Reclamation of Insulating Oil and Criteria of its use*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1985.
117. DUKE, G. *Predictive Maintenance a Case Study in Infrared Thermography*. Electrical Maintenance, pp. 11-12, 1998.
118. HYDE, T. R. *On-Line Condition Monitoring Technology and Applications: Final Report*. ERA Technology Limited, 1995.
119. IEC 60270. *High-Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements*. Commission Electrotechnique Internationale, 2000.
120. BENGTSSON, C. *Status and Trends in Transformer Monitoring*. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 11, no. 3. pp. 1379-1384, 1996.
121. FESER, K., et al. *The Transfer Function Method for Detection of Winding Displacements on Power Transformers After Transport, Short Circuit Or 30 Years of Service*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, France, 2000.
122. ZARGARI, A.; and BLACKBURN, T. R. *Application of Optical Fibre Sensor for Partial Discharge Detection in High-Voltage Power Equipment*. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Annual Report of the IEEE Conference on, vol. 2, pp. 541-544, 1996.
123. AGOU, S. *Increasing the Reliability of Online Insulation Condition Assessment of MV-HV Equipment*. Electricity Today, vol. 12, no. 6. pp. 22-27, 2000.
124. URBANI, G. M.; and BROOKS, R. S. *Using the Recovery Voltage Method to Evaluate Aging in Oil-Paper Insulation*. Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics, Proceedings of the IEEE 6th International Conference on, pp. 93-97, 1998.
125. NEMETH, E. *Measuring Voltage Response: A Non-Destructive Diagnostic Test Method of HV Insulation*. Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings, vol. 146, no. 5, pp. 249-252, 1999.
126. ASCHWANDEN, T., et al. *Development and Application of New Condition Assessment Methods for Power Transformers*. International Conference on Large High Voltage Electric Systems. CIGRE, vol. 2, 1998.
127. KACHLER, A. J. *Diagnostic and Monitoring Technology for Large Power Transformers*. CIGRE SC, vol. 12, 1997.
128. NOONAN, T. *Power Transformer on-Site Condition Assessment Testing*. International Council on Large Electric Systems (CIGRÉ), Paris, France, 2000.
129. SAHA, T. K., et al. *Electrical and Chemical Diagnostics of Transformers Insulation. B. Accelerated Aged Insulation Samples*. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 12, no. 4. pp. 1555-1561, 1997.
130. SAHA, T. K., et al. *Electrical and Chemical Diagnostics of Transformers Insulation. A. Aged Transformer Samples*. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 12, no. 4. pp. 1547-1554, 1997.
131. LEIBFRIED, T., et al. *On-Line Monitoring of Power transformers—Trends, New Developments and First Experiences*. International Council on Large Electric Systems (CIGRÉ), Paris, France, 1998.
132. LEIBFRIED, T. *Online Monitors Keep Transformers in Service*. Computer Applications in Power, IEEE, vol. 11, no. 3. pp. 36-42, 1998.

