

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Rogério Salustiano

**Metodologia de Baixo Custo para a Avaliação do Comportamento de
Envelhecimento de Isoladores Poliméricos**

**Tese submetida ao Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica como
parte dos requisitos para obtenção do Título
de Doutorado em Ciências em Engenharia
de Elétrica.**

**Área de Concentração: Sistemas Elétricos
de Potência**

**Orientador: Prof. Dr. Estácio Tavares
Wanderley Neto**

**Co-Orientação: Prof. Dr. Alvaro Antonio
Alencar de Queiroz**

**Agosto de 2019
Itajubá**

Resumo

Os isoladores poliméricos são cada vez mais utilizados nas redes de distribuição do Brasil. Porém, com sua crescente utilização as ocorrências de falhas também se intensificam. Apesar das vantagens que os isoladores poliméricos trazem para rede, fatores como o tempo de vida útil, de difícil determinação; falta de domínio sobre os processos de degradação, dificuldade de monitoramento e diagnóstico; maior susceptibilidade a danos decorrentes de atividades elétricas e menor resistência aos raios ultravioleta geram dúvidas durante sua utilização. Para se avaliar estes fatores e a qualidade dos isoladores, estão disponíveis hoje processos e equipamentos de alto custo. Devido ao valor a ser desembolsado para a realização de ensaios, hoje normatizados, tanto a análise de isoladores poliméricos quanto seu comportamento durante o envelhecimento, este ensaios acabam sendo negligenciados pelas empresas (compradoras e fornecedoras). Assim, este trabalho apresenta um sistema de baixo custo de construção e operação que seja capaz de envelhecer os isoladores poliméricos com a utilização de solicitações múltiplas, permitindo a análise do comportamento das amostras durante o processo de envelhecimento, por meio de um método de avaliação qualitativo baseado em análises físico-químicas e elétricas. Também possibilita um melhor entendimento dos mecanismos associados à degradação elétrica dos isoladores poliméricos com a umidade, chuva, temperatura e tensão da rede, facilitando o desenvolvimento de procedimentos para aquisição de isoladores mais confiáveis. Para tanto foi desenvolvida uma câmara de envelhecimento e foram realizados ciclos de envelhecimento em amostras de fabricantes disponíveis no mercado nacional. O envelhecimento das amostras pode ser analisado através de medição de ângulo de contato, espectroscopia no infravermelho com transformada Fourier, análise termogravimétrica e de medições de corrente de fuga. Ao fim foi possível comprovar o envelhecimento das amostras e eficácia da câmara desenvolvida, assim como avaliar o envelhecimento das amostras de cada fabricante.

Palavras-Chave: Isoladores poliméricos, envelhecimento, solicitações múltiplas e vida útil.

Abstract

Polymeric insulators are increasingly being used in distribution system in Brazil. However, with its increasing use the occurrence of failures also intensifies. Despite the advantages that polymeric insulators bring to the network, factors such as difficult to determine lifetime, limited experience, difficult to monitoring and to diagnosis; greater susceptibility to damage from electrical activities and lower resistance to ultraviolet rays raise doubts during its use. To assess these factors and the quality of insulators, high cost processes and equipment are available today. Due to the cost to conduct standard tests both the analysis of polymeric insulators and their behavior during aging are avoided by companies (buyers and suppliers). Thus, this work aims to develop a low cost system that is capable of aging the polymeric insulators with the use of multiple stresses and to analyze the behavior of the samples during the aging process in order to present a method of aging with qualitative evaluation of sample quality based on physicochemical and electrical analysis. This work provides a better understanding of the mechanisms associated with the electrical degradation of polymeric insulators with humidity, rain, temperature and system voltage, improving the development of procedures for the acquisition of more reliable insulators. For this purpose, an aging chamber was developed, and aging cycles were performed on samples from manufacturers available in the national market. Aging of the samples can be analyzed by contact angle; Fourier transform infrared spectroscopy and thermogravimetric analysis and leakage current measurements. Finally, it was possible to prove the aging of the samples and the effectiveness of the developed chamber, as well as to evaluate the aging of the samples of each manufacturer.

Keywords: Polymeric insulators, aging, multiple stresses and lifetime.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Agradeço aos meus pais, Devanir e Leonina, por todo esforço, amor e carinho que dedicaram a mim. À Suzana pelo apoio, amor e compreensão pelas horas dedicadas a este trabalho.

Ao professor Manuel Martinez por todo seu trabalho, conhecimento e conselhos que sempre fará falta nos caminhos a serem trilhados. Ao professor Dr. Estácio pela sua amizade, paciência e por ter se disposto prontamente a assumir o lugar deixado pelo professor Manuel Martinez. Ao professor Dr. Alvaro pelos ensinamentos e paciência com meu aprendizado em química neste trabalho.

Gostaria de agradecer ao Thiago Nogueira pelas horas de trabalho, esforço e dedicação durante a execução deste trabalho. Sem ele este trabalho não seria possível.

Ao Grupo Energisa por acreditar neste trabalho, pelo apoio financeiro dado através do projeto 6585-1404.

À UNIFEI pela estrutura e professores, em especial ao Coordenador Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, professor e coordenador Dr. Tales Pimenta, e ao Vice-Reitor da UNIFEI, professor Dr. Marcel Parentoni pelo apoio e por acreditar neste trabalho.

Sumário

Resumo	I
Abstract	II
Agradecimentos	III
Lista de Figuras.....	VIII
Lista de Tabelas	XVI
Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1 – Relevância	2
1.2 – Objetivo	4
1.3 – Estrutura da Tese.....	5
Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica.....	6
2.1 – Evolução dos Isoladores	6
2.2 – Polietileno	9
2.3 – Envelhecimento do Polietileno de Alta Densidade	14
2.3.2 – Classificação de Envelhecimento	16
2.3.3 – Degradação Polimérica	18
2.3.3.1 – Radical Livre	18
2.3.3.2 – Auto-oxidação	19
2.3.3.3 – Quebra da Cadeia Polimérica	19
2.3.3.4 – Despolimerização.....	21
2.3.4 – Tipificação da Degradação.....	21
2.3.4.1 – Termodegradação.....	21
2.3.4.2 – Fotodegradação.....	23
2.3.4.3 – Degradação Biológica	26
2.4 – Falhas dos Isoladores Poliméricos	27
2.4.1 – Envelhecimento Elétrico de Isoladores Poliméricos	28
2.4.2 – Trilhamento Elétrico	30
2.4.3 – Erosão	31
2.4.4 – Perda da Hidrofobicidade.....	32

2.4.5 – Corrente de Fuga	34
2.4.6 – Descargas Eléctricas	38
2.5 – Métodos para Envelhecimento Elétrico	42
2.5.1 – Roda de Trilhamento	43
2.5.2 – Ensaio de Névoa Salina.....	44
2.5.3 – Trilhamento Elétrico	45
2.5.4 – Solicitações Múltiplas - Envelhecimento Acelerado	47
Capítulo 3 – Metodologia de Envelhecimento	52
3.1 – Requisitos para Envelhecimento	53
3.2 – Câmara de Envelhecimento	55
3.3 – Inserção das Amostras nas Câmaras	58
3.4 – Evolução do Envelhecimento Acelerado nas Câmaras	59
3.5 – Inspeção Visual das Amostras	61
3.5.1 – Fabricante Y	61
3.5.2 – Fabricante X	65
3.5.3 – Fabricante W	68
3.5.4 – Fabricante Z.....	70
Capítulo 4 – Comportamento Físico-Químico durante o Envelhecimento	73
4.1 – Efeito do Envelhecimento na Hidrofobicidade.....	73
4.2 – Espectroscopia FTIR	77
4.2.1 – Análise FTIR das Amostras	78
4.2.2 – Índice de Carbonila	83
4.3 – Efeito do Envelhecimento nas Propriedades Térmicas	86
Capítulo 5 – Efeito do Envelhecimento na Corrente de Fuga	96
5.1 – Aquisição da Corrente de Fuga.....	96
5.2 – Corrente de Fuga dos Isoladores Novos.....	98
5.3 – Corrente após Envelhecimento de 500 horas.....	104
5.4 – Corrente após Envelhecimento de 1000 horas.....	106

5.5 – Corrente após Envelhecimento de 1500 horas.....	108
5.6 – Corrente após Envelhecimento de 2000 horas.....	109
5.7 – Corrente após Envelhecimento de 2500 horas.....	111
5.8 – Corrente após Envelhecimento de 3000 horas.....	113
5.9 – Corrente após Envelhecimento de 3500 horas.....	115
5.10 – Corrente após Envelhecimento de 4000 horas.....	117
5.11 – Corrente após Envelhecimento de 4500 horas.....	119
5.12 – Corrente após Envelhecimento de 5000 horas.....	120
5.13 – Análise dos Resultados.....	123
5.13.1 – Fabricante Y	123
5.13.2 – Fabricante Z.....	125
5.13.3 – Fabricante W	126
Capítulo 6 – Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	129
6.1 – Resultados Alcançados.....	129
6.2 – Contribuições	133
6.3 – Trabalhos Publicados	135
6.4 – Sugestões para Trabalhos Futuros.....	136
Referências Bibliográficas	137
Anexo A – Corrente de Fuga.....	154
A.1 – Corrente após Envelhecimento de 500 horas.....	154
A.2 – Corrente após Envelhecimento de 1000 horas.....	155
A.3 – Corrente após Envelhecimento de 1500 horas.....	156
A.4 – Corrente após Envelhecimento de 2000 horas.....	157
A.5 – Corrente após Envelhecimento de 2500 horas.....	158
A.6 – Corrente após Envelhecimento de 3000 horas.....	159
A.7 – Corrente após Envelhecimento de 3500 horas.....	160
A.8 – Corrente após Envelhecimento de 4000 horas.....	161
A.9 – Corrente após Envelhecimento de 4500 horas.....	162

