

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

NEFFER ARVEY GÓMEZ GÓMEZ

**DIAGNÓSTICO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES ISOLADOS
COM ÓLEO VEGETAL ISOLANTE A PARTIR DA ANÁLISE DE
GASES DISSOLVIDOS**

CURITIBA

2013

1

NEFFER ARVEY GÓMEZ GÓMEZ

**DIAGNÓSTICO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES ISOLADOS
COM ÓLEO VEGETAL ISOLANTE A PARTIR DA ANÁLISE DE
GASES DISSOLVIDOS**

**Dissertação apresentada como requisito
parcial à obtenção de grau de Mestre.
Área de concentração: Engenharia e
Ciência dos Materiais, Programa de Pós-
Graduação em Engenharia e Ciência dos
Materiais - PIPE. Setor de Tecnologia,
Universidade Federal do Paraná.**

Orientador: Prof. Dr. Helena Maria Wilhelm.

CURITIBA

2013

TERMO DE APROVAÇÃO

NEFFER ARVEY GÓMEZ GÓMEZ

DIAGNÓSTICO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES ISOLADOS COM ÓLEO VEGETAL ISOLANTE A PARTIR DA ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:

Orientador: Prof. Dr. Helena Maria Wilhelm
Pós-Graduação em Engenharia e Ciência dos Materiais, UFPR

Prof. Dr. Edésio Luiz Simionatto
Grupo de Pesquisa em Derivados de Petróleo, FURB

Prof. Dr. Vitoldo Swinka Filho
Pós-Graduação em Engenharia e Ciência dos Materiais, UFPR

Curitiba, 19 de junho de 2013.



PARECER FINAL

O(a) aluno(a): Neffler Anny Gomes Gomes, área de
concentração:

Engenharia e Ciência dos Materiais, foi submetido(a) a(o):

<input type="checkbox"/>	Exame de qualificação de mestrado
<input checked="" type="checkbox"/>	Defesa de dissertação de mestrado

<input type="checkbox"/>	Defesa de projeto de doutorado
<input type="checkbox"/>	Exame de qualificação de doutorado
<input type="checkbox"/>	Defesa de tese de doutorado

Após deliberação a Banca Avaliadora chegou ao seguinte parecer:

APROVADO () REPROVADO

E as seguintes ressalvas:

<input checked="" type="checkbox"/>	Efetuar pequenas correções a serem conferidas pelo orientador
<input type="checkbox"/>	Efetuar correções maiores, as quais serão re-submetidas para a banca num prazo de 1 (um) mês, mas sem necessidade de reapresentação
<input type="checkbox"/>	Permitindo ao aluno refazer a apresentação num prazo adicional de até 3 (três) meses

Nome e do avaliador: Vitaldo Swinika Filho
Assinatura do avaliador: _____

Nome e do avaliador: EVESIO LEITE SIMIONATTO
Assinatura do avaliador: _____

Nome e do avaliador: HELENA H. WILHELM
Assinatura do avaliador: _____

Nome e do avaliador: _____
Assinatura do avaliador: _____

Nome e do avaliador: _____
Assinatura do avaliador: _____

Curitiba, PR, 13 de JUNHO de 2013



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Ciência dos Materiais- PIPE
Setor de Tecnologia

RELATÓRIO DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Aos dezenove dias do mês de junho de 2013, no auditório do CEHPAR - no Centro Politécnico - UFPR, foi instalada pelo Prof. Dr. Dante Homero Mosca Jr., coordenador do PIPE – Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Ciência dos Materiais, a Banca Examinadora para a ducentésima trigésima nona defesa de dissertação de mestrado na área de concentração: Engenharia e Ciência dos Materiais. Estiveram presentes no ato, além do coordenador do Curso de Pós-Graduação, professores, alunos e visitantes. A Banca Examinadora, atendendo a determinação do colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Ciências dos Materiais, foi constituída pelos professores doutores: Helena Maria Wilhelm (UFPR), Vitoldo Swinka Filho (UFPR), Edésio Luiz Simionatto (FURB). Às 09:00 horas, a banca iniciou os trabalhos, convidando a candidata **NEFFER ARVEY GOMEZ GOMEZ** a fazer a apresentação da dissertação de mestrado intitulada **“DIAGNÓSTICO DE FALHAS EM TRANSFORMADORES ISOLADOS COM ÓLEO VEGETAL ISOLANTE A PARTIR DA ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS.”** Encerrada a apresentação, iniciou-se a fase de arguição pelos membros participantes. Tendo em vista a dissertação e a arguição, a banca decidiu pela Aprovação do candidato, (de acordo com a determinação dos artigos 68 e 69 da resolução 65/09 de 09.11.2009).

Curitiba, 19 de junho de 2013.

Prof. Dr. Helena Maria Wilhelm
Orientador

Prof. Dr. Vitoldo Swinka Filho
Examinador

Prof. Dr. Edésio Luiz Simionatto
Examinador

**“ La tierra no la obtuvimos como herencia de nuestros padres,
la hemos tomado prestada de nuestros hijos ”**

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por suas bênçãos e sabedoria fornecida em cada fase e cada decisão que tomei durante esta etapa da minha vida. A minha mãe Graciela Gómez, agradeço por sua fortaleza e amor, que mesmo sendo à distancia sempre me ajudou nos momento que mais precisei. A minha orientadora Helena Wilhelm por seus ensinamentos, exemplos e colaboração durante minha aprendizagem e caminho para me tornar um pesquisador. Aos meus amigos dos diferentes continentes que conheci durante minha permanência na UFPR e fora dela. Ao pessoal do LACTEC por sua ajuda e amizade. A ANEEL pela aprovação do projeto de P&D intitulado “Análise de gases dissolvidos em equipamentos elétricos isolados a óleo vegetal” da ELETROBRAS/ELETRONORTE do qual fui bolsista de mestrado e ao LACTEC pelo apoio financeiro e pela infraestrutura disponibilizada. A ELEKTRO pela disponibilidade dos dados de DGA do projeto de P&D ANEEL intitulado “Avaliação da depleção do aditivo antioxidante no óleo vegetal isolante (OVI), como ferramenta de manutenção preditiva em equipamentos elétricos e avaliação da migração da umidade no sistema papel kraft/óleo vegetal isolante”.

RESUMO

Este trabalho apresenta os resultados experimentais obtidos pela aplicação da técnica de análise de gases dissolvidos (AGD) em ésteres naturais isolantes (ENI's). A pesquisa foi realizada a partir da simulação em laboratório de dois tipos de falhas ou defeitos comuns em transformadores devido ao estresse elétrico e térmico. Foram avaliados quatro fluidos isolantes comerciais, um óleo mineral isolante (OMI) e três ENI's chamados de BIOVOLT A (BA), BIOVOLT HW (BHW) e ENVIROTEMP FR3 (FR3). Os experimentos foram desenvolvidos nos ENI's contendo diferentes teores de água (próximos a 30, 200 e 400 ppm). Após a simulação das falhas/defeitos térmicos e elétricos foi avaliado o efeito da umidade e da composição dos ENI's na quantidade e no tipo de gases formados, indicadores do tipo de falha/defeito simulado. O ensaio de estresse térmico foi realizado por aquecimento dos óleos em estufa a 150 °C por aproximadamente 500 h. O ensaio de estresse elétrico foi realizado pela utilização de um arranjo de eletrodos de configuração plana imersos no fluido isolante. Os gases chave formados, hidrogênio (H₂), metano (CH₄), etano (C₂H₆), etileno (C₂H₄) e acetileno (C₂H₂) gerados pelos dois tipos de falhas simulados nos ENI's foram analisados e comparados com os gases gerados no OMI. Foram aplicados aos resultados de análise dos gases os métodos de diagnóstico tradicionalmente aplicados ao OMI, como o Triângulo de Duval, Razão de Roger, os métodos de Dornenburg, IEC 60599 e CIGRE para prever o tipo de falha simulado em laboratório. Esses métodos de diagnóstico também foram aplicados a resultados de análise de gases de dois transformadores isolados a ENI, um com FR3 e outro com BA, operando em duas concessionárias de energia, ELEKTRO e ELETROBRÁS/ELETRONORTE, respectivamente. Os diagnósticos obtidos pela aplicação dos diferentes métodos aos gases formados nos ENI's mostraram que esses métodos necessitam de modificações para ser aplicados aos ENI's. Também foram realizadas análises de espectroscopia na região do infravermelho (FTIR) e ressonância magnética nuclear protônica, de carbono-13 e DEPT 135 (RMN ¹H, ¹³C e DEPT-135) nas amostras de óleo submetidas ao estresse térmico, para observar diferenças nos principais grupos funcionais da estrutura dos triacilgliceróis dos ENI's decorrentes da sua degradação e para verificar a possibilidade de correlação dessas prováveis diferenças com os gases formados.

Palavras-chave: Éster natural isolante, diagnóstico de falhas, análise de gases dissolvidos, óleo vegetal isolante, AGD, DGA.

ABSTRACT

This study presents experimental results on the application of dissolved gas-in-oil analysis (DGA) technique to natural esters insulating fluids (NEI's). The investigations covered two common types of transformer faults by laboratory simulations, for electrical and thermal stress, and four different commercial insulating oils, one mineral (MIO) and three NEI's named Biovolt A (BA), Biovolt HW (BHW) and Envirotemp FR3 (FR3). Experiments were performed with the test oils at three different moisture levels (near to 30, 200 and 400 ppm). After of faults/defects simulations observed the effect of moisture content and the NEI's composition on the quantities of fault gases dissolved, indicators of the type of faults/defects simulated. The overheating tests were performed by heating the oils in the oven at 150 °C for near of 500 h. The electrical stress test was performed using a flat plate-plate electrode arrangement immersed in oil. Five key dissolved hydro-carbon gases hydrogen (H₂), methane (CH₄), ethane (C₂H₆), ethylene (C₂H₄) and acetylene (C₂H₂), generated by the two simulated fault types into natural ester insulating (NEI's) fluids were analyzed and compared with mineral oil fault gases, using diagnostic methods applied at IMO as the classical Duval Triangle, Roger's ratio, Dornenburg, IEC 60599 and CIGRE methods. These methods were also applied at DGA results on two in service-equipments isolated with NIE's, the first isolated with FR3 and the second with BA, operating in two utilities, ELEKTRO and ELETROBRÁS, respectively. The classical diagnostic methods applied to NEI's showed that these methods need some modifications for the direct applications in these oils. IR and nuclear magnetic resonance protonic, carbon-13 and DEPT-135 (NMR ¹H, ¹³C and DEPT-135) spectroscopy analyses were performed to observe differences in natural esters chemical compositions before and after heating tests, and for correlating those possible differences with generated gases.

Key words: natural ester insulating, fault prediction methods, dissolved gas analysis, vegetable insulating oil, AGD, DGA.

SUMARIO

CAPÍTULO 1	20
1 INTRODUÇÃO	20
1.1 Objetivos	26
1.1.1 Objetivo geral.....	26
1.1.2 Objetivos específicos.....	26
1.2 Trabalhos resultantes da pesquisa elaborada.....	26
1.3 Justificativa	27
CAPÍTULO 2	29
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	29
2.1 Fluidos isolantes.....	29
2.2 Tipo de falha/defeito no transformador.....	34
2.3 Métodos de diagnóstico de falhas	36
2.3.1 Método de Rogers	37
2.3.2 Método de Dornenburg	37
2.3.3 Método do triângulo de Duval.....	39
2.3.4 Método IEC 60599	40
2.3.5 Método CIGRE	40
2.4 Análises espectroscópicas aplicadas aos líquidos isolantes	41
2.5 AGD aplicada aos OMI's.....	42
2.6 AGD aplicada aos ENI's	43
CAPITULO 3	51
3 MATERIAIS E MÉTODOS	51
3.1 Materiais e equipamentos.....	51
3.2 Métodos.....	52
3.2.1 Caracterização físico-química	52
3.2.2 Preparo de amostras dos ésteres naturais isolantes com diferentes teores de umidade	52
3.2.3 Sobreaquecimento (estresse térmico) em recipientes fechados (sem influência de O ₂)	53
3.2.4 Sobreaquecimento (estresse térmico) aplicado aos óleos, em frasco aberto (avaliação do efeito do O ₂).....	53
3.2.5 Sobreaquecimento (estresse térmico) aplicado ao sistema óleo/papel	54

3.2.6	Estresse elétrico aplicado aos óleos.....	55
3.2.7	Estresse elétrico aplicado ao sistema óleo/papel	56
3.2.8	Estabilidade à oxidação dos ésteres naturais isolantes de acordo com o projeto de norma IEC 1125 (10/847A/NP), método C.....	56
3.2.9	Estabilidade à oxidação dos ENI's de acordo com o método Rancimat	57
3.2.10	Avaliação da oxidação do BA pelo método Rancimat e por FTIR	58
CAPÍTULO 4		59
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO	59
4.1	Ensaio físico-químico.....	59
4.2	Sobreaquecimento (estresse térmico) dos óleos em recipientes fechados: sem influência de O ₂	61
4.2.1	Sobreaquecimento (estresse térmico): avaliação do efeito da matéria prima do éster natural isolante.....	61
4.2.2	Sobreaquecimento (estresse térmico): avaliação do efeito da umidade	68
4.3	Sobreaquecimento (estresse térmico) dos ésteres naturais isolantes em frascos abertos: avaliação do efeito do O ₂	73
4.3.1	Espectros de Infravermelho (FTIR) dos ésteres naturais isolantes sobreaquecidos	75
4.3.2	RMN do FR3 sobreaquecido por 2040 h.....	76
4.3.3	Análise de gases dos ésteres naturais isolantes sobreaquecidos.....	77
4.4	Sobreaquecimento (estresse térmico) do sistema óleo/papel	79
4.4.1	Monitoramento das propriedades físico-químicas.....	81
4.4.2	Espectros de Infravermelho (FTIR)	83
4.5	Estresse elétrico.....	87
4.5.1	Estresse elétrico com teor de água controlado	87
4.5.2	Ensaio de simulação de estresse elétrico no sistema óleo/papel.....	90
4.6	Análise de gases aplicada a transformadores em serviço.....	91
4.6.1	Transformador de 138/13,8 kV e 40 MVA, isolado com ENVIROTEMP FR3, instalado em Rolim de Moura	91
4.6.2	Transformador de 34,5/13,8 kV e 5/6,25 MVA isolado com BIOVOLT A, instalado em Pilar do Sul.....	91
4.7	Métodos de emissão de diagnóstico de falhas/defeitos aplicados aos resultados da análise de gases dissolvidos	93
4.7.1	Ensaio de simulação de estresse térmico (sobreaquecimento) em frascos fechados	93
4.7.2	Ensaio de simulação de estresse térmico (sobreaquecimento) em frascos abertos	94

4.7.3	Estresse térmico: sistema óleo/papel.....	99
4.7.4	Estresse elétrico.....	101
4.7.5	Estresse elétrico:sistema óleo/papel	103
4.7.6	Métodos de interpretação em equipamentos elétricos em funcionamento	104
4.8	Estabilidade à oxidação.....	108
4.8.1	Projeto de norma IEC 1125 (10/847A/NP), método C.....	108
4.8.2	Rancimat.....	109
CAPITULO 5		115
5	CONCLUSÕES.....	115
5.1	Sugestão de trabalhos futuros.....	116
5.2	Bibliografia	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Composição porcentual de ácidos graxos nos óleos vegetais.....	30
Tabela 2. Gases utilizados no diagnóstico de falha interna.....	34
Tabela 3. Definição do código do Método das razões de Rogers.	37
Tabela 4. Diagnóstico do Método das razões de Rogers refinado.	37
Tabela 5. Critério de identificação de falha pelo método de Dornenburg.....	38
Tabela 6. Concentração dos gases pelo método de Dornenburg.....	38
Tabela 7. Limite e taxas de geração de gases.....	39
Tabela 8. Relações para interpretação segundo a IEC 60599.	40
Tabela 9. Relação de gases usadas no método CIGRE.	41
Tabela 10. Teor de água nos ENI's utilizados nos ensaios.	52
Tabela 11. A quantidade de rolinhos de papel de 2 m usada por amostra de óleo.....	54
Tabela 12. Características e valores limites para o ENI novo.....	59
Tabela 13. Ensaios físico-químicos dos ENI's analisados em laboratório.....	60
Tabela 14. Caracterização físico-química do OMI AV-60.	60
Tabela 15. AGD para o teste de borbulhamento de N ₂ no óleo FR3.....	61
Tabela 16. Acidez dos ENI's e OMI para o ensaio de sobreaquecimento realizado em frascos fechados.....	62
Tabela 17. Viscosidade cinemática (40 °C) dos ENI's e OMI, para o ensaio de sobreaquecimento em recipientes fechados.	62
Tabela 18. Principais bandas observadas nos espectros de FTIR para os ENI's.....	63
Tabela 19. AGD para amostras do óleo FR3, com teores de água de 38, 188 e 434 ppm, e OMI durante o ensaio de sobreaquecimento, em recipientes fechados.....	70
Tabela 20. AGD para amostras do óleo BA, com teores de água de 41, 219 e 356 ppm e OMI durante o ensaio de sobreaquecimento, em recipientes fechados.....	71
Tabela 21. AGD para amostras do óleo BHW, com teores de água de 41, 223 e 447 ppm e OMI durante o ensaio de sobreaquecimento, em recipientes fechados.....	72
Tabela 22. AGD em amostras de FR3 sobreaquecidas em frascos abertos, a 150 °C.....	74
Tabela 23. AGD em amostras de BA sobreaquecidas em frascos abertos, a 150 °C.....	74
Tabela 24. AGD em amostras de BHW sobreaquecidas em frascos abertos, a 150 °C.	74
Tabela 25. Gases gerados no ensaio de estresse térmico no sistema óleo/papel para o FR3 e OMI.	80
Tabela 26. Resultado da acidez obtida para os óleos isolantes durante o ensaio de sobreaquecimento com papel kraft, em recipiente fechado.....	82
Tabela 27. Áreas das bandas usadas no índice de bandas do FR3 sobreaquecido no sistema óleo/papel.	85
Tabela 28. Índice de bandas do FR3 sobreaquecido no sistema óleo/papel.....	85
Tabela 29. Áreas das bandas usadas no índice de bandas do BA sobreaquecido no sistema óleo/papel.	86
Tabela 30. Índice de bandas do BA sobreaquecido no sistema óleo/papel.	86
Tabela 31. Áreas das bandas usadas no índice de bandas do BHW sobreaquecido no sistema óleo/papel.	86
Tabela 32. Índice de bandas do BHW sobreaquecido no sistema óleo/papel.	86
Tabela 33. Gases dissolvidos na amostra FR3 com diferentes teores de água, no ensaio de estresse elétrico.	87

Tabela 34. Gases dissolvidos na amostra BA com diferentes teores, no ensaio de estresse elétrico.....	87
Tabela 35. Gases dissolvidos na amostra BHW com diferent teor de água, no ensaio de estresse elétrico.....	88
Tabela 36. Gases gerados no ensaio de estresse elétrico no sistema óleo/papel para o FR3.	90
Tabela 37. AGD do óleo FR3 coletado do transformador de 138/13,8 kV 40 MVA, em operação.	91
Tabela 38. Gases dissolvidos no BA antes da energização do transformador, após energização em vazio e após energização com 50% de carga.....	92
Tabela 39. Gases dissolvidos no BA após energização com 100% de carga.	92
Tabela 40. Diagnóstico de falha/defeito obtido para os ENI´s após submissão ao ensaio de estresse térmico em recipiente fechado.	94
Tabela 41. Razão de gases para a obtenção dos códigos de Rogers para análise do óleo FR3...	95
Tabela 42. Códigos obtidos a partir da razão de gases para emissão de diagnóstico de falha/defeito pelo método da razão de Rogers para a análise do óleo FR3.....	95
Tabela 43. Razão de gases para a obtenção dos códigos de Rogers para análise do óleo BA. ...	95
Tabela 44. Códigos obtidos a partir da razão de gases para emissão de diagnóstico falha/defeito pelo método da razão de Rogers para a análise do óleo BA.	96
Tabela 45. Razão de gases para a obtenção dos códigos de Rogers para análise do óleo BHW.	96
Tabela 46. Códigos obtidos a partir da razão de gases para emissão de diagnostico falha/defeito pelo método da razão de Rogers para a análise do óleo BHW.....	96
Tabela 47. Diagnóstico de falhas para o FR3 sobreaquecido em frasco aberto.	98
Tabela 48. Diagnóstico de falhas para o BA sobreaquecido em frasco aberto.	98
Tabela 49. Diagnóstico de falhas para o BHW sobreaquecido em frasco aberto.....	99
Tabela 50. Diagnóstico de defeito obtido para o FR3, após submissão ao ensaio de estresse térmico, no sistema óleo/papel.	100
Tabela 51. Diagnóstico de defeito obtido para o OMI, após submissão ao ensaio de estresse térmico, no sistema óleo/papel.	101
Tabela 52. Diagnóstico de defeito obtido para os ENI´s após submissão ao ensaio de estresse elétrico.....	102
Tabela 53. Diagnóstico de defeito obtido para o FR3, após submissão ao ensaio de estresse elétrico, no sistema óleo/papel.	103
Tabela 54. Modelos de diagnóstico para os gases obtidos do transformador de 138/13,8 kV 40 MVA, isolado com FR3.	105
Tabela 55. Diagnóstico obtido para o transformador de 34,5 kV e 5 / 6,25 MVA, isolado com BA.	107
Tabela 56. Valores limites para os parâmetros de medição após 48 h da estabilidade da oxidação. IEC 61125 (10/847A/NP), método C.....	108
Tabela 57. Parâmetros obtidos para o BHW após ensaio da estabilidade da oxidação de acordo com o projeto de norma IEC 1125 (10/847A/NP), método C.....	108
Tabela 58. Resultados obtidos para os ENI´s no ensaio de estabilidade a oxidação de acordo com o projeto de norma IEC 1125 (10/847A/NP), método C.....	109
Tabela 59. Resultado do período de indução obtido pelo Rancimat para os ENI´s.	109
Tabela 60. Tempos de indução obtidos pelo ensaio do Rancimat para os ENI´s com diferentes teores de água.	110

Tabela 61. Áreas das bandas do espectro de FTIR usadas no índice de bandas do BA coletado no ensaio de Rancimat.....	113
Tabela 62. Índice de bandas do espectro de FTIR do BA coletado no ensaio de Rancimat.	113

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Ilustração do detalhe do núcleo de um transformador de potência.....	21
Figura 2. Relação de gases dissolvidos em amostras de óleo mineral isolante e correspondentes diagnósticos.....	23
Figura 3. As reações predominantes na decomposição dos hidrocarbonetos.....	33
Figura 4. Gases hidrocarbônicos gerados no uso do OMI em equipamentos elétricos.....	34
Figura 5. Gases típicos gerados durante as falhas.....	34
Figura 6. Gases chave gerados no OMI por falha/defeito do tipo arco elétrico.....	35
Figura 7. Gases chave gerados no OMI por falhas tipo corona.....	35
Figura 8. Gases chave gerados no OMI por sobreaquecimento.....	36
Figura 9. Gases chave gerados por degradação de celulose.....	36
Figura 10. Gráfico de Dörnenburg.....	38
Figura 11. Triângulo de Duval.....	40
Figura 12. Triângulo de Duval clássico para OMI e modificado para FR3.....	44
Figura 13. Amostras do óleo FR3 (líquido de coloração esverdeado) e OMI (líquido transparente) preparadas para o ensaio de estresse térmico, dispostas em frascos fechados.....	53
Figura 14. Isolante sólido e líquido, dispostos em recipiente fechado para o ensaio de estresse térmico.....	54
Figura 15. Coleta do isolante sólido e do líquido do recipiente fechado após o ensaio de estresse térmico.....	55
Figura 16. Equipamento utilizado no ensaio de estresse elétrico, pela aplicação de descargas nos óleos avaliados.....	55
Figura 17. Amostra de óleo isolante/papel disposta na cuba de vidro acoplada no equipamento de rigidez dielétrica.....	56
Figura 18. Sistema utilizado para o ensaio de estabilidade à oxidação de acordo com o projeto de norma IEC 1125 (10/847A/NP).....	57
Figura 19. Equipamento de Rancimat.....	57
Figura 20. Ilustração do sistema de funcionamento do equipamento Rancimat.....	57
Figura 21. Retirada de dois tubos do bloco de aquecimento para avaliação da oxidação do óleo BA.....	58
Figura 22. Espectros de FTIR dos ENI's novos (FR3, BA e BHW) e sobreaquecidos a 150 °C por 246, 551 e 600 h.....	63
Figura 23. Espectros de RMN- ¹ H dos ENI's novos (FR3, BA e BHW) e sobreaquecidos a 150 °C, por 551 h.....	64
Figura 24. Espectros RMN - ¹³ C e RMN DEPT 135 do FR3, novo e sobreaquecido por 246 e 551 h.....	66
Figura 25. Espectros RMN - ¹³ C e RMN DEPT 135 do BA, novo e sobreaquecido por 551 h.....	67
Figura 26. Espectros RMN - ¹³ C e RMN DEPT 135 do BHW, novo e sobreaquecido por 551 h.....	67
Figura 27. Ensaio de sobreaquecimento para o FR3 a 150 °C, com teor de água controlado, em recipientes fechados: viscosidade em função do tempo de envelhecimento.....	68
Figura 28. Ensaio de sobreaquecimento para o BA a 150 °C, com teor de água controlado, em recipientes fechados: viscosidade em função do tempo de envelhecimento.....	69
Figura 29. Ensaio de sobreaquecimento para o BW a 150 °C, com teor de água controlado, em recipientes fechados: viscosidade em função do tempo de envelhecimento.....	69

Figura 30. Gases gerados nos ENI's e OMI em função do teor de água no óleo após submissão ao ensaio de estresse térmico em recipientes fechados.	72
Figura 31. FR3 depois de 2040 h na estufa a 150 °C, em um recipiente aberto.	75
Figura 32. Espectros de FTIR do FR3, BA e BHW antes (novos) e depois de 432 e 504 h de sobreaquecimento.....	75
Figura 33. Espectros de FTIR do FR3 novo e ao final do sobreaquecimento a 150 °C por 2040 h.....	76
Figura 34. Espectros de RMN- ¹ H do óleo FR3 novo e envelhecido por 2040 h em frasco aberto.	77
Figura 35. Geração de gases pela decomposição térmica do óleo BHW, a 150 °C, em frasco aberto, por 504 h.	78
Figura 36. Geração de gases pela decomposição térmica do óleo FR3, a 150 °C, em frasco aberto, por 504 h.	78
Figura 37. Geração de gases pela decomposição térmica do óleo BA, a 150 °C, em frasco aberto, por 504 h.	79
Figura 38. Comparação dos gases gerados nos ENIs ate as 504 h pelo estresse térmico em recipientes abertos, com e sem a consideração do CO e CO ₂	79
Figura 39. Ensaio de sobreaquecimento do sistema óleo/papel, a 150 °C: viscosidade cinemática a 40 °C em função do tempo de envelhecimento.	81
Figura 40. Ensaio de sobreaquecimento do sistema óleo/papel, a 150 °C: perdas dielétricas a 90 °C em função do tempo de envelhecimento.	82
Figura 41. Espectro de FTIR do FR3 novo, cujas bandas foram utilizadas como referência na análise do índice de bandas.	83
Figura 42. Integração da área da banda do CH ₂ alifático do óleo FR3 novo.	84
Figura 43. Efeito indutivo do oxigênio na carbonila.....	84
Figura 44. Localização das carbonilas segundo sua estrutura química.	84
Figura 45. Integração das áreas das bandas do grupo (C=O) do óleo FR3 novo.	85
Figura 46. Gases gerados no FR3 em função do teor de água no óleo após submissão ao ensaio de estresse elétrico.....	88
Figura 47. Gases gerados no BA em função do teor de água no óleo após submissão ao ensaio de estresse elétrico.....	89
Figura 48. Gases gerados no BHW em função do teor de água no óleo após submissão ao ensaio de estresse elétrico.....	89
Figura 49. Gases gerados no FR3 após submissão ao ensaio de estresse elétrico na presença de papel kraft.....	90
Figura 50. Triângulo de Duval para o óleo BHW depois de: a) 48 e b) 504 h na estufa a 150 °C.	97
Figura 51. Espetro de FTIR do BA novo, antes do teste de oxidação pelo método Rancimat. Indicação das bandas utilizadas na análise do índice de bandas do BA.....	111
Figura 52. Integração das áreas das bandas (C=O) do óleo BA novo.....	112
Figura 53. Integração da área da banda (CH ₂) do óleo BA novo.	112
Figura 56. Espectros de FTIR das amostras de BA coletadas durante o ensaio de Rancimat...	113
Figura 57. Relação entre as áreas das bandas das carbonilas e o CH ₂ alifático do ensaio de oxidação pelo método Rancimat (onde A2 e A3 representam os grupos C=O do ester ; A1 o grupo C=O do ácido; e A4 o grupo CH ₂)......	114

LISTA DE SÍMBOLOS

ABNT- Associação brasileira de normas técnicas

AGD - Análise de gases dissolvidos

ASTM- American society for testing and materials

BA- Biovolt A

BHW- Biovolt HW

CIGRE- Conseil International des Grands Réseaux Electriques

DGA- Dissolved gas analysis

IEEE- Institute of electrical and electronic engineers

kV- Kilo Volt

ENI-Éster natural isolante

ENI's- Ésteres naturais isolantes

FR3- Envirotemp FR3

FTIR-Infravermelho por transformada de Fourier

MVA-Mega Volt Ampere

NBR- Normas brasileiras

NMR- Nuclear magnetic resonance

OMI- óleo mineral isolante

OMI's- óleos minerais isolantes

ppm- partes por milhão

RPM- rotações por minuto

CAPÍTULO 1

1 INTRODUÇÃO

Na história da sociedade a energia elétrica, desde a sua descoberta, sempre ocupou um lugar de destaque, tendo em vista a dependência da qualidade de vida e do progresso econômico da qualidade dos serviços elétricos, que por sua vez dependem de como as empresas de energia elétrica projetam, operam e mantêm os seus sistemas.

A energia elétrica proporciona aos cidadãos conforto, comodidade e praticidade, conduzindo a sociedade moderna a tornar-se cada vez mais dependente de seu fornecimento e mais suscetível às falhas do sistema elétrico. Em contrapartida, esta dependência dos usuários vem se traduzindo em exigências por melhor qualidade de serviço (LEÃO, 2007). No mundo de hoje, eletricidade, da mesma forma que alimento e moradia, é um direito humano básico.

Uma das características marcantes da energia elétrica diante de outras formas de energia é a dificuldade de armazenamento, fazendo com que a eletricidade seja produzida no momento exato em que é requerida ou consumida. No Brasil, as fontes primárias que se transformam em eletricidade são predominantemente de origem hidráulica, estando os locais produtores em regiões quase sempre distantes dos centros consumidores. Com isso, são necessárias grandes extensões de linhas de transmissão e instalações para repartir e distribuir a energia nos centros de consumo (ENERGIA E MINISTERIO DE MINAS, 2008). A geração de energia elétrica envolve alta tecnologia, desde sua geração propriamente dita, pelas turbinas, até a transmissão e distribuição da eletricidade gerada nas usinas para os consumidores finais, industriais e residências.

A energia mecânica é gerada pela rotação de turbinas e transformada em energia elétrica no gerador. O seu transporte é feito por linhas de transmissão até as subestações e, por meio delas, a energia chega ao consumidor final. Tanto na fase de geração como nas de transmissão e de distribuição, a energia varia em sua tensão com o objetivo de diminuir perdas durante o seu transporte. Esta variação é executada, de modo geral, por equipamentos denominados transformadores.

A história dos transformadores teve início em 1885 com a construção de um transformador nos Estados Unidos, com projeto a seco e utilização do ar como

dielétrico. A ideia de que transformadores usando óleo mineral como dielétrico pudessem ser menores e mais eficientes foi patenteada em 1882, pelo professor Elihu Thompson, mas levou uma década até que sua ideia fosse colocada em prática (GOMES, 2006).

Em 1892, a General Electric produziu a primeira aplicação reconhecida de óleo mineral em um transformador. Então, a indústria focou sua atenção em determinar quais as propriedades ideais para o óleo mineral para aplicações como dielétrico e, também, no desenvolvimento de processos para a produção de um óleo mineral isolante (OMI) de melhor qualidade. As principais propriedades de desempenho foram identificadas e por volta de 1899 pelo menos uma refinaria começou a produzir óleo mineral especialmente desenvolvido para transformadores (McSHANE, 2002). A principal parte do transformador de potência é o seu sistema de isolamento, que é constituído, basicamente, por um líquido isolante e uma isolação sólida, o papel kraft (Figura 1), onde sua função é garantir isolamento elétrico entre suas partes energizadas e a de permitir refrigeração interna destas partes através da transferência de calor, substituindo ainda o possível ar existente entre aquelas partes proporcionando alta rigidez dielétrica e baixa condutividade entre si. Destes dois isolantes que ficam dentro do transformador, o papel é praticamente o elemento responsável por definir a vida útil do transformador, pois o mesmo não é regenerativo, diferente do óleo em uso que pode ser tratado ou regenerado até o ponto de poder ser novamente utilizado.

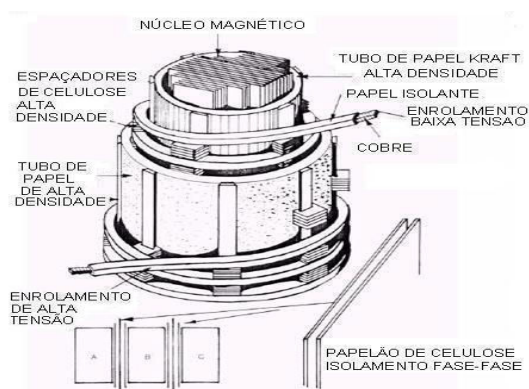


Figura 1. Ilustração do detalhe do núcleo de um transformador de potência.

Fonte: (MEYERS, et al., 1982).