133. BENGTSSON, T., et al. *Acoustic Diagnosis of Tap Changers*. International Council on Large Electric Systems (CIGRÉ), Paris, France, 1996.
134. BASAK, A. *Condition Monitoring of Power Transformers*. Engineering Science & Education Journal, vol. 8, no. 1. pp. 41-46, 1999.
135. CARDOSO, A. J. M.; and OLIVEIRA, L. M. R. *Condition Monitoring and Diagnostics of Power Transformers*. International Journal of COMADEM, vol. 2, no. 3. pp. 5-11, 1999.
136. MALEWSKI, R.; DOUVILLE, J. and BÉLANGER, G. *Insulation Diagnostic System for HV Power Transformers in Service*. GIGRE, vol. 12. pp. 1-6, 1986.
137. MOLLMANN, A.; and PAHLAVANPOUR, B. *New Guidelines for Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Oil-Filled Transformers*. Electra, vol. 186. pp. 31-51, 1999.
138. POYSER, T. D., et al. *On-Line Monitoring of Power Transformers*. Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, no. 1. pp. 207-211, 1985.
139. PROVANZANA, J. H., et al. *Transformer Condition Monitoring-Realizing an Integrated Adaptive Analysis System*. International Conference on Large High Voltage Electric Systems, vol. 1, pp. 12-105, 1992.
140. HARIEY, J. W.; and SOKOLOV, V. *Diagnostic Techniques for Power Transformers*. International Council on Large Electric Systems (CIGRÉ), Paris, France, 2000.
141. LACHMAN, M. F.; WALTER, W. and VON GUGGENBERG, P. A. *On-Line Diagnostics of High-Voltage Bushings and Current Transformers using the Sum Current Method*. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, no. 1. pp. 155-162, 2000.
142. MALEWSKI, R., et al. *Instruments for HV Insulation Testing in Substations*. International Council on Large Electric Systems (OGRE), Paris, France, 2000.
143. SANZ-BOBI, M., et al. *Experiences Learned from the on-Line Internal Monitoring of the Behaviour of a Transformer*. IEEE Electric Machines and Drives Conference Record, 1997.
144. MECHEFSKE, C. K. *Correlation Power Transformer Tank Vibration Characteristics to Winding Looseness*. Insight, vol. 37, no. 8. pp. 599-604, 1995.
145. GOLUBEV, A., et al. *On-Line Vibro-Acoustic Alternative to the Frequency Response Analysis and on-Line Partial Discharge Measurements on Large Power Transformers*. Tech Con, vol. 99, 1999.
146. GARCIA, B.; BURGOS, J. C. and ALONSO, A. M. *Winding Deformations Detection in Power Transformers by Tank Vibrations Monitoring*. Electric Power Systems Research, vol. 74, no. 1. pp. 129-138, 2005.
147. GARCIA, B.; BURGOS, J. C. and ALONSO, A. M. *Transformer Tank Vibration Modeling as a Method of Detecting Winding Deformations-Part I: Theoretical Foundation*. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 21, no. 1. pp. 157-163, 2006.
148. GARCIA, B.; BURGOS, J. C. and ALONSO, A. M. *Transformer Tank Vibration Modeling as a Method of Detecting Winding Deformations-Part II: Experimental Verification*. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 21, no. 1. pp. 164-169, 2006.
149. DENIS, R. J., et al. *Comparison of Two FRA Methods to Detect Transformer Winding Movement*. EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference, New Orleans, 2000.

150. FESER, K., et al. *General Trends in Condition Monitoring of Electrical Insulation of Power Transformers*. Proceedings of the Stockholm IEEE Power Tech International Symposium on Electric Power Engineering, pp. 104-109, 1995.
151. HANIQUE, E.; REIJNDERS, H. and VAESSEN, P. *Frequency Response Analysis as a Diagnostic Tool*. Elektrotechnik, vol. 68. pp. 549, 1990.
152. LEEMANS, P., et al. *Control, Diagnostic and Monitoring of Power Transformers*. International Council on Large Electric Systems (CIGRÉ), Paris, France, I, vol. 998, 1998.
153. LEIBFRIED, T.; and FESER, K. *Monitoring of Power Transformers using the Transfer Function Method*. Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 14, no. 4. pp. 1333-1341, 1999.
154. SUSA, D., et al. *Generator step-up Transformer Post Mortem Assessment*. European Transactions on Electrical Power, vol. 21, no. 5. pp. 1802-1822, 2011.
155. GASSER, H. P.; PREVOST, T. A. and SCHMID, R. *Assessing the Condition of Power Transformer Insulation by Post Mortem Investigations on Apparatuses to be Scrapped*. Proc. of CIGRE SC A2&D1 Colloquium, Bruges (Belgium), October. Vol. 7, 2007.
156. ABEYSUNDARA, D. C., et al. *Coconut Oil as an Alternative to Transformer Oil*. ERU Symposium, pp. 1-11, 2001.
157. HEMMER, M.; BADENT, R. and SCHWAB, A. J. *Electrical Properties of Rape-Seed Oil*. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, IEEE Conference on, pp. 83-86, 2002.
158. HEMMER, M.; BADENT, R. and LEIBFRIED, T. *Investigation of the Suitability of Commercially Available Bio-Oils as Insulating Liquid*. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Annual Report - IEEE Conference on, pp. 64-67, 2003.
159. BERTRAND, Y.; and HOANG, L. C. *Vegetal Oils as Substitute for Mineral Oils*. Properties and Applications of Dielectric Materials, Proceedings of the IEEE 7th International Conference on, vol. 2, pp. 491-494, 2003.
160. LI, J., et al. *Dielectric Properties of Rapeseed Oil Paper Insulation*. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Annual Report - IEEE Conference on, pp. 500-503, 2007.
161. DUY, C. T., et al. *Moisture and Temperature Effects on Conduction and Losses in Modified Rape-Seed Insulating Oil*. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Annual Report - IEEE Conference on, pp. 647-650, 2007.
162. ABDELMALIK, A. A., et al. *Synthesis of a Base-Stock for Electrical Insulating Fluid Based on Palm Kernel Oil*. Industrial Crops and Products, vol. 33, no. 2. pp. 532-536, 2011.
163. KAMAROL, M.; ZULHILMEY, M. and ARIEF, Y. A. *Breakdown Characteristics of RBDPO and Soybean Oil Mixture for Transformer Application*. Electrical, Control and Computer Engineering, IEEE International Conference on, pp. 219-222, 2011.
164. FERNÁNDEZ, I., et al. *Comparative Evaluation of Alternative Fluids for Power Transformers*. Electric Power Systems Research, vol. 98. pp. 58-69, 2013.
165. BORSI, H. *Gassing Behaviour of Different Insulating Liquids for Transformers*. ELECTRA-CIGRE-, pp. 21-42, 2000.