A.10 – Corrente após Envelhecimento de 5000 horas	163
---	-----

Lista de Figuras

Figura 1 – Rede compacta com isoladores poliméricos.....	2
Figura 2 – Imagens de materiais poliméricos usados nas redes protegidas de distribuição de energia elétrica apresentando: a) espaçador quebrado; b) laços de amarração quebrados; c) isolador quebrado e d) isolador com rachadura [11].	3
Figura 3 – Isolador patenteado por Lewis B. Stillwell, adaptada de [22].....	7
Figura 4 – Rede compacta desenvolvida por William L. Hendrix [30].....	8
Figura 5 – Cadeira de polietileno, (a) uma representação esquemática da unidade de repetição e das estruturas da cadeia, e (b) uma perspectiva da molécula, indicando a estrutura do <i>backbone</i> em ziguezague, adaptado de [40].	10
Figura 6 – Representação esquemática da estrutura do esferulito [41].	10
Figura 7 – Tipos de defeitos que podem ocorrer em polietileno, originando ligações fracas, indicados pelas setas, adaptada [43].	15
Figura 8 – Tempos indicativos e campos elétricos sobre os quais se estabelecem os vários mecanismos, adaptada de [52].	16
Figura 9 – Ciclo autocatalítico representando o processo de auto-oxidação de poliolefinas, onde PH representa uma poliolefina e P* um macrorradical alquila [43].	19
Figura 10 – Mecanismo de reticulação em cadeias poliméricas substituídas (carbono secundário R=H e carbono terciário R = CH ₃ , C ₆ H ₅ ou cadeia alquílica), adaptada [43].	20
Figura 11 – Mecanismo de ciclização em cadeias poliméricas, adaptada [43].	21
Figura 12 – Recombinação (a) e desproporção (b) [39]	22
Figura 13 – Ilustração das solicitações as quais o PEAD pode ser submetido, adaptado de [50].	28
Figura 14 – Microscopia eletrônica de varredura da superfície de materiais envelhecidos em névoa fria ácida por 150 horas (a) Silicone (b) EPDM (c) PEAD [91].	34
Figura 15 – Descarga por banda seca [129].	36
Figura 16 – Formas de onda de corrente de fuga típicas: (a) corrente com formação de banda seca, (b) corrente de descarga de superfície e (c) corrente durante o trilhamento, adaptada de [120].	37
Figura 17 – Corrente de fuga em isoladores de campo com superfície polimérica e porcelana, adaptada de [131].	38

Figura 18 – Passos no envelhecimento elétrico para um polímero livre de cavidade, na presença de campo elétrico e livre de descargas parciais no meio circundante, adaptado de [147].	39
Figura 19 – Comparação dos resultados obtidos entre isoladores e cabos cobertos. (a) isolador polimérico; (b) isolador de porcelana, adaptado de [158].	42
Figura 20 – Esquema para o Ensaio de roda de trilhamento, adaptado de [157].	43
Figura 21 – Esquemático do circuito de ensaio de envelhecimento em névoa salina, adaptado de [145].	44
Figura 22 – Esquemático do sistema para ensaio de trilhamento, adaptado de [160].	46
Figura 23 – Detalhe da montagem do corpo de prova para trilhamento elétrico, adaptado de [161].	46
Figura 24 – Exemplo de amostras sendo ensaiadas	47
Figura 25 – Exemplo de câmara para ensaio com solicitações múltiplas de 5000 horas [165].	49
Figura 26 – Ciclo de 24 horas com duração das solicitações às quais as amostras são submetidas.	51
Figura 27 – Câmara utilizada	55
Figura 28 – Ligações para controle do abastecimento de água para as bombas do sistema de chuva	56
Figura 29 – Painel do sistema de controle.	57
Figura 30 – Ciclo de operação.	58
Figura 31 – Isoladores instalados prontos para serem inseridos na câmara de envelhecimento	58
Figura 32 – Montagem das amostras de isoladores no interior de uma câmara de envelhecimento acelerado	59
Figura 33 – Interior da câmara com as amostras após envelhecimento de 500 horas	59
Figura 34 – Interior da câmara com as amostras após envelhecimento de 3500 horas	60
Figura 35 – Interior da câmara com as amostras após envelhecimento de 7500 horas	60
Figura 36 – Amostra do fabricante Y após 500 horas de ensaio	61
Figura 37 – Amostra do fabricante Y retirada após 3000 horas (a) amarelecimento (b) manchas brancas	62
Figura 38 – Amostra do fabricante Y retirada após 4000 horas, (a) acúmulo de água, (b) erosão.	63
Figura 39 – Amarelecimento da superfície da amostra do fabricante Y com 7500 horas	63

Figura 40 – Detalhes do acúmulo de água e erosões na amostra do fabricante Y com 7500 horas de envelhecimento	64
Figura 41 – Detalhes do processo de erosão na amostra de 7500 horas (a) externa, (b) interna.	64
Figura 42 – Amostra de 1500 horas com marcas de acúmulo de água com amarelecimento..	65
Figura 43 – Comparação entre amostra nova do fabricante X com a amostra retirada no ciclo de 2000 horas.....	65
Figura 44 – Erosão na amostra do fabricante X retirada após o ciclo de 3000 horas.....	66
Figura 45 – Amarelecimento da amostra do fabricante X com 7500 horas de envelhecimento	67
Figura 46 – Erosões na superfície da amostra do fabricante X após 7500 horas.	67
Figura 47 – Erosões internas próximas ao pino de sustentação do isolador.	68
Figura 48 – Marca sugestiva de acúmulo de água na amostra de 1500 horas do fabricante W	68
Figura 49 – Amostra retirada após 4000 horas (a) centelhamento e acúmulo de água e (b) erosão.	69
Figura 50 – Amarelecimento da superfície da amostra de 7500 horas do fabricante W	70
Figura 51 – Erosões na amostra de 7500 horas de envelhecimento do fabricante W.....	70
Figura 52 – Amostra com marcas sugestivas de acúmulo de água após 2000 horas de envelhecimento.	71
Figura 53 – Amostra do fabricante Z após o ciclo de 3500 horas com sinais de erosão	71
Figura 54 – Amarelecimento da superfície da amostra do fabricante Z com 7500 horas.....	72
Figura 55 – Detalhes das erosões na amostra do fabricante Z com 7500 horas de envelhecimento	72
Figura 56 – Definição geométrica do ângulo de contato entre uma gota de líquido na superfície de uma superfície (A), escala de hidrofobicidade (B-F) [176].....	74
Figura 57 – Exemplos de fragmentos retirados da amostra do fabricante Y para análises físico-químicas.....	74
Figura 58 – Equipamento para medida de ângulo de contato utilizado nesse trabalho.	75
Figura 59 – Efeito do tempo de envelhecimento acelerado na molhabilidade da superfície das amostras.....	76
Figura 60 – Análise da recuperação da hidrofobicidade pelas amostras após ensaio de envelhecimento acelerado de 3500 h	76
Figura 61 – Espectrômetro FTIR com acessório de refletância total atenuada-ATR.....	77

Figura 62 – Reações de estabilização do polietileno de alta densidade pelo antioxidante 2,4-di-terc-butilfenol (1). Os radicais $R\bullet$ e $ROO\bullet$ são desativados pela doação do hidrogênio fenólico e formação do radical fenoxila (a). Formação de quinona com a migração do elétron desemparelhado para a posição <i>para</i> (b). Desativação de outro radical livre com a incorporação do antioxidante na cadeia polimérica (c). Recombinação de radicais livres (d). Formação de dímero (e). Desativação dos radicais poliméricos pelo dímero (f). Formação de dois anéis quinonas (g), adaptado de [183].	79
Figura 63 – Mecanismo de atuação dos antioxidantes fosfitos, impedindo a auto-oxidação do polietileno de alta densidade promovida pelos grupos ROOH (A) e desativação do processo de formação de quinonas (B), adaptado de [186].	80
Figura 64 – Espectro FTIR das amostras de isoladores da fabricante Y após ensaio de envelhecimento acelerado: (a) 0-2500 horas; (b) 3000-3500 horas e (c) 4000-7500 horas.	81
Figura 65 – Espectro FTIR das amostras de isoladores da fabricante X após ensaio de envelhecimento acelerado: (a) 0-2500 horas; (b) 3000-3500 horas e (c) 4000-7500 horas.	82
Figura 66 – Espectro FTIR das amostras de isoladores da fabricante W após ensaio de envelhecimento acelerado: (a) 0-2500 horas; (b) 3000-3500 horas e (c) 4000-7500 horas.	82
Figura 67 – Espectro FTIR das amostras de isoladores da fabricante W após ensaio de envelhecimento acelerado: (a) 0-2500 horas; (b) 3000-3500 horas e (c) 4000-7500 horas.	83
Figura 68 – Variação do IC com o tempo para a amostra de isolador do fabricante X.	84
Figura 69 – Variação do IC com o tempo para a amostra de isolador do fabricante Y.	84
Figura 70 – Variação do IC com o tempo para a amostra de isolador do fabricante W.	85
Figura 71 – Variação do IC com o tempo para a amostra de isolador do fabricante Z.	85
Figura 72 – Termobalança Shimadzu modelo TGA50 do Laboratório de Alta-Tensão Prof. Manuel Luiz Barreira Martinez (LAT-EFEI).	87
Figura 73 – Análise termogravimétrica (TGA) dos isoladores tipo pino de polietileno de alta densidade da fabricante X para cálculo da energia de ativação (EA).	89
Figura 74 – Análise termogravimétrica (TGA) dos isoladores tipo pino de polietileno de alta densidade da fabricante Y para cálculo da energia de ativação (EA).	90
Figura 75 - Análise termogravimétrica (TGA) dos isoladores tipo pino de polietileno de alta densidade da fabricante Z para cálculo da energia de ativação (EA).	90
Figura 76 – Análise termogravimétrica (TGA) dos isoladores tipo pino de polietileno de alta densidade da fabricante W para cálculo da energia de ativação (EA).	91

Figura 77 – Curvas de tendência da dependência de $T_{\max}$ do tempo de envelhecimento acelerado das amostras. Os valores de $T_{\max}$ foram obtidos a partir das curvas TG, Figura 73, Figura 74, Figura 75 e Figura 76.	92
Figura 78 – Valores de energia de ativação (EA) calculados a partir da Equação 15 e dos dados das curvas termogravimétricas, Figura 73, Figura 74, Figura 75 e Figura 76.....	93
Figura 79 – Valores obtidos para as constantes cinéticas de degradação, k_c dos isoladores...	94
Figura 80 – Circuito para leitura de corrente de fuga	97
Figura 81 – Formas de onda do isolador fabricante Y 1, 8 kV, 100 ms, a seco.....	98
Figura 82 – Média das correntes de fuga para 8 kV a seco.....	99
Figura 83 – Média das correntes de fuga para 12 kV a seco.....	99
Figura 84 – Média das correntes de fuga a 8 kV sob chuva.....	100
Figura 85 – Média das correntes de fuga a 12 kV sob chuva.....	100
Figura 86 – Média dos aumentos devido à chuva em 8 kV.	103
Figura 87 – Média dos aumentos devido à chuva em 12 kV.	103
Figura 88 – Média dos aumentos devido à elevação de tensão a seco.....	104
Figura 89 – Média dos aumentos devido à elevação de tensão sob chuva.....	104
Figura 90 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 500 horas. ...	104
Figura 91 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 500 horas de envelhecimento.	105
Figura 92 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 500 horas de envelhecimento.	105
Figura 93 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 500 horas de envelhecimento.....	105
Figura 94 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 500 horas de envelhecimento.....	105
Figura 95 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 1000 horas..	106
Figura 96 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 1000 horas de envelhecimento	107
Figura 97 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 1000 horas de envelhecimento	107
Figura 98 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 1000 horas de envelhecimento.....	107
Figura 99 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 1000 horas de envelhecimento.....	107