Uma alta confiabilidade da operação do sistema elétrico é esperada pelos consumidores e os transformadores são partes vitais da grande maioria dos sistemas elétricos em hospitais, transportes públicos, grandes indústrias, etc. A saída de operação

de um transformador pode causar a parada de um dos sistemas elétricos que fornece energia para estes (SIEROTA, et al., 1995). Além disso, as falhas que normalmente provocam a retirada de um transformador de potência de serviço podem causar danos diretos devido a incêndios, poluição ambiental ou explosão na área da subestação ou em áreas adjacentes. Neste cenário, torna-se fundamental o monitoramento constante do funcionamento e da operação dos transformadores para evitar problemas derivados de esforços mecânicos, térmicos e elétricos, que levam o transformador a funcionar de forma irregular. Esta anomalia no funcionamento é um defeito que a curto ou médio prazo, leva o equipamento a falhar, caso não seja feita uma intervenção corretiva no mesmo (CASCÃO POLI SOUZA, 2008). Já a falha leva forçosamente à interrupção do funcionamento do equipamento elétrico, retirando-o obrigatoriamente do local para realização de reparos, se possível.

A importância da prevenção de falhas no equipamento elétrico está relacionada com o custo, pois o transformador de potência é um dos equipamentos do sistema de potência mais caros. Assim, numerosos métodos têm sido desenvolvidos para monitorar as condições dos equipamentos em serviço, considerando que num momento eles necessitarão de manutenção.

O monitoramento tradicional dos transformadores de potência em serviço era desenvolvido em campo, mas recentes avanços foram desenvolvendo pesquisas na aplicação de técnicas de modelagem na análise de falhas em transformadores e no diagnóstico do sistema. Estes estudos foram e são desenvolvidos principalmente porque nos países da América do Sul e do terceiro mundo, a escassez de recursos impossibilita a renovação, aquisição ou modernização de equipamentos ou indústrias, por tanto, faz-se necessária a realização de manutenção preventiva e preditiva para que os sistemas e equipamentos sejam mantidos nas mais perfeitas condições operacionais (GRANATO, et al., 2007).

A manutenção preditiva aplicada a transformadores, utilizada pelo setor elétrico, consiste em acompanhar periodicamente as características e propriedades dos diversos componentes de um sistema e proceder à uma intervenção quando verificado que este se encontra na iminência de falhar. Estas manutenções evitam intervenções precoces e substituição de partes dos equipamentos que ainda apresentem boas condições de funcionamento. Por tanto, é a metodologia mais rentável do ponto de vista econômico e, baseia-se principalmente no acompanhamento periódico e sistemático dos gases dissolvidos no seu líquido isolante, pelo método de cromatografia em fase gasosa.

A cromatografia em fase gasosa tem sido utilizada desde 1930 no monitoramento de equipamentos isolados a óleo por meio da análise dos gases dissolvidos gerados devido ao estresse do papel e do líquido isolante, graças aos estudos de Halstead (HALSTEAD, 1973). Os gases que são utilizados (Figura 2) e acompanhados nesta metodologia são gases como metano, etano, etileno, acetileno e hidrogênio (C57.104.2008, 2008). Esses gases são originários de falhas/defeitos do transformador por mau funcionamento como ocorrência de pontos quentes por mau contato ou degradação do papel, sobreaquecimento generalizado devido ao excessivo envelhecimento do óleo ou papel, e descargas elétricas de alta ou baixa energia devido às falhas/defeitos do isolamento (MUHAMAD, et al., 2011), que elevam a temperatura do ponto onde ocorre a falha/defeito e, conseqüentemente, geram a decomposição térmica de pequenas quantidades do óleo isolante (GRANATO, et al., 2007).

Nos transformadores elétricos isolados a óleo a inspeção direta de seus componentes não é possível sem a retirada de operação dos equipamentos. Já que isto é exatamente o que se procura evitar pela prática da manutenção, o procedimento é feito de forma indireta, pela análise de gases dissolvidos (AGD). Para emitir o diagnóstico sobre a condição operacional do equipamento a partir da AGD são aplicados diferentes critérios de análise baseados nas relações e quantidades dos diferentes tipos de gases identificados e quantificados na amostra de óleo analisada.

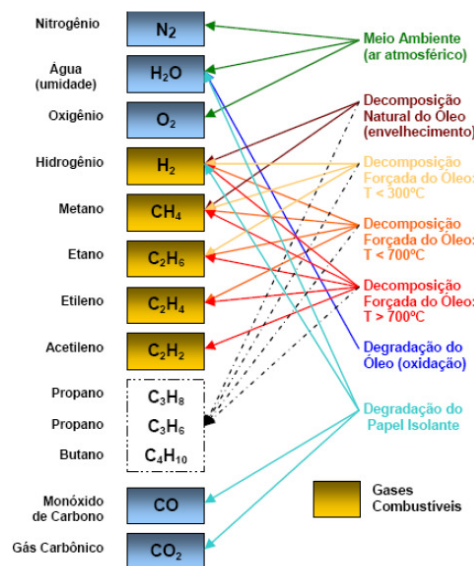


Figura 2. Relação de gases dissolvidos em amostras de óleo mineral isolante e correspondentes diagnósticos.

Fonte: (LUPI, 2012).

Durante a operação dos transformadores, o líquido isolante estará circulando em seu interior, em contato com todos os demais componentes do equipamento. Assim, quando da ocorrência de falha/defeito em qualquer uma de suas partes, isto será indicado no líquido isolante, pela análise dos gases dissolvidos no óleo, onde a frequência de surgimento dos gases gerados e as mudanças específicas na concentração dos mesmos ao longo do tempo são usadas para determinar a manutenção de suas partes internas e o tratamento ou troca do óleo isolante, ou mesmo a substituição do transformador.

Não entanto, na atualidade, as metodologias de interpretação conhecidas e aplicadas em transformadores para determinar a severidade de um defeito ou falha pela análise do seu líquido isolante são usadas em equipamentos elétricos isolados a OMI, pois a maioria dos transformadores de distribuição e potência utilizam isolantes minerais. Este tipo de óleo tem duas principais vantagens: um comprovado bom desempenho em seu funcionamento, adquirido durante seus anos de uso; e o relativo baixo custo, comparado com outras alternativas disponíveis no mercado, como o óleo de silicone.

Mas, como os óleos de tipo mineral são derivados de uma fonte finita que é o petróleo e, por questões ambientais devido a sua lenta biodegradabilidade ambiental (KHAN, et al., 2007), que faz com que vazamentos deste líquido contaminem o solo e cursos de água, além do seu baixo ponto de fulgor que impede seu uso em ambientes interiores e áreas especiais como em escolas, hospitais, shopping, etc., tem aumentado nos últimos anos o interesse por fontes alternativas. Como exemplos de fontes alternativas tem-se os fluidos não inflamáveis pertencentes ao grupo químico dos hidrocarbonetos halogenados tipicamente com cloro ou flúor, silicone, ésteres sintéticos e mais recentemente os ésteres naturais, disponíveis em abundância. Os ésteres naturais isolantes (ENI's) apresentam uma série de vantagens em relação aos óleos minerais isolantes (OMI's), por exemplo, são 95-100% biodegradáveis, renováveis e possuem altos pontos de fulgor e combustão além de possuírem composições químicas distintas.

Essas diferenças entre os ENI's e OMI's precisam ser consideradas nas diferentes metodologias utilizadas na manutenção de transformadores isolados com esse tipo de fluido. A utilização dos ENI's é recente e não existem até o momento procedimentos de manutenção preditiva definidos para diagnosticar falhas/defeitos em equipamentos isolados com esses líquidos pela AGD, nem normas internacionais ou nacionais foram publicadas para essa finalidade.

Existem vários grupos de estudo engajados nesse tema e um deles é o grupo de trabalho (GT) da CE D1.03 do CIGRÉ Brasil, intitulado “Ésteres Naturais Isolantes – Emissão de diagnóstico de defeitos incipientes pela análise cromatográfica de gases dissolvidos (DGA)”, que iniciou suas atividades recentemente, em outubro de 2012. Os resultados apresentados nesse trabalho subsidiaram com informações técnicas esse GT. Outro estudo em desenvolvimento é da ELETROBRÁS ELETRONORTE/LACTEC no projeto de pesquisa intitulado “Análise de gases dissolvidos em equipamentos elétricos isolados a óleo vegetal”, do qual essa dissertação faz parte. Essa dissertação também faz parte do projeto de pesquisa desenvolvido pela ELEKTRO em parceria com o laboratório do DIAGNO MATERIAIS E MEIO AMBIENTE, intitulado “Avaliação da depleção do aditivo antioxidante no ENI, como ferramenta de manutenção preditiva em equipamentos elétricos e avaliação da migração da umidade no sistema papel kraft/ENI”. Nesse projeto foi instalado um transformador isolado com ENI. As análises de gases dissolvidos (AGD) do óleo desse transformador foram utilizadas nesse estudo.

Os principais objetivos desta pesquisa foram gerar, identificar e quantificar gases dissolvidos em ENI's, a partir de ensaios de envelhecimento acelerado em laboratório simulando defeitos ou falhas de sobreaquecimento e descargas elétricas, defeitos comuns em transformadores. Também, avaliar a confiabilidade da aplicação de metodologias de diagnóstico de falha/defeito, tradicionalmente usadas para o OMI, para diagnosticar falhas em equipamentos isolados com ésteres naturais. Essas metodologias também foram aplicadas aos resultados de AGD de transformadores de potência isolados com ENI's instalados na ELETROBRÁS ELETRONORTE e ELEKTRO. Considerando que a umidade é um fator importante na vida útil do transformador em operação, pois acelera a degradação da celulose (papel isolante) e do óleo isolante, foi avaliado nesse trabalho o efeito da umidade do óleo na formação dos gases dissolvidos. O efeito do papel isolante na formação dos gases monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO₂) também foi investigado. Foram realizadas análises de espectroscopia na região do infravermelho (FTIR) e por ressonância magnética nuclear prótonica (RMN) nas amostras de óleo submetidas ao estresse térmico, para observar diferenças nos principais grupos funcionais da estrutura do óleo vegetal decorrentes da sua degradação e para verificar a possibilidade de correlação dessas prováveis diferenças com os gases formados.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

Avaliar a formação de gases dissolvidos em ENI's e a aplicação de metodologias de diagnóstico de falhas/defeitos a partir de dados da AGD, tradicionalmente utilizadas para o OMI, para diagnosticar falhas em transformadores isolados com ENI's.

1.1.2 Objetivos específicos

- Gerar, identificar e quantificar gases dissolvidos em ENI's de diferentes bases, com baixo e alto teor de ácido oléico, em escala laboratorial.
- Aplicar modelos tradicionais de diagnóstico de falhas/defeitos utilizados para o OMI aos gases dissolvidos gerados em laboratório nos ENI's.
- Avaliar a confiabilidade de aplicação das metodologias de diagnóstico de falhas, usadas para o OMI, para diagnosticar falhas/defeitos em equipamentos elétricos isolados a óleo vegetal.
- Aplicar as metodologias de diagnóstico de falhas/defeitos usados para o OMI aos resultados de AGD obtidos de transformadores isolados com ENI's, em operação na ELETROBRAS ELETRONORTE e ELEKTRO.

1.2 Trabalhos resultantes da pesquisa elaborada

Os resultados dessa pesquisa foram divulgados e/ou apresentados nos seguintes eventos e periódicos:

- “Dissolved gas analysis (DGA) for transformer faults in vegetable insulating oils”. Apresentação pôster no XI Brazilian MRS Meeting. XI Encontro da SBPMat, Florianópolis-SC, September, 2012.
- “Aplicação de metodologias de diagnóstico de falhas em transformadores isolados a óleo vegetal isolante a partir da análise de gases dissolvidos”. Apresentação pôster no 20 Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciência dos materiais, Joinville-SC, Novembro 2012.
- “Aplicação de metodologias de diagnóstico de falhas em transformadores isolados a óleo vegetal a partir da análise de gases dissolvidos”. Apresentação

pôster e oral no XV encontro regional Ibero-americano do CIGRÉ. Foz de Iguaçu-PR, Brasil. 19-23 de maio 2013.

- “Aplicação de metodologias de diagnóstico de falhas em transformadores isolados a éster natural”.Apresentação pôster/oral no XXII SNPTEE seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica. Brasília-DF, 13 a 16 de outubro 2013.
- Submissão de artigo para a revista IEEE DIELECTRIC INSULATING MAGAZINE, intitulado: “Dissolved gas analysis(DGA) of natural Ester insulating with different chemical compositions”.

1.3 Justificativa

A maioria dos transformadores de potência utilizados na atualidade são isolados com OMI. O OMI e outros óleos de origem sintética são pouco biodegradáveis, podendo, em caso de vazamentos ou derramamentos, contaminar o solo e os recursos hídricos. Além disso, o OMI provém do petróleo, que é uma fonte finita, recurso não renovável. Com as dificuldades dos fornecedores de OMI pelo mundo, aliada a necessidade de fluidos biodegradáveis e com alto ponto de combustão, fontes alternativas ao OMI têm sido procuradas e ofertadas. Uma das novas fontes introduzidas no mercado são os ENI's, obtidos a partir de óleo vegetal. Estes isolantes são chamados de fluidos ecologicamente corretos devido a sua característica biodegradável e renovável. Além disso, estes fluidos preenchem todos os requisitos de um fluido isolante de alta temperatura, com a vantagem de serem provenientes de matérias primas renováveis, pois são produtos naturais provenientes de fontes infinitas.

O uso do OMI nos equipamentos elétricos permite o monitoramento do transformador pela análise do líquido isolante, por meio da manutenção preditiva. A manutenção preditiva aplicada a transformadores, utilizada pelo setor elétrico, consiste em acompanhar periodicamente as características e propriedades dos diversos componentes de um sistema e proceder a uma intervenção quando verificado que este se encontra na iminência de falhar. Estas manutenções evitam intervenções precoces e substituição de partes dos equipamentos que ainda apresentem boas condições de funcionamento. Portanto, é a metodologia mais rentável do ponto de vista econômico e, baseia-se principalmente no acompanhamento periódico e sistemático dos gases dissolvidos no seu líquido isolante. Esses gases (hidrogênio, metano, etano, etc.), são originários de falhas/defeitos de funcionamento do transformador, como ocorrência de

pontos quentes por mau contato ou degradação do papel, sobreaquecimento generalizado devido ao excessivo envelhecimento do óleo ou papel, e descargas elétricas de alta ou baixa energia devido às falhas do isolamento. O acompanhamento dos gases dissolvidos é realizado periodicamente, pelo método de cromatografia em fase gasosa.

No caso dos ENI's, seu uso nos equipamentos elétricos de potência é bastante recente e limitada, em função de seu custo e pela inexistência de resultados obtidos em campo que comprovem seu real desempenho. Não existem até o momento procedimentos de manutenção preditiva para diagnosticar falhas nesses equipamentos pela determinação dos gases dissolvidos. Também não existem normas internacionais ou nacionais publicadas quanto ao diagnóstico de falhas em transformadores isolados a óleo vegetal pela análise de gases dissolvidos. Daí a importância da pesquisa realizada no presente trabalho, que contribui para a ampliação de conhecimentos na temática de diagnóstico de falhas/defeitos em equipamentos elétricos isolados com ENI, utilizando a metodologia de análise dos gases dissolvidos no líquido isolante.

CAPÍTULO 2

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Fluidos isolantes

Os fluidos isolantes que tem sido utilizados nos transformadores são de diferentes tipos, mas sua utilização deve sempre levar em consideração duas funções principais, a isolação elétrica e a dissipação do calor gerado pelos enrolamentos.

Como resposta à necessidade de deixar de utilizar isolantes obtidos de matéria prima não renovável aliado às dificuldades dos fornecedores de óleo mineral isolante (OMI), fontes alternativas a este fluido têm sido procuradas e ofertadas. Fluidos sintéticos de hidrocarboneto, silicone e éster sintético foram introduzidos na segunda metade do século 20, mas seu uso ficou limitado aos transformadores de distribuição. Os ésteres sintéticos além da característica biodegradável, mas não renovável, não tiveram seu uso consolidado no setor brasileiro devido ao seu elevado custo.

Em 1990 uma nova classe de fluidos isolantes obtidos a partir do óleo vegetal foi desenvolvida para uso em transformadores, sendo denominados de fluidos ecologicamente corretos devido principalmente às características biodegradável e renovável. Estes óleos são considerados de menor impacto ambiental porque, diferentemente do combustível fóssil, o gás carbônico (CO₂) liberado na sua combustão e/ou degradação por agentes biológicos, é reciclado por absorção durante o próprio crescimento das oleaginosas (fotossíntese). Assim, a produção do óleo vegetal está inserida em um processo cíclico que auxilia na redução do efeito estufa, pois há certo equilíbrio entre a massa de carbono fixada e aquela liberada ou dispersa na atmosfera (UHREN, 2007). Além disso, os ésteres naturais isolantes podem ser extraídos de fontes vegetais tais como as plantas de rícino (da qual foi obtido o primeiro óleo historicamente utilizado em aparelhos elétricos) (CLARK, 1962) soja, girassol, amendoim, coco, entre outros.

No mercado nacional, os primeiros produtos lançados para comercialização que estiveram baseados em ésteres naturais foram o Biotemp® (importado da Suécia pela ABB Brasil) usando como fluido base o óleo de girassol obtido a partir de sementes geneticamente selecionadas contendo um teor de ácido oleico superior a 80% (TV., 2002); o isolante Envirottemp® FR3™, obtido a partir de óleo de soja; e no ano de 2007

foram lançados os óleos BIOVOLT® (WILHELM, 2008) gerados a partir óleo de milho.

Estes óleos de tipo vegetal são formados por moléculas de acilglicerois originárias da condensação entre ácidos graxos e glicerol (tri-álcool), formando ésteres de ácidos graxos (Figura 3). Estes ésteres de ácidos graxos podem ser iguais ou diferentes entre si dependendo da origem da matéria prima, (podem ter unidades acila saturadas ou insaturadas) (UHREN, 2007). Normalmente os ácidos graxos saturados contêm de 8 a 22 átomos de carbono, aqueles com uma insaturação contem de 10 a 22 átomos, e a maioria com duas e três insaturações contêm 18 átomos de carbono (conhecidos como ácido linoleico e linolênico respectivamente) (TV., 2002). Segundo ao porcentual de cada unidade acila, existe uma composição típica para cada tipo de óleo como se pode ver na

Figura 3. Estrutura getal para um ENI com maior composição porcentual do Ester do ácido lioneico.

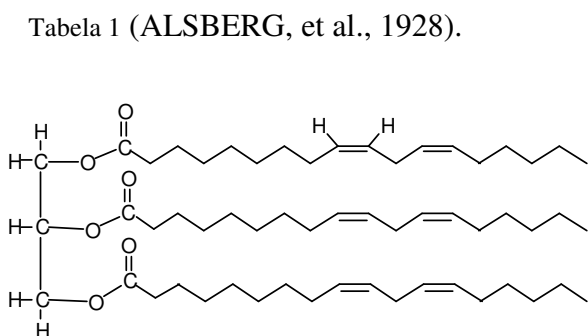


Figura 3. Estrutura getal para um ENI com maior composição porcentual do Ester do ácido lioneico.

Tabela 1.Composição porcentual de ácidos graxos nos óleos vegetais.

Fonte	Ácido graxo que deu origem as unidades acila do triacilglicerol (%)						
	Laurico	Mirístico	Palmitico	Esteárico	Oleico	Linoleico	Linolênico
Coco	45	20	5	3	6		
Oliva			14,6		75,4	10	
Amendoim			8,5	6	51,6	26	
Algodão			23,4		31,6	45	
Milho			6	2	44	48	
Flax			6			74	17
Soja			11	2	20	64	3
Girassol			6,4	3,6	23,2	65,2	0,2

Fonte: Adaptado de Alsberg e colaboradores.

No caso do OMI e outros óleos de origem sintética são pouco biodegradáveis, podendo, em caso de vazamentos ou derramamentos, contaminar o solo e os recursos hídricos. As agências regulatórias ambientais do governo impõem altas penalidades às empresas quando da notificação de acidentes desta natureza. Além deste desembolso financeiro, as empresas precisam adotar medidas para remediar os sistemas impactados, que em geral, são baseadas em processos bastante onerosos. Devido a sua característica biodegradável, o éster natural isolante (ENI) é facilmente degradado pelos micro-organismos presentes no meio ambiente. Em função disto, o processo de remediação de sistemas impactados com estes fluidos deve ser mais simples e mais barato em relação ao do OMI (UHREN, 2007), mas os mecanismos de degradação do ENI por agentes biológicos ainda é motivo de estudo.

Diante da crescente demanda pelo uso de produtos ecológicos na indústria, transformadores de distribuição estão sendo cada vez mais preenchidos com óleos vegetais, mas agora o grande desafio é ampliar seu uso para transformadores de potência, onde as condições de uso são mais severas e o limite dos valores aceitáveis para manutenção/monitoramento são de grande importância. Pode-se citar dos projetos envolvendo ésteres naturais para transformadores de potência que tem sido desenvolvidos recentemente: o emprego em um equipamento de 132 MVA/90 MVA em UK, e outro classificado em 242 kV no Brasil (a *shunt reactor*) (DARWIN, et al., 2007).

Inicialmente, os estudos utilizando óleos vegetais como dielétricos foram conduzidos na mesma época da realização dos primeiros testes com OMI, mas nesse tempo os óleos vegetais demonstraram serem menos atrativos devido a sua baixa estabilidade à oxidação e altos pontos de fluidez e viscosidade (McSHANE, 2002). Mesmo assim, pesquisas feitas recentemente sob os óleos vegetais mostraram que algumas das suas propriedades equilibram essas deficiências, como acontece com a viscosidade a qual é compensada pela maior condutividade térmica e superior ponto de combustão (VÁZQUEZ, et al., 2004). Para fins de utilização como dielétrico, o óleo vegetal é adequado às características de processos específicos e recebe aditivos antioxidantes e depressores de ponto de fluidez.

As companhias de seguros e gerentes de risco consideram que os transformadores são os equipamentos mais críticos de uma planta industrial, dado a existência simultânea de uma grande quantidade de óleo e elementos submetidos a altas tensões elétricas. Explosões ou incêndios podem ocorrer inesperadamente nas redes de

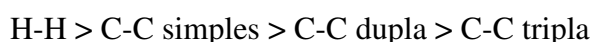
abastecimento e, conseqüentemente, gerar repercussões consideráveis, tanto para as companhias de energia elétrica como para a comunidade em geral (ROLLAND, 2004). Por conta disso é muito importante o controle do OMI em transformadores de potência, pois este controle pode fornecer informações sobre as condições operacionais do transformador, um dos equipamentos mais caros do sistema elétrico. Os tipos de falhas ou defeitos que podem ocorrer no transformador podem ser de origem térmica, causadas por sobrecargas que elevam a temperatura acima dos valores apropriados; falhas mecânicas, causadas pela elevada quantidade de solicitações eletrodinâmicas sofridas pelos enrolamentos que tendem a comprimir ou afastar os enrolamentos e espiras; e as falhas de origem elétrica, causadas devido às sobretensões (ROLLAND, 2004), tornando-se fundamental o monitoramento constante do funcionamento e da operação dos transformadores, procurando evitar superaquecimentos, arcos ou descargas parciais, deterioração acentuada da isolação, formação excessiva de gases, etc. Retirar da operação um transformador deste tipo pode causar problemas de ordem política, econômica e financeira em função da perda temporária da capacidade de fornecimento da energia.

Os ésteres de ácidos graxos (óleo vegetal), ou triacilgliceróis, apresentam altos pontos de combustão, o que os torna menos inflamáveis em comparação ao OMI, aumentando a segurança ao incêndio, contribuindo conseqüentemente para a redução de custos com seguros. Segundo Geraldo Lupi (LUPI, 2012), três fases distintas indicam o estado da decomposição e deterioração do óleo mineral isolante: a fase inicial caracterizada pela formação de peróxidos quimicamente instáveis quando há a liberação de oxigênio e a formação de compostos oxi-celulosicos com o papel isolante; a fase intermediária caracterizada pela formação de gases dissolvidos no óleo; a fase final quando há a formação de uma substância resinosa, uma borra que se deposita no fundo do tanque do transformador, resultante da polimerização a partir de ácidos e de outros compostos.

É importante também considerar alguns conceitos teóricos na presente pesquisa, um deles é a energia de ligação, definida como a energia média necessária para separar os átomos de uma ligação covalente, quanto maior este parâmetro, mais facilmente será formado o composto que a contém, e maior será a energia necessária para decompô-lo. Assim, nas reações químicas de uma forma geral, serão formados com mais facilidade os compostos que contêm ligações de maior energia (GRANATO, et al., 2007), ou seja, os hidrocarbonetos de menor massa molar, de acordo com as energias de ligação e

entalpias de formação dos compostos formados. Os que apresentam maior energia de ligação e maior entalpia de formação serão formados em temperaturas mais baixas e vice-versa (GRANATO, et al., 2007).

No caso dos hidrocarbonetos, estes são compostos formados por ligações covalentes carbono-carbono simples, duplas e triplas, e por ligações covalentes carbono-hidrogênio. As energias de ligação destes elementos estão na seguinte ordem:



Assim, compostos químicos contendo estas ligações são formados preferencialmente nessa mesma ordem.

Os hidrocarbonetos são decompostos pela ação do calor, gerando outros hidrocarbonetos de menor massa molar, de acordo com as energias de ligação e entalpias de formação dos compostos formados. Os que apresentam maior energia de ligação e maior entalpia de formação serão formados em temperaturas mais baixas e vice-versa (GRANATO, et al., 2007).

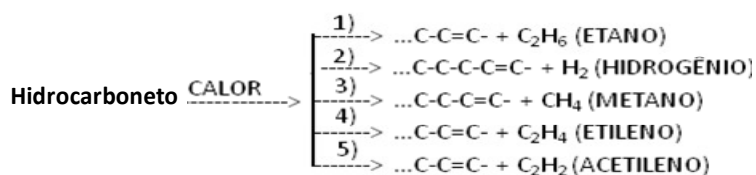


Figura 4. As reações predominantes na decomposição dos hidrocarbonetos.

As reações 1, 2 e 3 ocorrem em temperaturas baixas e moderadas, em seguida, ocorrem as reações 4 e 5 em temperaturas mais elevadas.

Assim, a termoquímica mostra que existe uma relação direta entre os compostos formados pela decomposição térmica dos hidrocarbonetos e sua temperatura de formação. Além disso, os compostos acima são gases permanentes que, por serem hidrocarbonetos, estarão dissolvidos no óleo isolante de forma homogênea.

No caso dos hidrocarbonetos fracamente ligados, a energia requerida para sua decomposição é fornecida, neste caso, pela tensão ou estresse térmico. A absorção dessa energia provoca excitação eletrônica das moléculas, que em certos casos, conduz a quebra homolítica das ligações químicas gerando “gases (juntamente com hidrocarbonetos de baixa massa molar)”(N’CHO, et al., 2011). O tipo e a concentração desses gases podem ser correlacionados indiretamente com o tipo e a severidade das falhas ou defeitos existentes no equipamento elétrico, pela utilização de diferentes modelos de diagnóstico através do método da análise de gases, e usando os gases

principais gerados internamente no equipamento que, segundo a IEEE C57. 104 (C57.104.2008, 2008) são os combustíveis e não combustíveis, como se observa na Tabela 2 e Figura 5, que se formarão em determinadas temperaturas (ARANTES, 2005) (Figura 6). A presença destes gases pode ser interpretada com ajuda da cromatografia em fase gasosa.

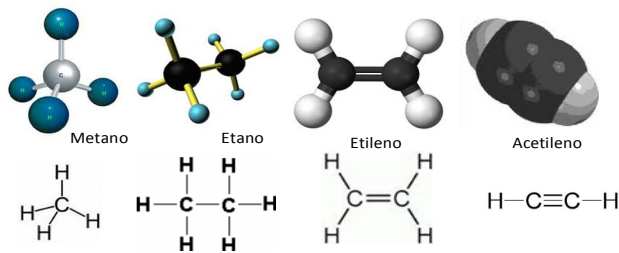


Figura 5. Gases hidrocarbônicos gerados no uso do OMI em equipamentos elétricos.

Tabela 2. Gases utilizados no diagnóstico de falha interna.

Tipo de gás	Gás
Combustíveis	H ₂ (hidrogênio), CH ₄ (metano), CO (monóxido de carbono), C ₂ H ₆ (etano), C ₂ H ₄ (etileno), C ₂ H ₂ (Acetileno)
Não combustíveis	O ₂ (oxigênio), N ₂ (nitrogênio), CO ₂ (dióxido de carbono).

Fonte: (C57.104.2008, 2008).

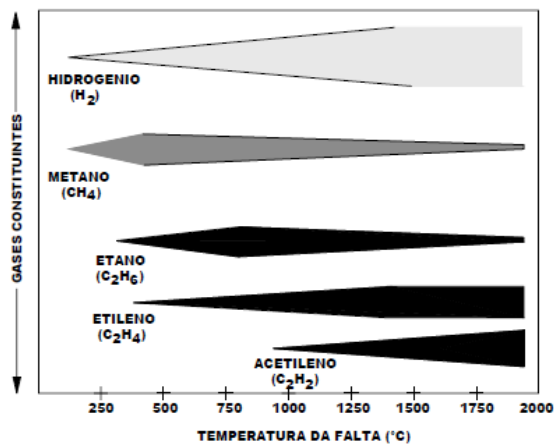


Figura 6. Gases típicos gerados em função da temperatura da falha.

Fonte: (ARANTES, 2005).

2.2 Tipo de falha/defeito no transformador

De acordo com o tipo de falha/defeito em um transformador isolado com OMI são identificados alguns gases chaves, como acetileno, hidrogênio, etc., conforme descrito na sequência.

Tipo de falha/defeito: Arco elétrico. Neste tipo de falha/defeito há produção de grandes volumes dos gases hidrogênio e acetileno e em menores volumes os gases metano e etileno. Se o arco elétrico envolver a celulose, também podem ser formados os gases monóxido e dióxido de carbono (CO e CO₂). *Gás chave: acetileno.*

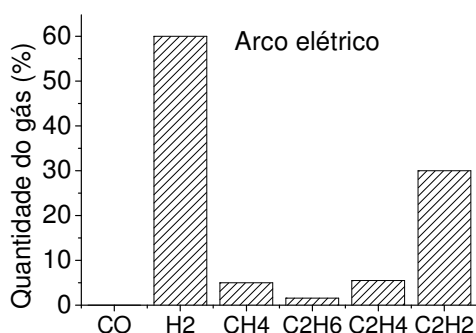


Figura 7. Gases chave gerados no OMI por falha/defeito tipo arco elétrico.

Fonte: Adaptado de Arantes.

Tipo de falha/defeito: Descargas parciais. Descargas elétricas de baixa energia produzem gases hidrogênio e metano e em pequenas quantidades os gases etano e etileno. Quantidades significativas de CO e CO₂ podem ser observadas se a descarga envolver a celulose. *Gás chave: hidrogênio.*

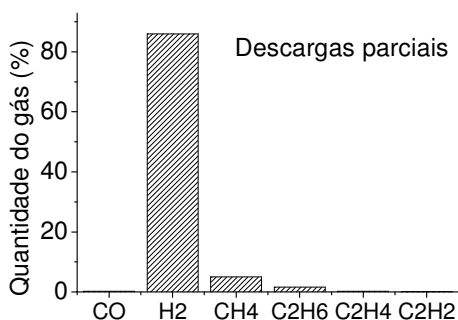


Figura 8. Gases chave gerados no OMI por falhas tipo corona.

Fonte: Adaptado de Arantes.

Tipo de falha/defeito: Sobreaquecimento do óleo. Decomposição de produtos incluindo os gases etileno e metano, juntamente com pequenas quantidades dos gases hidrogênio e etano são observados nesse tipo de falha/defeito. Traços de acetileno podem ser formados se o sobreaquecimento for severo ou envolver contatos elétricos. *Gás chave: etileno.*

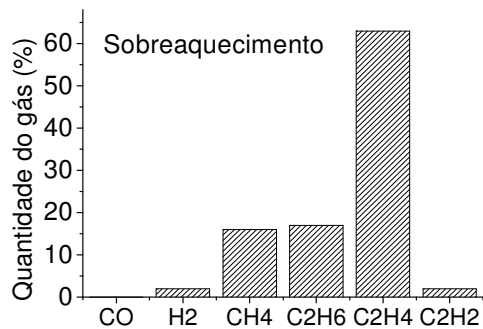


Figura 9. Gases chave gerados no OMI por sobreaquecimento.

Fonte: Adaptado de Arantes.

Tipo de falha/defeito: Degradação da celulose. Grandes quantidades de CO e CO₂ estão envolvidas no sobreaquecimento da celulose. Gases hidrocarbonetos, tais como o metano e etileno serão formados se o problema envolver a isolação do enrolamento, normalmente papel isolante impregnado com óleo. *Gás chave: monóxido de carbono (CO).*

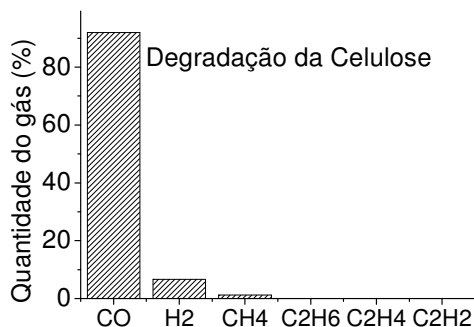


Figura 10. Gases chave gerados por degradação de celulose.

Fonte: Adaptado de Arantes.

2.3 Métodos de diagnóstico de falhas

Com os resultados obtidos pela AGD é possível fazer um diagnóstico com os modelos que determinem o tipo da falha/defeito que pode estar ocorrendo no equipamento. Entre os principais métodos de diagnóstico utilizados na interpretação das falhas/defeito, pela análise dos gases gerados, estão os métodos de Rogers, Dornenburg, Duval, IEC e CIGRE.