166. GRIFFIN, P. J. *Analysis for Combustible Gases in Transformer Silicone Fluids*. Minutes of the Fifty-Second Annual International Conference of Doble Clients, 1985.
167. KUWAHARA, H., et al. *Study of Explosion and Fire Hazards of Silicone Liquid Under Arc Conditions*. IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Montreal, 1976.
168. KHAN, I., et al. *Fault Gas Generation in Ester Based Transformer Fluids and Dissolved Gas Analysis (DGA)*. Condition Monitoring and Diagnosis, IEEE International Conference on, pp. 909-913, 2008.
169. LEWAND, L. *Laboratory Evaluation of several Synthetic and Agricultural-Based Dielectric Liquids*. Doble Int. Client Conf E, vol. 5, 2001.
170. OOMMEN, T. V.; CLAIBORNE, C. C. and MULLEN, J. T. *Biodegradable Electrical Insulation Fluids*. Electrical Insulation IEEE Conference, pp. 465-468, 1997.
171. OOMMEN, T. V. *Vegetable Oils for Liquid-Filled Transformers*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 18, no. 1. pp. 6-11, 2002.
172. ASTM D664-11a: *Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration*. ASTM International, 2011.
173. IEC 62021-3. *Insulating Liquids - Determination of Acidity - Part 3: Test Methods for Non-Mineral Insulating Oils*. Commission Electrotechnique Internationale, 2014.
174. UNE-EN 60814:1999. *Líquidos Aislantes. Papeles y Cartones Impregnados En Aceite. Determinación Del Contenido En Agua Por Valoración Culombimétrica Automática Karl-Fischer*. Asociación Española de Normalización y Certificación, 1999.
175. ASTM D4243-99. *Standard Test Method for Measurement of Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards*. ASTM International, 2009.
176. UNE-EN 60450:2004. *Medida Del Grado De Polimerización Medio Viscosimétrico De Los Materiales Aislantes Celulósicos Nuevos y Enejecidos Para Uso Eléctrico*. Asociación Española de Normalización y Certificación, 2004.
177. IEC 60567. *Oil-Filled Electrical Equipment. Sampling of Gases and Analysis of Free and Dissolved Gases. Guidance*. Commission Electrotechnique Internationale, 2011.
178. IEC 60247. *Insulating Liquids - Measurement of Relative Permittivity, Dielectric Dissipation Factor and D.C. Resistivity*. Commission Electrotechnique Internationale, 2004.
179. MUNTEANU, A.; and LELUTIU, L. *Estimating the Lifetime of the Insulation Transformer using Correlation Tensile Strength-Polymerization Degree-Gases Dissolved in Oil*. Electronics, Computers and Artificial Intelligence, IEEE International Conference on, pp. 1-6, 2013.
180. JEONG, J. I.; AN, J-S. and CHANG-SU, H. *Accelerated Aging Effects of Mineral and Vegetable Transformer Oils on Medium Voltage Power Transformers*. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on, vol. 19, no. 1. pp. 156-161, 2012.
181. KOHTOH, M., et al. *Aging Effect on Electrical Characteristics of Insulating Oil in Field Transformer*. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on, vol. 16, no. 6. pp. 1698-1706, 2009.