Figura 100 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 1500 horas	108
Figura 101 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 1500 horas de envelhecimento	109
Figura 102 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 1500 horas de envelhecimento	109
Figura 103 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 1500 horas de envelhecimento.....	109
Figura 104 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 1500 horas de envelhecimento.....	109
Figura 105 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 2000 horas	110
Figura 106 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 2000 horas de envelhecimento	111
Figura 107 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 2000 horas de envelhecimento	111
Figura 108 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 2000 horas de envelhecimento.....	111
Figura 109 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 2000 horas de envelhecimento.....	111
Figura 110 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 2500 horas de envelhecimento	112
Figura 111 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 2500 horas de envelhecimento	112
Figura 112 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 2500 horas de envelhecimento.....	112
Figura 113 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 2500 horas de envelhecimento.....	112
Figura 114 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 2500 horas	113
Figura 115 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 3000 horas de envelhecimento	114
Figura 116 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 3000 horas de envelhecimento	114
Figura 117 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 3000 horas de envelhecimento.....	114

Figura 118 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 3000 horas de envelhecimento.....	114
Figura 119 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 3000 horas	114
Figura 120 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 3500 horas	115
Figura 121 – Vista lateral da amostra Y 7.....	115
Figura 122 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 3500 horas de envelhecimento	116
Figura 123 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 3500 horas de envelhecimento	116
Figura 124 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 3500 horas de envelhecimento.....	116
Figura 125 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 3500 horas de envelhecimento.....	116
Figura 126 – Perfuração ocorrida no corpo do isolador do fabricante Y após 4000 horas....	117
Figura 127 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 4000 horas de envelhecimento	118
Figura 128 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 4000 horas de envelhecimento	118
Figura 129 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 4000 horas de envelhecimento.....	118
Figura 130 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 4000 horas de envelhecimento.....	118
Figura 131 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 4000 h.....	118
Figura 132 – Perfuração ocorrida no corpo do isolador do fabricante Y após 4500 horas....	119
Figura 133 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 4500 horas	119
Figura 134 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 4500 horas	119
Figura 135 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 4500 horas	120
Figura 136 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 4500 horas.....	120
Figura 137 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 4500 horas	120
Figura 138 – Erosões na amostra Y 10	121

Figura 139 – Erosão na superfície externa da amostra Y 10.....	121
Figura 140 – Pontos com derretimento superficial da amostra Y 10.....	122
Figura 141 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 5000 horas de envelhecimento	122
Figura 142 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 5000 horas de envelhecimento	122
Figura 143 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 5000 horas de envelhecimento.....	123
Figura 144 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 5000 horas de envelhecimento	123
Figura 145 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 5000 horas	123
Figura 146 – Evolução gráfica da corrente de fuga – fabricante Y	124
Figura 147 – Evolução gráfica da corrente de fuga - fabricante Z	126
Figura 148 – Evolução gráfica da corrente de fuga - fabricante W	127

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Características dos processos de ruptura, degradação e envelhecimento, adaptada de [52].	17
Tabela 2 – Relação entre o comprimento de onda e a energia do fóton recalculada em kJmol^{-1}	24
Tabela 3 – Teor inicial de NaCl da água em função das dimensões da amostra [158]	45
Tabela 4 – Valor RMS da corrente de fuga a seco.	98
Tabela 5 – Resumo dos resultados obtidos a seco.	99
Tabela 6 – Valor RMS da corrente de fuga sob chuva.	100
Tabela 7 – Resumo dos resultados obtidos sob chuva.	100
Tabela 8 – Aumento da corrente de fuga – fabricante Y.	101
Tabela 9 – Aumento da corrente de fuga – fabricante Z.	102
Tabela 10 – Aumento da corrente de fuga – fabricante W.	102
Tabela 11 – Resumo dos aumentos na corrente de fuga - fabricante Y.	103
Tabela 12 – Resumo dos aumentos na corrente de fuga - fabricante Z.	103
Tabela 13 – Resumo dos aumentos na corrente de fuga - fabricante W.	103
Tabela 14 – Corrente de fuga normalizada para todos os intervalos de envelhecimento - fabricante Y	124
Tabela 15 – Corrente de fuga normalizada para todos os intervalos de envelhecimento - fabricante Z.	125
Tabela 16 – Corrente de fuga normalizada para todos os intervalos de envelhecimento – fabricante W	127
Tabela 17 – Comparação do isolador fabricante Y 1 novo e após 500 horas de envelhecimento	154
Tabela 18 – Comparação do isolador fabricante Z 1 novo e após 500 horas de envelhecimento	154
Tabela 19 – Comparação do isolador fabricante W 1 novo e após 500 horas de envelhecimento	154
Tabela 20 – Comparação do isolador fabricante Y 2 novo e após 1000 horas de envelhecimento	155
Tabela 21 – Comparação do isolador fabricante Z 2 novo e após 1000 horas de envelhecimento	155

Tabela 22 – Comparação do isolador fabricante W 2 novo e após 1000 horas de envelhecimento	155
Tabela 23 – Comparação do isolador fabricante Y 3 novo e após 1500 horas de envelhecimento	156
Tabela 24 – Comparação do isolador fabricante Z 3 novo e após 1500 horas de envelhecimento	156
Tabela 25 – Comparação do isolador fabricante W 3 novo e após 1500 horas de envelhecimento	156
Tabela 26 – Comparação do isolador fabricante Y 4 novo e após 2000 horas de envelhecimento	157
Tabela 27 – Comparação do isolador fabricante Z 4 novo e após 2000 horas de envelhecimento	157
Tabela 28 – Comparação do isolador fabricante W 4 novo e após 2000 horas de envelhecimento	157
Tabela 29 – Comparação do isolador fabricante Y 5 novo e após 2500 horas de envelhecimento	158
Tabela 30 – Comparação do isolador fabricante Z 5 novo e após 2500 horas de envelhecimento	158
Tabela 31 – Comparação do isolador fabricante W 5 novo e após 2500 horas de envelhecimento	158
Tabela 32 – Comparação do isolador fabricante Y 6 novo e após 3000 horas de envelhecimento	159
Tabela 33 – Comparação do isolador fabricante Z 6 novo e após 3000 horas de envelhecimento	159
Tabela 34 – Comparação do isolador fabricante W 6 novo e após 3000 horas de envelhecimento	159
Tabela 35 – Comparação do isolador fabricante Y 7 novo e após 3500 horas de envelhecimento	160
Tabela 36 – Comparação do isolador fabricante Z 7 novo e após 3500 horas de envelhecimento	160
Tabela 37 – Comparação do isolador fabricante W 7 novo e após 3500 horas de envelhecimento	160
Tabela 38 – Comparação do isolador Y 8 novo e após 4000 horas de envelhecimento	161
Tabela 39 – Comparação do isolador Z 8 novo e após 4000 horas de envelhecimento	161

Tabela 40 – Comparação do isolador W 8 novo e após 4000 horas de envelhecimento	161
Tabela 41 – Comparação do isolador fabricante Y 9 novo e após 4500 horas de envelhecimento	162
Tabela 42 – Comparação do isolador fabricante Z 9 novo e após 4500 horas de envelhecimento	162
Tabela 43 – Comparação do isolador fabricante W 9 novo e após 4500 horas de envelhecimento	162
Tabela 44 – Comparação do isolador Y 10 novo e após 5000 horas de envelhecimento	163
Tabela 45 – Comparação do isolador Z 10 novo e após 5000 horas de envelhecimento	163
Tabela 46 – Comparação do isolador W 10 novo e após 5000 horas de envelhecimento	163

Capítulo 1 – Introdução

Os polímeros são frequentemente encontrados em diversos sistemas, desde computadores pessoais, peças de automóveis e até mesmo em alimentos, como o amido. Já as aplicações dos materiais poliméricos na engenharia, mais especificamente, no setor de energia, são devidas a suas propriedades elétricas isolantes [1]. Estes materiais desempenham um papel importante como meio isolante tendo como vantagem a facilidade de processamento, produção em massa, custo-benefício e boa durabilidade. Além disto, apresentam algumas vantagens para sua utilização na fabricação de isoladores em comparação à porcelana e ao vidro devido às características com desempenho superior a estes dois outros materiais, por exemplo, a hidrofobicidade e o peso reduzido.

Apesar de serem materiais puramente amorfos ou semicristalinos com vida útil longa, durante seu processamento são gerados subprodutos ou defeitos químicos na cadeia polimérica, e interfaces entre unidades cristalinas ou amorfas [2] sendo fatores que contribuem para a complexidade do comportamento de suas propriedades elétricas tornando-as de difícil previsibilidade quanto a seu envelhecimento. Os polímeros são desenvolvidos de forma a possuírem um desempenho desejado para determinadas características reforçadas, mecânicas como o polietileno reticulado (XLPE), hidrofóbicas como o silicone (SiO), maior resistência dielétrica e estabilidade termomecânica como o polietileno de alta densidade (PEAD) e resistência a altas temperaturas como o politetrafluoretileno (PTFE) [3].

A utilização de materiais poliméricos no sistema elétrico vem sendo muito pesquisada, principalmente, devido à necessidade de se entender o comportamento destes materiais durante o envelhecimento para cada aplicação proposta. Os materiais poliméricos além de terem sido introduzidos no sistema elétrico há pouco tempo, comparado com os isoladores cerâmicos, possuem um processo de degradação mais complexo. Assim, mesmo através da possibilidade de melhoria dos polímeros, eles acabam por não apresentarem um comportamento frente ao envelhecimento de modo satisfatório devido a solicitações ou reações não previstas sendo necessário o desenvolvimento de pesquisas nesta área. Os métodos utilizados para envelhecimento de isoladores poliméricos e avaliação da qualidade destes isoladores ou possuem um custo elevado para sua realização ou não abrangem solicitações conjuntas sobre as amostras. Portanto, esta tese se propõe a investigar este comportamento de envelhecimento ao mesmo tempo em que se desenvolve um processo para o envelhecimento com um custo reduzido.

1.1 – Relevância

Os isoladores poliméricos estão sendo largamente utilizados pelas empresas de energia elétrica nas redes de distribuição aéreas. Os isoladores poliméricos apresentam algumas vantagens para aplicação tanto em transmissão quanto em distribuição de energia frente a isoladores de porcelana e vidro, são elas: menor peso; melhor desempenho em áreas de vandalismo; menor custo de instalação; aplicação em redes compactas e possibilidade de reciclagem no caso do PEAD. Porém, existem algumas desvantagens dos polímeros que devem ser consideradas durante a escolha do tipo de material isolante dos isoladores a serem utilizados nas redes: envelhecimento; tempo de vida útil de difícil determinação; menor experiência comprada aos isoladores cerâmicos; dificuldade de monitoramento e diagnóstico; maior susceptibilidade a danos decorrentes de atividades elétricas (efeito corona, descargas parciais e arcos elétricos) e menor resistência aos raios ultravioleta [4].