2.3.1 Método de Rogers

O método de Rogers é baseado nas relações de concentrações de gases combustíveis e limites de variação para as relações. Apresenta várias alterações, desde sua apresentação, em função de adaptações realizadas para ajustar a correlação do método com resultados obtidos das análises investigatórias nos equipamentos que falharam no campo. Por este motivo é o mais usado nas empresas concessionárias de energia elétrica (LUPI, 2012). O método refinado de Rogers usa duas tabelas: uma para definir um código (Tabela 3) e outra para definir o diagnóstico (Tabela 4).

Tabela 3. Definição do código do Método das razões de Rogers.

Razão do gás	Faixa	Código
CH ₄ /H ₂ (R1)	Não maior que 0,1	5
	Entre 0,1 e 1,0	0
	Entre 1,0 e 3,0	1
	Não menor que 1	2
C ₂ H ₂ /CH ₄ (R4)	Menor que 1,0	0
	Não menor que 1	1
C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆ (R5)	Menor que 1,0	0
	Entre 1,0 e 3,0	1
	Não menor que 3,0	2
C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ (R2)	Menor que 0,5	0
	Entre 0,5 e 3,0	1
	Não menor que 3,0	2

Fonte: (BARRACLOUGH, 1973).

Tabela 4. Diagnóstico do Método das razões de Rogers refinado.

R1	R4	R5	R2	Diagnóstico
0	0	0	0	Deterioração normal.
5	0	0	0	Descarga parcial.
1 ou 2	0	0	0	Leve sobreaquecimento-abaixo de 150.°C.
1 ou 2	1	0	0	Leve sobreaquecimento-entre 150 e 200.°C.
0	1	0	0	Leve sobreaquecimento-entre 200 e 300.°C.
0	1	0	0	Sobreaquecimento geral do condutor.
1	0	1	0	Correntes de circulação no enrolamento.
1	0	2	0	Correntes circulantes no tanque e no núcleo, juntas sobreaquecidas.
0	0	0	1	Flashover sem consequência elétrica.
0	0	1 ou 2	1 ou 2	Arco com consequência elétrica.
0	0	2	2	Centelhamento contínuo par potencial flutuante.
5	0	0	1 ou 2	Descarga parcial com trilha (notar CO).

Fonte: (ROGERS, 1975).

2.3.2 Método de Dornenburg

O método de Dornenburg é considerado na IEEE C57.104 (1991) e utiliza a relação de concentração dos gases dissolvidos, como no método de Rogers, para a

validação das concentrações individuais. Utiliza duas relações principais e duas auxiliares de gases, seis gases no total, e não estabelece critérios para caracterizar as condições do isolamento. A validade do método é verificada pela aplicação em função da concentração dos gases da Tabela 5, a qual apresenta os dados para análise em função das relações de gases e os valores (C57.104.2008, 2008). A Tabela 6 apresenta a concentração individual dos gases para verificação da validade de aplicação do método.

Tabela 5. Critério de identificação de falha pelo método de Dornenburg.

Tipo falha	Relações entre concentrações de gases			
	Principais		Auxiliares	
	CH_4/C_2H_2	C_2H_2/C_2H_4	C_2H_6/C_2H_2	C_2H_2/CH_4
Ponto quente	>1	<0,75	>0,4	<0,3
Descargas parciais	<0,1	Não significativo	>0,4	<0,3
Arco (DP de alta intensidade)	>0,1 e <1	>0,75	<0,4	>0,3

Fonte: Adaptado de C57.104.2008.

Tabela 6. Concentração dos gases pelo método de Dornenburg.

Tipo de gás	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₅	C ₂ H ₂
Concentração ppm (v/v)	200	50	15	60	15

Fonte: Adaptado de Zirbes e colaboradores..

Outros autores indicam que o diagnóstico pelo método de Dornenburg pode ser determinado por meio de um gráfico, onde duas taxas de gases são plotadas em eixos logarítmicos (Figura 11) e indicam o tipo de falha/defeito. Para tanto, basta inserir na Figura 11 a taxa de gases encontrada. A região de localização dos pontos inseridos é indicativa do tipo de falha/defeito que foi desenvolvido no equipamento sob investigação (DORNENBURG, et al., 1970).

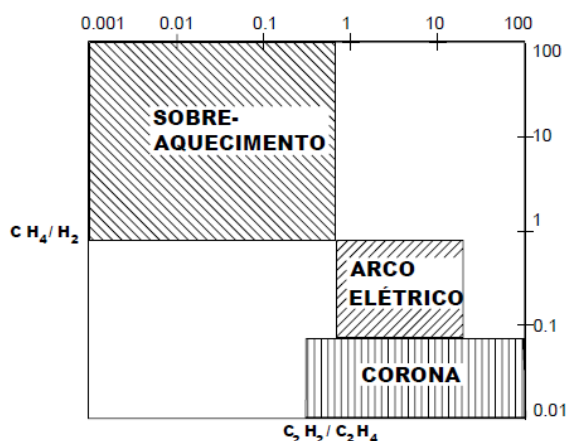


Figura 11. Gráfico de Dornenburg.

Fonte:(ARANTES, 2005).

2.3.3 Método do triângulo de Duval

No caso do chamado triângulo de Duval que foi desenvolvido na década de 1960, são plotados três gases específicos, metano etileno e acetileno, dissolvidos no óleo. Este método é largamente usado na Europa e Canadá e pouco usado no USA e países da America Latina, Ásia e África. O triângulo de Duval não se aplica à maioria transformadores a não ser quando os três gases citados aparecem juntos, caracterizando um iminente perigo mesmo em concentrações moderadas.

Para usar este método, primeiramente determina-se a existência do problema pela aplicação das técnicas das razões de Rogers e de Dornenburg ou dos gases chave já descritos anteriormente neste trabalho. Nesse caso é usada a Tabela 7, onde estão os valores limites (L1) e as taxas de geração de gases (G1 e G2), que indicam quando é possível aplicar o método de Duval. Dentre as concentrações de gases geradas pela falha/defeito, ao menos um dos gases individuais deve estar no nível L1 ou acima deste limite, e a taxa de geração de gases deve estar ao menos no limite G2 (ARANTES, 2005).

Tabela 7. Limite e taxas de geração de gases.

Gás	Limite L1 (ppm/mês)	Limite G1 (ppm/mês)	Limite G2 (ppm/mês)
H ₂	100	10	50
CH ₄	75	8	38
C ₂ H ₂	3	3	3
C ₂ H ₄	75	8	38
C ₂ H ₆	75	8	38
CO	700	70	350
CO ₂	7000	700	3500

Fonte: (ARANTES, 2005).

Confirmando a existência do problema, é usada a quantidade total de gases, fazendo a plotagem das porcentagens de metano, etileno e acetileno no triângulo de Duval começando do lado de um gás em particular. Desenhar linhas paralelas através do triângulo para cada gás a partir das marcas mostradas em cada lado do triângulo. O tipo de falha é diagnosticado diretamente no gráfico triangular gerado. As concentrações destes três gases são localizadas como coordenadas no triângulo, e permitem identificar três falhas de origem elétrica e três de origem térmica segundo a Figura 12, onde as coordenadas estão indicadas pela Equação 1 e onde cada código no triângulo representa uma condição de falha.

$$\%C_2H_2 = \frac{100x}{X+Y+Z}, \%C_2H_4 = \frac{100Y}{X+Y+Z}, \%CH_4 = \frac{100z}{X+Y+Z}$$

Equação 1

Onde: X=C₂H₂, Y=C₂H₄, Z=CH₄

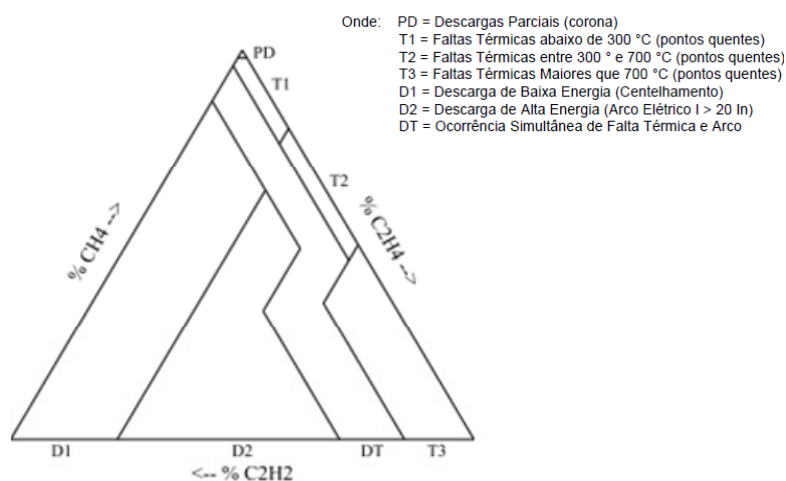


Figura 12. Triângulo de Duval.

Fonte: (ARANTES, 2005).

2.3.4 Método IEC 60599

A IEC 60599 apresenta um método de diagnóstico semelhante aos anteriormente apresentados. A revisão de 1999 apresenta as mesmas relações básicas de concentrações com uma alteração nos limites e principalmente nos casos característicos de falha, como pode ser observado na Tabela 8 (ZIRBES, et al., 2005).

Tabela 8. Relações para interpretação segundo a IEC 60599.

Caso	Falha característica	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
PD	Descarga parcial	Não significativo	<0,1	<0,2
D1	Descarga de baixa energia	>1	0,1 a 0,5	>1
D2	Descarga de alta energia	0,6 a 2,5	0,1 a 1	>2
T1	Sobreaquecimento 300-700°C	Não significativo	>1, mas não significativo.	<1
T2	Sobreaquecimento 300-700°C	<0,1	>1	1 a 4
T3	Sobreaquecimento >700°C	<0,2	>1	>4

Fonte: (ZIRBES, et al., 2005).

2.3.5 Método CIGRE

O método CIGRE baseia sua análise na relação dos gases acetileno, etano, hidrogênio, metano, e os dióxidos de carbono CO e CO₂ (SUN, et al., 2012), segundo a Tabela 9.

Tabela 9. Relação de gases usadas no método CIGRE.

Cigre			
C_2H_2/C_2H_6	H_2/CH_4	C_2H_4/C_2H_6	CO_2/CO

Fonte: (STUTTGART, 2013).

2.4 Análises espectroscópicas aplicadas aos líquidos isolantes

Uma das metodologias desenvolvidas na Universidade Federal do Pernambuco, enfocando o estudo no monitoramento do líquido isolante, é baseada em técnicas espectroscópicas e métodos matemáticos como ferramentas para determinar a qualidade do óleo. Este documento com ajuda de estratégias de regressão apresenta um método analítico para determinar tensão interfacial e densidade relativa em óleos isolantes, usando infravermelho próximo no intervalo de 800-1600 nm (COELHO, et al., 2011). Nesse artigo os autores testaram o método em procura de um intervalo espectral que fosse particularmente informativo com respeito aos parâmetros investigados, para isso cinco estratégias matemáticas de regressão foram avaliadas, onde as amostras de líquido isolante utilizadas apresentavam diferentes estados de degradação. Estas amostras foram analisadas com infravermelho próximo e a seleção dos comprimentos de onda foi feita usando projeções de algoritmos. Os resultados mostraram a projeção sucessiva de algoritmos (SPA/MLR) como a melhor estratégia de modelagem em relação aos dados previstos e os de referência, selecionando variáveis para a determinação da tensão interfacial na região de combinação (1300-1520 nm) da metila, metileno e estiramento C-H aromático, e do espectro todo para determinar a densidade do óleo.

O líquido isolante também foi observado em um estudo realizado no ano de 2010, pela avaliação do ENI FR3 mediante a aplicação de uma análise espectroscópica completa pela aplicação das técnicas de UV-Vis, FTIR e RMN (1H , ^{13}C e DEPT). Essas técnicas foram aplicadas em amostras coletadas de vários transformadores de distribuição operando em diferentes intervalos de tempo (4 meses, 8 meses e 7 anos) e em amostras obtidas em laboratório por meio de ensaios de envelhecimento acelerado (GÓMEZ, et al., 2011). Os autores concluíram que as informações obtidas podem ajudar na definição e aplicação de uma técnica espectroscópica no monitoramento do desempenho e da vida útil do ENI no equipamento elétrico em serviço, através das cartas espectrais onde estão localizadas as bandas e sinais típicos como as ligações duplas e a função carbonila. Estes são representativos da estrutura química do isolante de origem vegetal, e seriam, maiormente influenciadas pelos fatores de degradação como o oxigênio e a umidade.

2.5 AGD aplicada aos OMI's

Para diagnosticar a falha ou defeito no transformador tem sido utilizadas as concentrações dos gases gerados e dissolvidos no líquido isolante. A análise desses gases é feita pela cromatográfica em fase gasosa usando os chamados gases chave. Na análise cromatográfica é gerado um sinal em função do tempo (cromatograma) que é convertido em picos com área proporcional à massa do gás analisado, o que possibilita a análise quantitativa da concentração do gás.

Nogami no ano de 1994 em um de seus artigos (NOGAMI, et al., 1994) apresentou um método diferente para determinar o tipo de gás e suas concentrações em amostras de óleo isolante. A análise é realizada por meio de sensores colocados num dispositivo de detecção onde a tensão de saída de um circuito simples é medida e registrada, em um computador, a qual varia com o nível do gás presente no dispositivo. A fim de melhorar a seletividade dos sensores dos gases, os padrões de tempo de resposta induzida pela mudança de temperatura do sensor, e a saída do sensor estacionário é identificado pela rede neural. Este método evita o uso de separadores de gases (colunas cromatográficas) caros e complexos, tornando o uso da AGD mais acessível e com obtenção de resultados mais rápidos.

Num trabalho feito por Cao e colaboradores (CAO, et al., 1995), é salientado que o diagnóstico de falhas ou defeitos em transformadores é um processo muito complexo e não pode ser facilmente implementado em computadores. Segundo o documento é raro que os dados obtidos por AGD se ajustem exatamente aos padrões e razões propostas pelos diferentes modelos de diagnóstico de falha ou defeitos. Por essa razão os autores desenvolveram um programa de aprendizagem para diagnosticar os casos mais complexos. O método usa a AGD e as razões propostas no modelo de Rogers para detectar os tipos de defeitos ou falhas. Para tanto, são considerados os níveis de concentração dos gases, as razões entre essas concentrações, os valores históricos das razões e da vida do transformador e 90% dos valores normalizados dos gases para a determinação do tipo de falta. Para evitar os casos onde o diagnóstico gerado pelo método é uma falha “Sem Diagnóstico” ou “Não Identificada”, os especialistas desenvolveram um processo de autoaprendizagem usando redes neurais para dar a probabilidade da falha em futuros casos.

Num documento de 1997 é informado que a opção da “Falha não identificada” é necessária nos modelos de diagnóstico quando múltiplas falhas têm a mesma probabilidade de ocorrer, indicando que o problema é mais complexo (HUANG, et al.,

1997). Isto se faz necessário porque todos os métodos de diagnóstico têm suas vantagens e desvantagens, o que num primeiro momento leva a pensar que é preciso utilizar outro método de diagnóstico quando um método indicar um problema, ou não consegue definir o tipo de falha ou defeito, fato reconhecido num documento de 1993 no qual os autores comentam que os pesquisadores ignoram a incerteza dos vários métodos existentes no desenvolvimento de novos métodos para diagnóstico de falhas/defeitos. Este artigo escrito por Tomsovic (TOMSOVIC, et al., 1993) fala da tentativa de desenvolvimento de um método sistemático que melhore o diagnóstico de falhas, tendo como ponto chave a necessidade de análise de amostras regulares de gases. Assim, vários métodos são integrados para tentar obter um sistema de análise simples e coerente.

2.6 AGD aplicada aos ENI's

A maioria das técnicas utilizadas na análise de líquidos isolantes foi desenvolvida para os óleos de tipo mineral, assim a AGD é bem conhecida e usada como referência para este fluido. Avaliar a aplicabilidade desses métodos aos ésteres naturais isolantes, propor ajustes ou até mesmo desenvolver novos métodos é necessário, porque cada vez mais transformadores isolados a óleo vegetal estão sendo instalados.

É assim que o trabalho publicado por Jovalekic em 2011 (JOVALEKIC, et al., 2011) apresenta uma contribuição do perfil dos gases gerados por diferentes fluidos isolantes, entre eles o FR3, quando submetidos a testes de simulação de falhas elétricas e térmicas. As falhas elétricas e térmicas foram simuladas em uma célula de poliacrílico contendo eletrodos de gap variável e ajustável e um fio de metal Resistherm NiFe30 aquecível, respectivamente. Foram considerados os métodos de interpretação de AGD existentes para o OMI. Os resultados obtidos mostraram que as falhas de tipo elétrico apresentaram um comportamento não muito diferente do obtido para o OMI e sua interpretação gerou diagnósticos similares. Já para as interpretações das falhas térmicas os autores recomendaram a utilização do triângulo de Duval modificado para o FR3. Na Figura 13 estão apresentados os triângulos de Duval clássico e após modificação. A principal diferença nos dois triângulos consiste nos limites (em %C₂H₄) entre as zonas D1/D2, T1/T2 e T2/T3. A razão desta diferença provavelmente é devida às diferenças químicas entre os óleos, como as ligações carbono-oxigênio que podem afetar ligeiramente a resistência química das ligações vizinhas carbono-carbono e carbono-

hidrogênio, explicando a diferença entre as quantidades relativas dos gases hidrocarbônicos formados nos mesmos níveis de temperatura ou energia gerados na falha de um transformador isolado com OMI (DUVAL, 2008).

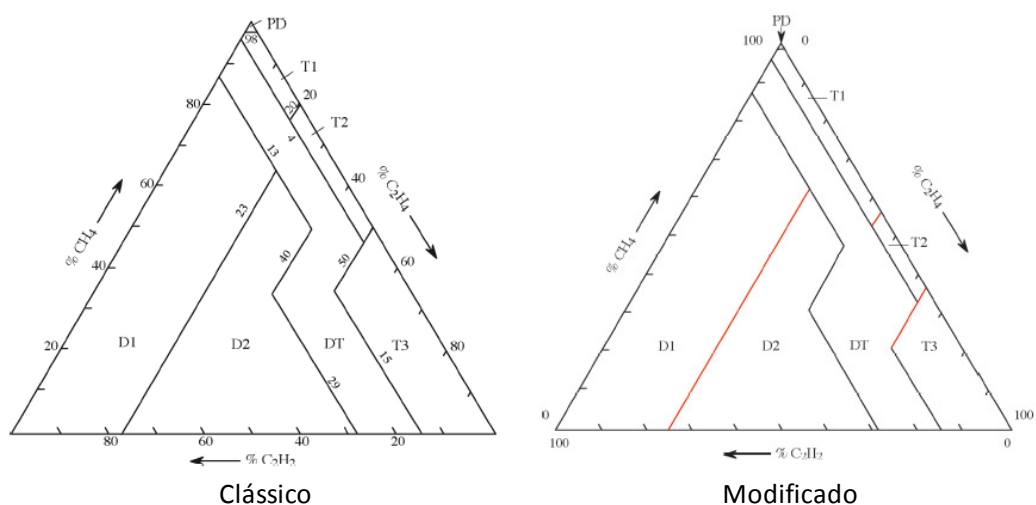


Figura 13. Triângulo de Duval clássico para OMI e modificado para FR3.

Fonte: Adaptado de Duval.

Resultados obtidos em outros trabalhos de Jovalekic mostraram que a taxa de geração de gases para o FR3 é maior na aplicação de descargas parciais e menor em ensaios de arco elétrico, em comparação ao OMI. Mas isto não quer dizer com certeza que fluidos dielétricos vegetais tem maior taxa de geração gasosa sob estresse elétrico (JOVALEKIC, et al., 2012). Os óleos minerais são pouco sensíveis a campos elétricos não homogêneos e, presumidamente, às descargas parciais nestas condições. Assim é esperada uma maior geração de gases para sistemas de isolamento alternativos que apresentam maiores sensibilidades nessas condições em comparação ao OMI. O pesquisador mostrou também que o tipo de óleo tem pequena influência na interpretação dos resultados. Acetileno e hidrogênio são os gases gerados em maiores concentrações na aplicação de descargas parciais. Sob condições de arco elétrico o gás chave obtido foi o acetileno, e no caso do FR3 houve a geração de CO, ausente no OMI (JOVALEKIC, et al., 2012). Na geração de pontos quentes (simulação de falhas térmicas) os autores do artigo identificaram como gases chaves o CO, CO₂ e o propileno (JOVALEKIC, et al., 2012).

Outra contribuição encontrada na literatura que faz referência à análise de ENI's é apresentada por Muhamad e colaboradores no ano de 2007 (MUHAMAD, et al., 2007). Neste trabalho foi feita uma simulação de falha elétrica pela aplicação de

descargas parciais em três óleos isolantes de diferentes fontes: dois biodegradáveis de origem vegetal, chamados de A e B, e um mineral, chamado de C. Foram usados líquidos isolantes com diferentes níveis de umidade chamadas de normal, seco e úmido. Os experimentos de estresse elétrico foram baseados nas normas IEC 61294 e 60641, enquanto o procedimento para extração de gases foi feito de acordo com a IEC 60567. O objetivo desse trabalho foi avaliar a aplicabilidade da técnica de AGD na análise de falhas por descargas parciais e dos métodos de diagnóstico desenvolvidos para o OMI. Os resultados mostraram que depois da aplicação de descargas parciais os isolantes biodegradáveis, sob condições de umidade chamada de normal e seca, geraram maior quantidade de hidrogênio comparado com o OMI. Mas, quando foi adicionada umidade nos óleos, o nível de hidrogênio no OMI tornou-se maior que no óleo biodegradável A. Um ponto importante da pesquisa foi que a geração de gases no óleo biodegradável B aumentou com o aumento da umidade, até o ponto em que três desses gases superaram os limites L1 do triângulo de Duval (Tabela 7). Em suma, segundo o documento, a quantidade e a tendência de geração dos gases devido à ocorrência de falhas ou defeitos em isolantes biodegradáveis são diferentes em comparação ao OMI, mostrando assim que a predição baseada nos métodos de diagnóstico desenvolvidos para OMI não se aplica diretamente aos isolantes biodegradáveis.

No ano seguinte, em outro trabalho, Muhamad e colaboradores avaliaram a influência das falhas ou defeitos por aquecimento nos isolantes biodegradáveis com diferentes teores de umidade (22, 170 e 380 ppm). Neste documento foi feita a simulação das falhas ou defeitos por sobreaquecimento dos óleos biodegradáveis, comparativamente ao OMI, em escala laboratorial. Os resultados da pesquisa mostraram que há necessidade de modificação dos modelos de diagnóstico desenvolvidos para o OMI para monitoramento de falhas por estresse térmico para os fluidos biodegradáveis. Um ponto importante que foi observado na análise de gases dos óleos mostrou que os isolantes biodegradáveis e o OMI geraram diferentes gases chaves, pois no primeiro o principal gás foi o etano enquanto que para o mineral foi o metano (MUHAMAD, et al., 2008). Segundo a norma C57.104.2008 (C57.104.2008, 2008) o gás chave para este tipo de falha deveria ser o etileno (Figura 9). Em relação aos diferentes níveis de umidade, foi encontrado que quando estes foram maiores, os valores de etano e metano excederam os limites normais L1 do triângulo de Duval (Tabela 7). Entre os dois métodos de diagnóstico aplicados aos gases gerados pelas falhas simuladas por sobreaquecimento, o método de Duval teve 83,3% predições erradas para o óleo

biodegradável comparado com 33,3% para o OMI. O método de Rogers falhou na predição das falhas para o óleo biodegradável em todos os testes realizados

No trabalho de Muhamad publicado em 2011 (MUHAMAD, et al., 2011), a observação dos gases chaves gerados pelo estresse do líquido isolante mostrou que os gases obtidos para OMI em ensaios de arco elétrico e sobreaquecimento, não são os mesmos para os isolantes biodegradáveis. Isto quer dizer que os modelos tradicionais de diagnósticos não são diretamente aplicáveis aos óleos isolantes formulados a partir de sementes de soja, precisando, então, de modificações para serem utilizados nos novos isolantes vegetais. Neste documento foram investigados três tipos de falhas que são comuns em transformadores: as descargas parciais, arco elétrico e sobreaquecimento. Também foram feitas modificações no diagnóstico clássico de Duval para viabilizar sua aplicação aos ENI's novos. Os experimentos foram realizados com óleos contendo três níveis de umidade, na presença e ausência de papel isolante. Os gases avaliados foram o hidrogênio, metano, etano, etileno e acetileno, gerados em laboratório nos óleos isolantes, os quais foram analisados e comparados com os que foram obtidos em amostras de óleo coletadas de transformadores em operação isolados a OMI.

Imad-U-Khan também trabalhou com a análise dos gases, neste caso gerados em fluidos alternativos para transformadores de potência (KHAN, et al., 2007). No seu artigo, os testes envolveram três tipos de óleos isolantes, um mineral, um éster sintético e um vegetal, os quais foram submetidos a estresses térmico e elétrico. Nos testes térmicos foram utilizadas temperaturas de 90 °C (temperatura máxima do óleo encontrada em transformadores em condições normais de funcionamento) e 150 e 200 °C (dois casos de baixa intensidade de falhas térmicas). Os ensaios a 90 °C não mostraram geração de etileno (gás característico e indicador de falhas por alta energia térmica no caso do OMI), o que é um resultado positivo. Já em 200 °C os gases etileno, etano e metano foram gerados nas mesmas proporções observadas no experimento realizado a 150 °C. Mas em nenhuma temperatura a presença de metano foi significativa. Quanto aos resultados envolvendo papel kraft, o aumento dos gases CO e CO₂ foram menores no sobreaquecimento do ENI, daí a sugestão de que o papel pode ser protegido de algum modo pelo ENI. Nas simulações de falhas por estresse elétrico foram usados eletrodos de configuração plana com um gap de 15 mm. No estudo foi identificado o gás acetileno em todas as amostras, além dos gases hidrogênio e etileno em quantidades significativas. Foi observado que a concentração de acetileno gerada no OMI foi cerca de 5 a 10 vezes maior que a gerada no ENI. Os métodos de diagnósticos

utilizados foram o triângulo de Duval, a norma IEC 60599 e o método dos gases chaves. No caso do óleo mineral, o triângulo de Duval mostrou resultados apropriados de acordo com os testes que foram realizados. Para o ENI foi sugerido, segundo outros autores (DUVAL, 2002), que o uso do triângulo de Duval é impreciso e que para sua aplicação o teor do gás CH_4 deve ser $> 98\%$ e do gás $\text{C}_2\text{H}_4 < 2\%$ (KHAN, et al., 2007). Os resultados da análise do FR3 levaram a sugerir pelos autores que a geração de uma quantidade significativa de etano pelo estresse térmico fazem deste gás, juntamente com o etileno, os gases chaves de falhas ou defeitos térmicos em equipamentos isolados com estes líquidos.

Segundo os resultados obtidos pelo Khan, no caso das falhas elétricas, o acetileno foi o gás chave quando aplicadas descargas de baixa energia e o hidrogênio foi o gás chave que indicou falhas por descargas parciais. Em este documento, a análise feita com o triângulo de Duval mostrou um diagnóstico correto para os óleos analisados, mas foi superestimado para o ENI. O uso da norma IEC mostrou resultados de identificações corretas, mas superestimadas na temperatura de $200\text{ }^\circ\text{C}$ (pois não foi gerada quantidade suficiente de metano). Para os ensaios de descargas elétricas foram identificadas de forma correta as falhas por arco de baixa energia. Ao final, os autores concluíram que para os ésteres isolantes são gerados os mesmos gases em comparação ao OMI, mas que para obtenção de diagnósticos corretos os critérios de falha relacionados com a razão ou porcentagens dos gases precisam ser redefinidos (KHAN, et al., 2007).

O efeito do envelhecimento acelerado nos isolantes de tipo vegetal também tem sido analisado. Isto foi observado no trabalho do Jung em 2012 (JUNG-II, et al., 2012), que testou o efeito do envelhecimento acelerado em um ENI em comparação com a degradação de um OMI envelhecido nas mesmas condições. Para isto, três transformadores foram preenchidos com óleo isolante, dois com óleo mineral e outro com isolante vegetal. Alterações nas características químicas, mecânicas e elétricas foram monitoradas.

Foi observado que a tensão capaz de romper as ligações químicas nos óleos diminuiu quanto maior o teor de água do líquido isolante, mas esta diminuição foi menor no ENI em relação ao OMI. Segundo o autor do artigo, a razão pela qual a redução da tensão de ruptura é menor em comparação com o óleo mineral é que o óleo vegetal cria menos borra, a qual traz uma diminuição para a resistência de isolamento. A variação da acidez e dos gases CO e CO_2 foram maiores no ENI que no OMI. Esses resultados levam a crer que os materiais imersos em transformadores usando isolante

vegetal poderiam ser decompostos em uma taxa maior que aqueles onde é usado isolante mineral. Mas, segundo a discussão do artigo, a menor variação na tensão de ruptura no ENI indica que este óleo tem melhores características para o isolamento, e que a degradação dos materiais imersos no ENI foi maior pela menor transferência de calor como consequência da obtenção de uma maior viscosidade em relação ao OMI. Mesmo assim no trabalho de Wilhelm e colaboradores do ano de 2011 (WILHELM, et al., 2011) foi observado em um ensaio de envelhecimento acelerado por sobreaquecimento durante 554 h a 120 °C, que o parâmetro da viscosidade cinemática a 40 °C não tem uma variação significativa que possa afetar a transferência de calor do óleo por convecção.

Por outro lado, nos óleos de tipo mineral, é gerada borra, pois, além dos gases dissolvidos gerados pelos efeitos de estresse elétrico, também se pode encontrar material coloidal em suspensão. O oxigênio é responsável pela formação de produtos solúveis e insolúveis, material que é prejudicial para o isolamento sólido, pois são retidos pela celulose de forma irreversível levando a geração de pontos quentes (*hot spots*). A polimerização do óleo pode causar uma deposição que dependendo da localização, pode ocasionar sobreaquecimento em função da deficiente troca de calor (ZIRBES, et al., 2005).

A comparação entre as características dos óleos minerais e dos ésteres naturais isolantes novos é importante, na medida em que um é referência para determinar se o ENI pode ser aplicado em equipamentos elétricos. Perrier em 2012 (PERRIER, et al., 2012) faz uma comparação entre um óleo vegetal e um mineral, baseando-se na análise por AGD depois de realizar simulações de falhas nos líquidos isolantes em laboratório. Nos gases gerados e dissolvidos nos óleos foram aplicadas três diferentes técnicas de diagnóstico: IEC 60599, o triângulo de Duval e o método dos gases chaves. Os resultados que o autor encontrou nesta pesquisa mostraram mais uma vez algumas das observações já inseridas e discutidas anteriormente. Ou seja, segundo os gases gerados nos ENI é possível aplicar as técnicas de diagnóstico de falhas como o triângulo de Duval que, para falhas elétricas por descargas de baixa energia, parece funcionar bem, confirmando resultados anteriormente reportados na literatura, enquanto que sua aplicação para observar falhas térmicas necessita de alguns ajustes. A aplicação do método dos gases chaves mostrou que sob efeito de descargas de baixa energia os gases que foram gerados em uma maior concentração foram o hidrogênio e o acetileno (já observado em muitos outros documentos), enquanto que o etano associado com

hidrogênio caracterizariam falhas ou defeitos a baixas temperaturas. Sob estresse térmico as concentrações de gases pareceram mostrar maior quantidade de hidrogênio e etano para os ENI's em relação aos ésteres sintéticos e isolantes minerais (PERRIER, et al., 2009).

Com a idéia de utilizar resultados de gases dissolvidos obtidos diretamente do equipamento elétrico, Martin no seu artigo do ano de 2010 (MARTIN, et al., 2010), investigou os gases de um transformador de potência de 132 kV e 50 MVA isolado com FR3 que foi instalado em Sydney no ano de 2008. O transformador foi equipado com um sistema de monitoramento on-line capaz de registrar por minuto o teor de água, a temperatura nos enrolamentos, o estado do sistema de refrigeração de carga e o conteúdo de gás dissolvido. Os gases monitorados foram hidrogênio, etano, metano, etileno, monóxido e dióxido de carbono, oxigênio e nitrogênio, que foram também analisados em laboratório. Os gases dissolvidos no ENI, que foram medidos durante os testes de fábrica e os primeiros meses de operação do equipamento, foram característicos de um transformador de potência operando em condições normais. Esses dados foram comparados com dados obtidos em laboratório. Com as observações do trabalho e baseando-se em outras pesquisas, os autores reportam que ao aplicar a técnica de AGD em muitos transformadores isolados a FR3, mas não em todos, operando em condições normais, foram observadas maiores concentrações de etano que nos isolantes minerais. Além disto, que existe uma elevação lenta no nível de hidrogênio durante a operação normal do equipamento elétrico isolado com o ENI, fato que pode ser interpretado de forma incorreta como indicação de descarga parcial. Outra observação importante tem relação com os elevados níveis de etano e hidrogênio, os quais têm sido observados nos transformadores preenchidos com ENI, indicando que as altas concentrações destes gases podem ser uma característica normal deste fluido.

Segundo o trabalho do Kang (KANG, 1970), a tendência na geração de gases dos estéreis naturais é menor do que nos isolantes minerais e nos ésteres sintéticos. De acordo com os autores, os ENI's são melhores do que os OMI's porque os primeiros tem uma estrutura química uniforme e melhor definida, enquanto que os isolantes minerais contém várias misturas de hidrocarbonetos. Mas isto não quer dizer que um é superior em relação ao outro, pois cada líquido isolante tem suas vantagens e desvantagens. Um documento que pode exemplificar o dito com anterioridade tem a ver com os testes feitos pelo I. Fontana em 2011 para simular procedimentos de envelhecimento óleo-papel (FOFANA, et al., 2011). Os ensaios foram realizados em um

óleo mineral, um vegetal e um sintético, utilizando quantidades de cobre, alumínio, zinco e ferro em proporções típicas usadas em transformadores. Estes ensaios de envelhecimento acelerado mostraram que os ésteres sintéticos têm uma taxa de envelhecimento menor do que o éster natural e o OMI, sob as mesmas condições de ensaio. Além disso, foram feitos ensaios sob estresse elétrico nos líquidos isolantes, que depois da análise mostraram um menor fator de dissipação dielétrica no OMI comparado com o ENI. Mas, por outro lado, o resultado do ensaio mostrou que no isolante mineral foi gerada uma maior quantidade de produtos de degradação (FOFANA, et al., 2011).