Anejo I. Publicaciones, proyectos de investigación y estancias

I.1. Publicaciones en revistas del JCR

- *Post-mortem estimation of temperature on a power transformer: Physicochemical and mechanical approaches.* J. Carcedo, I. Fernández, A. Ortiz, I.A. Carrascal, F. Delgado, F. Ortiz, A. Arroyo. *Applied Thermal Engineering*, 70 (2014) 935 - 943. (JCR IF 2014: 2,739 Q1)
- *Ageing assessment of dielectric vegetable oils.* J. Carcedo, I. Fernández, A. Ortiz, F. Delgado, C.J. Renedo, C. Pesquera. *Electrical Insulation Magazine*, vol. 31, nº 6 (2015) 15 – 23. (JCR IF 2014: 1,643 Q2)

I.2. Publicaciones en congresos internacionales

- *Study of the distribution of temperatures in the windings of a transformer after suffering a short-circuit.* I. Fernández, J. Carcedo, F. Ortiz, F. Delgado, A. Ortiz, A. Arroyo. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality – ICREPQ 14*, Córdoba. Abril 2014.
- *Thermal Analysis of Transformers Insulation Based on Vegetable Esters.* F. Delgado, I. Fernández, F. Ortiz, C.J. Renedo, A. Ortiz, J. Carcedo. 33rd IEEE Electrical Insulation Conference, Seattle – Washington. Junio 2015.

I.3. Proyectos de investigación

- *Rendimiento de Sistemas Dieléctricos en Transformadores: Dieléctricos Alternativos, Modelización Fluidotérmica y Analisis Post-Mortem*, (DPI2013-43897-P). 2015-2015.

I.4. Estancias de investigación

- Universidad de Vigo. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Del 29 de junio al 31 de Julio de 2015.

Epílogo. Intervinientes

A pesar de la *autoría* reconocida, este trabajo no podría haberse llevado a cabo sin la colaboración de terceros.

En primer lugar se aprecia la *autoría mediata* de Carlos J. Renedo, que allá por el año 2.008 me animó a adentrarme en los estudios de posgrado y que desde entonces, inasequible al desaliento, no ha dejado de persuadirme.

No puede olvidarse la intervención de Alfredo Ortiz e Inmaculada Fernández como *cooperadores necesarios* en el desarrollo de todo el trabajo.

También indudable es la *participación* de Mario Gandarillas, antes alumno y ahora compañero, en los experimentos llevados a cabo en el laboratorio.

En la lista de *cómplices* figuran Fernando Delgado, Isabel Carriles y Seve Pérez, todos ellos compañeros de Departamento que de alguna manera han contribuido a perpetrar los hechos.

No hay duda de que la *inducción*, seguramente involuntaria, corresponde a Celia y Jorge, mis hijos, quienes aún no son conscientes de su gran poder de persuasión.

Destaca especialmente Ivana por su participación en los hechos como *encubridora*; a pesar de que en ocasiones no supiera qué ni a quién encubría y habiendo tenido incluso que luchar contra la tentación de delatarme, nada de esto hubiera sido posible sin ella.

Finalmente, también ha participado, dando cobertura al prófugo en la huida, mi madre. Imposible no recordar a quien no ha podido ser testigo, mi padre.

A todos, gracias.