Atualmente, a maioria dos isoladores adquiridos pelas concessionárias distribuidoras de energia é do tipo polimérico, principalmente devido ao seu custo reduzido quando se comprado aos isoladores tradicionais de vidro e porcelana. Além disto, possuem peso significativamente menor o que facilita no transporte e instalação. E, por fim, são componentes utilizados em redes compactas, Figura 1, que são cada vez mais utilizadas como configuração de redes de distribuição em média tensão. Estas redes, devido a sua configuração e cobertura dos cabos, apresentam maior confiabilidade frente a eventos transitórios que podem levar ao desligamento das redes áreas tradicionais [5-10].



Figura 1 – Rede compacta com isoladores poliméricos.

As informações das distribuidoras de energia apontam para um aumento nos índices de falhas de isoladores poliméricos, como apresentado na Figura 2, em especial quando aplicados em regiões com ambientes contaminados, chuvosos e com variações significativas de umidade ao longo do ano. Tais falhas podem ser causadas devido à utilização de compostos desenvolvidos para ambientes cujas condições de operação não correspondem às condições climáticas locais, como por exemplo, desenvolvidos para o mercado europeu e norte americano. Diferenças climáticas entre o Brasil e estes países podem ser possíveis causas destas falhas devendo ser analisadas.

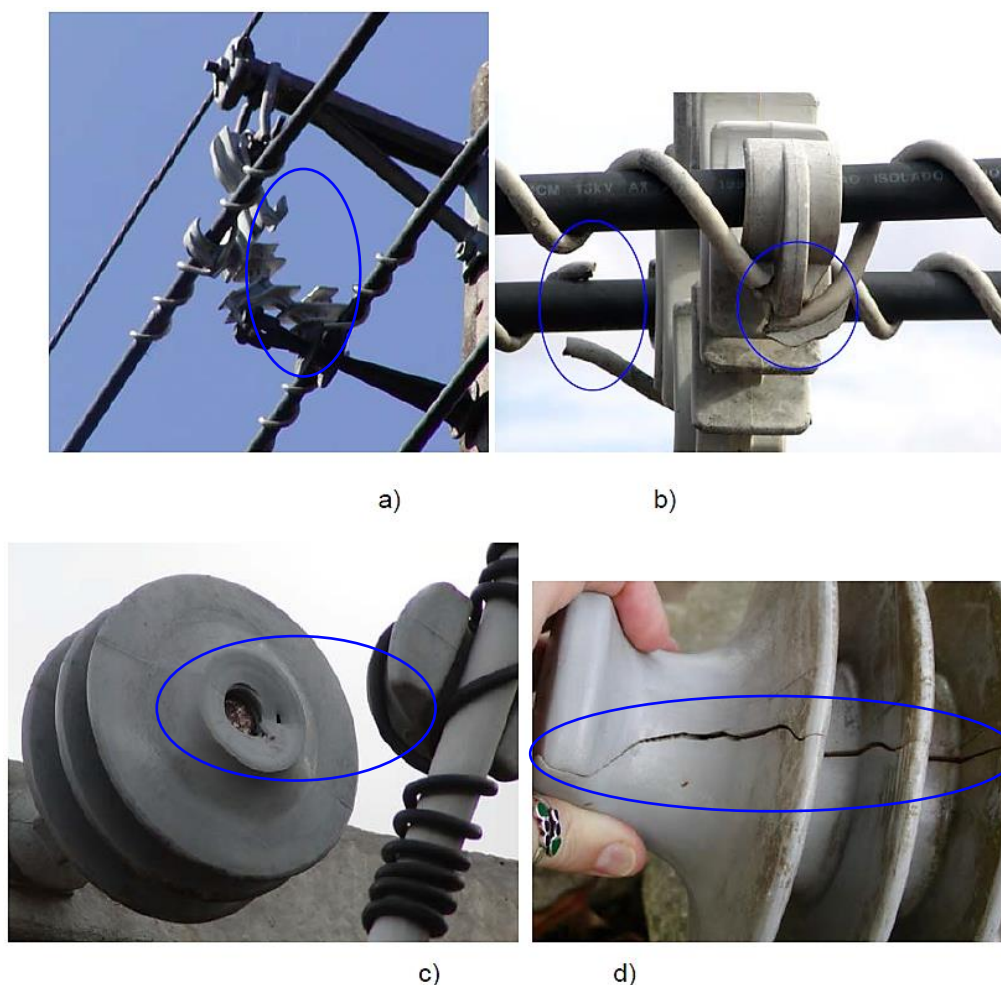


Figura 2 – Imagens de materiais poliméricos usados nas redes protegidas de distribuição de energia elétrica apresentando: a) espaçador quebrado; b) laços de amarração quebrados; c) isolador quebrado e d) isolador com rachadura [11].

A justificativa desta pesquisa resulta da necessidade de um estudo científico mais detalhado desses efeitos sobre o comportamento elétrico e físico-químico dos isoladores poliméricos. Com isto, o objetivo de obter um melhor entendimento dos mecanismos de degradação associados a esses efeitos sobre os diferentes tipos de materiais utilizados nos

isoladores poliméricos permite, deste modo, a redução dos índices de falhas nas concessionárias de energia através da melhor escolha de isoladores durante o processo de aquisição.

Da mesma forma, parâmetros e modelos sobre a vida operacional de isoladores que foram desenvolvidos para transmissão ou isoladores de compostos distintos não necessariamente podem ser aplicados para determinação da expectativa de vida útil operacional dos isoladores de polietileno utilizados em uma rede de distribuição. Estes desvios podem acarretar perdas financeiras e até mesmo acidentes com a rede devido à falta de previsibilidade para agendar manutenções e inspeções preventivas na rede.

O desenvolvimento de sistemas para envelhecimento e de modelos de previsão de envelhecimento de equipamentos utilizados em redes de distribuição é atraente por ser uma ferramenta para gestão de ativos. Esta área necessita de pesquisa e geração de conhecimento para se tornar cada vez mais confiável e independente de históricos de falha, que além de serem extensos, demandam muitos anos de coleta de informações para ter uma boa confiabilidade da previsão de falha ou de vida operacional de um determinado equipamento.

Assim, equipamentos novos ou desenvolvidos há poucos anos, usualmente não possuem registro ou histórico de falhas suficientemente longo para que se possa inferir um resultado sobre sua durabilidade na rede destes isoladores. Da mesma forma, existem vários ensaios, alguns deles com objetivos convergentes, como determinar a resistência ao trilhamento, porém sem a realização de pesquisas as concessionárias não serão capazes de identificar as melhores informações para utilizar durante a aquisição de isoladores, podendo pedir ensaios desnecessários e acabar ignorando erroneamente ensaios importantes.

1.2 – Objetivo

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia de análise com base no comportamento de isoladores poliméricos e um sistema de envelhecimento acelerado capaz de simular condições ambientais de chuva, umidade, aquecimento e tensão aplicada com custo acessível. Desenvolver uma metodologia de ensaio para envelhecimento com o propósito de analisar os isoladores durante o envelhecimento. Assim, através do resultado desta análise, entender como se comportam determinadas características físico-químicas e elétricas de acordo com a composição de material polimérico utilizado em cada isolador. De

modo mais específico como o polietileno de alta densidade de diferentes fabricantes envelhecem devido aos efeitos ambientais simulados.

Tais isoladores após o envelhecimento devem ser analisados, principalmente pela utilização de um conjunto de análises físico-químicas para obter uma possível metodologia confiável para análise do envelhecimento. Esta metodologia, logo após os ensaios de envelhecimento, deve ser capaz de garantir uma resposta quanto à sua cinética de envelhecimento ligada à qualidade destes isoladores quando os mesmos forem instalados na rede de distribuição.

1.3 – Estrutura da Tese

Esta tese de doutorado está subdividida em seis capítulos, o presente capítulo, *Capítulo 1 – Introdução* fez uma introdução aos objetivos e motivação para o seu desenvolvimento.

O *Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica* apresenta um breve levantamento bibliográfico sobre os assuntos abordados nesta tese, como a evolução no desenvolvimento dos isoladores poliméricos, o material utilizado em sua fabricação, as formas de degradação do material e os processos de envelhecimento dos isoladores durante sua utilização em campo e em laboratório.

O *Capítulo 3 – Metodologia de Envelhecimento* apresenta a técnica de envelhecimento acelerado utilizada nesta tese e o acompanhamento do processo de envelhecimento das amostras utilizadas neste trabalho.

No *Capítulo 4 – Comportamento Físico-Químico durante o Envelhecimento* é apresentada a metodologia de análises físico-químicas utilizadas para o estudo do envelhecimento e são apontados comportamentos e resultados destas análises.

O *Capítulo 5 – Efeito do Envelhecimento na Corrente de Fuga* apresenta um acompanhamento e análise da corrente de fuga durante o processo de envelhecimento buscando evidências de fatores que possam indicar uma situação de pré-falha.

Por fim, o *Capítulo 6 – Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros* apresenta a discussão sobre as conclusões obtidas nesta tese e sugestões para trabalhos futuros que devem ser realizados para complementação e melhor esclarecimento de pontos desenvolvidos nesta tese.

Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica

O modo como os isoladores poliméricos envelhecem juntamente com os efeitos da degradação sobre as características isolantes dos polímeros que os compõem é de interesse fundamental para pesquisadores, engenheiros, fabricantes e concessionárias. A este respeito, fatores ambientais e elétricos como a descarga parcial compõem um processo nocivo que podem levar ao envelhecimento e conseqüentemente à falha dos isoladores poliméricos. No entanto, com o desenvolvimento dos materiais por meio de pesquisas, os fatores de envelhecimento podem ser amenizados ou evitados em algumas situações. Os mecanismos de envelhecimento dos polímeros são estudados e simulados em laboratório há décadas. Porém, devido à ampla variedade de compostos (formulações ou estruturas químicas diferentes), aditivos e diferenças ambientais, ainda não se encontrou a compreensão do processo de envelhecimento de modo absoluto. Portanto, existe uma demanda pela compreensão de mecanismos de degradação elétrica juntamente com fatores ambientais para a previsão e postergação do limite de vida operacional dos isoladores referente à suas propriedades elétricas.

2.1 – Evolução dos Isoladores

Os polímeros são utilizados como isolantes em equipamentos elétricos, como cabos, isoladores, espaçadores, transformadores, disjuntores, capacitores dentre outros equipamentos, com a função de suportar o potencial elétrico entre as partes condutoras e destas para a terra tendo a menor perda dielétrica admissível para cada aplicação.