Todos os trabalhos até aqui analisados mostram quão importante é a criação de um banco de dados de gases dissolvidos no ENI, gerados por diferentes tipos de falhas/defeito, pois estas informações permitirão modificar e estabelecer metodologias claras para monitorar os equipamentos elétricos isolados com fluidos alternativos de tipo vegetal.

CAPITULO 3

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Nesta seção são descritas as generalidades dos materiais e equipamentos, e as metodologias usadas na execução das atividades e das análises realizadas na pesquisa desenvolvida.

3.1 Materiais e equipamentos

Os espectros de infravermelho foram obtidos em um equipamento Bomen Hartmann & MB-Series Michelson, em janela de KBr. Este equipamento está localizado no Departamento de Tecnologia em Materiais (DPTM) do LACTEC.

Os espectros de ressonância magnética nuclear (RMN- ^1H , ^{13}C e DEPT 135) foram obtidos num equipamento Bruker UltraShield de 400MHz, instalado no departamento de Química da Universidade del Valle (Cali, Colombia), usando TMS como padrão interno e clorofórmio- d_6 como solvente.

O equipamento de cromatografia gasosa usado foi o Trace GC Ultra marca Thermo Scientific, localizado no DPTM do LACTEC. Usando uma coluna empacotada N 80/100 e os detectores FID e TCD, este último para determinar os gases não combustíveis N_2 , O_2 e CO_2 . O método de análise foi baseado na norma ASTM D3612, por extração a vácuo.

O equipamento utilizado na avaliação do período de indução dos ENI's foi o Rancimat (Metrohm, Herisau/Suíza), instalado no LABOMI do LACTEC e outro instalado no laboratório da empresa DIAGNO MATERIAIS E MEIO AMBIENTE (DIAGNO).

O equipamento utilizado para a secagem da sílica foi o IV 2002-Analisador de umidade por infravermelho, marca GEHAKA, localizado no LABOMI do LACTEC.

Os solventes usados foram metanol, etanol, clorofórmio, heptano, toluol, acetona, solução Karl Fisher, base indicador de solução alkali blue 6B. Os reagentes utilizados foram fenolftaleína pura, sulfato de magnésio e hidróxido de sódio. Todos os solventes e reagentes foram adquiridos de diferentes fornecedores (como Synth, Merck e Quimibras indústrias químicas AS) e foram utilizados sem previa purificação.

As amostras dos ENI's BIOVOLT A e BIOVOLT HW foram adquiridas da MINERALTEC e o ENVIROTEMP FR3 foi adquirido da Cooper Power System. O OMI tipo AV-60 foi adquirido da Petrobras.

3.2 Métodos

3.2.1 Caracterização físico-química

Os diferentes tipos de ENI's e o OMI foram caracterizados de acordo com as normas vigentes, ABNT NBR 15422 e Resolução N. 36 da ANP, respectivamente, utilizando uma serie de parâmetros físico-químicos que são afetados pela composição do óleo.

3.2.2 Preparo de amostras dos ésteres naturais isolantes com diferentes teores de umidade

Os ENI's entregues pelos fornecedores apresentavam cerca de 100 ppm de água. Para diminuir o teor de água para 30 ppm foi necessário secar os óleos. A secagem foi realizada com sílica. Inicialmente a sílica foi seca em estufa por 24 h a 100 °C para eliminar o excesso de umidade. Depois foi pré-aquecida num IV 2002-Analisador por 30 minutos e acondicionada num dessecador. Essa sílica seca foi adicionada aos ENI's, sob agitação constante, em recipiente fechado.

Como um dos objetivos da pesquisa foi avaliar a influência do teor de água do ENI na formação dos gases dissolvidos, foram investigados óleos com teores de umidade aproximados de 30, 200 e 400 ppm (Tabela 11). Esse aumento no teor de água do óleo foi obtido pela sua exposição à umidade do ambiente até atingir o teor de água desejado. O controle do teor de água foi realizado pelo método do Karl Fisher de acordo com a norma ABNT NBR 10710 - Método B. O OMI foi utilizado conforme recebido, com 17 ppm de água.

Tabela 10. Teor de água nos ENI's utilizados nos ensaios.

Teor de água (ppm)	Observação
30	Teor de água geralmente encontrado no óleo no enchimento do transformador.
200	Teor de água máximo admitido no óleo em equipamento novos, após contato e antes da energização.
400	Teor de água máximo admitido no óleo para provocar uma investigação no transformador em serviço.

3.2.3 Sobreaquecimento (estresse térmico) em recipientes fechados (sem influência de O₂)

Neste experimento foram usados 200 mL de óleo inserido em frascos de vidro nos quais foi borbulhado nitrogênio por 15 minutos para diminuir a concentração de oxigênio no óleo. Os frascos contendo as amostras dos ENI's foram fechados e mantidos em estufa, a uma temperatura de 150 °C, por mais de 550 h. Durante diferentes intervalos de tempo, os frascos foram retirados da estufa, esfriados, abertos e coletada uma amostra de 50 mL, com uma seringa de vidro, para AGD, para avaliar a formação dos gases gerados nos óleos pela ação do estresse térmico imposto. A análise de gases dissolvidos foi realizada por cromatografia em fase gasosa, de acordo com o procedimento descrito na norma ASTM D3612.

Na Figura 14 é possível observar a disposição das amostras do óleo FR3 (líquido esverdeado) com diferentes teores de água e do OMI (líquido transparente) em frascos fechados, antes de serem colocadas na estufa.



Figura 14. Amostras do óleoFR3 (líquido de coloração esverdeado) e OMI (líquido transparente) preparadas para o ensaio de estresse térmico, dispostas em frascos fechados.

3.2.4 Sobreaquecimento (estresse térmico) aplicado aos óleos, em frasco aberto (avaliação do efeito do O₂)

Esse ensaio foi feito com os óleos BA, BHW e FR3. O volume de óleo usado foi de 2 L, dispostos em um beaker. Após, para diminuir a concentração de oxigênio do óleo, foi injetado N₂ gasoso durante 32 minutos, coletando uma amostra do isolante para ter as concentrações iniciais dos óleos, sob as mesmas condições de ensaio. Terminada a injeção de N₂, foram coletadas amostras em seringas de 50 mL para análise de gases. Os

frascos foram inseridos em uma estufa pré-aquecida a 150 °C para realização do ensaio de simulação de estresse térmico. Durante o envelhecimento foram coletadas amostras destes óleos para análise cromatográfica, para determinação do tipo e concentração de gases dissolvidos.

3.2.5 Sobreaquecimento (estresse térmico) aplicado ao sistema óleo/papel

O papel utilizado neste ensaio foi seco em uma estufa a vácuo a 100 °C durante 3 h para remoção da umidade superficial (umidade remanescente no papel após secagem: 3,6%). A relação entre o óleo e o papel kraft utilizada foi de 10/1 (LIAO, et al., 2008). Foram inseridos nos mesmos recipientes rolinhos de papel de 2 m cada um (1,9896 g) e 250 mL do líquido isolante como mostrado na Figura 15. A quantidade de rolinhos de papel inseridos em cada frasco está apresentada na Tabela 11.

Tabela 11. A quantidade de rolinhos de papel de 2 m usada por amostra de óleo.

Tipo de óleo	Volume amostra (mL)	Densidade óleo (g/mL)	Peso de 250 mL óleo (g)	Peso de papel para 250mL de óleo (g)	Comprimento de papel (m)	Numero de rolos de 2m por amostra de 250mL de óleo
BA	250	0,9175	229,4	22,9	23,1	11,5
BHW	250	0,9124	228,1	22,8	22,9	11,5
FR3	250	0,9192	229,8	23,0	23,1	11,5
OMI	250	0,8890	221,3	22,1	22,2	11,0

Em cada um dos recipientes foi borbulhado gás N₂ padrão por 10 minutos para submeter os ENI's as mesmas condições de ensaio, e depois de fechados, os frascos foram colocados em uma estufa pré-aquecida a 150 °C. Durante diferentes intervalos de tempo os frascos foram retirados da estufa (Figura 16), esfriados, abertos e coletada uma amostra de 50 mL, com uma seringa de vidro, para o monitoramento da viscosidade, perdas dielétricas, acidez e análise de AGD para avaliar a formação dos gases gerados nos óleos pela ação do estresse térmico imposto.



Figura 15. Isolante sólido e líquido, dispostos em recipientes fechados para o ensaio de estresse térmico.



Figura 16. Retirada do papel e coleta do óleo isolante com seringa de vidro, do recipiente fechado após o ensaio de estresse térmico, para análise de AGD.

Para observar a geração dos produtos ácidos pela degradação do isolante no sistema óleo/papel, foi feita a comparação do índice de bandas da carbonila do grupo éster da estrutura química do triacilglicerol com a carbonila de grupos ácidos, gerados pela degradação do ENI no envelhecimento acelerado. Nesta análise a razão entre as áreas destas bandas foram usadas para obter informações sobre a formação ou não formação de compostos ácidos, por meio do aumento ou diminuição das mesmas. É necessário ter uma banda de referência que não varie muito com a degradação, neste caso foi usada a banda do CH₂ alifático como banda de referência, e considerando que o valor de absorbância não seja maior que 0,8 (u.a.), pois assim é possível aplicar a análise de bandas de forma quantitativa segundo a lei de Lambert Beer (SIERRA, et al., 2010).

3.2.6 Estresse elétrico aplicado aos óleos

ENI's com diferentes teores de água (~ 30, ~ 200 e ~ 400 ppm) foram submetidas ao estresse elétrico pela aplicação de doze (12) descargas, utilizando para tanto dois eletrodos de configuração plana com um gap de 2,5 mm/mm, em concordância com a norma ABNT NBR 6869 (Figura 17), em um equipamento de rigidez dielétrica marca BAUR DTA. Na sequência, foi coletada uma amostra de óleo para AGD. Este mesmo procedimento foi utilizado para o OMI, contendo 17 ppm de água.

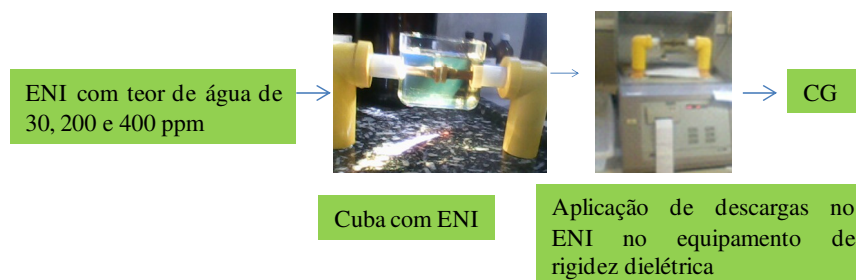


Figura 17. Equipamento utilizado no ensaio de estresse elétrico, pela aplicação de descargas nos óleos avaliados.

3.2.7 Estresse elétrico aplicado ao sistema óleo/papel

Manteve-se uma relação de óleo/papel de 10:1 (LIAO, et al., 2008). Foram dispostos na cuba de vidro do equipamento de rigidez dielétrica (Figura 17) 600 mL de óleo e 60 g de papel kraft (10 rolos de papel de 6 metros, aproximadamente) com teor de água de 3,6%. Após, a cuba de vidro foi acoplada no equipamento de rigidez dielétrica (Figura 18) e aplicados ao sistema óleo/papel doze (12) descargas utilizando para tanto dois eletrodos planos com um gap de 2,5 mm/mm, em concordância com a norma ABNT NBR 6869.



Figura 18. Amostra de óleo isolante/papel disposta na cuba de vidro acoplada no equipamento de rigidez dielétrica.

3.2.8 Estabilidade à oxidação dos ésteres naturais isolantes de acordo com o projeto de norma IEC 1125 (10/847A/NP), método C

A metodologia usada neste trabalho para avaliar a estabilidade à oxidação dos ENI's foi baseada no projeto de norma IEC 1125 (10/847A/NP), método C (Figura 19).

As condições previstas nesse projeto de norma para esse teste são:

Banho: bloco de alumínio (120 °C)

Peso do óleo: 25 g ± 0,1 g

Gás de oxidação: Oxigênio

Fluxo de ar: 0,15 L/h ± 0,015 L/h

Temperatura: 120 °C ± 0,5 °C

Duração do teste: 48 h

Tubo de absorção: 25 mL de água e 3 gotas de fenolftaleína

Tubo de reação: 25 g de óleo mais catalisador Cu.

Solução alcoólica de KOH: 0,10 mol/L. Esta solução foi utilizada na titulação do tubo de absorção, onde foram recebidos os ácidos voláteis do ensaio, usando fenolftaleína alcoólica como indicador.



Figura 19. Sistema utilizado para o ensaio de estabilidade à oxidação de acordo com o projeto de norma IEC 1125 (10/847A/NP).

3.2.9 Estabilidade à oxidação dos ENI's de acordo com o método Rancimat

O equipamento utilizado nesta avaliação foi o Rancimat (Metrohm, Herisau/Suíça), segundo procedimento descrito na norma BN EN14112. O ensaio e a determinação do período de indução do óleo sob investigação é realizado automaticamente por meio do Software PC-1.0873 Biodiesel Rancimat (Figura 20 e 21).



Figura 20. Equipamento de Rancimat.

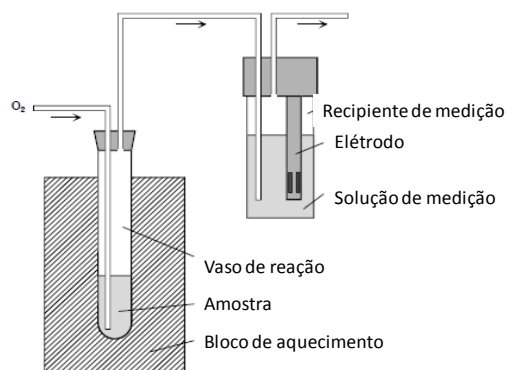


Figura 21. Ilustração do sistema de funcionamento do equipamento Rancimat.

O ensaio foi realizado sob fluxo de ar de 10 L/h, em $3 \text{ g} \pm 0,01 \text{ g}$ de óleo inseridos no tubo ou vaso de reação, que foi colocado dentro do bloco aquecido a uma temperatura de $130 \text{ }^\circ\text{C}$. No recipiente de medição foram colocados 50 mL de água destilada (Figura 21). As medições foram realizadas em duplicada e o resultado final reportado como valor médio das duas medidas realizadas.

3.2.10 Avaliação da oxidação do BA pelo método Rancimat e por FTIR

No equipamento Rancimat pré-aquecido a $130 \text{ }^\circ\text{C}$ foram colocados oito tubos de reação com 3 g do óleo BA. Durante o ensaio foram retirados em diferentes intervalos de tempo (Figura 22) tubos do bloco de aquecimento, antes do óleo atingir o período de indução. Amostras desses tubos foram analisadas por FTIR.



Figura 22. Retirada de dois tubos do bloco de aquecimento para avaliação da oxidação do óleo BA.

CAPÍTULO 4

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Ensaios físico-químicos

Nesta etapa do trabalho foi feita a caracterização dos três óleos de tipo vegetal (BA, BHW e FR3) e do OMI. Os valores limites aceitáveis para ENI novo podem ser observados na Tabela 12.

Tabela 12. Características e valores limites para o ENI novo.

Características	Unidade	Métodos de ensaio	Valor especificado
Aspecto visual			O óleo deve ser claro, límpido e isento de materiais em suspensão.
Cor		ABNT NBR 14483	1,0 máximo
Viscosidade cinemática 20 °C 40 °C 100 °C	cSt	ABNT NBR 10441	150 máximo 50 máximo 15 máximo
Ponto de fulgor	°C	ABNT NBR 11341	275 mínimo
Ponto de combustão	°C	ABNT NBR 11341	300 mínimo
Ponto de fluidez	°C	ABNT NBR 11349	10 máximo
Rigidez dielétrica Eletrodo de disco	kV	ABNT NBR 6869 ABNT NBR IEC 60156	30 mínimo
Eletrodo de calota			42mínimo
Rigidez dielétrica a impulso	kV	ASTM 3300	130 mínimo
Fator de perdas dielétricas 25 °C 90 °C 100 °C	%	ABNT NBR 12133	0,20 máximo 3,6 máximo 4,0 máximo
Enxofre corrosivo		ABNT NBR 10505	Não corrosivo
Índice de neutralização	mg KOH/g	ABNT NBR 14248	0,06 máximo
Teor de água	mg/kg	ABNT NBR 10710 Método B	200
Teor de PCB (bifenila policlorada)	mg/kg	ABNT NBR 13882 Método B	Não detectável

FONTE: (ABNT NBR 15422, 2006).

As Tabela 13 e 14 mostram os resultados da caracterização dos óleos usados no presente trabalho e que foram coletadas do tambor de armazenamento. Em comparação com os valores limites reportados na ABNT NBR 15422 os ENI's analisados atenderam a especificação vigente para ENI novo.

O maior valor no ponto de fulgor dos ENI's em comparação ao OMI, permite que estes sejam usados como fluidos de segurança, propriedade importante na utilização dos equipamentos elétricos em ambientes fechados.

Tabela 13. Ensaio físico-químico dos ENI's analisados em laboratório.

Propriedade	Unidade	Método	ENI		
			BA	B HW	FR3
Índice de neutralização	mg KOH/ g de óleo	ASTM D 974-93	0,03	0,01	0,01
Teor de água	(ppm)	ASTM D 1533-88/B	57	88	62
Cor		ASTM D 150-91	1,0	0,5	0,5
Densidade a 20 °C	(g/mL)	ASTM D 4052-96	0,9175	0,9124	0,9192
Fator de potência a 20 °C	(%)	ASTM D 924-92	0,035	0,017	0,118
Fator de potência a 100 °C	(%)	ASTM D 924-93	1,6	0,77	1,9
Ponto de fulgor	°C	ASTM D 9290	308	308	314
Ponto de combustão	°C	ASTM D 9291	342	338	338
Rigidez dielétrica	(kV) eletrodo CALOTA	ABNT NBR IEC 60156	79,1	85	76
	(kV) eletrodo DISCO	ASTM D 877-87	50	50	48
Viscosidade 40°C	(cSt)	ASTM D 445-94	36,6	41,3	36,7
Viscosidade 100°C	(cSt)	ASTM D 445-95	8,1	8,8	8,7

Tabela 14. Caracterização físico-química do OMI AV-60.

Propriedade	Unidade	Valor medido
Índice de neutralização	mg de KOH/g de óleo	0,01
Teor de água	ppm	17
Densidade 20°C	g/cm ³	0,8894
Fator de potência a 20°C	%	0,03
Fator de potência a 100°C	%	0,08
Rigidez dielétrica 6869 disco		57
Rigidez dielétrica 60156 calota	kV	70
Ponto de fulgor	°C	138
Viscosidade a 37,8°C	cSt	10,3
Tensão interfacial	dina/cm	51,2
Ponto de anilina	°C	78
Enxofre Corrosivo	Não corrosivo	
Carbono aromático	%	4
Carbono Parafínico	%	48
Carbono Naftênico	%	48

4.2 Sobreaquecimento (estresse térmico) dos óleos em recipientes fechados: sem influência de O₂

Inicialmente foi feito um teste de borbulhamento com gás nitrogênio (N₂) a uma pressão de 2 psi por 15 min em duas amostras do óleo FR3 (A e B) de igual volume, com o objetivo de diminuir a concentração de gás oxigênio (O₂). Após borbulhamento do gás N₂ a concentração de oxigênio no óleo diminuiu de aproximadamente 10.000 para 3.000 ppm (Tabela 15). Por conta disso, em todas as amostras de óleo investigadas neste trabalho foi borbulhado gás N₂ antes dos ensaios de simulação de estresse térmico e elétrico.

Tabela 15. AGD para o teste de borbulhamento de N₂ no óleo FR3.

Gás dissolvido	Antes do borbulhamento de N ₂		Após borbulhamento de N ₂	
	AMOSTRA 1	AMOSTRA 2	AMOSTRA 1	AMOSTRA 2
H ₂	5	5	nd*	nd
O ₂	10293	10299	2766	2754
N ₂	66159	66639	71057	67640
CH ₄	nd	nd	nd	nd
CO	6	6	nd	nd
CO ₂	152	155	21	19
C ₂ H ₄	nd	nd	nd	nd
C ₂ H ₆	nd	nd	nd	nd
C ₂ H ₂	nd	nd	nd	nd

* nd: não detectado

4.2.1 Sobreaquecimento (estresse térmico): avaliação do efeito da matéria prima do éster natural isolante

O ensaio de sobreaquecimento foi acompanhado pela análise da viscosidade cinemática a 40 °C e da acidez para avaliar a influência da matéria prima dos ENI's. Estes óleos apresentavam teores de água de 278, 229 e 217 ppm para o BHW, BA e FR3, respectivamente.

4.2.1.1 Monitoramento das propriedades físico-químicas do ENI

Os valores de acidez obtidos para os óleos após sobreaquecimento até 600 h encontram-se na Tabela 16 e os resultados de viscosidade são mostrados na Tabela 17.

Tabela 16. Acidez dos ENI's e OMI para o ensaio de sobreaquecimento realizado em frascos fechados.

Óleo	BA	BHW	FR3	OMI
Tempo de envelhecimento (h)	Acidez (mg KOH/g)			
246	0,168	0,168	0,196	0,290
551	2,786	0,196	3,229	0,606
600	2,804	0,195	5,507	0,517

A acidez dos óleos aumentou com o tempo de envelhecimento (sobreaquecimento), como era esperado (Tabela 16). O isolante BHW apresentou as menores variações, inclusive em comparação ao OMI.

Quanto à viscosidade (Tabela 17), esse ensaio mostrou que não houve diferença considerável neste parâmetro durante o tempo de sobreaquecimento dos ENI's. Mas é possível observar uma mudança considerável na viscosidade do OMI após 2541 h de sobreaquecimento. Esse aumento na viscosidade do OMI pode ser atribuído a entrada de oxigênio no frasco contendo esse líquido com consequente geração de borra no recipiente pois antes de coletar a amostra a tampa do frasco não estava devidamente encaixada no recipiente.

Tabela 17. Viscosidade cinemática (40 °C) dos ENI's e OMI, para o ensaio de sobreaquecimento em recipientes fechados.

Óleo	OMI	BA	BHW	FR3
Tempo de envelhecimento (h)	Viscosidade cinemática a 40 °C (cSt)			
246	10,2	34,3	40,7	36,1
384	9,7	35,0	40,3	36,9
553	11,8	35,7	40,7	35,5
600	9,7	34,8	39,8	35,1
2541	28,6	34,6	40,4	36,1

Análise de FTIR dos ésteres naturais isolantes

Os espectros de FTIR das amostras dos ENI's sobreaquecidos tiveram um perfil muito parecido em relação ao óleo novo (Figura 23), indicando que as principais bandas (Tabela 18) características da molécula do triacilglicerol (GÓMEZ, et al., 2011) não mudaram com o aquecimento.

Tabela 18. Principais bandas observadas nos espectros de FTIR para os ENI's.

Número de onda da banda (cm ⁻¹)	Grupo funcional
3009	(=C-H)
1747	(C=O)
1650	(C=C)
1163	(C-O-C)
722	(C-H) deformação

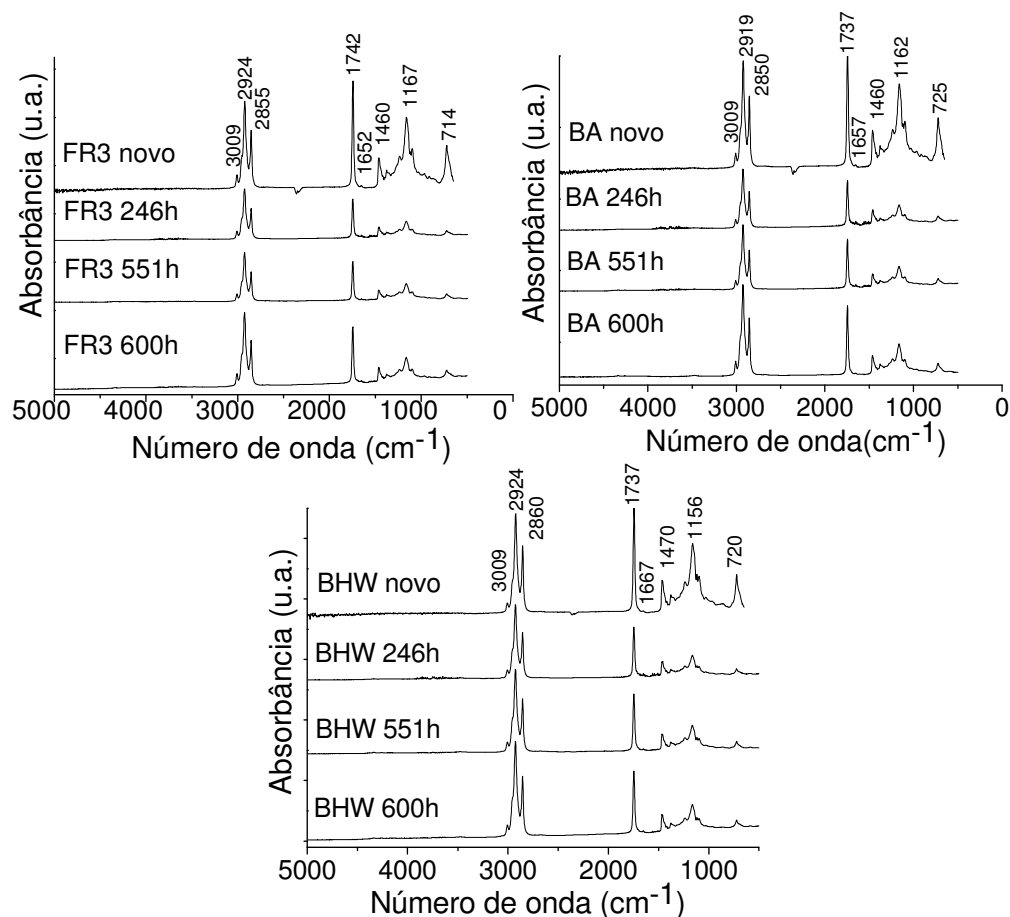


Figura 23. Espectros de FTIR dos ENI's novos (FR3, BA e BHW) e sobreaquecidos a 150 °C por 246, 551 e 600 h.

Análises de RMN-¹H dos ésteres naturais isolantes sobreaquecidos (estresse térmico)

Os espectros de ressonância magnética nuclear mostraram uma concordância com a localização dos sinais encontrada na literatura (SENIHA, et al., 2006) e que fazem referência às estruturas dos triacilgliceróis. No caso dos espectros protônicos os picos fazem referência à presença de sinais de grupos alifáticos saturados como -CH₂- e insaturados como -CH=CH- (GÓMEZ, et al., 2011), importantes na comparação das

amostras dos ENI's novos e sobreaquecidos, pois estes grupos podem ser afetados pela oxidação ou hidrólise do triacilglicerol, conforme comentado na seção 2.4 (pág. 41).

Ao comparar os espectros de RMN-¹H das amostras dos óleos novos com os dos óleos sobreaquecidos não foi observada uma modificação química aparente que possa ser relacionada com uma mudança estrutural nos triacilgliceróis até aproximadamente 551 h de sobreaquecimento. A comparação dos espectros de RMN-¹H dos ENI's novos e envelhecidos por estresse térmico está apresentada na Figura 24.

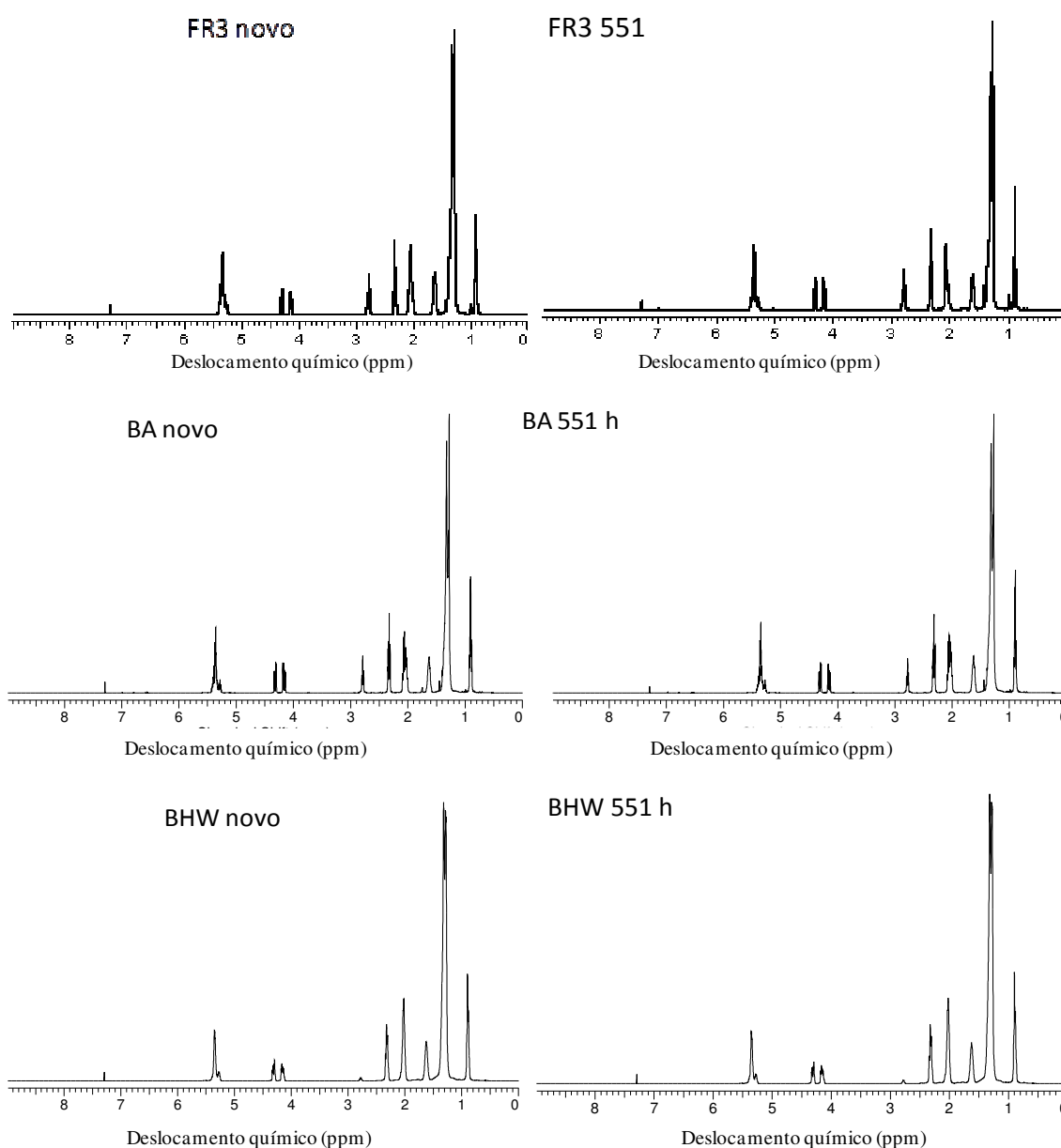


Figura 24. Espectros de RMN-¹H dos ENI's novos (FR3, BA e BHW) e sobreaquecidos a 150 °C, por 551 h.

Também foram obtidos os espectros de RMN-¹³C e de RMN-DEPT-135 (Figura 25-27). Uma grande quantidade de sinais presentes nos espectros de RMN-¹³C fornece informação do grande número de carbonos presentes nas moléculas do óleo vegetal, onde os sinais dos carbonos quaternários aparecem em campo baixo (próximo de 175 ppm). Estes carbonos fazem parte dos grupamentos carbonilas da molécula do triacilglicerol. Este sinal pode ser verificado com ajuda do espectro DEPT-135 que fornece informação dos grupos CH, CH₃ (fase positiva do espectro DEPT-135) e CH₂ (fase negativa do espectro DEPT-135), mas não dos carbonos quaternários. Alguns dos sinais mais importantes na caracterização do ENI por meio destes espectros fazem referência aos carbonos -CH- provenientes das duplas ligações. Estas aparecem em fase positiva e são as mais deslocadas na região de baixo campo do espectro DEPT-135. Como não desaparecem do DEPT-135 em relação ao ¹³C, estes sinais devem ser gerados pelos carbonos terciários. Estes sinais seriam afetados pela degradação do óleo, se as duplas ligações da sua estrutura fossem modificadas pela oxidação do triacilglicerol.

Segundo os espectros dos ENI's novos e envelhecidos por aquecimento, a região que faz referência às duplas ligações da molécula do óleo não sofreram modificação, pois o perfil espectral observado não tem uma variação significativa nesses sinais. Isto está relacionado com o que foi observado anteriormente no parâmetro da viscosidade (Tabela 17), pois este parâmetro não mudou durante o envelhecimento acelerado dos ENI's. Lembrando que as ligações duplas na estrutura química dos ENI's tem uma relação direta com sua viscosidade, pois as insaturações fazem destes óleos apresentarem um estado líquido a temperatura ambiente.