Antes mesmo de 1878 tanto a porcelana como o vidro já eram utilizados em linhas de telégrafos como materiais isolantes [12]. Um levantamento superficial da evolução histórica dos isoladores desde seu surgimento até o desenvolvimento dos isoladores objeto desta tese é apresentado a seguir a partir de registros de patentes:

- 1846: foi obtida a patente de isoladores de vidro para para-raios por Rene L'Anglais [13], seguido por James Spratt em 1850 [14];
- 1851: John Montgomery Batchelder obteve patente para isolador de vidro utilizado em sistemas de transmissão de corrente para telégrafo [15];

- 1867: Merritt L. Wood e David Brooks apresentaram em suas patentes de isoladores para uso em telégrafos a possibilidade de uso da porcelana como material isolante [16-17];
- 1883: Samuel Oakman inovou ao criar as saias em seu isolador patenteado [18];
- 1885: George L. Broomhall desenvolveu um isolador protegido contra vandalismo e obteve a patente para sua invenção [19];
- 1893: Ralph G. Hemingray criou pontos de gotejamento para melhorar o desempenho frente à umidade. [20];
- 1897: Fred Locke recebeu o registro de patente de isolador de porcelana [21];
- 1901: Lewis B. Stillwell registrou patente de isolador de porcelana [22]. Este isolador já se assemelha aos isoladores utilizados hoje em dia, Figura 3;

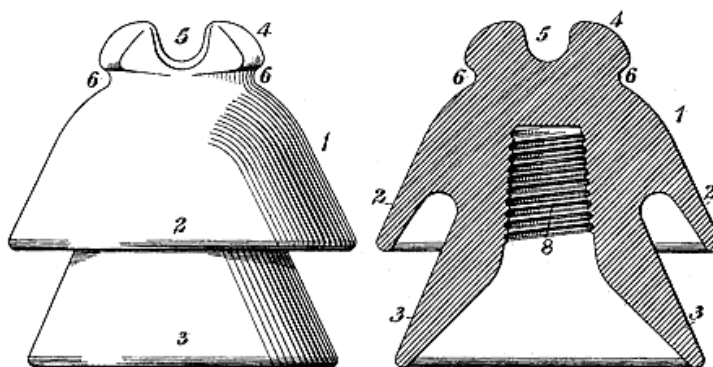


Figura 3 – Isolador patenteado por Lewis B. Stillwell, adaptada de [22].

- 1912: John Hilliard Jr. e Charles E. Parsons desenvolveram um isolador de suspensão [23];
- 1937: Eric William Fawcett; Reginald Oswald Gibson; Michael Willcox Perrin; John Greves Paton; Edmond George Williams e ICI Ltd receberam a patente pela polimerização do etileno [24]. Eles chegaram à conclusão que em alta pressão (1.700 bar) e temperatura (170 °C), o etileno polimeriza espontaneamente por meio do mecanismo via radical livre, iniciado pelo oxigênio do ar, formando uma estrutura ramificada de polietileno de baixa densidade [25];
- 1940: Donald H. Smith e Herbert H. Wheeler registraram patente de isolador de borracha vulcanizada para utilização em telégrafos para reduzir interferências e ligações cruzadas devido à condensação de umidade através da alta-tensão interfacial com a água da borracha [26];

- 1941: Alfred T. Larson desenvolveu o processo industrial para a polimerização do Etileno [27];
- 1953: Ziegler Karl, Breil Heinz e Martin Heinz receberam a patente de novo processo para polimerizar etileno em polietilenos de alto peso molecular [28];
- 1954: James Ritchie citaram em seu pedido de patente a possibilidade de se utilizar o polietileno como cobertura para o núcleo de seu isolador [29];
- 1955: William L. Hendrix desenvolveu a rede compacta, Figura 4, com espaçador losangular [30], e desenvolveu também o espaçador vertical [31];

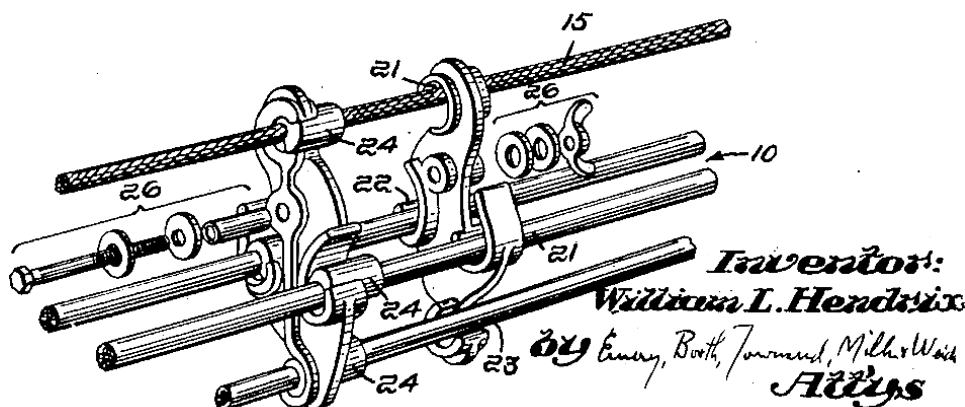


Figura 4 – Rede compacta desenvolvida por William L. Hendrix [30]

- 1956: J. W. Morrison desenvolveu um isolador de suspensão com núcleo de fibra de vidro recoberto por silicone [32];
- 1962: William F. Markley e James L. Slater desenvolveram um isolador composto de borracha, Butadieno de estireno, e Polietileno [33];
- 1965: F. Lyman, Jr desenvolveu um método de manufatura de componentes compostos para uso em instalações elétricas envolvendo corpos isolantes de polímeros, entre eles polietileno com inserção de terminais metálicos [34];
- 1965: Fred C. Vose obteve a patente sobre um modelo de isolador de suspensão com núcleo de fibra de vidro muito similar aos utilizados hoje [35];
- 1966: William L. Hendrix apresentou novo projeto de espaçador desta vez utilizando poliolefinas como materiais dielétricos, dentre elas o polietileno foi utilizado para a confecção do espaçador [36];
- 1971: L. Jean e William L. Hendrix desenvolveram e registram patente de um isolador polimérico do tipo pino fabricado de polietileno de alta densidade [37].

Apesar da constante evolução dos polímeros após 1971 quando foi registrada a patente por Hendrix do isolador polimérico de pino, dentro dos vários tipos de dielétricos poliméricos, o polietileno de alta densidade continua a se destacar como matéria-prima para produção de isoladores, espaçadores e recobrimento de cabos condutores utilizados em redes de distribuição de energia elétrica [38]. Já para tensões maiores, no caso da transmissão de energia, onde as exigências elétricas são maiores o silicone se destaca, devido ao desempenho mecânico superior, justificando sua aplicação mesmo possuindo um custo superior ao polietileno de alta densidade.

Já se passaram mais de 60 anos desde a patente da rede compacta. Hoje, o polietileno de alta densidade possui um custo baixo e pode ser produzido em grandes quantidades, além de ser utilizado como matéria-prima principal, apresenta facilidade de processamento e alta produtividade [39]. Estes fatores fazem com que os isoladores poliméricos para rede distribuição sejam competitivos com os isoladores de porcelana e vidro. Apesar disto, as empresas de transmissão e de distribuição de energia elétrica são favoráveis na utilização dos isoladores poliméricos apesar das incertezas na reabilitação das características isolantes do material depois da prolongada utilização, no caso do silicone, difícil conhecimento da vida útil dos mesmos e inexistência de tecnologia específica para detecção de defeitos dos isoladores poliméricos em campo.

Não há material superior aos demais para todas as aplicações, um material novo ao ser apresentado ao mercado tende a possuir pontos positivos e negativos em relação aos materiais que estão sendo substituídos [12], cabendo aos responsáveis pela utilização deste material estabelecer limites e condições onde a utilização dele se torna viável técnica e economicamente. Até agora, apesar do desenvolvimento de materiais e equipamentos, o envelhecimento elétrico, a degradação, especialmente sob alta-tensão, e a interação destes com os fatores ambientais ainda são de grande importância para se investigar.

2.2 – Polietileno

Os polímeros possuem uma unidade comum que se repete formando uma cadeia. Essa cadeia pode possuir centenas ou milhares de repetições desta unidade de repetição, ou monômero, Figura 5. O polietileno é um polímero obtido através da polimerização do gás etileno [24], a partir da qual é gerada uma cadeia longa do monômero $(C_2H_4)_n$.

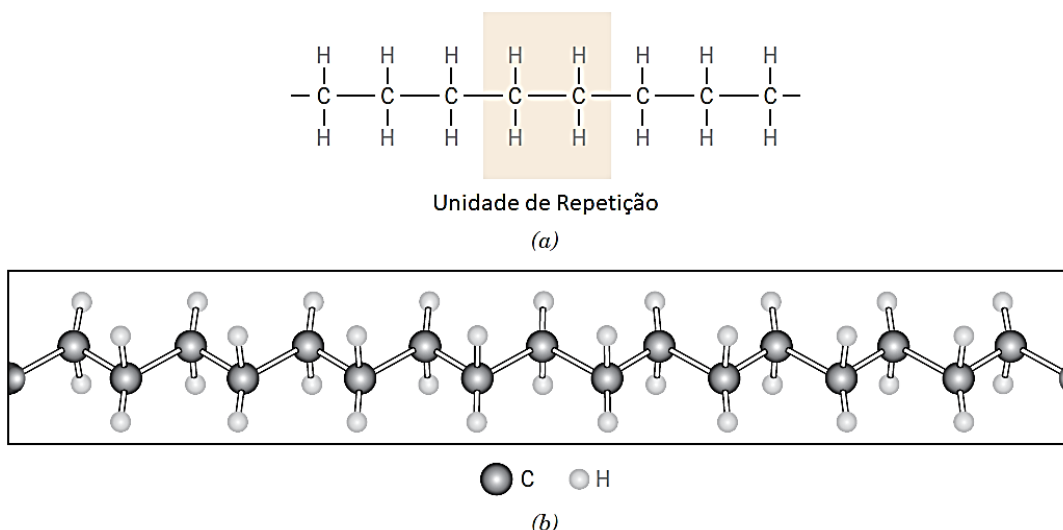


Figura 5 – Cadeira de polietileno, (a) uma representação esquemática da unidade de repetição e das estruturas da cadeia, e (b) uma perspectiva da molécula, indicando a estrutura do *backbone* em ziguezague, adaptado de [40].

O polietileno é um polímero semicristalino, cuja parte cristalina é constituída de moléculas regularmente organizadas dentro de lamelas, ou seja, pequenas lâminas de material polimérico cristalino, Figura 6. As lamelas são interconectadas por moléculas de interligação, as quais formam pontes interlamelares que constituem as regiões amorfas. A estrutura lamelar formada cresce radialmente a partir de um ponto central de modo regular sendo chamada de esferulito [41].