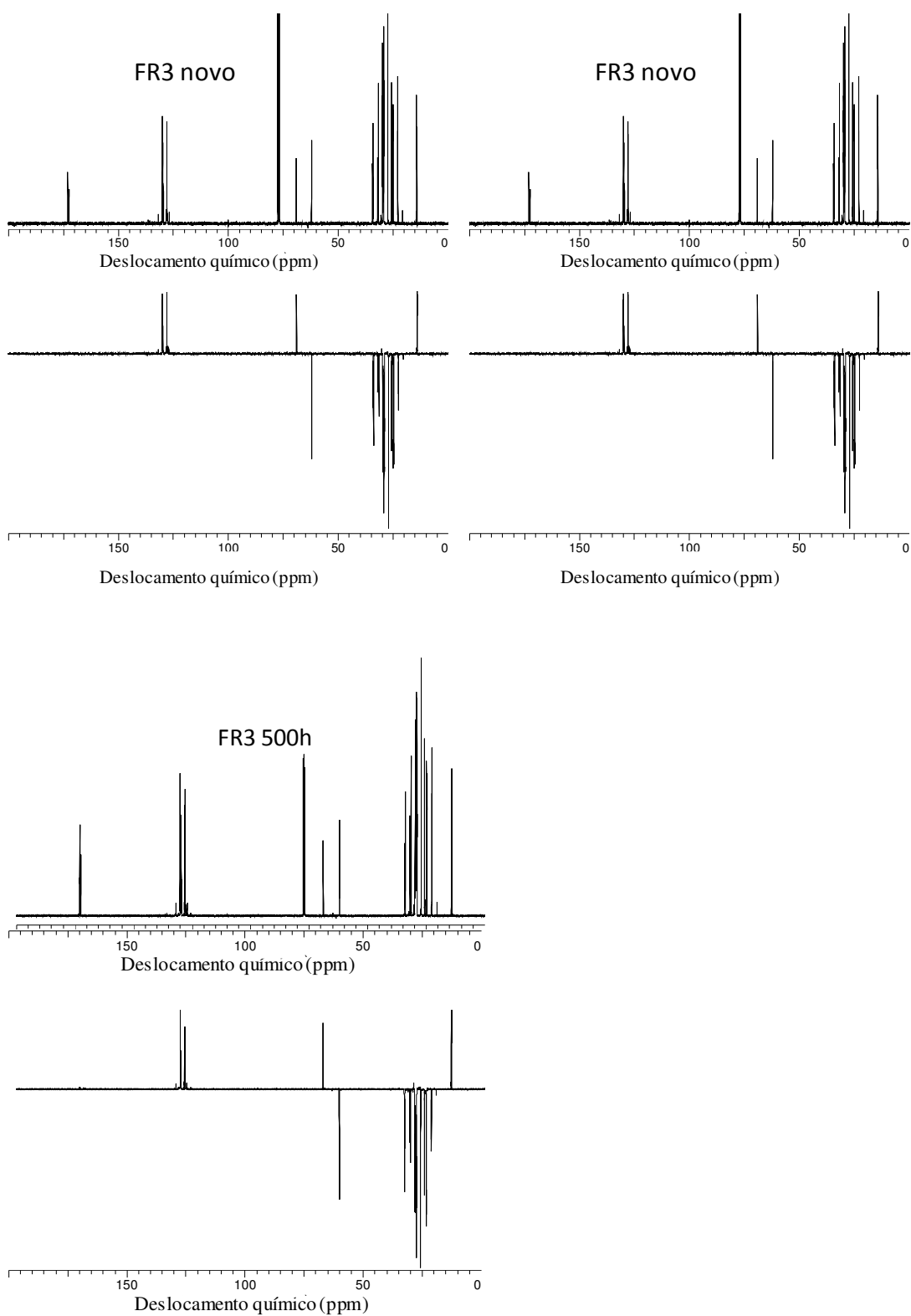


Figura 25. Espectros RMN ^{13}C e RMN DEPT 135 do FR3, novo e sobreaquecido por 246 e 551 h.

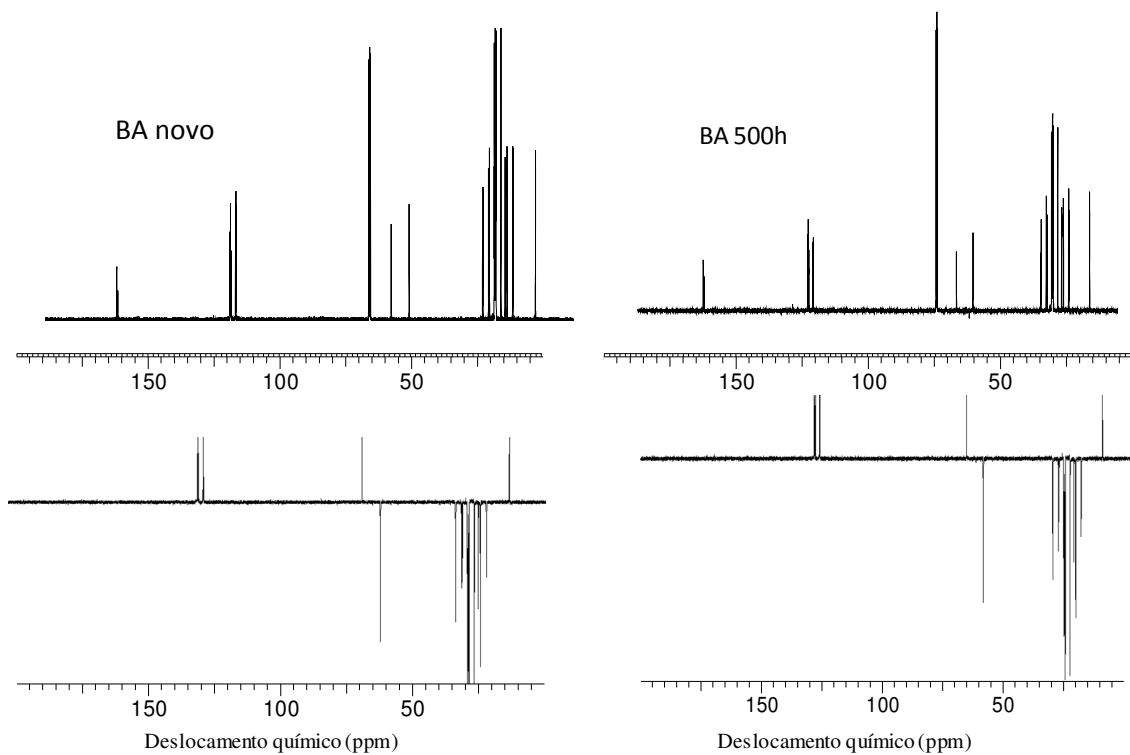


Figura 26. Espectros RMN ^{13}C e RMN DEPT 135 do BA, novo e sobreaquecido por 551 h.

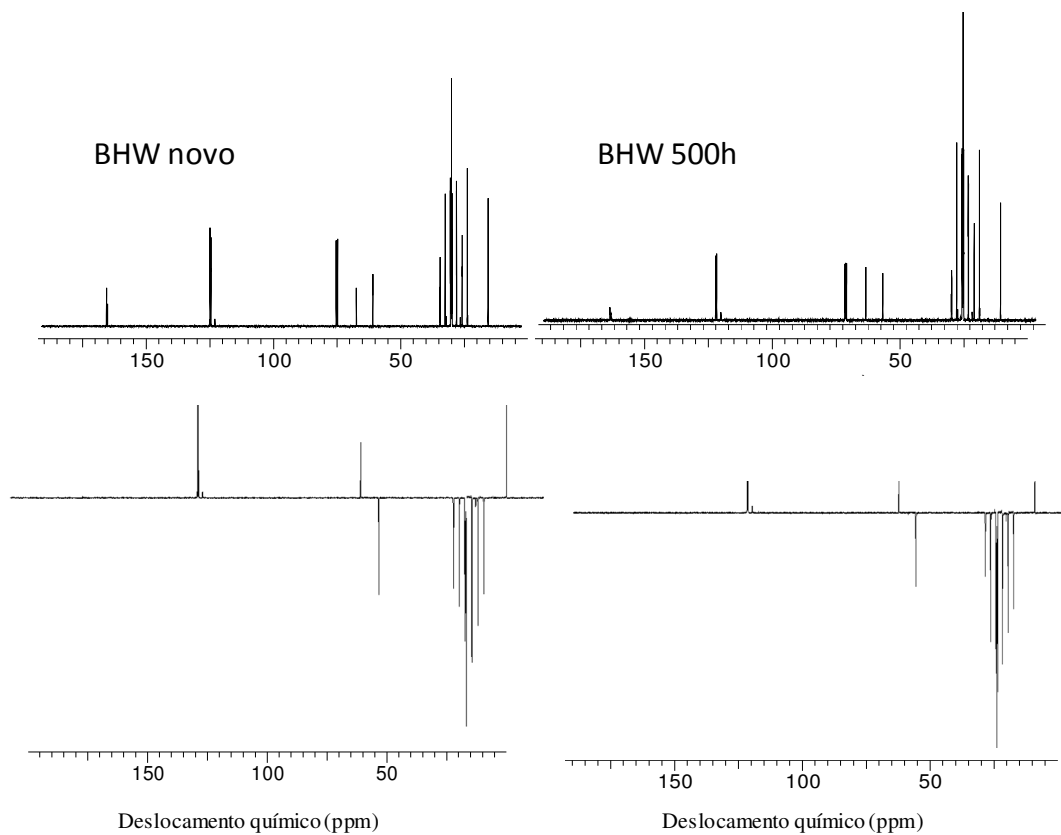


Figura 27. Espectros RMN ^{13}C e RMN DEPT 135 do BHW, novo e sobreaquecido por 551 h.

4.2.2 Sobreaquecimento (estresse térmico): avaliação do efeito da umidade

4.2.2.1 Monitoramento das propriedades físico-químicas do éster natural isolante

O ensaio de sobreaquecimento dos óleos foi acompanhado pela análise da viscosidade cinemática (cSt) a 40 °C. Observou-se que até o final do ensaio de sobreaquecimento a viscosidade dos óleos não apresentou variações significativas, além disso, o teor de água não influenciou esse parâmetro nas condições experimentais utilizadas (Figura 28-30). Os dados encontrados para os três ENI's avaliados neste ensaio estão de acordo com as conclusões de Wilhelm e colaboradores (WILHELM, et al., 2011), que mostraram que o parâmetro que mais afeta a viscosidade é a concentração de oxigênio. Como nesse trabalho foram usados frascos fechados o efeito do oxigênio na degradação do óleo não foi significativo. No caso do OMI, a viscosidade também não mudou de forma significativa durante o ensaio de sobreaquecimento.

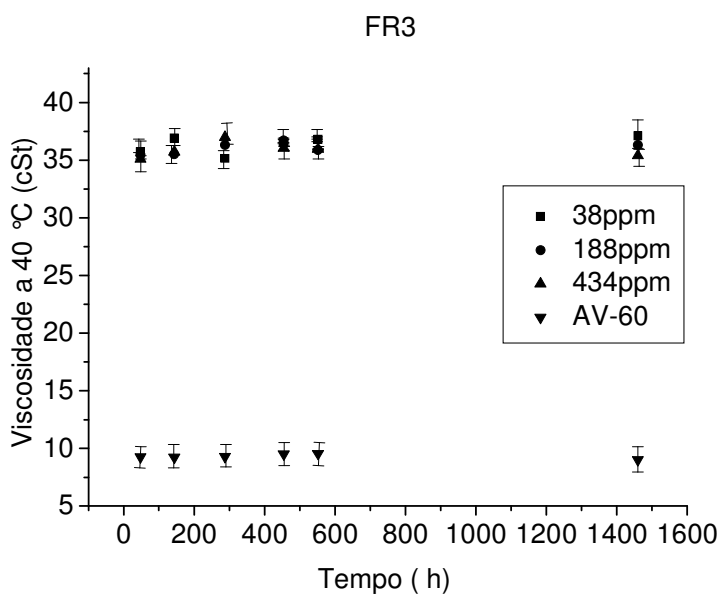


Figura 28. Ensaio de sobreaquecimento para o FR3 a 150 °C, com teor de água controlado, em recipientes fechados: viscosidade em função do tempo de envelhecimento.

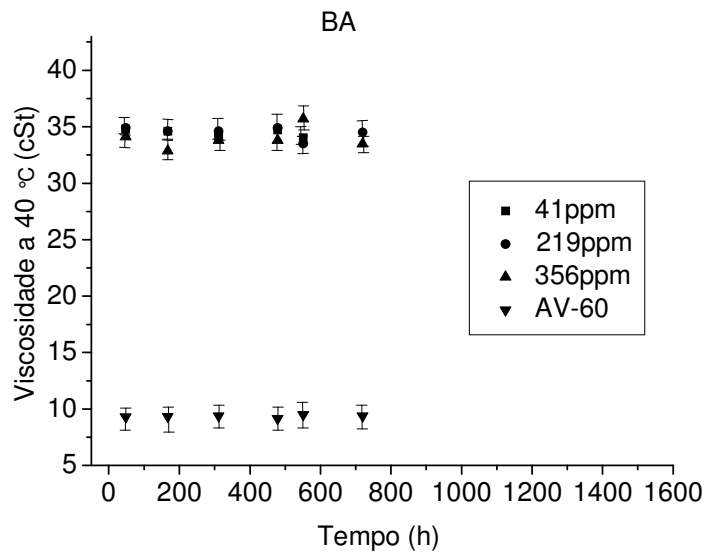


Figura 29.Ensaio de sobreaquecimento para o BA a 150 °C, com teor de água controlado, em recipientes fechados: viscosidade em função do tempo de envelhecimento

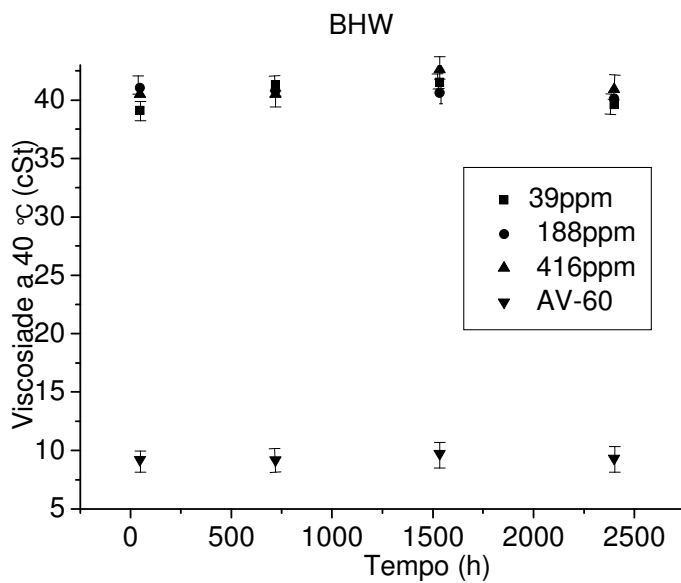


Figura 30. Ensaio de sobreaquecimento para o BHW a 150 °C, com teor de água controlado, em recipientes fechados: viscosidade em função do tempo de envelhecimento.

4.2.2.2 Análise de gases dissolvidos

Durante o tempo de ensaio, amostras dos óleos foram coletadas da estufa para posterior análise por cromatografia em fase gasosa, obtendo-se os resultados de gases dissolvidos apresentados nas Tabelas 19-21.

Para visualizar melhor diferenças entre os gases dissolvidos dos diferentes óleos analisados (Tabela 19-21), foram obtidos gráficos com os dados obtidos para as amostras sobreaquecidas por um período de 500 h (Figura 31).

Tabela 19. AGD para amostras do óleo FR3, com teores de água de 38, 188 e 434 ppm, e OMI durante o ensaio de sobreaquecimento, em recipientes fechados.

Tipo de óleo e teor de água (ppm)	Gás dissolvido	Tempo de envelhecimento (h)					
		48	144	288	455	552	1460
		Concentração do gás (ppm)					
FR3, 38	H ₂	48	95	66	71	26	42
FR3, 188		44	65	37	6	47	29
FR3, 434		81	108	74	73	71	31
OMI, 17		40	95	43	41	82	11
FR3, 38	CH ₄	37	20	36	40	15	53
FR3, 188		24	36	25	29	32	38
FR3, 434		34	40	33	37	53	42
OMI, 17		129	131	377	241	244	651
FR3, 38	CO	652	585	496	578	913	639
FR3, 188		254	312	489	559	402	451
FR3, 434		439	521	491	705	979	538
OMI, 17		460	998	1589	1479	1425	2020
FR3, 38	CO ₂	1420	1326	1598	1737	1641	2779
FR3, 188		1114	1432	2013	2022	1798	2077
FR3, 434		1441	1875	1886	2391	2846	2991
OMI, 17		1893	936	1610	3072	4777	5722
FR3, 38	C ₂ H ₄	0	0	2	3	0	7
FR3, 188		0	0	0	2	1	7
FR3, 434		0	0	4	0	3	4
OMI, 17		2	2	4	6	0	0
FR3, 38	C ₂ H ₆	586	405	662	589	405	815
FR3, 188		454	476	587	633	484	529
FR3, 434		420	502	449	556	687	705
OMI, 17		22	27	111	20	178	556

Tabela 20. AGD para amostras do óleo BA, com teores de água de 41, 219 e 356 ppm e OMI durante o ensaio de sobreaquecimento, em recipientes fechados.

Tipo de óleo e teor de água (ppm)	Gás dissolvido	Tempo de envelhecimento (h)				
		48	167	479	551	720
		Concentração do gás (ppm)				
BA, 41	H ₂	59	58	21	3	*nd
BA,219		31	66	63	3	5
BA,356		92	0	78	35	64
OMI, 17		74	56	81	22	37
BA,41	CH ₄	26	27	15	10	*nd
BA,219		5	24	33	15	9
BA,356		31	3	43	15	33
OMI, 17		77	257	269	375	392
BA,41	CO	415	326	244	153	*nd
BA,219		167	268	268	143	753
BA,356		338	7	390	149	342
OMI, 17		390	1237	1833	1740	1744
BA,41	CO ₂	2116	1832	1401	872	*nd
BA,219		1258	1534	1882	1534	1401
BA, 356		1964	925	2232	986	2213
OMI, 17		1513	2510	4186	4565	5995
BA,41	C ₂ H ₄	0	2	13	9	*nd
BA,219		0	0	2	4	1
BA,356		0	0	0	1	2
OMI, 17		0	9	6	0	4
BA,41	C ₂ H ₆	74	65	53	34	*nd
BA,219		74	59	63	48	42
BA,356		76	14	115	32	85
OMI, 17		10	111	182	216	369

* nd: não detectado

Tabela 21. AGD para amostras do óleo BHW, com teores de água de 41, 223 e 416 ppm e OMI durante o ensaio de sobreaquecimento, em recipientes fechados.

Tipo de óleo e teor de água (ppm)	Gás dissolvido	Tempo de envelhecimento (h)				
		48	142	215	479	815
		Concentração do gás (ppm)				
BHW,41	H ₂	14	13	16	0	6
BHW,223		0	7	7	0	0
BHW,416		7	12	7	0	0
OMI, 17		152	13	164	39	46
BHW,41	CH ₄	16	18	24	27	23
BHW,223		12	17	21	23	28
BHW,416		15	16	27	32	34
OMI, 17		18	134	49	260	230
BHW,41	CO	289	311	390	447	1150
BHW,223		163	354	427	452	355
BHW,416		233	292	512	435	446
OMI, 17		260	512	1114	1392	1634
BHW,41	CO ₂	2017	2174	3009	2572	3833
BHW,223		1771	1984	4050	2137	2461
BHW,416		1264	2774	5846	3116	2725
OMI, 17		867	1085	2566	3632	3532
BHW,41	C ₂ H ₄	4	9	25	32	3
BHW,223		3	14	39	46	44
BHW,416		9	14	42	54	40
OMI, 17		0	6	5	12	1
BHW,41	C ₂ H ₆	21	17	34	33	109
BHW,223		19	20	40	30	34
BHW,416		22	21	42	50	60
OMI, 17		7	35	35	342	372

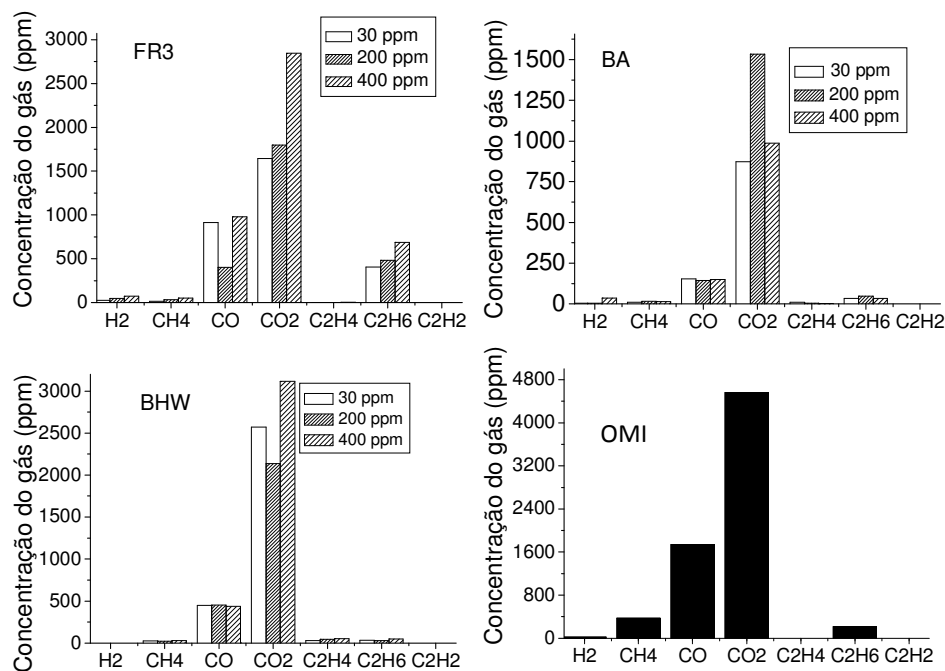


Figura 31. Gases gerados nos ENI's e OMI em função do teor de água no óleo após submissão ao ensaio de estresse térmico em recipientes fechados.

Os resultados em geral mostraram que o óleo FR3 apresentou muito mais gás etano dissolvido em comparação aos óleos BA e BHW e que a concentração de gases gerados no óleo FR3 aumentou com o aumento do teor de água no óleo. Os óleos FR3, BA e BHW são formulados a partir de diferentes matérias primas e pequenas variações nas concentrações dos gases, observadas para os diferentes ENI's, podem ser, possivelmente, atribuídas à formulação desses óleos (tipo de matéria prima e aditivos).

Por outro lado, os gases etano, metano e hidrogênio, excluindo-se os óxidos de carbono, apresentaram as maiores concentrações em relação aos outros gases. Os mesmos gases foram encontrados para o isolante mineral, embora na literatura o gás esperado ou gás chave deveria ser o etileno (C57.104.2008, 2008). Muhamad e colaboradores (MUHAMAD, et al., 2008) em ensaios simulados de estresse térmico em laboratório encontraram que o gás metano foi gerado em maior concentração para o OMI em relação aos outros gases. Segundo outros estudos, as falhas ocorridas em temperaturas que não excedem os 150 °C permitiriam observar maior presença de etano e metano na degradação do óleo vegetal (MUHAMAD, et al., 2011). Comparativamente ao OMI, nos ENI's é gerado muito mais etano, mostrando que este gás apresenta maior correlação com os triacilgliceróis (moléculas dos ésteres vegetais) do que com os hidrocarbonetos do OMI durante o processo de degradação térmica. Por outro lado, no OMI é gerado muito mais metano em relação aos outros gases chaves.

A informação encontrada nestes ensaios tem concordância com estudos realizados por outros autores que fizeram comparações semelhantes entre os gases gerados e dissolvidos no OMI e no FR3 sob condições de estresse térmico a 120 °C (PERRIER, et al., 2012), por exemplo.

4.3 Sobreaquecimento (estresse térmico) dos ésteres naturais isolantes em frascos abertos: avaliação do efeito do O₂

O ensaio foi realizado com os isolantes vegetais FR3, BA e BHW. Os ENI's foram sobreaquecidos a 150 °C por até 504 h. As concentrações dos gases obtidas para as amostras dos ENI's coletadas durante o ensaio de sobreaquecimento estão apresentadas nas Tabelas 22- 24.

Tabela 22. AGD em amostras de FR3 sobreaquecidas em frascos abertos, a 150 °C.

Gás dissolvido	Tempo de envelhecimento (h) na estufa						
	48	96	264	336	384	432	504
	Concentração do gás (ppm)						
H ₂	23	18	87	939	1515	2728	2533
O ₂	6404	6796	14886	9148	2430	4507	6373
N ₂	72203	52986	72942	72632	76126	77695	91183
CH ₄	8	4	7	22	36	43	46
CO	620	671	772	3288	6862	9560	9703
CO ₂	662	511	813	1464	3663	5363	7840
C ₂ H ₄	nd	nd	3	8	14	15	2
C ₂ H ₆	184	108	187	511	819	998	863
C ₂ H ₂	*nd	nd	Nd	nd	nd	nd	Nd

* nd: não detectado

Tabela 23. AGD em amostras de BA sobreaquecidas em frascos abertos, a 150 °C.

Gás dissolvido	Tempo de envelhecimento (h) na estufa						
	48	96	264	336	384	432	504
	Concentração do gás (ppm)						
H ₂	37	41	26	51	61	81	96
O ₂	5857	3208	14253	10839	11039	12004	4199
N ₂	72625	67949	58540	69365	72634	68718	59138
CH ₄	7	7	4	7	5	8	7
CO	236	414	227	501	506	546	604
CO ₂	442	549	456	505	445	592	561
C ₂ H ₄	2	2	Nd	2	1	nd	Nd
C ₂ H ₆	25	43	18	24	19	35	40
C ₂ H ₂	*nd	nd	Nd	nd	nd	nd	Nd

* nd: não detectado

Tabela 24. AGD em amostras de BHW sobreaquecidas em frascos abertos, a 150 °C.

Gás dissolvido	Tempo de envelhecimento (h) na estufa						
	48	96	264	336	384	432	504
	Concentração do gás (ppm)						
H ₂	19	42	47	156	139	359	1858
O ₂	10749	9592	13343	9861	6294	8456	5593
N ₂	64548	56070	52478	73646	62893	76470	68816
CH ₄	5	8	7	16	11	19	28
CO	282	503	840	2048	1835	2299	3722
CO ₂	387	536	546	896	761	1042	1451
C ₂ H ₄	3	1	5	3	3	7	112
C ₂ H ₆	8	10	7	12	8	32	35
C ₂ H ₂	*nd	nd	Nd	nd	nd	nd	Nd

* nd: não detectado

Esses resultados permitiram observar, numa primeira instância, que após o ensaio de sobreaquecimento os ENI's testados geraram os mesmos gases esperados para o OMI.

Para observar seu estado físico, os óleos permaneceram na estufa por até 2040 h. Após 720 h o óleo FR3 gerou uma película polimérica na superfície do recipiente

enquanto os óleos BA e BHW permaneceram em estado líquido. Em 2040 h de ensaio, o óleo FR3 polimerizou totalmente (Figura 32); o óleo BA gerou uma película polimérica na superfície do recipiente; e o BHW ainda permaneceu em estado líquido, mas com aspecto de líquido de alta viscosidade.

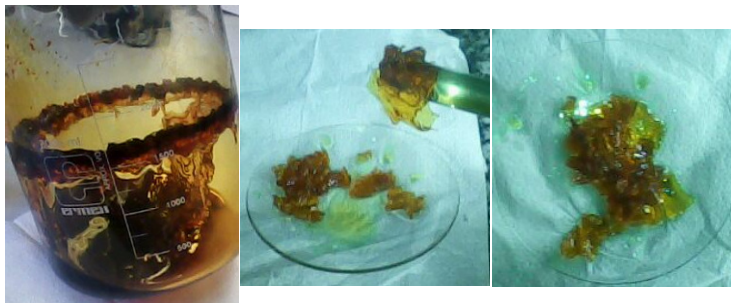


Figura 32. FR3 depois de 2040 h na estufa a 150 °C, em um recipiente aberto.

4.3.1 Espectros de Infravermelho (FTIR) dos ésteres naturais isolantes sobreaquecidos

Com as amostras dos ENI's coletadas durante o ensaio acima, foram obtidos os espectros de infravermelho apresentados na Figura 33.

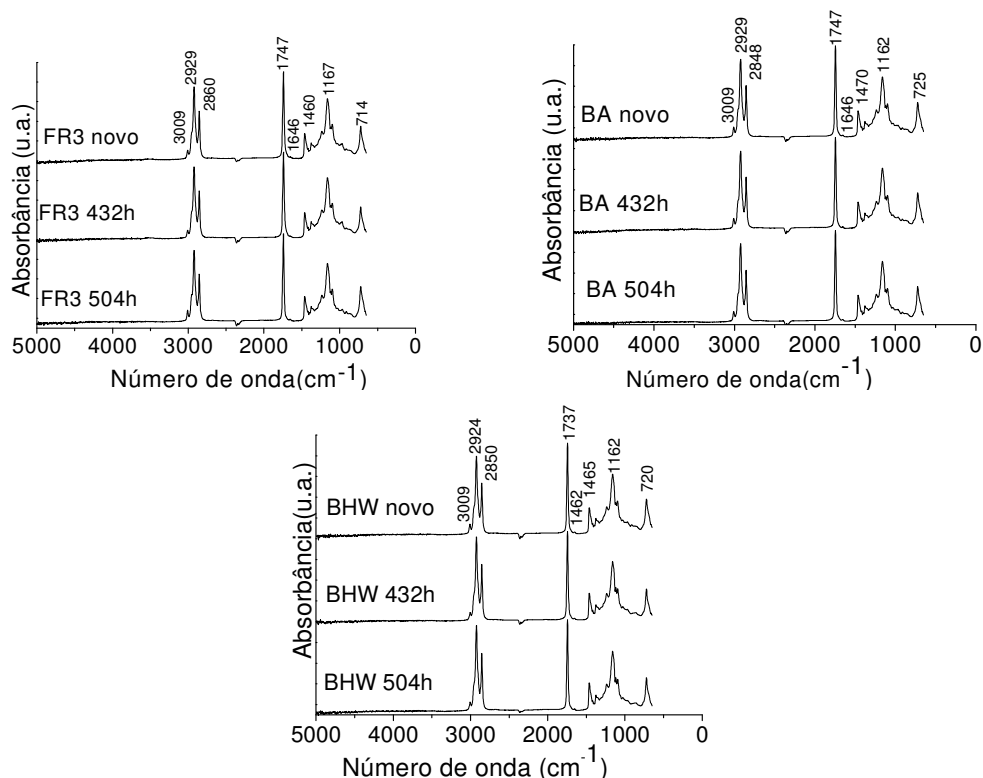


Figura 33. Espectros de FTIR do FR3, BA e BHW novos e após 432 e 504 h de sobreaquecimento.

Esperava-se que com o envelhecimento térmico ocorresse uma diminuição significativa na intensidade das bandas relacionadas com as duplas ligações da estrutura do triacilglicerol e/ou o aparecimento de novas bandas. No entanto, os espectros de FTIR obtidos (Figura 33) não mostraram variações significativas em relação às bandas espectrais características dos triacilgliceróis (Tabela 18).

Por outro lado, o espectro do isolante vegetal FR3 após 2040 h de envelhecimento (Figura 34) apresentou uma diminuição na intensidade das bandas localizadas em 723 e 3009 cm^{-1} (referente as ligações duplas na estrutura do triacilglicerol conforme descrito na Tabela 18). Além disso, a banda responsável pela ligação C=C desapareceu do espectro de infravermelho, o que quer dizer que a perda do estado líquido está relacionada com a perda das ligações duplas e a obtenção de um material com aspecto físico gelatinoso.

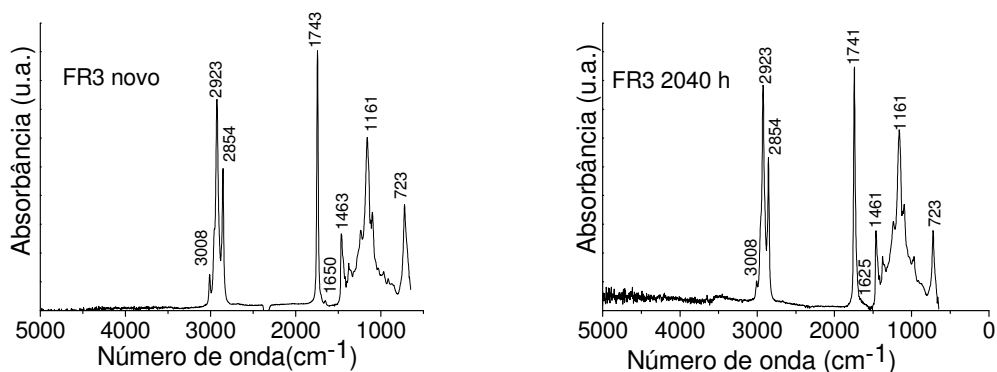


Figura 34. Espectros de FTIR do FR3 novo e ao final do sobreaquecimento a 150 °C por 2040 h.

Os dois tipos de ensaios por sobreaquecimento (frascos abertos e fechados) permitiram observar a importância do oxigênio no envelhecimento do líquido isolante de origem vegetal. Quando o teste foi feito em frasco aberto após aproximadamente 720 h o FR3 mostrou a geração de uma película polimérica e, quando o ensaio foi realizado em recipientes fechados, ao chegar num tempo de ensaio próximo a 800 h, o óleo ainda estava líquido, e mesmo no final no ensaio em frasco fechado o ENI não foi observada essa película (2040 h).

4.3.2 RMN do FR3 sobreaquecido por 2040 h

A análise do óleo FR3 sobreaquecido por 2040 h em frasco aberto mostrou a geração de uma película polimérica cujo espectro protônico teve uma mudança nos sinais relacionados com os grupos da região das insaturações, entre 5.0-5.5 e 127-130

ppm (Figura 35), que diminuíram de intensidade. O ensaio de envelhecimento acelerado feito nesta avaliação permitiu comprovar que sob estresse térmico os grupos das ligações duplas são afetados pela degradação do ENI.

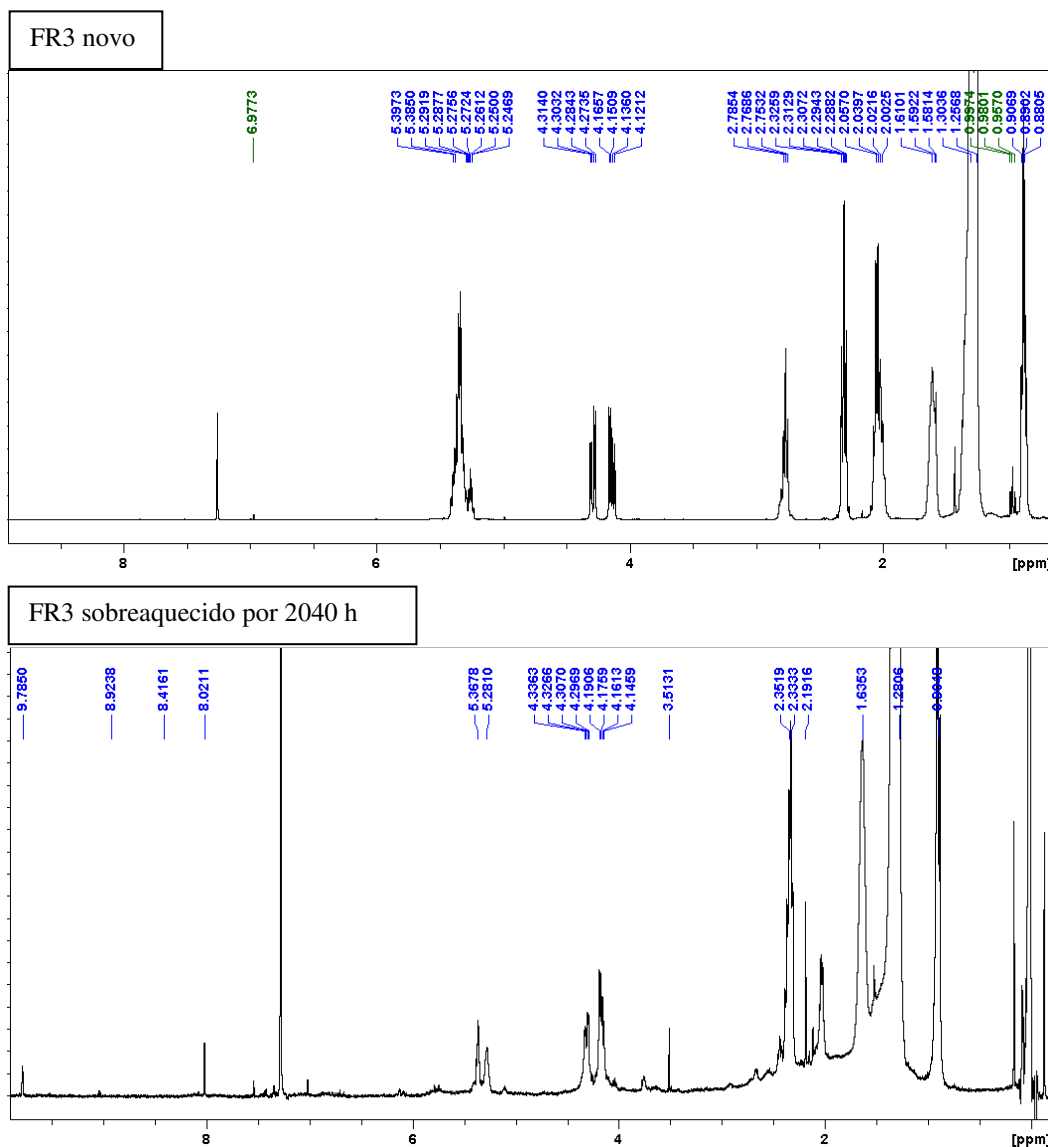


Figura 35. Espectros de RMN-¹H do óleo FR3 novo e envelhecido por 2040 h em frasco aberto.

4.3.3 Análise de gases dos ésteres naturais isolantes sobreaquecidos

Segundo o método de gases chave, para as falhas térmicas, o gás esperado em uma maior concentração é o etileno (Figura 9). Os gases gerados na amostra de BHW estão apresentados na Figura 36, onde são apresentados os resultados com e sem a presença dos óxidos de carbono para melhorar a escala de visão dos gases hidrocarbonetos .

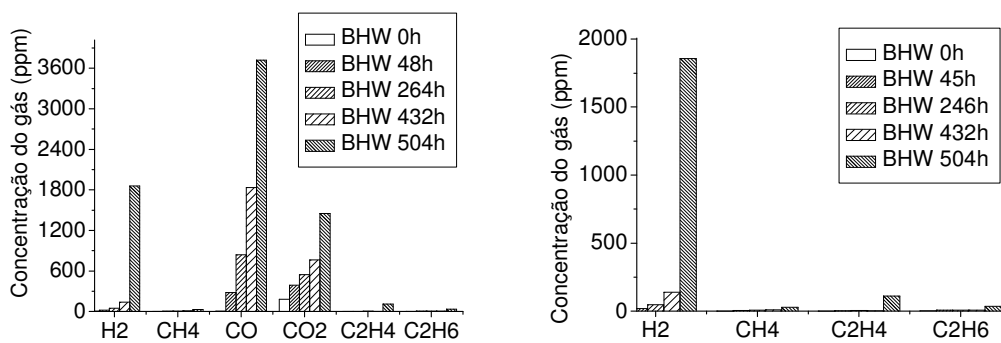


Figura 36. Geração de gases pela decomposição térmica do óleo BHW, a 150 °C, em frasco aberto, por 504 h.

No caso do BHW entre os gases combustíveis o etileno foi gerado em maior concentração (Figura 36). O hidrogênio também foi gerado em uma alta quantidade. Estes são os gases chave formados. Os gases metano e etano foram gerados em baixa concentração quando comparados com os outros gases. Por outro lado, quando observado o gráfico tendo em consideração os óxidos de carbono (Figura 36), é possível observar o alto nível destes gases, mas aqui é importante lembrar que estes gases podem ser provenientes de contaminações do meio ambiente.

Os resultados para os óleos FR3 e BA podem ser observados nos gráficos das Figuras 37 e 38.

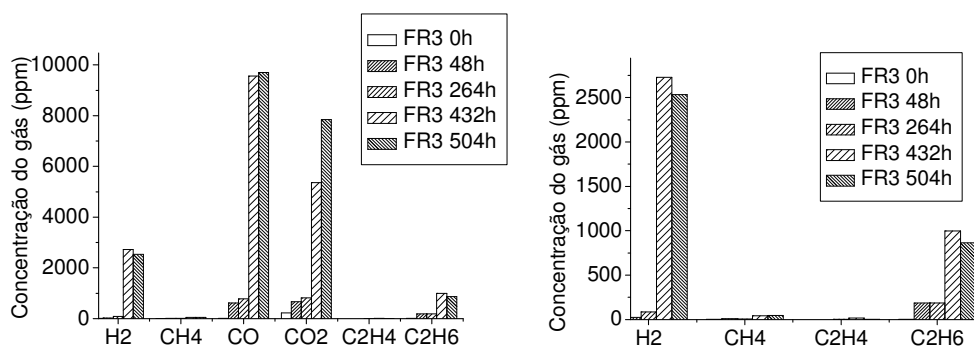


Figura 37. Geração de gases pela decomposição térmica do óleo FR3, a 150 °C, em frasco aberto por 504 h.

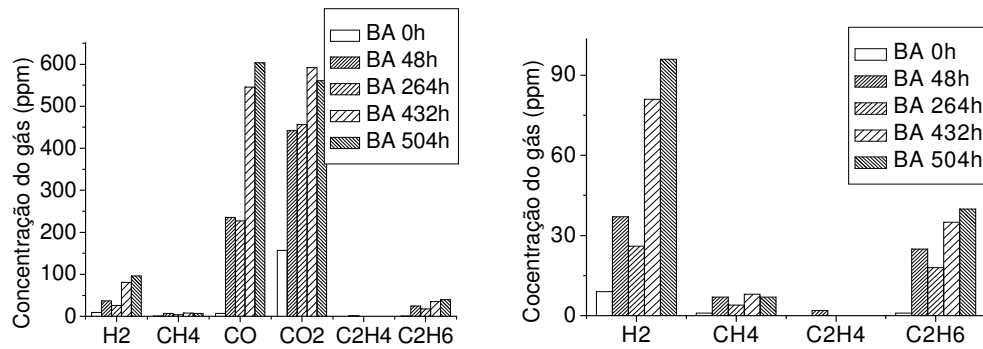


Figura 38. Geração de gases pela decomposição térmica do óleo BA, a 150 °C, em frasco aberto por 504 h.

Os gases obtidos em maior concentração nos isolantes depois de 504 h sob estresse térmico foram o etano e hidrogênio para o FR3 e o BA, e o etileno no caso do BHW (Figura 36). Além disso, foram encontradas altas concentrações dos gases dióxido e monóxido de carbono no FR3 e BA. Estes gases devem ser levados em consideração na avaliação dos ENI's quando em funcionamento nos equipamentos elétricos, pois o gás CO pode ser originário da degradação da celulose.

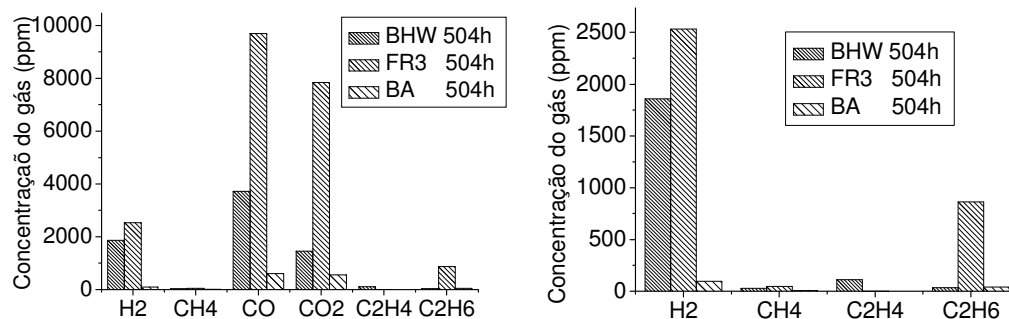


Figura 39. Comparação dos gases gerados nos ENI's ate as 504 h pelo estresse térmico em recipientes abertos, com e sem a consideração do CO e CO₂.

4.4 Sobreaquecimento (estresse térmico) do sistema óleo/papel

Para avaliar o efeito do papel durante o envelhecimento do ENI, o líquido isolante foi submetido ao estresse térmico na presença de papel kraft isolante, em recipientes fechados. Este ensaio foi acompanhado com a observação da viscosidade cinemática a 40 °C, da acidez e perdas dielétricas do óleo durante o envelhecimento.

As concentrações dos gases obtidas para a amostra do FR3 e OMI coletadas durante o ensaio estão apresentadas na Tabela 25. A AGD para ambos os dois óleos pode ser observada nas Figuras 40 e 41.

Tabela 25. Gases gerados no ensaio de estresse térmico no sistema óleo/papel para o FR3 e OMI.

óleo	Gás dissolvido	Tempo envelhecimento (h)					
		193	360	530	698	712	768
		Concentração do gás (ppm)					
FR3	H ₂	8	23	0	0	0	0
OMI	H ₂	128	19	40	43	66	57
FR3	CH ₄	6	4	0	12	7	50
OMI	CH ₄	327	214	237	129	166	221
FR3	CO	3783	984	4187	8724	2732	714
OMI	CO	1049	205	1355	1771	2040	2888
FR3	CO ₂	118981	130646	165138	167189	82486	19861
OMI	CO ₂	5935	19191	11365	8553	9123	10915
FR3	C ₂ H ₄	0	0	0	0	0	1
OMI	C ₂ H ₄	40	9	18	26	14	24
FR3	C ₂ H ₆	42	1	1	88	70	1865
OMI	C ₂ H ₆	171	164	234	88	97	127

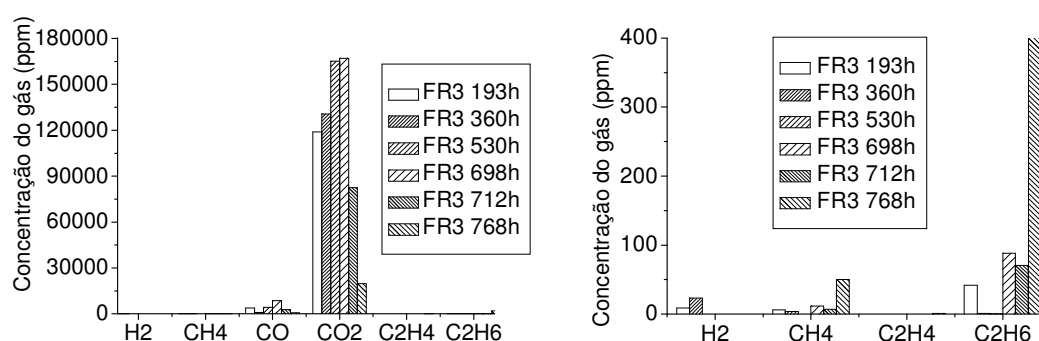


Figura 40. Gases gerados no ensaio de estresse térmico no sistema óleo/papel para o FR3.

Segundo o ensaio realizado para simular o estresse térmico, é possível observar que o gás gerado numa maior concentração pelo sobreaquecimento no FR3/papel, foi o etano, sem considerar os óxidos de carbono, pois estes últimos apresentaram o maior nível de geração.

Em relação à Figura 41 que apresenta os gases obtidos para o OMI, é possível observar que os óxidos de carbono também foram gerados em uma maior concentração em relação aos outros gases, mas entre os hidrocarbonetos mais pesados o gás chave gerado foi o metano.

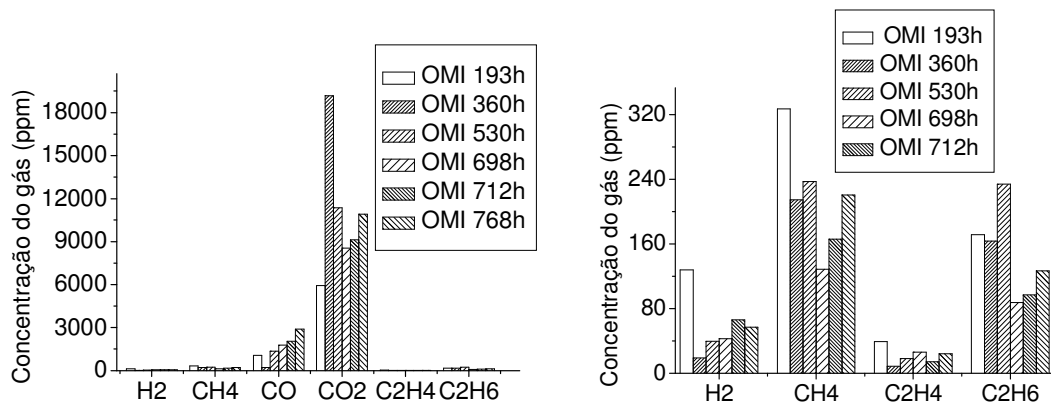


Figura 41. Gases gerados no ensaio de estresse térmico no sistema óleo/papel para o OMI.

4.4.1 Monitoramento das propriedades físico-químicas

A Figura 42 mostra os valores encontrados para a viscosidade cinemática para os três ENI's avaliados.

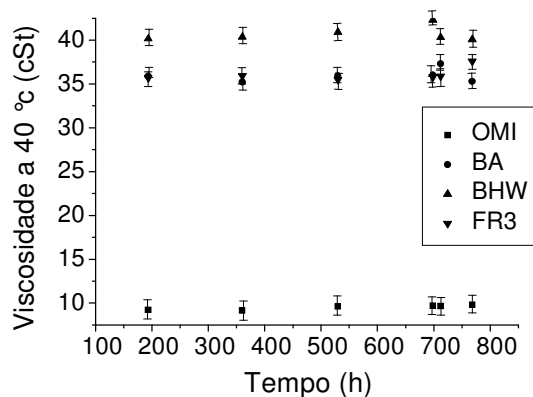


Figura 42. Ensaio de sobreaquecimento do sistema óleo/papel, a 150 °C: viscosidade cinemática a 40 °C em função do tempo de envelhecimento.

Segundo os resultados obtidos para a viscosidade, este parâmetro não teve uma variação na presença do papel, pois os valores obtidos para todos os óleos ensaiados foram praticamente constantes durante o monitoramento ao longo do ensaio de sobreaquecimento. Esses dados mostram que para manter a viscosidade dos ENI's é necessário a utilização de transformadores selados, para evitar a entrada de oxigênio.

No caso das perdas dielétricas (Figura 43), este ensaio mostrou um aumento neste parâmetro durante o envelhecimento dos óleos. O óleo que mostrou maiores aumentos nesse parâmetro foi o FR3. As perdas dielétricas indiretamente se relacionam

com a polarização dos compostos gerados durante a degradação do líquido isolante e com a quantidade de energia dissipada pelo material sob forma de calor. Quanto mais degradado o óleo estiver, maior serão suas perdas dielétricas (TULIO, 2008).

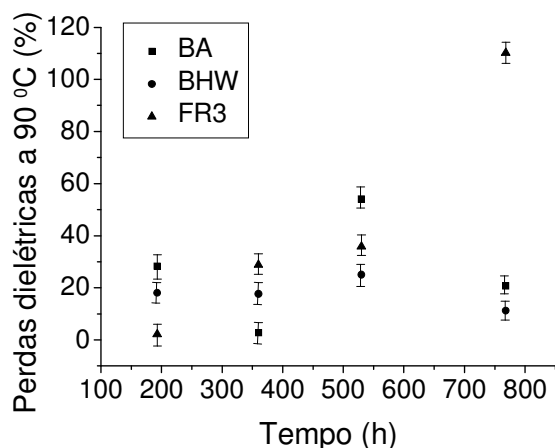


Figura 43. Ensaio de sobreaquecimento do sistema óleo/papel, a 150 °C: perdas dielétricas a 90 °C em função do tempo de envelhecimento.

No caso da acidez, os resultados obtidos também apresentaram uma variação durante o tempo de envelhecimento dos diferentes óleos (Tabela 26).

Tabela 26. Resultado da acidez obtida para os óleos isolantes durante o ensaio de sobreaquecimento com papel kraft, em recipiente fechado.

Tempo envelhecimento(h)	BA	BHW	FR3	OMI
	Acidez (mgKOH/g óleo)			
193	3,34	3,56	2,76	0,01
360	4,38	4,39	4,34	0,01
530	5,28	5,06	5,28	0,01
768	4,70	4,88	5,91	0,03

Em geral, cada um dos óleos avaliados apresentou um aumento gradativo no valor da acidez, mas o aumento no OMI foi menor em relação aos ENI's, similar ao observado no trabalho de Wilhelm e colaboradores (WILHELM, et al., 2011), que acompanharam o ensaio do óleo pelo índice de neutralização, observando que este parâmetro nos óleos de tipo vegetal é normalmente mais alto que no OMI. Este resultado não é detodo indesejável, pois os ácidos gerados como produto final do processo de oxidação do ENI são formados por cadeias longas de ácidos graxos livres (gerados pela hidrólise do óleo de tipo vegetal), que segundo a literatura reagem com as hidroxilas da celulose por esterificação impedindo a sua degradação precoce por estes

sítios ativos (RAAP, et al., jun, 2005). No caso do OMI, este gera ácidos orgânicos de cadeias curtas que são mais agressivos, tornando-se indesejáveis, pois reagem com materiais do equipamento, principalmente com o papel kraft isolante, diminuindo assim o tempo de vida útil do transformador (TULIO, 2008). Por outro lado, ao comparar os resultados de acidez obtidos para os ENI's nos ensaios de estresse térmico com e sem papel (ver Tabela 16 e 26) é possível observar que quando o envelhecimento é realizado na presença do isolante sólido, os valores da acidez são mais elevados. Isso se deve a migração da umidade do papel para o ENI (WILHELM, et al., 2011).

4.4.2 Espectros de Infravermelho (FTIR)

Levando em consideração que a acidez aumentou durante o ensaio de sobreaquecimento, a análise dos espectros de infravermelho foi focada nas bandas representativas das carbonilas relacionadas com os ácidos graxos livres gerados durante o estresse térmico.

Primeiro foi obtido como referência o espectro do isolante novo (Figura 44) em relação aos óleos envelhecidos, considerando também a área na banda do CH₂ que sofreriam a menor modificação pelo estresse térmico (Figura 45).

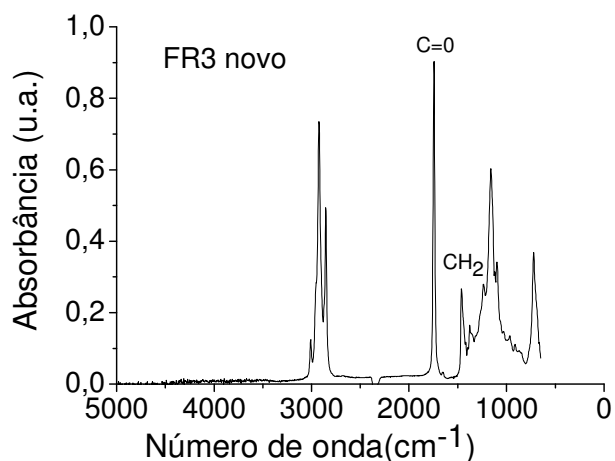


Figura 44. Espectro de FTIR do FR3 novo, cujas bandas foram utilizadas como referência na análise do índice de bandas.

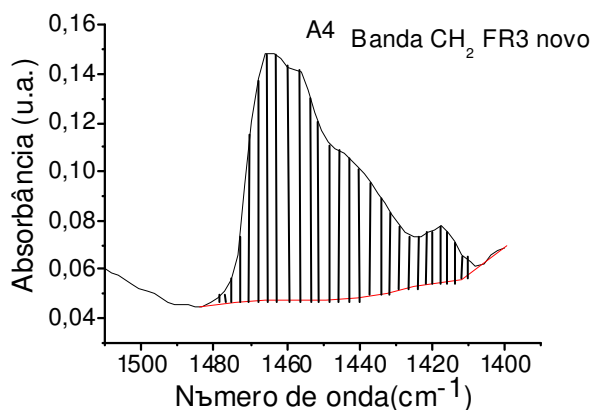


Figura 45. Integração da área da banda do CH₂ alifático do óleo FR3 novo.

As bandas atribuídas aos grupos carbonila são geralmente encontrados em uma frequência normal de 1715 cm⁻¹ (ZULUAGA, et al., 1999), mas em estruturas tipo éster de ácidos graxos estas bandas geralmente aparecem acima desse valor pelo efeito indutivo do oxigênio unido por ligação simples à carbonila, devido a sua eletronegatividade (Figura 46), fazendo com que a constante de força da ligação C=O aumente e seja deslocada para uma maior frequência. No caso dos ésteres de ácidos graxos livres gerados pela degradação do óleo, essa banda pode ser encontrada mais próxima da frequência normal (Figura 47). As áreas que fazem referência aos grupos C=O no FR3 podem ser observados na Figura 48, e aparecem em cor verde (Esta informação é obtida dos gráficos através da aplicação do software de ORIGIN 7.0).

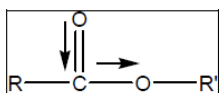


Figura 46. Efeito indutivo do oxigênio na carbonila.

Fonte: (ZULUAGA, et al., 1999).

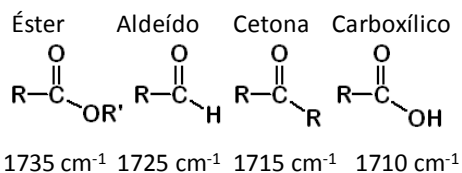


Figura 47. Localização das carbonilas segundo sua estrutura química.

Fonte: (GUILMINE, 2013).

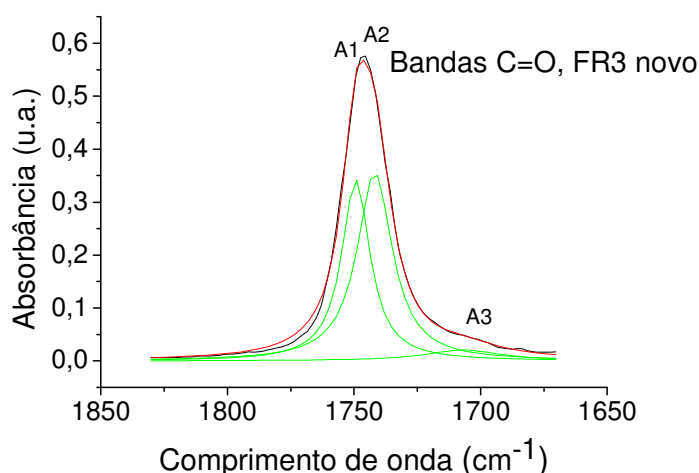


Figura 48. Integração das áreas embaixo da curva (—) das bandas A1 A2 e A3 do grupo (C=O) do óleo FR3 novo, onde (—) e a média das bandas (—), e (—), é o espectro original.

Da mesma forma foi feita a integração das bandas pertencentes às amostras do FR3 envelhecidas. As relações das áreas obtidas nestes espectros estão apresentadas nas Tabela 27-28.

Tabela 27. Áreas das bandas usadas no índice de bandas do FR3 sobreaquecido no sistema óleo/papel.

Parâmetro	Banda	Tempo de envelhecimento(h) do FR3				
		0	193	360	530	768
		Área (u.a)				
A1	C=O éster	9,83	7,28	2,20	2,24	7,25
A2	C=O éster	9,37	9,42	3,80	2,82	9,01
A3	C=O ácido	1,45	1,19	3,064	2,46	2,75
A4	CH ₂	4,54	4,66	1,79	1,38	3,98

Tabela 28. Índice de bandas do FR3 sobreaquecido no sistema óleo/papel.

Relação	Tempo de envelhecimento (h) do FR3				
	0	193	360	530	768
A1/A4	2,17	1,562	1,23	1,63	1,82
A2/A4	2,06	2,02	2,12	2,03	2,26
A3/A4	0,32	0,26	1,71	1,79	0,69

A análise dos resultados obtidos para o índice de bandas do FR3 durante seu envelhecimento na presença do papel kraft mostrou (com exceção da amostra de 768 h) que as bandas das carbonilas dos ácidos graxos livres aumentaram suas áreas em relação à banda do metileno (CH₂), enquanto que as relações das carbonilas do éster foram diminuindo em relação à área. Isto quer dizer que efetivamente foram gerados produtos

de degradação como cadeias de ácidos graxos livres provenientes da hidrólise do líquido isolante, fato que foi possível de observar pela análise de FTIR.

Um tratamento similar foi realizado na análise dos ésteres naturais isolantes BA e BHW segundo o qual, a relação entre as bandas das carbonilas ácidas e o metileno (CH₂) aumentou quanto maior o tempo de envelhecimento, indicando a geração de produtos de degradação como cadeias de ácidos graxos livres, pois a intensidade da banda relacionada com este grupo aumentou pelo efeito do estresse térmico. Estas relações podem ser observadas nas Tabela 29-32.

Tabela 29. Áreas das bandas usadas no índice de bandas do BA sobreaquecido no sistema óleo/papel.

Parâmetro	Banda	Tempo de envelhecimento (h) do BA				
		0	193	360	530	768
		Área (u.a.)				
A1	C=O éster	12,87	1,35	2,01	3,27	1,76
A2	C=O éster	12,097	2,03	2,42	3,64	3,05
A3	C=O ácido	0,63	2,29	0,42	0,39	2,26
A4	CH ₂	7,40	0,97	1,20	2,12	1,69

Tabela 30. Índice de bandas do BA sobreaquecido no sistema óleo/papel.

Relação	Tempo de envelhecimento(h) do BA				
	0	193	360	530	768
A1/A4	1,74	1,39	1,67	1,55	1,04
A2/A4	1,634	2,09	2,01	1,72	1,80
A3/A4	0,09	2,35	0,35	0,19	1,33

Tabela 31. Áreas das bandas usadas no índice de bandas do BHW sobreaquecido no sistema óleo/papel.

Parâmetro	Banda	Tempo de envelhecimento(h) BHW				
		0	193	360	530	768
		Área (u.a.)				
A1	C=O éster	12,87	1,99	3,39	1,53	2,03
A2	C=O éster	12,09	2,64	5,29	1,84	2,54
A3	C=O ácido	0,63	2,02	3,11	1,93	0,84
A4	CH ₂	0,96	1,62	2,78	1,05	1,32

Tabela 32. Índice de bandas do BHW sobreaquecido no sistema óleo/papel.

Relação	Tempo de envelhecimento (h) do BHW				
	0	193	360	530	768
A1/A4	1,74	1,23	1,22	1,46	1,54
A2/A4	1,63	1,63	1,88	1,75	1,93
A3/A4	0,09	1,25	1,12	1,84	0,64

4.5 Estresse elétrico

O objetivo desse ensaio foi determinar os gases gerados nos ENI's sob essa condição de estresse, visando simular a ocorrência de descargas em transformadores em serviço.

4.5.1 Estresse elétrico com teor de água controlado

Os ENI's avaliados no presente ensaio tinham diferentes teores de umidade. O teor de água usado nos ensaios atingiu valores próximos aos observados na Tabela 10.

O valor da rigidez dielétrica do FR3 com 20 ppm de água foi de 47 kV e do FR3 com 445 ppm de 28 kV, usando o eletrodo de disco. A AGD para os ENI's está apresentada nas Tabelas 33-35.

Tabela 33. Gases dissolvidos na amostra FR3 com diferentes teores de água, no ensaio de estresse elétrico.

FR3					
Gás dissolvido	Teor de água (ppm)				
	20	32	206	341	454
H ₂	32	46	38	33	8
O ₂	19268	11385	10391	9011	20259
N ₂	61099	64381	47766	63503	69793
CH ₄	3	3	4	2	4
CO	34	98	54	122	53
CO ₂	604	600	550	629	642
C ₂ H ₄	0	1	2	1	5
C ₂ H ₆	0	4	0	6	0
C ₂ H ₂	48	16	55	16	57

Tabela 34. Gases dissolvidos na amostra BA com diferentes teores, no ensaio de estresse elétrico.

BA			
Gás dissolvido	Teor de água (ppm)		
	48	259	394
H ₂	37	66	79
O ₂	84205	19377	18659
N ₂	255814	57319	57347
CH ₄	5	3	4
CO	27	24	26
CO ₂	906	864	738
C ₂ H ₄	2	2	5
C ₂ H ₆	11	1	1
C ₂ H ₂	34	37	63

Tabela 35. Gases dissolvidos na amostra BHW com diferentes teores de água, no ensaio de estresse elétrico.

Gás dissolvido	BHW		
	Teor de água (ppm)		
	222	399	423
H ₂	77	73	12
O ₂	20980	23255	26179
N ₂	63536	73244	67076
CH ₄	5	5	2
CO	28	35	12
CO ₂	751	727	786
C ₂ H ₄	8	7	3
C ₂ H ₆	2	4	3
C ₂ H ₂	75	74	32

Os ensaios feitos com cada um dos isolantes vegetais mostrou a geração dos mesmos gases que são utilizados na análise de falhas por estresse elétrico em óleos de tipo mineral isolante. O gás encontrado em maior concentração foi o acetileno. Segundo a literatura (C57.104.2008, 2008), as falhas por estresse elétrico que originam este gás são relacionadas com arco elétrico, que acontece sob condições de altas energias, que geram a ligação tripla entre carbonos. Para as descargas de baixa energia (Figura 8) a presença de acetileno é desprezível e o hidrogênio é o gás gerado em maior concentração nessas condições.

4.5.1.1 Efeito da umidade na análise de gases dissolvidos

Pela técnica dos gases chaves, que identifica os gases gerados em maior concentração nas falhas/defeitos (os quais dependem da energia da descarga), o hidrogênio e o acetileno são os gases chaves observados em condição de estresse elétrico em equipamentos isolados com OMI. Nas Figuras 49-51 são observados os gases que foram gerados nos ENI's em maior quantidade depois da simulação da falha por estresse elétrico, em laboratório.

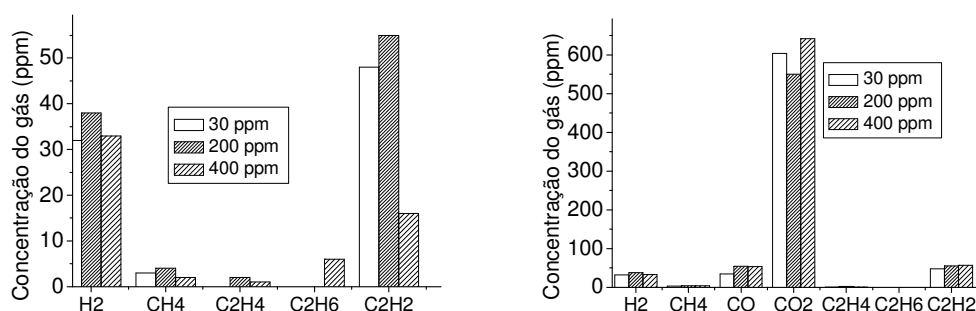


Figura 49. Gases gerados no FR3 em função do teor de água no óleo após submissão ao ensaio de estresse elétrico.

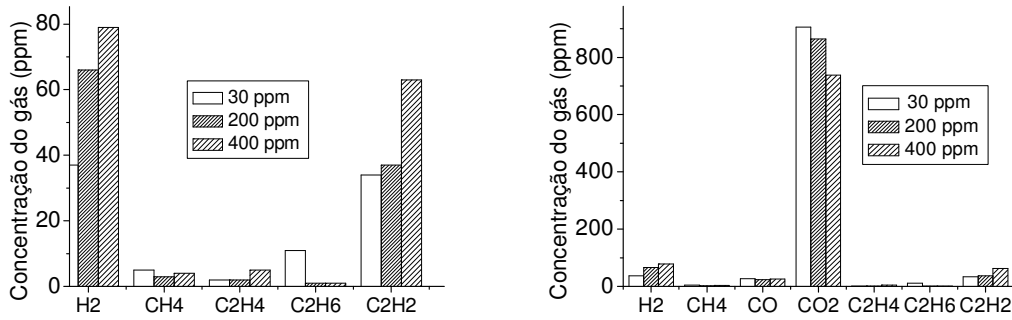


Figura 50. Gases gerados no BA em função do teor de água no óleo após submissão ao ensaio de estresse elétrico.