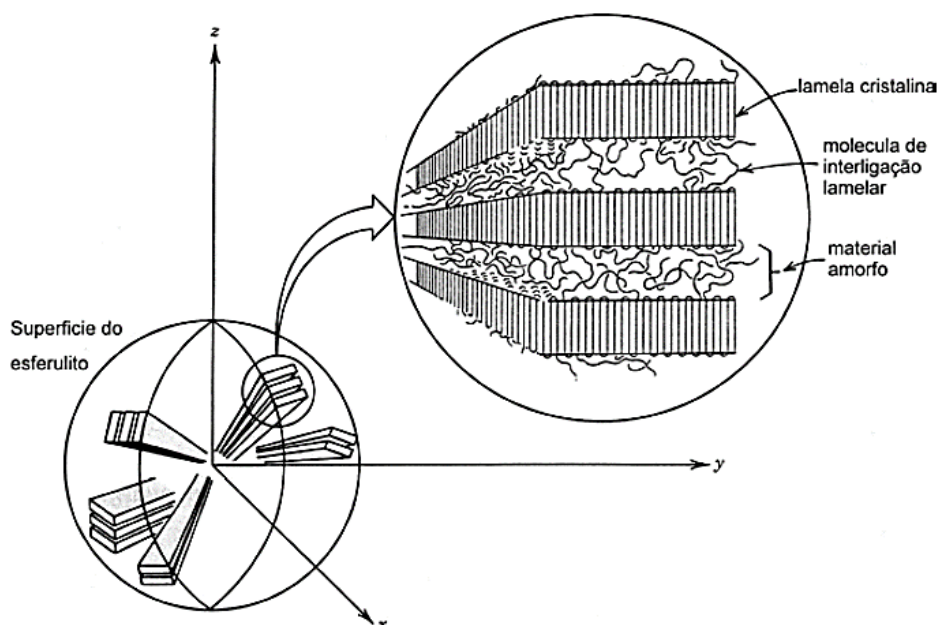


Figura 6 – Representação esquemática da estrutura do esferulito [41].

O polietileno utilizado na fabricação dos isoladores poliméricos é na verdade um composto, ou seja, um polímero misturado a outros componentes. Estes componentes

agregam e melhoram determinadas características de acordo com a aplicação pretendida para o composto final. No caso específico dos isoladores poliméricos são empregados aditivos com a finalidade de dar propriedades antichama e maior resistência à oxidação, por exemplo, devido radiação ultravioleta.

O polietileno apresenta várias propriedades, mecânicas e elétricas, que o torna, durante o desenvolvimento e fabricação de equipamentos elétricos, uma matéria-prima com boa aplicabilidade, sendo amplamente utilizado, devido a suas características isolantes elétricas [1]. Dentre as propriedades que merecem destaque estão: resistência à tração, alongamento na ruptura, permissividade elétrica, resistividade elétrica e rigidez dielétrica. Além do mais todas as propriedades podem ser modificadas através da aditivação do composto.

Muitas vezes a aditivação é feita usando uma mistura concentrada de aditivos com o polímero, a essa mistura dá-se o nome de *master-batch*. Esta mistura concentrada é adicionada ao polímero durante o processamento. Os *master-batch* são preparados por empresas especializadas na produção de formulações [41].

Do ponto de vista da diversificação da aplicação dos polímeros, os aditivos exercem uma função extremamente importante porque podem agregar qualidades e características diferenciadas a um mesmo tipo de material polimérico, diversificando o seu campo de aplicação e agregando valor ao produto. Os aditivos participam de todas as etapas da vida dos materiais poliméricos, desde a etapa de polimerização, do processamento até a alteração de importantes propriedades finais dos polímeros originais [42].

Os aditivos exercem várias funções quando adicionados ao polietileno podendo gerar inúmeras formulações:

- Antioxidantes: São empregados com o objetivo de impedir a degradação do polímero reduzindo a velocidade de degradação por oxidação ao longo dos anos. Os antioxidantes agem de forma a neutralizar a ação de radicais livres que possam existir nos polímeros devido a falhas no processamento ou advindos de reações causadas por agentes externos durante a utilização dos polímeros ao longo de sua vida útil. Os antioxidantes ou estabilizantes que atuam diretamente na eliminação de radicais livres são chamados de “estabilizantes primários” e os que atuam na desativação ou decomposição de hidroperóxidos são chamados de “estabilizantes secundários” [42];
- Fotoestabilizantes: Fotoestabilizantes ou aditivos anti-UV são empregados para dar mais resistência aos polímeros e em especial ao polietileno frente à radiação

ultravioleta. Em todas as aplicações onde o polietileno deverá ser exposto à radiação luminosa abaixo de 400 nm de maneira prolongada é obrigatório a utilização de aditivos anti-UV devido à significativa degradação sofrida pelo polietileno neste ambiente. Um aditivo que desempenha este papel é o negro de fumo, um composto a base de carbono, com tamanho de partícula abaixo de 100 nm. Como o negro de fumo é preto, ele absorve luz em toda a faixa espectral e impede que essa luz atinja o polímero iniciando o processo de degradação [43];

- Estabilizantes térmicos: Os estabilizantes térmicos são utilizados para alterar a temperatura de degradação de um polímero. Neste caso, alguns polímeros possuem temperatura de degradação inferior à temperatura de processamento dele, durante o processo de injeção ou extrusão por exemplo. Desta forma, é empregado um estabilizante térmico para que o polímero possa ser processado sem perder características ou mesmo degradar ao ponto de que sua vida útil seja reduzida durante o processo de confecção da isolação, este processo ocorre devido à geração de radicais durante a exposição do polímero, polietileno, ao calor necessitando de adição de estabilizante térmico de processo para proteger o polímero durante o processamento [44-46];
- Desativadores de metais: Desativam metais que possam estar presentes no produto devido ao processamento do polímero onde ocorre o atrito entre o material polimérico, a rosca e a parede do canhão da injetora e no próprio molde do produto. Também pode haver contaminação do polímero resultante de resíduos de catalisador [43]. A contaminação por metais, principalmente para aplicações no setor elétrico, pode acelerar a degradação do polímero de forma significativa reduzindo a vida útil do isolante devido a alterações no campo elétrico aplicado sobre o equipamento;
- Retardante de chama: Devido à decomposição térmica dos componentes do polímero podem ser liberados radicais livres e gases combustíveis. Os radicais livres gerados desempenham importante papel na etapa de ignição, desencadeando reações de combustão altamente exotérmicas cujo calor liberado dá início a um processo denominado retroalimentação térmica. Tal mecanismo sustenta a queima enquanto houver material combustível disponível [47]. O retardante de chama é aplicado ao material polimérico para cessar este processo ou retardar a queima do material polimérico. Alguns tipos de retardantes de chama simplesmente geram muita fumaça, não tóxica, quando em contato direto com o fogo eliminando desta forma o

oxigênio da reação de combustão, outros eliminam água de sua composição como exemplo da alumina tri-hidratada;

- **Plastificantes:** Os plastificantes são aditivos empregados com o objetivo de deslocar a temperatura de transição vítrea de um polímero para valores mais baixos, melhorando a processabilidade e aumentando a flexibilidade do polímero. Além de alterar a flexibilidade do material, o plastificante pode afetar outras propriedades tais como viscosidade do fundido ou diminuir o módulo de elasticidade do material polimérico [43];
- **Desmoldantes:** Agentes desmoldantes são utilizados para facilitar a retirada do produto injetado de dentro do molde. Fatores como o acabamento da superfície de contato do molde com a peça injetada fazem com que a peça se prenda ao molde impedindo ou dificultando sua retirada neste caso o desmoldante é indicado para facilitar a remoção da peça de dentro do molde;
- **Reticulantes:** Os reticulantes são utilizados para criar ligações intermoleculares entre as cadeias poliméricas, tanto lineares quanto ramificadas. Estas cadeias se interligam levando a materiais mais resistentes mecanicamente, porém materiais poliméricos termoplásticos se tornam termofixos com um alto grau de reticulação sendo mais difíceis de processar e impedindo que sejam reprocessados/reciclados;
- **Antiestáticos:** este aditivo tem como função impedir o acúmulo de carga estática na superfície do material polimérico reduzindo a possibilidade de descargas elétricas devido ao acúmulo de cargas. A concentração típica para o polietileno é de 0,05 % a 0,1 % em massa para o polietileno de alta densidade [43];
- **Anti-fogging:** Este aditivo procura melhorar ou proporcionar a característica de hidrofobicidade ao polímero. Quando a água entra em contato com a superfície do material polimérico, esta fica impedida de formar um filme fino sobre a superfície ao invés disto são formadas bolhas de água com alto ângulo de contato;
- **Colorantes:** Colorantes são pigmentos utilizados para modificar a cor do material polimérico, no caso específico de isoladores poliméricos o colorante mais comumente utilizado é o negro de fumo que em quantidades, usualmente, acima de 2% gera a coloração acinzentada dos isoladores, cabos e espaçadores, porém o mesmo não pode ser utilizado indiscriminadamente por apresentar característica semicondutora podendo afetar a qualidade do material isolante. Ressaltando que o

negro de fumo apresenta outras características de aditivos além da função de colorante;

- Cargas: As cargas têm como principal função a redução de custo de produção de um equipamento construído à base de material polimérico. Uma característica que pode ser alterada dependendo do tipo da carga utilizada é a rigidez mecânica. A utilização de fibras como carga, por exemplo, pode levar a um aumento da rigidez mecânica final do produto.

Os compostos de polímeros, após o acréscimo da formulação de aditivos, são utilizados em aplicações como isolantes e dielétricos, que por serem materiais cuja carga elétrica interna não flui livremente tornam muito difícil a condução de uma corrente elétrica sob campo elétrico. Quando a limitação do isolante é atingida, em termos de solicitação elétrica, ocorre o fenômeno de ruptura devido ao valor da tensão aplicada exceder um determinado valor específico para cada material, gerando um arco elétrico que se traduz como um curto-circuito através do meio isolante entre dois pontos que deveriam estar isolados. Para isolantes com propriedade regenerativa, como exemplo, o ar ou o óleo dielétrico, ao se extinguir o arco elétrico, o isolamento é regenerado no local da ruptura e ao ser solicitado eletricamente novamente ele se comporta como se nada houvesse ocorrido. Já para materiais que não possuem esta característica a ruptura permanece após a eliminação do arco-voltaico como é o caso dos isoladores poliméricos a exemplo do polietileno de alta densidade.

O polietileno, assim como outros polímeros, é utilizado como meio isolante desde aplicações de baixa tensão até em alta-tensão e apesar do polietileno ser empregado internacionalmente desde 1955 [30-31] em componentes para redes de distribuição de energia muito ainda é pesquisado sobre o composto. A necessidade de entender os mecanismos de envelhecimento/degradação durante o uso dos isoladores e de se desenvolver isoladores com altas propriedades de isolamento elétrico são campos atuais de pesquisa. Algumas indústrias nacionais não apresentam resultado satisfatório na utilização do polietileno como matéria prima para utilização em redes de distribuição [4, 10, 48-51].

2.3 – Envelhecimento do Polietileno de Alta Densidade

Os processos de envelhecimento ou degradação são divididos naqueles que representam os limites intrínsecos dos materiais, como a quebra de curto prazo, que normalmente não deve ocorrer em condições de serviço, e aqueles resultantes da evolução

lenta do material, denominado envelhecimento, que são mais lentos e difíceis de analisar ou antecipar: o envelhecimento pode ser considerado aceitável se não levar à falha do isolamento dentro da vida esperada do sistema. Existe uma demanda para a compreensão do envelhecimento elétrico dos isolamentos utilizados em aplicações elétricas, com a expansão dos sistemas de energia, principalmente de transmissão a longas distâncias com tensões cada vez mais altas que utilizarão cada vez mais materiais poliméricos como meio isolante.