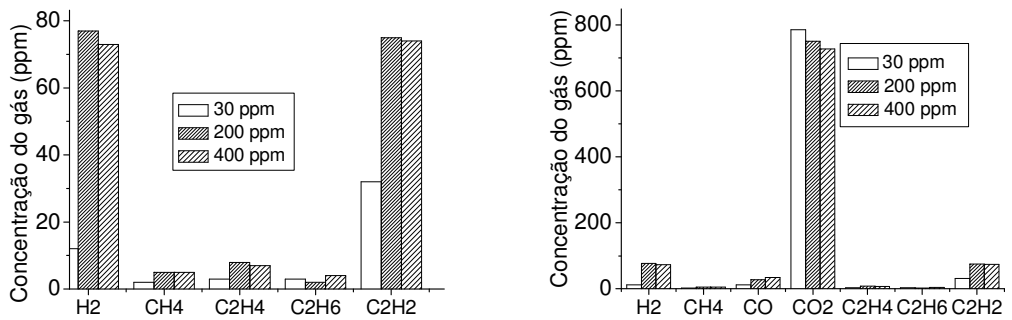


Figura 51. Gases gerados no BHW em função do teor de água no óleo após submissão ao ensaio de estresse elétrico.

O ensaio realizado mostrou que sob estresse elétrico prevaleceu nos ENI's a formação dos gases chaves acetileno e hidrogênio. A tendência encontrada na geração desses gases foi o aumento na sua concentração com o aumento do teor de água em cada óleo. Dados similares foram encontrados na literatura para o FR3 (MUHAMAD, et al., 2011), onde os autores atribuíram esse efeito a maior facilidade de movimento das cargas, provenientes dos eletrodos, pelas moléculas de água presentes no líquido isolante. É importante observar que os gases chaves gerados neste ensaio mostraram que para os ENI's o acetileno é o gás chave que vai indicar um defeito por arco elétrico, gás que segundo a literatura também indica falhas por defeitos elétricos na análise de equipamentos isolados a OMI (MUHAMAD, et al., 2011). Para esse tipo de estresse o gás etano, que foi o gás formado em maior concentração no ensaio de estresse térmico, foi formado em concentração muito baixa em relação aos outros gases.

4.5.2 Ensaios de simulação de estresse elétrico no sistema óleo/papel

Neste ensaio foi possível observar que a concentração dos gases CO e CO₂ tem uma diferença notável em relação aos gases gerados no ensaio de estresse elétrico (Figura 52) e, que a concentração de CO foi maior nesta condição em comparação aos ensaios de estresse elétrico do FR3 realizado sem papel (Figura 49).

Na simulação do ensaio de estresse elétrico para o sistema óleo/papel também foram gerados os gases chaves (sem considerar os óxidos de carbono) hidrogênio e acetileno. Resultados similares foram encontrados na literatura (PERRIER, et al., 2012) pela aplicação de descargas de baixa energia.

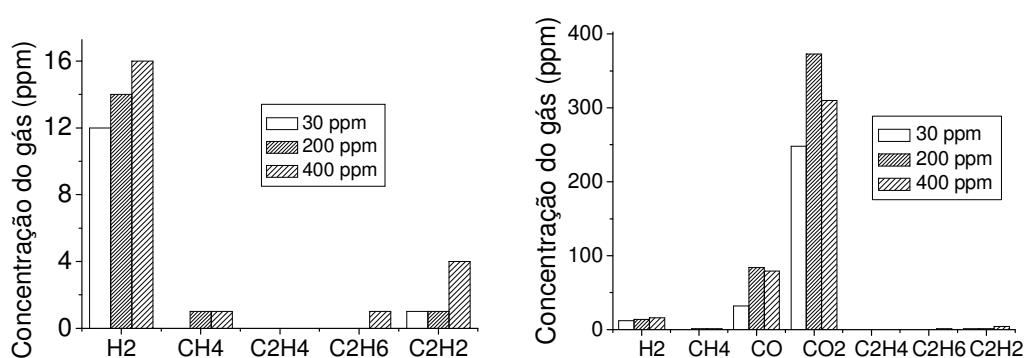


Figura 52. Gases gerados no FR3 após submissão ao ensaio de estresse elétrico na presença de papel kraft.

Tabela 36. Gases gerados no ensaio de estresse elétrico no sistema óleo/papel para o FR3.

FR3			
Gás dissolvido	Teor de água (ppm)		
	44	253	389
H ₂	12	14	16
O ₂	14765	13284	13991
N ₂	52685	53728	52191
CH ₄	*nd	1	1
CO	32	84	79
CO ₂	248	373	310
C ₂ H ₄	nd	nd	Nd
C ₂ H ₆	nd	nd	1
C ₂ H ₂	1	1	4

*nd: não determinado.

4.6 Análise de gases aplicada a transformadores em serviço

4.6.1 Transformador de 138/13,8 kV e 40 MVA, isolado com Envirotemp FR3, instalado em Rolim de Moura

De um transformador em serviço isolado a FR3, foram coletadas amostras em diferentes datas, para realizar o monitoramento de gases dissolvidos. Os dados referentes a essas coletas e análises foram fornecidas pela ELETROBRAS ELETRONORTE. As respectivas concentrações dos gases obtidas do óleo desse transformador podem ser observadas na Tabela 37.

Tabela 37.AGD do óleo FR3 coletado do transformador de 138/13,8 kV 40 MVA, em operação.

Data da coleta (MM/DD/AA)	Gás dissolvido (ppm)								
	H ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂
9/26/2007	17	805	60529	0	57	394	4	51	0
10/19/2007	11	1582	8120	0	7	124	0	16	0
2/11/2009	14	1817	37529	2	38	389	1	49	0
3/11/2009	7	4142	47927	2	34	600	1	35	0
3/11/2009	14	2867	13280	4	20	79	5	3	0
5/6/2009	9	3377	52716	1	31	595	0	40	0
7/20/2009	18	1438	14447	5	25	150	8	10	0
9/23/2009	24	14111	73552	10	45	513	14	25	0
12/1/2009	6	4181	98812	7	46	573	13	52	0
3/22/2010	11	352	30846	7	43	432	10	29	0
5/7/2010	10	1562	35927	7	45	417	9	31	0
5/18/2011	0	1599	40332	8	62	953	19	78	0
12/2/2011	0	2633	48653	8	62	1028	13	88	0
6/12/2012	10	9705	79462	9	87	986	17	113	0

4.6.2 Transformador de 34,5/13,8 kV e 5/6,25 MVA isolado com Biovolt A, instalado em Pilar do Sul

De um transformador de 34,5 kV e 5/6,25 MVA utilizando BA como líquido isolante, foram coletadas amostras de óleo antes da energização, após energização em vazio e após energização com 50% e 100% de carga. Os gases dissolvidos no BA podem ser observados nas Tabela 38 e 39.

Tabela 38. Gases dissolvidos no BA antes da energização do transformador, após energização em vazio e após energização com 50% de carga.

Gás dissolvido (ppm)	Antes da energização (ppm)	Após energização em vazio (ppm)	Após energização com 50% de carga (ppm)
	Data coleta: 29/07/10	Data coleta: 09/08/10	Data coleta: 18/08/10
H ₂	*nd	nd	nd
O ₂	4750	3719	5100
N ₂	16847	14033	16400
CH ₄	Nd	nd	nd
CO	1	4	6
CO ₂	69	112	293
C ₂ H ₄	Nd	1	1
C ₂ H ₆	Nd	1	2
C ₂ H ₂	Nd	nd	nd
Total de gases	21667	17870	21802
Total de gases combustíveis (TGC)	1	6	9

*nd: não determinado

Tabela 39. Gases dissolvidos no BA após energização com 100% de carga.

Gás Dissolvido (ppm)	Análise do BA do transformador de 34,5 kV coletado em (DD/MM/AA):								
	6/9/ 10	15/10/10	11/1/ 11	18/3/ 11	26/5/11	28/9/ 11	5/3/12	19/7/12	21/2/ 13
H ₂	*nd	nd	nd	nd	13	9	12	6	7
O ₂	4900	2900	4700	4800	5000	6500	5400	7600	4800
N ₂	22800	15000	23700	18700	20100	28200	30200	28800	24000
CH ₄	nd	3	3	3	2	3	2	2	2
CO	19	15	30	40	61	30	42	29	35
CO ₂	230	540	890	790	1180	700	1140	1150	940
C ₂ H ₄	1	3	3	2	3	1	2	2	1
C ₂ H ₆	2	7	6	2	5	3	4	3	4
C ₂ H ₂	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Total de gases	27952	18468	29332	24337	26364	35446	36802	37592	29789
Total de gases combustíveis (TGC)	22	28	42	47	84	46	62	42	49

*nd: não determinado.

4.7 Métodos de emissão de diagnóstico de falhas/defeitos aplicados aos resultados da análise de gases dissolvidos

Aos resultados das análises de gases dissolvidos dos ENI's, obtidos nos ensaios de envelhecimento por estresse térmico, elétrico e das amostras coletadas dos transformadores em operação, foram aplicados os métodos de emissão de diagnóstico de defeitos tradicionalmente usados para o OMI, a saber, os métodos de Dornenburg, Rogers, IEC60599, triângulo de Duval e Cigre.

4.7.1 Ensaio de simulação de estresse térmico (sobreaquecimento) em frascos fechados

No caso do ensaio de estresse térmico, foram obtidos nove diagnósticos acertados para os ENI's a partir da aplicação dos diferentes métodos de diagnóstico (Tabela 40), tradicionalmente utilizados para OMI, em relação ao defeito induzido no envelhecimento térmico realizado. Desses nove diagnósticos acertados a maioria foi obtida pela aplicação do triângulo de Duval clássico e modificado (~ 90%), os outros métodos aplicados, de Rogers, IEC 60599 e Dornenburg (~ 60%), apresentaram menor porcentagem de acertos. Os métodos de Dornenburg e da IEC 60599 foram os que tiveram maior número de diagnósticos indeterminados. Alguns resultados similares podem ser encontrados em uma pesquisa feita por Muhamad e colaboradores (MUHAMAD, et al., 2008) ao investigarem o óleo FR3. Para o OMI o método da IEC 60599 apresentou os melhores resultados, pois as outras metodologias de diagnóstico falharam na predição do tipo de defeito induzido pelo ensaio de estresse térmico.

A análise dos óleos sobreaquecidos mostrou que os métodos de Duval clássico e modificado mostraram os melhores resultados (> 90% de acertos) para os três ENI's, mesmo sendo obtidos a partir de matéria prima diferente.

Tabela 40. Diagnóstico de falha/defeito obtido para os ENI's após submissão ao ensaio de estresse térmico em recipiente fechado.

Óleo	Teor de água	Tipo de modelo e diagnóstico obtido					
	(ppm)	Dornenburg	Rogers	IEC60599	Duval	Duval modificado	Cigre
	30	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica <300°C	Falha térmica <300°C	Degradação de celulose
FR3	200	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica <300°C	Falha térmica <300°C	Não definido
	400	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica <300°C	Falha térmica <300°C	Degradação de celulose
	30	Falha térmica	Falha térmica 150°C - 300°C	Falha térmica <300°C	Falha térmica 300°C-700°C	Falha térmica a 300°C	Não definido
BA	200	Falha térmica	Falha térmica 150°C - 300°C	Falha térmica <300°C	Falha térmica 300°C-700°C	Falha térmica <300°C	Degradação de celulose
	400	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica <300°C	Falha térmica <300°C	Não definido
	30	Falha térmica	Falha térmica 150°C - 300°C	Falha térmica <300°C	Falha térmica >700°C	Ocorrência simultânea de falha térmica e arco	Não definido
BHW	200	Falha térmica	Falha térmica 300°C-700°C	Falha térmica 300°C-700°C	Não definido	Falha térmica >700°C	Falha térmica. Não definido
	400	Falha térmica	Falha térmica 300°C-700°C	Falha térmica 300°C-700°C	Falha térmica >700°C	Falha térmica <300°C	Falha térmica. Não definido
OMI	17	Não definido	Não definido	Falha térmica <300°C	Não definido	-	Não definido

4.7.2 Ensaio de simulação de estresse térmico (sobreaquecimento) em frascos abertos

O método refinado de Rogers usa duas tabelas: uma que define um código (R1, R2, R4, ou R5) obtido por quatro razões que envolvem as concentrações dos gases dissolvidos usados como base para o diagnóstico de falhas/defeitos (Tabela 3), e uma segunda tabela baseada nesses códigos que define as regras de diagnóstico (Tabela 4). As vantagens de métodos baseados em razões são que os resultados obtidos são quantitativos e independem do volume de óleo do transformador. Entretanto, o método das razões pode produzir interpretações errôneas. Exemplo disto pode ser observado no diagnóstico obtido ao aplicar a técnica das razões de Roger no isolante BA após 384 h de sobreaquecimento, pois muitos diagnósticos gerados pela utilização desse modelo

não conferiram com o resultado da tabela do método refinado. Além disso, ao observar o resultado para a amostra coletada em 384 h de sobreaquecimento (ver Tabela 23), por exemplo, o diagnóstico segundo as razões de Rogers indicou falha por descarga parcial (Tabela 4) quando na verdade foi simulada uma falha térmica.

Foram obtidos os diagnósticos de falha/defeito, para os ENI's estressados termicamente, a partir da aplicação das razões de Rogers. Esta análise foi realizada, primeiro obtendo as relações de concentração dos gases dissolvidos no ENI (Tabela 41, 43 e 45), necessários para obter os códigos com os quais são determinados os diagnósticos (Tabela 42, 44 e 46).

Tabela 41. Razão de gases para a obtenção dos códigos de Rogers para análise do óleo FR3.

Tempo de envelhecimento (h)	R1 (CH ₄ /H ₂)	R2 (C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄)	R4 (C ₂ H ₂ /CH ₄)	R5 (C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆)
0	0,08	*X	0	0
48	0,35	X	0	0
96	0,22	X	0	0
264	0,08	0	0	0,016
336	0,02	0	0	0,015
384	0,02	0	0	0,017
432	0,02	0	0	0,015
504	0,02	0	0	0,002

*X: Indeterminado

Tabela 42. Códigos obtidos a partir da razão de gases para emissão de diagnóstico de falha/defeito pelo método da razão de Rogers para a análise do óleo FR3.

Tempo de envelhecimento (h)	R1	R4	R5	R2
0	5	0	0	X
48	0	0	0	X
96	0	0	0	X
264	5	0	0	0
336	5	0	0	0
384	5	0	0	0
432	5	0	0	0
504	5	0	0	0

Tabela 43. Razão de gases para a obtenção dos códigos de Rogers para análise do óleo BA.

Tempo de envelhecimento (h)	R1 (CH ₄ /H ₂)	R2 (C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄)	R4 (C ₂ H ₂ /CH ₄)	R5 (C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆)
0	0,11	*X	0	0
48	0,19	0	0	0,08
96	0,17	0	0	0,05
264	x	X	0	0
336	0,14	0	0	0,08
384	0,08	0	0	0,05
432	0,10	X	0	0
504	0,07	X	0	0

*X: Indeterminado

Tabela 44. Códigos obtidos a partir da razão de gases para emissão de diagnóstico falha/defeito pelo método da razão de Rogers para a análise do óleo BA.

Tempo de envelhecimento (h)	R1	R4	R5	R2
0	0	0	0	X
48	0	0	0	0
96	0	0	0	0
264	0	0	0	X
336	0	0	0	0
384	5	0	0	0
432	5	0	0	X
504	5	0	0	X

Tabela 45. Razão de gases para a obtenção dos códigos de Rogers para análise do óleo BHW.

Tempo de envelhecimento (h)	R1 (CH_4/H_2)	R2 ($\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$)	R4 ($\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$)	R5 ($\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$)
0	0,14	0	0	0,50
48	0,26	0	0	0,38
96	0,19	0	0	0,10
264	0,15	0	0	0,71
336	0,10	0	0	0,25
384	0,08	0	0	0,38
432	0,05	0	0	0,22
504	0,02	0	0	3,2

Tabela 46. Códigos obtidos a partir da razão de gases para emissão de diagnóstico falha/defeito pelo método da razão de Rogers para a análise do óleo BHW.

Tempo de envelhecimento (h)	R1	R4	R5	R2
0	0	0	0	*X
48	0	0	0	0
96	0	0	0	0
264	0	0	0	X
336	0	0	0	0
384	5	0	0	0
432	5	0	0	X
504	5	0	2	X

*X: Indeterminado

Segundo os códigos obtidos na aplicação do método das razões de Rogers foi observado que os ENI's apresentaram uma deterioração normal até as 48 h de ensaio (Tabela 4) e o diagnóstico obtido indicou falhas por descarga parcial nas amostras sobreaquecidas por 504 h. Às vezes é recomendável utilizar mais de um método na análise para chegar a uma melhor interpretação dos resultados da AGD.

Foi utilizado o triângulo de Duval nas amostras de BHW sobreaquecidas em frasco aberto por 48 e 504 h (Figura 53).

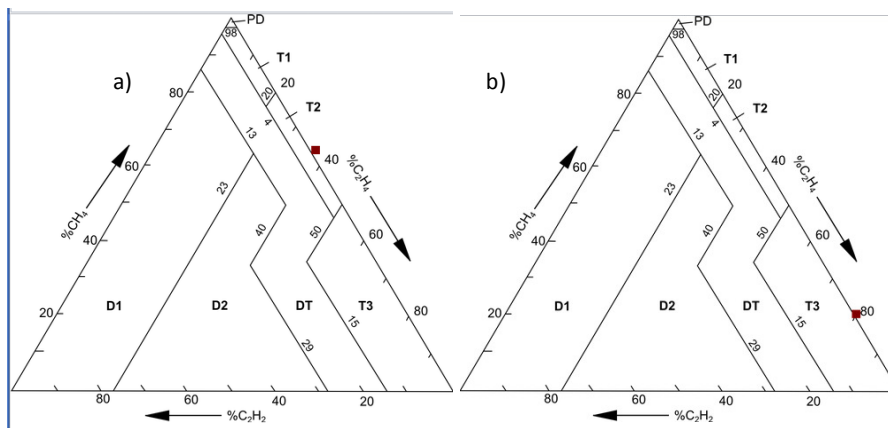


Figura 53. Triângulo de Duval para o óleo BHW depois de: a) 48 e b) 504 h na estufa a 150 °C.

Segundo o triângulo da Figura 53(a) a falha simulada em laboratório aconteceu por estresse térmico entre 300 e 700 °C (T2) e pela Figura 53(b) a falha aconteceu em temperatura maior que 700 °C (T3).

Os diagnósticos obtidos para os ensaios de sobreaquecimento em frascos abertos, usando os diferentes modelos de diagnóstico para cada um dos óleos avaliados podem ser observados nas Tabelas 46-49.

A utilização de cada um dos modelos mostrou que o método de Duval clássico e modificado, mesmo apresentando diagnóstico de falha ocorrido em temperatura superior à usada no sobreaquecimento, geraram diagnósticos que permitiram concluir falha por estresse térmico, pois os outros modelos forneceram como diagnóstico falhas do tipo elétrico.

Isto permite concluir que o método de Duval é o método com melhor aplicação na interpretação de falhas/defeitos em transformadores isolados a óleos vegetais. Mesmo assim é necessário fazer ajustes neste e nos outros modelos para obtenção de diagnósticos mais precisos para os ENI's em serviço.

Tabela 47. Diagnóstico de falhas para o FR3 sobreaquecido em frasco aberto.

Tempo de envelhecimento (h)	Tipo de modelo e diagnóstico obtido					
	Dornenburg	Rogers	IEC 60599	Duval	Duval modificado	Cigre
48	Não definido	Não definido	Não definido	Não definido	Descargas parciais	Degradação de celulose
96	Não definido	Não definido	Não definido	Não definido	Descargas parciais	Degradação de celulose
264	Descarga	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Falha térmica 300 -700 °C	Falha térmica <300 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
336	Descarga	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Falha térmica 300 -700 °C	Falha térmica <300 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
384	Descarga	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Falha térmica 300 -700 °C	Falha térmica <300 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
432	Descarga	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Falha térmica 300 -700 °C	Falha térmica <300 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
504	Descarga	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Falha térmica <300 °C	Falha térmica <300 °C	Descarga parcial Degradação de celulose

Tabela 48. Diagnóstico de falhas para o BA sobreaquecido em frasco aberto.

Tempo de envelhecimento (h)	Tipo de modelo e diagnóstico obtido					
	Dornenburg	Rogers	IEC 60599	Duval	Duval modificado	Cigre
48	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica <300 °C	Degradação de celulose
96	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica <300 °C	Degradação de celulose
264	Não definido	Não definido	Não definido	Não definido	Descargas parciais	Degradação de celulose
336	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300 -700 °C	Falha térmica <300 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
384	Descarga	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Falha térmica <300 °C	Falha térmica < 300 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
432	Descarga	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Não definido	Descargas parciais	Descarga parcial Degradação de celulose
504	Descarga	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Não definido	Descargas parciais	Descarga parcial Degradação de celulose

Tabela 49. Diagnóstico de falhas para o BHW sobreaquecido em frasco aberto.

Tempo de envelhecimento (h)	Tipo de modelo e diagnóstico obtido					
	Dornenburg	Rogers	IEC 60599	Duval	Duval modificado	Cigre
48	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica < 300 °C	Degradação de celulose
96	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica < 300 °C	Degradação de celulose
264	Não definido	Não definido	Não definido	Não definido	Falha térmica < 300 °C	Degradação de celulose
336	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300 -700 °C	Falha térmica < 300 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
384	Descarga	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Falha térmica <300 °C	Falha térmica < 300 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
432	Descarga	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Não definido	Falha térmica < 300 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
504	Descarga	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Não definido	Falha térmica >700 °C	Descarga parcial Degradação de celulose

4.7.3 Estresse térmico: sistema óleo/papel

Segundo a aplicação dos métodos de diagnóstico nas amostras sobreaquecidas em presença do isolante sólido, o método IEC 60599 foi aquele que apresentou melhores resultados (67%) em relação ao número de predições corretas enquanto ao defeito induzido pelo ensaio no laboratório. O método de Duval modificado teve 33% de acerto e os métodos de Dornenburg, Rogers e Duval acertaram em 17% o tipo de defeito induzido em laboratório (Tabela 50). O modelo CIGRE indicou como resultado de alguns diagnósticos, falha/defeito por descarga parcial, mostrando que este modelo também precisa ser modificado.

Tabela 50. Diagnóstico de defeito obtido para o FR3, após submissão ao ensaio de estresse térmico, no sistema óleo/papel.

Tempo envelhecimento (h)	Tipo de modelo e diagnóstico obtido					
	Dornenburg	Rogers	IEC 60599	Duval	Duval modificado	Cigre
193	Não definido	Não definido	Não definido	Não definido	Descargas parciais	Degradação de celulose
360	Não definido	Não definido	Não definido	Não definido	Descargas parciais	Degradação de celulose
530	Não definido	Não definido	Falha térmica <300 °C	Não definido	Não definido	Descarga parcial. Degradação de celulose
698	Não definido	Não definido	Falha térmica <300 °C	Não definido	Descargas parciais	Degradação de celulose
712	Não definido	Não definido	Falha térmica <300 °C	Não definido	Falha térmica <300 °C	Degradação de celulose
768	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica <300 °C	Degradação de celulose

Em relação ao sobreaquecimento do sistema OMI/papel (Tabela 51), o método com menor número de acertos, em relação ao defeito induzido em laboratório, foi o método CIGRE que gerou principalmente resultados indeterminados. O método de Duval clássico teve 83% de acertos, enquanto que os outros modelos permitiram determinar falha/defeito térmica em cada um dos métodos aplicados.

Tabela 51. Diagnóstico de defeito obtido para o OMI, após submissão ao ensaio de estresse térmico, no sistema óleo/papel.

Tempo envelhecimento (h)	Tipo de modelo e diagnóstico obtido				
	Dornenburg	Rogers	IEC 60599	Duval	Cigre
193	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica <300 °C	Não definido
360	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Não definido	Degradação de celulose
530	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica <300 °C	Não definido
698	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica <300 °C	Não definido
712	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica <300 °C	Não definido
768	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica <300 °C	Não definido

4.7.4 Estresse elétrico

Para os ensaios sob estresse elétrico foram obtidos nove diagnósticos acertados para cada uma das quatro metodologias utilizadas (Tabela 52). Os métodos do triângulo de Duval clássico e modificado apresentaram uma predição correta de ~88,9 e ~100% com relação ao tipo de defeito induzido pelo ensaio realizado em laboratório. O método de Rogers apresentou a maior incoerência na predição do defeito induzido em laboratório (22,2%). As técnicas de Dornenburg e IEC 60599 acertaram em 44,4 e 77,7%, respectivamente, o tipo de defeito induzido. A matéria prima dos diferentes ENI's não parece ter influenciado os diagnósticos das falhas simuladas segundo as metodologias do triângulo de Duval clássico e modificado, pois estes métodos tiveram acertos maiores do 90% para cada óleo em particular.

Tabela 52. Diagnóstico de defeito obtido para os ENI's após submissão ao ensaio de estresse elétrico.

Óleo	Teor de água (ppm)	Tipo de modelo e diagnóstico obtido					
		Doernenburg	Rogers	IEC 60599	Duval	Duval modificado	Cigre
FR3	30	Não definido	Não definido	Descarga parcial	Não definido	Descarga (baixa energia)	Descarga alta energia Descarga parcial. Falha térmica. Degradação de celulose
	200	Descarga parcial	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga alta energia. Falha térmica. Degradação de celulose
	400	Descarga parcial	Descarga (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga alta energia. Falha térmica. Degradação de celulose
BA	30	Descarga parcial	Não definido	Não definido	Descarga (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga alta energia Degradação de celulose
	200	Não definido	Não definido	Descarga parcial	Descarga (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga alta energia Descarga parcial. Falha térmica. Degradação de celulose
	400	Não definido	Não definido	Descarga parcial	Descarga (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga alta energia Descarga parcial. Falha térmica. Degradação de celulose
BHW	30	Descarga parcial	Não definido	Não definido	Descarga (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga alta energia Degradação de celulose
	200	Não definido	Não definido	Descarga parcial	Descarga (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga alta energia Descarga parcial. Falha térmica. Degradação de celulose
	400	Não definido	Não definido	Descarga parcial	Descarga (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga alta energia Descarga parcial. Falha térmica. Degradação de celulose

É importante mencionar que os métodos de diagnóstico foram criados a partir de levantamentos estatísticos e que, em geral, os acertos dos métodos para OMI estão ao redor de 80%. Por conta disso, em algumas situações foi obtido o diagnóstico de “não

definido”. O método CIGRE teve maior quantidade de erros no diagnóstico, pois para alguns dos óleos submetidos ao estresse elétrico o diagnóstico obtido indicou falha térmica.

4.7.5 Estresse elétrico:sistema óleo/papel

Os ensaios realizados nas amostras de FR3 que foram eletricamente estressadas junto com o papel kraft, mostraram que os diagnósticos obtidos para a maioria dos modelos de interpretação indicaram a falha simulada em laboratório (Tabela 53).

Tabela 53. Diagnóstico de defeito obtido para o FR3, após submissão ao ensaio de estresse elétrico, no sistema óleo/papel.

Teor de água (ppm)	Tipo de modelo e diagnóstico obtido					
	Dornenburg	Rogers	IEC 60599	Duval	Duval modificado	Cigre
44	Não definido	Não definido	Descarga parcial	Não definido	Descarga (baixa energia)	Descarga parcial (alta energia). Descarga parcial. Falha térmica. *Não definido
253	Não definido	Não definido	Descarga parcial	Não definido	Descarga (baixa energia)	Descarga parcial (alta energia). Descarga parcial. Falha térmica. Não definido
389	Não definido	Descarga parcial (baixa densidade de energia)	Descarga parcial	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga (baixa energia)	Descarga parcial (alta energia). Descarga parcial. Não definido

O método CIGRE, em um de seus diagnósticos, indicou a ocorrência de falha térmica. Este diagnóstico está errado porque não foi aplicada temperatura ou aquecimento nas amostras. Os métodos aplicados aos resultados deste ensaio forneceram, na maioria, o diagnóstico de falha por descargas parciais, mesmo tendo sido observada a formação do gás chave acetileno (ver Figura 7). Por outro lado, pode-se observar que o método Dornenburg não deu nenhuma informação útil para o diagnóstico, sendo o método com maior incoerência na predição do defeito induzido em laboratório (0%). Os métodos IEC 60599 e o triângulo de Duval modificado foram os melhores na hora da predição do defeito induzido (maior que 90%) seguido dos métodos CIGRE, Rogers e Duval (33,3%). Cada um destes métodos foi aplicado em três amostras. Uma observação em relação à diferença no teor de água das amostras, é que o diagnóstico para o FR3 foi semelhante independente do teor de água no óleo.

4.7.6 Métodos de interpretação em equipamentos elétricos em funcionamento

4.7.6.1 Transformador de 138/13,8 kV e 40 MVA, isolado com Envirotemp FR3, instalado em Rolim de Moura

Os diagnósticos de aplicação dos diferentes métodos aos resultados da AGD obtidos para o transformador de 138/13,8 kV isolado a FR3, que está operando por 5 anos, podem ser visualizados na Tabela 54.

Segundo os resultados encontrados na Tabela 54, até 2007 o equipamento mostrou falhas de tipo elétrico por descargas de baixa energia. Desde 2009 foram geradas falhas de tipo térmico segundo os modelos de diagnóstico. Na data de 12/2/2011, os cinco métodos indicaram falhas de tipo térmico, pois o nível de etileno gerado foi alto, tanto que em 2011 mais etileno foi gerado do que hidrogênio.

A AGD no líquido FR3 permitiu concluir que quando os gases etileno e metano estão presentes no óleo, o diagnóstico obtido indica falha de tipo térmico.

Na ausência de metano, mesmo com presença de etileno, o método de Duval clássico não consegue definir uma falha/defeito específico, mas o triângulo de Duval modificado permitiu chegar a mais resultados de diagnóstico de falha. Os outros métodos conseguem determinar um diagnóstico sem o metano, mas com etileno presente. Além disso, com presença de hidrogênio a falha é de tipo elétrica, e será térmica se o hidrogênio estiver ausente ou numa concentração muito baixa (menor que 10 ppm).

Uma observação em relação aos diagnósticos obtidos pelo modelo de Duval clássico tem a ver com a pouca informação fornecida referente a falhas de tipo elétrico. Isto pode ser atribuído à não detecção de acetileno nas amostras de FR3 coletadas do equipamento elétrico monitorado. O triângulo de Duval modificado gerou diagnósticos que indicaram ocorrência simultânea de falha térmica e arco, isto para duas amostras coletadas em diferentes datas.

A análise feita até aqui em referência aos equipamentos isolados a óleo vegetal mostra distintas falhas segundo os modelos aplicados às amostras de óleo coletadas. Alguns dos diagnósticos foram indefinidos, sendo necessário usar mais de um método de diagnóstico para ter uma conclusão do que pode estar ocorrendo com o equipamento. Isto mostra que durante a análise de falhas/defeitos é necessário utilizar todas as ferramentas de diagnóstico disponíveis, pois às vezes um modelo pode gerar um

resultado diferente e a aplicação de outro método é importante para validar o tipo de falha/defeito observado no equipamento em operação.

Tabela 54. Modelos de diagnóstico para os gases obtidos do transformador de 138/13,8 kV 40 MVA, isolado com FR3.

Data de coleta da amostra de óleo (MM/DD/A)	Tipo de modelo e diagnóstico obtido					
	Dornenburg	Rogers	IEC60599	Duval	Duval modificado	Cigre
9/26/2007	Não definido	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Não definido	Falha térmica >700 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
10/19/2007	Não definido	Descarga parcial (baixa energia)	Descarga parcial	Não definido	Não definido	Descarga parcial Degradação de celulose
2/11/2009	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Ocorrência simultânea de falha térmica e arco	Degradação de celulose
3/11/2009	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Ocorrência simultânea de falha térmica e arco	Degradação de celulose
3/11/2009	Não definido	Falha térmica <150 °C	Não definido	Falha térmica >700 °C	Falha térmica 300 °C	Falha térmica. Não definido
5/6/2009	Não definido	Não definido	Não definido	Não definido	Descargas parciais	Degradação de celulose
7/20/2009	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica >700 °C	Falha térmica 300 °C	Não definido
9/23/2009	Não definido	Normal	Não definido	Não definido	Falha térmica 300 °C	Degradação de celulose
12/1/2009	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica >700 °C	Falha térmica >700 °C	Degradação de celulose
3/22/2010	Não definido	Normal	Não definido	Não definido	Falha térmica 300 °C	Degradação de celulose
5/7/2010	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica >700 °C	Falha térmica 300 °C	Não definido
5/18/2011	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica >700 °C	Falha térmica >700 °C	Degradação de celulose
12/2/2011	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica >700 °C	Falha térmica 300 °C	Degradação de celulose
6/12/2012	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica >700 °C	Falha térmica >700 °C	Degradação de celulose

Por outro lado, foi observado que a análise de um mesmo equipamento, para amostras coletadas em períodos diferentes, gerou falhas distintas. Isto está relacionado com o tipo e quantidade de gases utilizados nos modelos para diagnosticar a falha. A concentração do gás dissolvido no óleo está relacionada, por sua vez, com a qualidade da coleta da amostra, com a solubilidade no líquido isolante, com a eficiência do processo de extração do gás do óleo e com a análise cromatográfica propriamente dita. Todos esses parâmetros estão sendo investigados no GT de DGA do CIGRÉ-Brasil (CIGRÉ CE D.1 / GT D1.03) coordenado pela Dra. Helena Maria Wilhelm, que iniciou suas atividades em 11/06/2012.