Qualquer que seja a forma de degradação ou o tipo de classificação, a primeira etapa da degradação, ou seja, a iniciação, sempre está relacionada ao rompimento de uma ligação química, seja ela na cadeia principal ou em uma cadeia de alguma ramificação. Esse rompimento vai gerar espécies reativas que são responsáveis pela propagação do processo. Essas espécies reativas são, na maioria dos casos, radicais livres. A geração dessas espécies pode ser causada por calor, luz, radiação de alta energia, tensão mecânica, ataque químico ou biológico, etc. Todas essas formas de iniciação implicam em fornecer energia para o rompimento de uma ou mais ligações químicas.

A presença de "ligações fracas" (energia de ligação mais baixa) que se quebram com maior probabilidade que as "fortes" (energia de ligação mais alta) ao longo da cadeia ou em substituintes irá claramente acelerar o processo de degradação térmica por este mecanismo. É o caso, por exemplo, das ligações C-H em átomos de carbono terciário ou ligações fracas originadas de defeitos na cadeia polimérica.

Além disso, é importante lembrar que em todo o polímero sintético ocorrem defeitos, ou seja, a composição dos polímeros sintéticos não corresponde 100% à sua fórmula molecular. Por exemplo, o polietileno pode ter os tipos de defeitos mostrados na Figura 7, que provocarão o aparecimento das ligações fracas marcadas com uma seta. Esses defeitos serão produzidos em maior ou menor escala pelos diferentes métodos industriais de obtenção de polietileno [43].

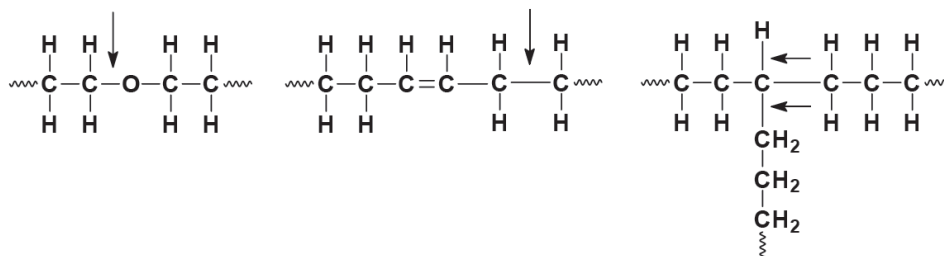


Figura 7 – Tipos de defeitos do polietileno, indicados pelas setas, originando ligações fracas, adaptada [43].

2.3.2 – Classificação de Envelhecimento

Todo polímero está sujeito ao envelhecimento natural e este começará a ocorrer logo após sua fabricação devido aos defeitos existentes na cadeia dos polímeros e possíveis contaminantes. Já a degradação do material é tida como um processo de envelhecimento com velocidade superior à desejada ou projetada, que acabará reduzindo drasticamente a vida útil projetada do isolador. A degradação pode ocorrer até mesmo durante o processamento do material polimérico quando são desrespeitados determinados parâmetros de fabricação.

Quando uma falha no material polimérico isolante ocorre de maneira instantânea é dito que o material polimérico sofreu ruptura, ou seja, a quebra súbita e catastrófica da isolamento fazendo com que o isolante não possa mais suportar a tensão de operação. Já a degradação é um processo que ocorre durante um período mais prolongado que a ruptura, Figura 8 [52]. Todos estes processos, envelhecimento, degradação e ruptura elétrica, acabaram em falha elétrica sendo a distinção entre eles dada de acordo com o tempo decorrido para a falha.

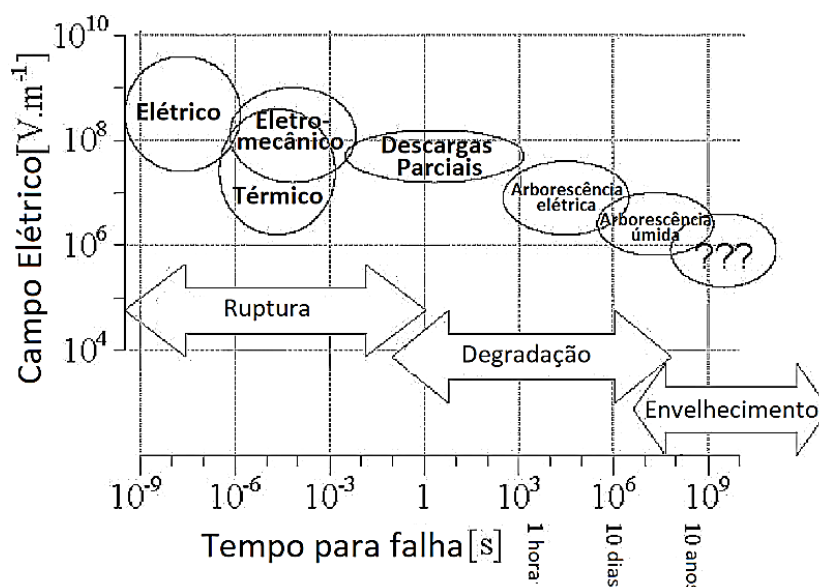


Figura 8 – Tempos indicativos e campos elétricos sobre os quais se estabelecem os vários mecanismos, adaptada de [52].

Os processos de degradação e ruptura podem ter início logo após se submeter o material polimérico a solicitações elétricas, térmicas, químicas, etc., mas também podem se iniciar após um período como decorrência do envelhecimento natural. Como exemplo, um isolador cujo projeto e fabricação não possui concentração suficiente de um determinado aditivo com função protetora. Enquanto houver aditivo suficiente capaz de desempenhar sua

função de proteção o isolador sofrerá envelhecimento, ao ter seu aditivo totalmente consumido o isolador passará para o processo de degradação. Por fim os efeitos do processo de degradação podem levar o material polimérico do isolador a entrar em um processo de ruptura. Todos os processos são distinguidos devido ao seu efeito, velocidade, evidência, local e tamanho conforme mostrado na Tabela 1 [52].

Tabela 1 - Características dos processos de ruptura, degradação e envelhecimento, adaptada de [52].

	Envelhecimento	Degradação	Ruptura
Efeito	Pode levar à degradação.	Leva à ruptura.	Catastrófico, o isolamento não pode ser usado depois.
Velocidade	Processo contínuo: toda a vida de serviço.	Menos do que o tempo de vida: horas – anos.	Rápido: ocorre em $\ll 1s$.
Evidência	Difícil de observar: pode até ser difícil provar a existência.	Observável diretamente: pode requer técnicas de microscopia ou físico-química.	Observação direta: normalmente por perfuração através do isolamento.
Localização	Assume-se ocorrer por todo o isolamento.	Ocorre em partes fracas: pode formar estruturas fragmentadas.	Trilha contínua.
Tamanho	$> nm$, escala molecular.	$> \mu m$: pode formar estruturas maiores.	$> mm$: dependente da energia do evento.
Exemplos	Cisão de ligações e formação de nano-vazios sem mudanças elétricas (oxidação).	Arborescência elétrica, arborescência úmida, descargas parciais.	Térmica, eletromecânica, avalanche elétrica de modo misto e intrínseco.

O envelhecimento abrange uma família de processos hipotéticos susceptíveis de produzir um enfraquecimento do material. Ao mesmo tempo, os processos não são tão bem identificados como a ruptura ou degradação, sendo difícil diagnosticar. Seus efeitos podem ter escala nano ou molecular com muitos fatores potencialmente capazes de influir em sua dinâmica, aumentando a incerteza de sua determinação. Sua identificação, comportamento e influência no desempenho do isolamento precisam ser conhecidos, pois rege a maior parte da vida útil dos isoladores.

Os polímeros sofrem envelhecimento durante sua utilização devido a solicitações às quais são expostos. Quando estas solicitações são superiores à suportabilidade do material, eles podem iniciar um processo de degradação. O processo de degradação devido às solicitações às quais os isoladores são submetidos pode afetar as propriedades físicas, químicas, reológicas, mecânicas e térmicas do material bem como sua aparência exterior [53].

2.3.3 – Degradação Polimérica

A degradação polimérica se dá através de reações químicas iniciadas através de energia externa ao composto ou através de compostos químicos capazes de iniciar o processo de degradação. A degradação pode se iniciar após o material polimérico estar sobre determinada solicitação, em contato com substâncias catalíticas capazes de iniciar o processo de degradação ou até mesmo a partir de defeitos e ou contaminantes existentes no produto devido ao próprio processamento do polímero junto de seus aditivos.

O processo de degradação afeta não somente a composição química do polímero. Este processo também é capaz de alterar as características físicas do material como a cor do polímero, o formato da cadeia molecular, o peso molecular, a distribuição do peso molecular, a cristalinidade, a flexibilidade da cadeia molecular, a reticulação e a ramificação do polímero [53-54]. Tais alterações podem acarretar mudanças mecânicas e elétricas indesejáveis para o polímero.

A degradação pode se iniciar e cessar logo em seguida devido à recombinação dos compostos do polímero de modo estável ou ser autocatalítica devido à presença de radicais livres gerados pelos agentes externos ou energia. A degradação na presença de radicais livres tende a se manter em um ciclo de retroalimentação por um longo período até que os radicais sejam estabilizados pelo meio, seja por estabilizantes propositalmente adicionados ao composto ou até mesmo pelo próprio meio exterior.

2.3.3.1 – Radical Livre

O radical livre é o produto de uma quebra homolítica da cadeia polimérica que apresenta uma valência livre. Para que ocorra a quebra da cadeia polimérica com a criação de radicais livres é necessário que haja energia disponível para o início do processo.

Com o surgimento dos radicais livres o processo de degradação pode continuar através da combinação deste radical livre com a própria cadeia polimérica em busca de sua estabilização. Os radicais livres podem não somente reagir com o próprio polímero, mas também com o meio no qual o polímero se situa e dar continuidade a criação de novos radicais e a propagação da degradação.

2.3.3.2 – Auto-oxidação

A auto-oxidação ocorre através de radicais livres que sempre na presença de oxigênio iniciam a quebra da cadeia polimérica. A combinação do radical livre com o oxigênio leva a quebra de outra cadeia do composto que libera outro radical livre para dar continuidade ao ciclo auto-oxidativo. O ciclo completo pode ser visto na Figura 9.