Pequenas descargas no óleo podem ser suficientemente rápidas para gerar falhas/defeito de tipo corona, por exemplo, mas por efeito de temperatura e de difusão do gás no óleo no transformador, diferentes diagnósticos podem ser obtidos em uma amostra de óleo coletada algum tempo após a ocorrência do fenômeno (pequenas descargas).

4.7.6.2 Transformador de 34,5 kV e 5 / 6,25 MVA isolado com Biovolt A

Este transformador está operando normalmente por aproximadamente 32 meses. Para um transformador deste tipo, novo, que foi projetado para ENI e que não sofreu falhas/defeitos aparentes durante sua operação em campo, esperava-se que os métodos de diagnóstico acusassem o funcionamento normal do equipamento. Porém, as metodologias aplicadas a este equipamento mostraram que os métodos de diagnóstico efetivamente necessitam de modificações, pois algumas das metodologias indicaram falha/defeito, como pode ser observado na Tabela 55 e conforme discutido no item anterior.

Tabela 55. Diagnóstico obtido para o transformador de 34,5 kV e 5 / 6,25 MVA, isolado com BA.

Condição do transformador	Data de coleta da amostra (DD/MM/AA)	Tipo de modelo e diagnóstico obtido					
		Dornenburg	Rogers	IEC 60599	Duval	Duval modificado	Cigre
Não energizado	29/6/2010	Não definido	Não definido	Não definido	Não definido	Não definido	Descarga (alta energia) Descarga parcial. Falha térmica. Degradação de celulose
Energizado em vazio	9/8/2010	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica <300 °C	Não definido	Falha térmica >700 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
Energizado com 50% de carga	18/8/2010	Não definido	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Não definido	Falha térmica >700 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
Energizado com 100% de carga	6/9/2010	Não definido	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Não definido	Falha térmica >700 °C	Descarga parcial Degradação de celulose
	15/10/2010	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica 300 °C	Degradação de celulose
	11/1/2011	Falha térmica	Falha térmica 150-300 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica 300 °C	Degradação de celulose
	18/3/2011	Falha térmica	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica <300 °C	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica <300 °C	Degradação de celulose
	26/5/2011	Não definido	Falha térmica <150 °C	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica 300 °C	Degradação de celulose
	28/9/2011	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica <300 °C	Degradação de celulose
	5/3/2012	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica 300 °C	Degradação de celulose
	19/7/2012	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica 300 °C	Degradação de celulose
	21/2/2013	Não definido	Normal	Não definido	Falha térmica 300-700 °C	Falha térmica <300 °C	Degradação de celulose

4.8 Estabilidade à oxidação

A estabilidade à oxidação faz referência à reação química que acontece entre o oxigênio e o isolante líquido. Este processo é acelerado por fatores como altas temperaturas, presença de água ou umidade, ácidos e/ou metais, como cobre (CORPORATION, 2013). Quando uma amostra é afetada pelo aumento da taxa de oxidação em relação ao tempo, a vida útil do isolante diminui, e no caso dos óleos de tipo vegetal esse aumento na taxa de oxidação leva a um aumento da viscosidade do óleo afetando suas propriedades isolantes. Estas alterações físicas que levam a mudanças nas propriedades do isolante são geralmente usadas para avaliar ou determinar sua estabilidade da oxidação, pois dependendo do tipo de isolante cada óleo tem um período maior ou menor relacionado com a resistência aos fatores mencionados anteriormente, que podem gerar num determinado tempo o aumento na viscosidade ou no teor de ácidos pela degradação do líquido isolante (VAUHKONEN, et al., 2011). No presente trabalho foram utilizados dois métodos, listados a seguir, para avaliar a estabilidade à oxidação dos ENI's.

4.8.1 Projeto de norma IEC 1125 (10/847A/NP), método C

Os valores limites da norma são apresentados na Tabela 56.

Tabela 56. Valores limites para os parâmetros de medição após 48 h da estabilidade da oxidação. IEC 61125 (10/847A/NP), método C.

Parâmetro	Método do teste	Limite
Estabilidade a oxidação	De acordo com IEC 61125	48 h
Acidez total, mgKOH/g	IEC 52021-1 OU 2 OU 3	Máximo 0,6 mgKOH/g
Viscosidade a 40°C, cSt	ISO 3104	Maximo incremento no valor inicial: 30%
DDF (tanδ) a 90 °C, %	IEC 60247	Máximo:50%

Os dados obtidos após 48 h de ensaio para o BHW permitiram concluir que este óleo passou no teste, pois os resultados dos parâmetros medidos estão dentro dos limites indicados no projeto de norma. Estes resultados estão apresentados na Tabela 57.

Tabela 57. Parâmetros obtidos para o BHW após ensaio da estabilidade da oxidação de acordo com o projeto de norma IEC 1125 (10/847A/NP), método C.

Parâmetro	Método	Resultado
Acidez total, mg KOH/g	ASTM D 974-93	0,08
Viscosidade a 40°C, CST	ASTM D 445-94	38,9
Fator de perdas dielétricas a 90°C, %	ASTM D 924-93	2,71

Para os demais óleos testados foram obtidos os resultados inseridos na Tabela 58. Todos os ENI's passaram no teste da estabilidade a oxidação.

Tabela 58. Resultados obtidos para os ENI's no ensaio de estabilidade a oxidação de acordo com o projeto de norma IEC 1125 (10/847A/NP), método C.

Ensaio	FR3	BA	BHW
Acidez total, mg KOH/g óleo	0,126	0,067	0,06
Aumento de Viscosidade a 40°C	15%	5%	1%
Fator de perdas dielétricas a 90°C,%	13,30%	6,70%	3,20%

4.8.2 Rancimat

Este equipamento é usado para analisar a estabilidade à oxidação de óleos vegetais comestíveis e biodiesel, e baseia-se no arraste dos ácidos voláteis gerados pelo óleo durante seu aquecimento, que são depois soprados por um fluxo de ar ambiente seco dentro de um frasco com água destilada e um eletrodo condutivimétrico, onde o óleo é prematuramente envelhecido pela decomposição térmica. Este equipamento permite obter curvas de oxidação onde o ponto de inflexão é o tempo de indução que mostra uma boa magnitude característica para a estabilidade à oxidação

A estabilidade oxidativa determina o tempo ao qual a amostra não sofre oxidação, mantendo as suas propriedades físicas e químicas em longos períodos de estocagem, isto por meio da passagem de um fluxo continua de gás através da amostra de modo a forçar a oxidação da amostra e arrastar os produtos voláteis da reação de oxidação, o mesmo ar é direcionado a outro recipiente contendo água e um eletrodo que determina a variação da condutividade da água. Com a oxidação da amostra o ar transporta os produtos da degradação alterando a sua condutividade que é detectada através do eletrodo.

4.8.2.1 Análise dos ésteres naturais isolantes

O resultado do período de indução para o ensaio de estabilidade a oxidação pelo método Rancimat, realizado a 130 °C, para os ENI's está apresentado na Tabela 59.

Tabela 59. Resultado do período de indução obtido pelo Rancimat para os ENI's.

Óleo	Período de indução (h)
BA	16
BHW	27
FR3	3

A análise mostra que o FR3 possui um período de indução inferior em comparação os outros óleos, o que está relacionado com a composição química do triacilglicerol e com os aditivos antioxidantes presentes neste tipo de óleo. Por ser formulado a partir do óleo de soja, o FR3 tem em sua estrutura uma quantidade maior de cadeias com 2 ou 3 insaturações que acabam por resultar em estabilidades oxidativas menores devido à presença dos carbonos alílicos ou bis alílicos. A susceptibilidade à oxidação cresce exponencialmente de um metileno alílico até um metileno duplamente alílico (ARAUJO, et al., 2011).

4.8.2.2 Análise de ENI's com diferentes teores de umidade

Procurando observar o que acontece com os óleos vegetais quando apresentam um maior teor de água, o ensaio do Rancimat foi realizado com os ENI's com teores de água próximos aos valores indicados na Tabela 10. Como a umidade é um dos fatores que mais afetam os transformadores em campo, esta poderia ser responsável pelo decréscimo da estabilidade natural do ENI. Nos óleos avaliados, com diferentes teores de umidade, a variação no período de indução não foi significativa em relação ao aumento do teor de água no óleo (Tabela 60). Por outro lado, o resultado indica que as concentrações às quais o líquido isolante foi exposto à umidade não são suficientemente altas para modificar o comportamento do óleo em relação ao período de indução.

Tabela 60. Tempos de indução obtidos pelo ensaio do Rancimat para os ENI's com diferentes teores de água.

ENI	Teor de água (ppm)	Período de indução (h)
FR3	44	3
	64	3
	163	2
	432	2
BHW	40,7	27
	227	26
	447	28
BA	43	15
	70	15
	160	15
	425	14

4.8.2.3 Análise por FTIR

Para analisar com maior detalhe o que acontece na parte da estrutura química do óleo, amostras de BA foram colocadas no equipamento Rancimat com a ideia de

observar possíveis variações nas carbonilas da parte dos ésteres dos ácidos graxos durante o ensaio de estabilidade a oxidação. Até atingir o período de indução o isolante terá degradado até o ponto de perder suas propriedades originais devido ao processo de oxidação, e isto pode ser observado nos espectros de FTIR, a partir do monitoramento de bandas de absorção de grupos representativos da molécula. O monitoramento desses grupos representativos foi feito através da banda da carbonila, localizada em aproximadamente a 1740 cm^{-1} (ARAUJO, et al., 2011), utilizando amostras com diferentes tempos de oxidação. A modificação desta banda foi observada através da sua área, tendo em consideração uma banda de referência (o CH_2 alifático), cuja banda não é alterada muito durante o envelhecimento. O envelhecimento de óleos vegetais devido à umidade, calor, luz ou oxidação pode gerar produtos de decomposição como ácidos, aldeídos, ésteres, cetonas, peróxidos, alcoóis e espécies poliméricas, produtos de oxidação nos quais essa banda vai estar presente (ARAUJO, et al., 2011)

O período de indução para a amostra de BA novo foi de 16 h. O espectro do óleo BA novo, antes de iniciar o processo de oxidação pelo teste Rancimat (tempo zero), está apresentado na Figura 54. As áreas dos grupamentos carbonila e metileno foram usadas para avaliar o grau de oxidação das amostras. Os espectros de FTIR destes grupos são apresentados nas Figura 55-56.

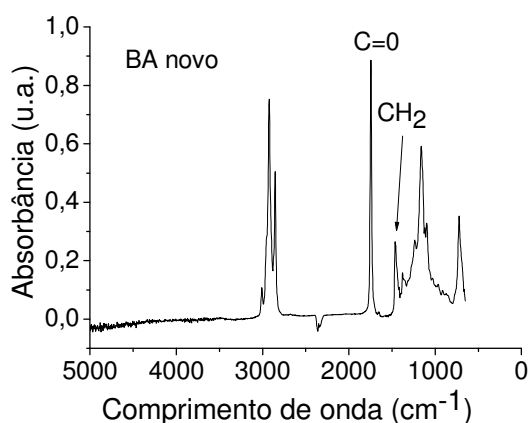


Figura 54. Espectro de FTIR do BA novo, antes do teste de oxidação pelo método Rancimat. Indicação das bandas utilizadas na análise do índice de bandas do BA.

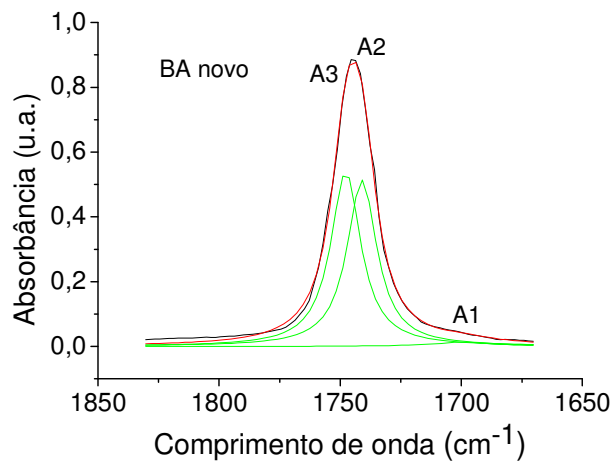


Figura 55. Integração das áreas embaixo da curva (—) das bandas A1 A2 e A3 do grupo (C=O) do óleo BA novo, onde (—) e a média das bandas (—), e (—), é o espectro original.

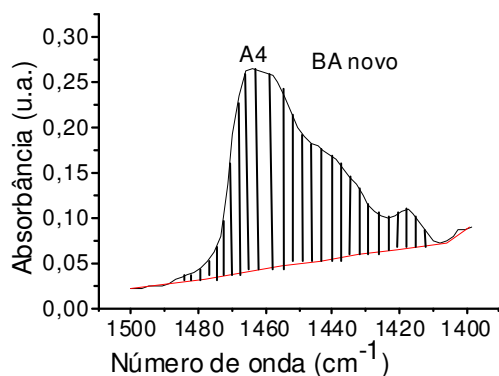


Figura 56. Integração da área da banda (CH₂) do óleo BA novo.

Os espectros obtidos para cada uma das amostras coletadas durante o ensaio no Rancimat para o BA são apresentados na Figura 57.

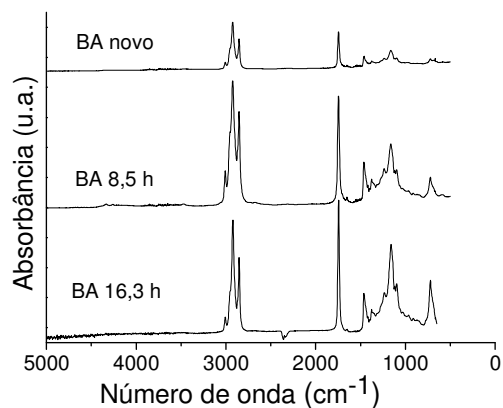


Figura 57. Espectros de FTIR das amostras de BA coletadas durante o ensaio de Rancimat

A informação das áreas e relações entre seus valores em relação às bandas C=O e CH₂ alifático analisadas estão inseridas nas Tabelas 61-62.

Tabela 61. Áreas das bandas do espectro de FTIR usadas no índice de bandas do BA coletado no ensaio de Rancimat.

Tempo de envelhecimento do BA (h)	Parâmetro			
	A3	A2	A1	A4
	Banda			
	C=O Ester	C=O Ester	C=O ácido	CH ₂
Área (u.a.)				
0	12,77	12,09	0,62	7,40
2	5,65	7,64	1,12	3,97
3,5	5,65	6,57	1,44	4,52
5,5	3,41	3,33	1,13	2,07
6,5	5,02	5,28	1,88	3,56
7,5	5,98	5,86	58,26	3,46
8,5	10,85	13,61	2,10	8,37
9,5	2,18	1,95	1,29	1,56
16,28	2,96	4,14	1,51	2,13

Tabela 62. Índice de bandas do espectro de FTIR do BA coletado no ensaio de Rancimat.

Tempo de envelhecimento BA (h)	Relação		
	A1/A4	A2/A4	A3/A4
0	0,08	1,63	1,73
2	0,28	1,92	1,42
3,5	0,32	1,45	1,25
5,5	0,55	1,61	1,64
6,5	0,53	1,49	1,42
7,5	16,84	1,69	1,73
8,5	0,25	1,63	1,30
9,5	0,82	1,25	1,40
16,28	0,71	1,95	1,40

A relação entre as áreas permitiu concluir que realmente os produtos gerados pela degradação do BA no equipamento de Rancimat contem a carbonila ácida, pois a área desta banda aumentou, revelando um incremento no nível de degradação das amostras. Na Tabela 62, onde são mostradas as relações de bandas, é possível observar que ao final do ensaio a área da relação A1/A4 é consideravelmente maior quando comparada com a do óleo novo. Na Figura 58 (relação entre áreas versus tempo de envelhecimento), pode-se observar a tendência de aumento da banda relacionada com os produtos de oxidação, enquanto que para as outras bandas pertencentes às carbonilas do éster do triacilglicerol, a maioria delas mostrou um valor de área inferior quando comparadas com às bandas do óleo novo, antes de iniciar o ensaio.

Como cada amostra esteve em um tubo de reação diferente, pode ser que a tendência não seja tão linear, mas o importante é que aconteceu o esperado, ou seja, o aumento na área das carbonilas dos produtos de degradação e diminuição das carbonilas pertencentes ao éster do triacilglicerol. No caso da amostra coletada após 7,5 h do início do ensaio, mostrou o maior aumento da área da carbonila pertencente aos produtos de degradação. Este aumento pode ser devido a erros na manipulação da amostra que favoreceram o maior grau de oxidação da mesma.

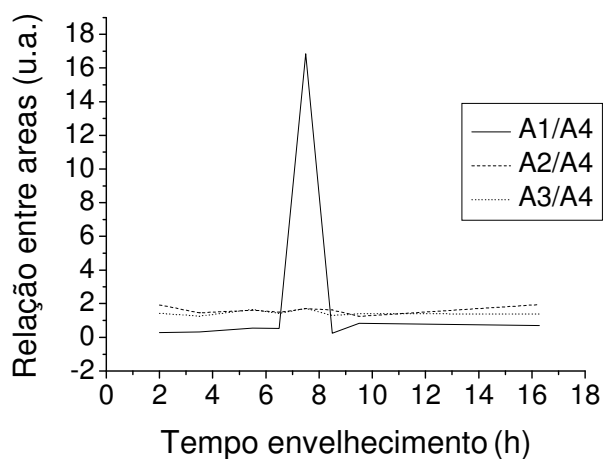


Figura 58. Relação entre as áreas das bandas das carbonilas e o CH_2 alifático do BA coletado do ensaio de oxidação pelo método Rancimat (onde A2 e A3 representam os grupos $\text{C}=\text{O}$ do éster ; A1 o grupo $\text{C}=\text{O}$ do ácido; e A4 o grupo CH_2).

CAPITULO 5

5 CONCLUSÕES

Os ENI's novos caracterizados neste trabalho mostraram propriedades compatíveis com a especificação vigente para ENI novo (ABNT NBR 15422)

Segundo a AGD aplicada aos resultados das simulações de estresse térmico o gás chave gerado em maior concentração, de forma geral, no FR3 e BA foi o etano, e no BHW foi o gás etileno.

Como não foi possível conhecer a composição química exata dos diferentes ENI's nesta pesquisa não foi possível correlacionar o efeito atribuído especificamente a composição do triacilglicerol do ENI na AGD.

Observou-se que no ensaio por estresse elétrico o acetileno foi o gás chave e que no ensaio de estresse elétrico do sistema óleo/papel foram observados altos níveis de CO e CO₂, sendo importante considerar estes gases durante a análise de falhas/defeitos por descargas elétricas. Além disso, foi observado que a quantidade de gás gerado aumentou com o aumento do teor de água no líquido isolante.

Com ajuda da técnica FTIR foi possível fazer uma relação entre os dados de acidez obtidos das amostras envelhecidas do sistema óleo/papel com os produtos ácidos gerados pelo estresse térmico, os quais foram observados pelo aumento da banda da carbonila ácida.

No caso dos métodos de diagnóstico, desenvolvidos para o OMI, aplicados na interpretação das falhas/defeitos dos ensaios simulados em condições de estresse térmico e elétrico em laboratório usando os ENI's, o resultado indicou que, de forma preliminar é possível a emissão de diagnóstico de falhas em equipamentos isolados com ENI pela análise de gases dissolvidos.

Dos métodos avaliados neste estudo, o melhor método, baseado no número de diagnósticos acertados com relação ao tipo de defeito simulado nas condições de estresse térmico e elétrico, foi o triângulo de Duval clássico e modificado.

Observou-se que a composição química dos ENI's avaliados neste trabalho não interferiu no diagnóstico obtido pela aplicação do método de Duval modificado na simulação das falhas térmica e elétrica induzidas em laboratório.

No ensaio de estresse térmico do sistema óleo/papel, o melhor método segundo o acerto em relação ao defeito induzido foi o método IEC 60599. Para o ensaio de simulação por estresse elétrico do sistema FR3/papel, os métodos IEC 60599 e o triângulo de Duval modificado mostraram os melhores resultados em relação ao defeito induzido em laboratório.

As metodologias de diagnóstico de falha/defeito foram aplicadas aos resultados de AGD obtidos de transformadores isolados com ENI's, em operação na ELETROBRAS ELETRONORTE e ELEKTRO. Segundo os resultados obtidos a indicação de falha por parte dos modelos de diagnóstico sugerem que é necessário a criação de um banco de dados maior para modificar os modelos existentes visando a obtenção de diagnósticos mais precisos.

A avaliação da estabilidade a oxidação dos ENI's pelo projeto de norma IEC 61125 (10/847A/NP) método C, indicaram que esses líquidos passaram no teste.

Os testes realizados pelo método Rancimat mostraram que o óleo BHW teve o maior período de indução (27 h), e o FR3 o mais baixo (3 h), justificado pelo maior conteúdo de ácido oleico presente no óleo BHW. Além disso, os ensaios realizados nos ENI's com diferentes teores de água não mostraram uma diferença significativa, sendo que as variações da ordem de ppm não tiveram muita influência na determinação do período de indução.

É possível monitorar o processo de degradação através dos ENI's pela técnica de FTIR, por meio da análise de bandas, baseando na observação nas banda da carbonila (C=O), próxima a 1740 cm^{-1} e da banda alifática CH_2 , próxima de 1460 cm^{-1} .

5.1 Sugestão de trabalhos futuros

- Simulação de falhas térmicas e elétricas em transformadores projetados para ENI's.
- Determinação de valores limites para gases dissolvidos em ENI's em serviço pela utilização de modelagens estatísticas.

5.2 Bibliografia

Alberg, C.; Taylor, A.; **The fats and oils a general view**. California: Food research institute Stanford University, 1928.

Arantes, J.; **Diagnóstico de Falhas em transformadores de potência pela análise de gases dissolvidos em óleo isolante através de redes neurais**. Dissertação aprensetada para obtenção do grau de mestre em ciências. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, 2005.

Araujo, V.; Brano, S.; Murilo, F.; Estélico, M.; Diana, C.; Celio, L.; **FTIR assessment of the oxidation process of castor oil FAME submitted to petROXY and Rancimat methods**. Elsevier, 92, n. 5, 2011.

Barraclough, B.; **Experience of the analysis of dissolved gas in transformer oil for the detection of incipient faults**. IEEE conference on diagnostic testing of high voltage power apparatus in service, 1973.

C57.104.2008. **IEEE guide for interpretation of gases generated in OIL- immersed transformer**. The institute of electrical and electronic engineers, 2008.

Cao, L. Chan, T.; Konk, C.; **Universal neural expert system with self-learning mechanism for DGA or power transformer oil**. International Power Conference. Nanyang Technol. Univ Singapore, 1995.

Cascão Poli Souza, D.; **Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência do sistema elétrico da Celg, nos últimos 28 anos: um estudo de caso**. Goiânia: Dissertação apresentada ao programa de pósgraduação da escola de engenharia elétrica e de computação da Universidade Federal de Goiás/UFG para obtenção do título de Mestre em engenharia elétrica e de computação, 2008.

Clark, F.; **Insulation materials for design and engineering practice.**New York: McGraw Hill, 1962.

Coelho, M.; Magno, A.; Pimentel, M.; Fernandes, C.; **Determining the quality of insulating oils using near infrared spectroscopy and wavelength selection.** Elsevier, 2011.

Corporation, NORIA. **The importance of oil oxidation stability.** 2013. Disponível em <http://www.machinerylubrication.com/Read/28966/oil-oxidation-stability> e acesso em 19 de Abril de 2013.

Darwin, A.; Perrier, C.; Foliot, P.; **The use of natural ester fluids in transformer.** Lyon. France: in Proc. Matpost, 2007.

Dornenburg; Eberhard; W Strimatter. **Monitoring oil oil-cooled transformers by gas analysis.** Brown Boveri review, 61, n. 5, 1970.

Duval, M. **A review of faults detectable by gas in oil analysis in transformers.** IEEE Elect. Insul. Mag, 18, 2002.

Duval, M.; **The Duval triangle for load tap changers, non-mineral oil and low temperature faults in transformers.** Electrical insulation magazine, IEEE, 24, n. 6, 2008. 22-29p.

D6871 ASTM. **Standard specification for natural (vegetable oil) ester fluids used in electrical apparatus.** Vol. 10. 03, 2003.

Energia e ministerio de minas. **Matriz energética nacional 2030. 2008.** Disponível em WWW.mme.gov.br e acesso em 4 de março de 2013.

Fofana, I.; N`Cho, J.; Olivares, J.; Escarela, R.; Georgilakis, P.; **Comparative studies of the stabilities to oxidation and electrical discharge between ester fluids and transformer oils.** North American Power Symposium (NAPS), August 2011. 1-4p.

Gomes, A.; **Desenvolvimento e aplicação de espumas uretânicas para a adsorção de bifenilas policloradas em óleo mineral isolante.** Curitiba: PRODECTEC, 2006.

Gómez, N.; Abonia, R.; Cadavid, H.; Vargas, I.; **Chemical and spectroscopic characterization of a vegetable oil used as dielectric coolant in distribution transformers.** J. Braz. Chem. Soc, 22, n. 12, 2011.

Granato, R.; Tulio, L.; Wilhelm, H.; **Óleo mineral isolante: físico-química e gases dissolvidos.** Apostilla técnica Instituto de Tecnologia para o desenvolvimento, 2007. 36p.

Guilmine, J.; **FTIR Espectroscopia na região do infravermelho com transformada de fourier.** Curitiba, 2013.

Halsted, W.; **A thermodynamic assessment of the formation of gaseous hydrocarbons in faulty transformer.** Journal inst. Petroleum, 59, 1973.

Huang, Y.; Yang, H.; Huang, C.; **Developing a new transformer fault diagnosis system through evolutionary fuzzy logic.** IEEE transactions on power delivery, 1997.

Imad-U-Khan; Wang, Z.; Cotton, I.; **Dissolved gas analysis of alternative fluids for power transformer.** IEEE electrical insulation magazine, 2007.

Institute of power transmission and high voltage technology. **Gas-in oil analysis.** Universitat Stuttgart. Disponível em <http://diagnostic.ieh.uni-stuttgart.de/dga/> e acesso em 5 de 04 de 2013.

Jovalekic, M.; Vukovic, D.; Tenbohlen, S.; **Dissolved gas analysis of alternative dielectric fluids under thermal and electrical stress.** Stuttgart: IEEE international conference on dielectric liquids, 2011.

Jovalekic, M.; Vukovic, D.; Tenbohlen, S.; **Dissolved gas analysis of natural ester fluids under electrical and thermal stress.** Stuttgart: IEEE international conference on dielectric liquids, 2012.

Jovalekic, M.; Vukovic, D.; Tenbohlen, S.; **Gassing behavior of various alternative insulating liquids under thermal and electrical stress.** Conference record of the 2012 IEEE international symposium on 10-13 june. Electrical insulation (ISEI)., 2012.

Jung-II, J.; Jung-Slik, A.; Chang-Su, H.; **Accelerated aging effects of mineral and vegetable transformer oils on medium voltage power transformers.** Dielectrics and electrical insulation IEEE transactions on 19, n. 1, 2012.

Kang, B.; **Stability of electrical insulating oils.** IEEE Transaction on dielectrics and electrical insulation, 5, n. 2, 1970.

Khan, I.; Wang, Z.; Cotton, I.; **Dissolved gas analysis of alternative fluids for power transformers.** Electrical insulation magazine, 23, n. 5, 2007.

Leão, R.; **Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.** Universidade Federal do Ceará. Disponível em WWW.dee.ufc.br. e acesso em 3 de março de 2007 e acesso em 2008.

Liao, R.; Liang, S.; Yang, L.; Sun, C.; Sun, H.; **The improvement of resisting thermal aging performance for ester-immersed paper insulation and study on its reason.** Annual Report Conference on electrical insulation dielectric phenomena IEEE, 2008.

Lupi, G.; **Comparação entre os criterios de diagnostico por analise cromatográfica de gases dissolvidos em óleo isolante de transformador de potência.** Dissertação

apresentada à Escola de engenharia para obtenção do título de mestre em ciências. São Carlos: Universidade do São Paulo, 2012.

Martin, D.; Lelekakis, N.; Davydov, V.; **Preliminary results for dissolved gas levels in a vegetable oil-filled power transformer.** Electrical insulation Magazine, IEEE 26, n. 5, 2010. 41-48p.

Mcshane, C.; **Vegetable oil based dielectric coolants.** IEEE Applications Magazine, 2002.

Meyers, J.; Kelly, R.; Parrish, R.; **A guide to transformer maintenance.** Ohio: Transformer Institute, 1982.

Mollmann, A.; Pahlavanpour, B.; **New guideline for interpretation of dissolved gas analysis in oil filled transformers.** Electra, n. 186, 1999. 31-51p.

Muhamad, N.; Phung, B.; Blackburn, T.; **Dissolved gas analysis (DGA) of partial discharge fault in bio-degradable transformer insulation oil.** Sydney: Power engineering conference AUPEC Australasian Universities, 2007.

Muhamad, N.; Phung, B.; Blackburn, T.; **Dissolved gas analysis for common transformer faults in soy seed-based oil.** IET electronic power applications, 5, n. 1, 2011.

Muhamad, N.; Phung, B.; Blackburn, T.; **Dissolved gas analysis of overheating fault in bio-degradable transformer oil.** Sydney: Power engineering conference AUPEC Australasian Universities, 2008.

N'cho, J.; Fofana, I.; Beroual, A.; Aka-Ngnuiand, T.; Sabau, J.; **The gassing tendency of various insulating fluids under electrical discharge.** IEEEExplore, 18, n. 5, 2011.

Nogami, T.; Yokoi, Y.; Ichiba, H.; Atsumi, Y.; **Gas discrimination method for detecting transformer faults by neutral network. Neutral Networks. IEEE World congress on computational intelligence, 16, 1994.**

Perrier, C.; Beroual, A.; **Experimental investigations on insulating liquids for power transformers: mineral, ester and silicone oils. IEEE Elec. Insul. Mag 25, nov-dec 2009. 6-13p.**

Perrier, C.; Marugan, M.; Saravolac, M.; **DGA comparison between ester and mineral oils. Dielectrics and electrical insulation IEEE transactions, 19, n. 5, october 2012. 1609-1614p.**

Portela, F.; Santos, D.; Hernandez, M.; **Estudo da estabilidade oxidativa de óleos vegetais para a produção de Biodiesel. Porto Alegre: 49° Congresso Brasileiro de Química, Outubro 4-8 2009.**

Raap, J.; Mcshane, C.; Luksich, J.; **Interaction mechanisms of natural ester dielectric fluid and Kraft paper. Coimbra, Portugal: 15th International conference, jun, 2005.**

Rogers, R.; **Experiences in the interpretation of incipient faults in power transformer by dissolved gas in oil chromatography analysis (A progress report). UK: Second international conference of double clients, 1975.**

Rolland, N.; **Explosões e incêndios em transformadores: método de avaliação de custos, benefício financeiro do transformador protector. Copyrigh©SERGI, 2004.9 p.**

Seniha, F.; Yag̃ci, Y.; Ercives, T.; **Polymers from triglyceride oils. Prog. Polym. Sci, 31, 2006.**

Sierota, A.; Rungis, J.; **Electrical insulating oils part I: characterization and pretreatment of new transformer oils. IEEE Electrical insulation magazin, 11, 1995.**

Sierra, I.; Pérez, D.; Gómez, S.; Morante, S.; **Ley de Lamber Beer**. Análisis instrumental: Algunas herramientas de enseñanza-aprendizaje adaptadas al espacio Europeo de educación superior. España: NETBIBLO, 2010. 47-50p.

Sun, H.; Yann, C.; Huang, C.; **A review of dissolved gas analysis in power transformers**. Edição: Elsevier. Energy procedia 14, 2012. 1220-1225p.

Tomsovic, K.; Tapper, M.; Ingvarsson, T.; **A fuzzy information approach to integrating different transformer diagnostic methods**. IEEE transactions on power delivery, 1993.

Tulio, L.; **Estudo do envelhecimento acelerado de óleo vegetal isolante**. Trabalho de conclusão de curso para obtenção do grau de mestre. Curitiba: LACTEC, 2008.

TV., OOMMEN. **Vegetable oils for liquid-filled transformers**. IEEE electrical insulation magazine, jan 6-11 2002.

Uhren, W.; **Aplicação de óleo vegetal como meio isolante em equipamentos elétricos, em substituição ao óleo mineral**. Trabalho de conclusão de curso aprovado como requisito para obtenção de grau de mestre. Curitiba: Instituto de engenharia do Paraná (IEP), 2007.

Vauhkonen, V.; Sirvio, K.; Syahn, A.; Niemi, S.; **A comparative study of the antioxidant effect on the autoxidation stability of estertype biodiesel and source oils**. Clean electrical power (ICCEP) international conference, 14-16 june 2011.

Vázquez, A.; Mascarred, E.; Hernandez, A.; **Transformadore ecologico**. Anales de mecánica y electricidad, 81, 2004.

Wilhelm, H.; **Resultados de pesquisas recentes sobre os efeitos de óleos isolantes vegetais em transformadores**. Rio de Janeiro: Wokshop de óleo vegetal isolante do CEPTEL, 2008.

Wilhelm, H.; Tulio, L.; Jasinski, R.; Almeida, G.; **Aging markers for in service natural ester based insulating fluids.** IEEE transactions on 18, n. 3, 2011.

Zirbes, R.; Rolim, J.; Zurn H.; **Metodologias para avaliação e diagnóstico do estado de isolamento de papel impregnado com óleo mineral.** Sba Controle & automação, 16, n. 3, 2005.

Zirbes, R.; Rolim, J.; Zurn H.; **Metodologias para avaliação e diagnóstico do estado de isolamento de papel impregnado com óleo mineral.** Dissertação apresentada ao centro tecnológico da UFSC para obter pelo título de mestre em engenharia elétrica. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.

Zuluaga, F.; Insuasty, B.; Yates. B.; **Análisis clásico y espectral.** Cali: Universidad del Valle, 1999.