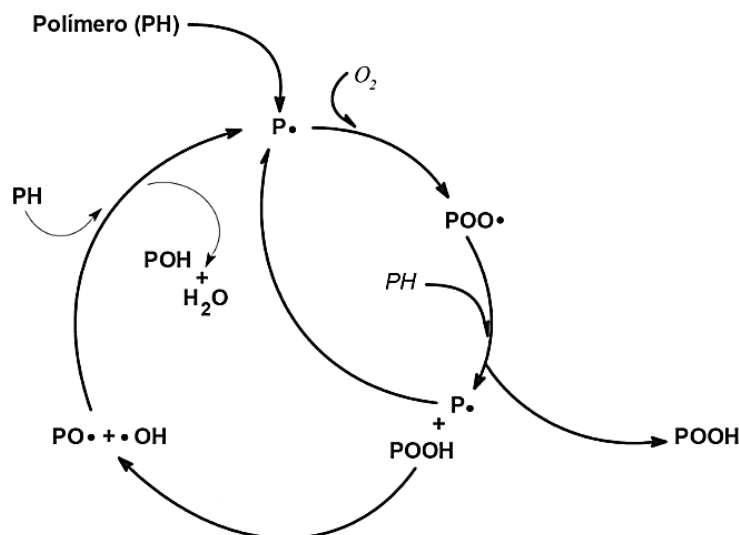


Figura 9 – Ciclo autocatalítico representando o processo de auto-oxidação de poliolefinas, onde PH representa uma poliolefina e P* um macrorradical alquila [43].

2.3.3.3 – Quebra da Cadeia Polimérica

A quebra da cadeia polimérica ocorre através de radicais livres ou a absorção de energia superior à energia de ligação covalente dos átomos de carbono pertencentes à cadeia polimérica do polietileno. Esta quebra pode ocorrer em diversos pontos da cadeia separando-a em partes, liberando átomos de hidrogênio antes ligados a átomos de carbonos da cadeia podendo ocorrer em trechos intermediários da cadeia principal ou em uma cadeia lateral ou ramificação. A formação dos radicais pode levar a um radical de baixa massa molar que acabará difundido na massa polimérica, o que fará com que a recombinação de radicais seja pouco provável, favorecendo a propagação da reação [43].

A quebra da cadeia polimérica ocorre pela absorção de energia e se propaga principalmente na presença de radicais livres que levam à ruptura da cadeia polimérica em duas partes. As partes que resultam da quebra, homolítica (onde cada átomo retém um elétron do par compartilhado), da cadeia do polímero são radicais livres alquilas, desta forma um

novo processo de quebra pode ser iniciado na presença de oxigênio levando à oxidação do polímero, por exemplo. Além da oxidação, este radical livre pode se combinar com outro radical livre extinguindo o processo.

Com a degradação do polímero pela quebra de suas cadeias haverá uma redução drástica da massa molecular devido à redução no tamanho das cadeias poliméricas. A redução da massa molecular do polímero afetará sua tensão superficial que está diretamente correlacionada a conceitos de molhabilidade e adesão [55-59].

Durante o processo de quebra, quando existem dois ou mais radicais livres, pode ocorrer a combinação entre estes radicais. Neste processo de ligações químicas entre radicais é possível que surja a modificação/degradação estrutural do polímero. O polietileno durante a degradação por cisão pode passar por um processo de reticulação. As cadeias lineares de polietileno podem se combinar após a cisão formando cadeias reticuladas ou ramificadas de polietileno resultando em alterações em suas características mecânicas dos componentes fabricados com material polimérico, Figura 10.

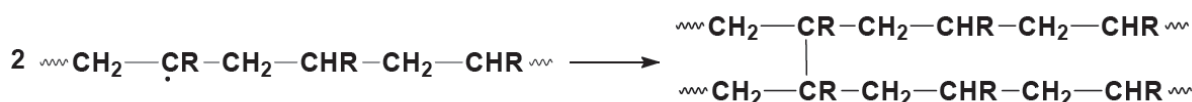


Figura 10 – Mecanismo de reticulação em cadeias poliméricas substituídas (carbono secundário R=H e carbono terciário R = CH₃, C₆H₅ ou cadeia alquílica), adaptada [43].

A cisão da cadeia sem a ocorrência de reticulação ocorre devido à recombinação de dois radicais livres com a formação de uma cadeia linear menor, ramificada ou cíclica reduzindo desta forma a cristalinidade do polietileno e da mesma forma a redução da densidade do polietileno. Esta redução implica em diminuição da rigidez mecânica, aumento do alongamento à ruptura e menor dureza. Outra modificação é a redução do ponto de fusão do polietileno que também depende do grau de cristalinidade do mesmo [60].

A degradação de cadeias poliméricas também pode ser obtida sem a quebra da cadeia polimérica que ocorre quando uma cadeia lateral ou ramificação, por exemplo, se desprende da cadeia principal e se combina com um hidrogênio do carbono adjacente se tornando estável e a ligação (C–C) dos carbonos da cadeia principal é mantida. Neste processo leva a formação de ligações cruzadas (C=C) entres os carbonos da cadeia principal. O mesmo processo de degradação, quando o hidrogênio obtido pela cadeia lateral não se encontra adjacente a sua posição inicial, pode levar ao processo de ciclização quando os átomos resultantes de carbono secundário da cadeia principal se combinam novamente em carbonos terciários criando um ciclo na cadeia polimérica, Figura 11 [43].

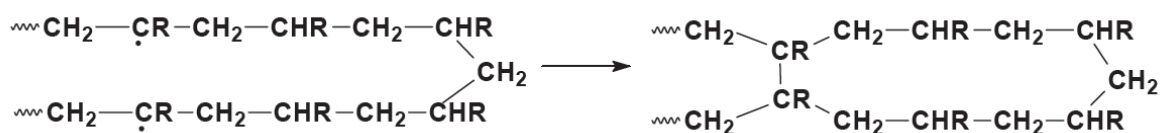


Figura 11 – Mecanismo de ciclização em cadeias poliméricas, adaptada [43].

2.3.3.4 – Despolimerização

O processo de despolimerização é a degradação ou quebra da cadeia polimérica que resulta no monômero original da cadeia polimérica mais radical livre. Do mesmo modo que auto-oxidação este é um processo autocatalítico. A cadeia do radical livre passará a se romper em um processo contínuo liberando monômeros enquanto diminui de tamanho. A despolimerização tem início a partir de ligações C-C em posição β com relação à ligação C=C da extremidade da cadeia [61].

2.3.4 – Tipificação da Degradação

Para dar início ao processo de degradação ou oxidação, como apresentado na Figura 9, é necessária a presença de um agente externo capaz de fornecer a energia para a ruptura inicial da cadeia polimérica. Assim é possível tipificar os modos de degradação dos polímeros de acordo com o agente externo inicializador do ciclo de degradação.

2.3.4.1 – Termodegradação

Quando o agente externo é de origem térmica surge a degradação térmica. A degradação térmica do polietileno em atmosfera inerte, ou seja, sem a presença de oxigênio inicia-se com a quebra da cadeia polimérica em um ponto qualquer devido à energia térmica obtida do meio. A próxima etapa do processo de degradação térmica é a transferência intermolecular ou intramolecular do hidrogênio. Outra etapa da reação de degradação térmica é a cisão- β (quebra da cadeia dos radicais na posição β , ou seja, após uma ligação C-C do ponto onde se encontra o elétron do radical) [43].

A degradação térmica de um polímero é provocada por uma temperatura T excessiva. De fato, todas as ligações químicas constitutivas de um polímero, apresentam uma dada

energia. Se a energia térmica (relacionada à temperatura pela 1ª lei de Boltzmann) é maior que a energia de uma ligação, esta última se quebrará. Pouco a pouco o peso molecular diminui realizando um fenômeno semelhante a uma despolimerização. As ligações mais fracas são as ligações C-H ($E \approx 390$ kJ/mol) enquanto as mais resistentes são as ligações C=C dos grupos aromáticos ($E \approx 650$ kJ/mol) [60].

Os radicais primários da termodegradação formados na reação de iniciação continuarão o processo de degradação na fase propagação através da despolimerização pela cisão- β , transferência de hidrogênio intramolecular e transferência de hidrogênio intermolecular. A degradação térmica entra no processo de terminação quando os radicais primários se transformam em radicais secundários mais estáveis pela transferência de hidrogênio para fim da cadeia. A recombinação, Figura 12 (a), e a desproporção, Figura 12 (b), são as reações de terminação mais importantes da degradação térmica [39].

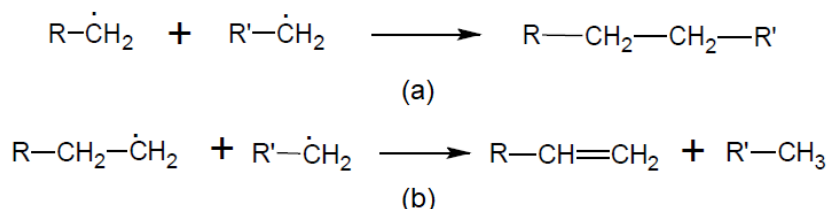


Figura 12 – Recombinação (a) e desproporção (b) [39]

A degradação térmica também pode ocorrer em ambiente com a presença de oxigênio. Neste caso, a degradação térmica recebe a denominação de termo-oxidação. A termo-oxidação é um processo de reação autocatalítica baseada na reação de radicais livres com a cadeia polimérica que reagem com o oxigênio de forma cíclica. O princípio da termo-oxidação é similar ao processo apresentado para auto-oxidação.

A reação de termo-oxidação se inicia após a retirada de um átomo de hidrogênio da cadeia polimérica. A cadeia resultante se torna um radical livre pela existência de um elétron livre na camada de valência, desta forma o radical inicia o processo de propagação da degradação quando na presença de oxigênio seguindo o esquema apresentado na Figura 9. Ao combinar com o oxigênio o radical se transforma em um radical peróxi. O radical peróxi resultante possui, da mesma forma que o radical original, um elétron livre. Esta característica faz com ele procure um átomo de hidrogênio para combinar-se. Este hidrogênio pode ser retirado de outras cadeias poliméricas adjacentes, reação intermolecular, ou da própria cadeia, reação intramolecular. Este sequestro de hidrogênio ocorre com a quebra de uma ligação C-H para a ligação com um átomo de oxigênio do peróxido, R-O-O-H, formando um

hidroperóxido. Assim, o ciclo se reinicia com um novo carbono com um elétron livre na camada de valência.

A ligação O-O do peróxido é fraca e acaba por se desfazer facilmente com pouca energia, formando assim, um radical alcóxila ($R-O^*$) e um radical hidroxila ($^*O-H$). Ambos radicais livres podem facilmente realizar o sequestro de hidrogênio de novas cadeias poliméricas propagando o processo.

A terminação do processo de oxidação se dá com a recombinação de dois radicais livres entre si, seja na valência do carbono, seja pela valência dos átomos de oxigênio. Quanto maior a temperatura do composto mais difícil é a recombinação de radicais entre si prolongando o processo de termo-oxidação.

Como a termo-oxidação é um processo dependente do oxigênio para sua propagação, a degradação causada por este processo é muito maior na superfície do material polimérico devido à baixa concentração de oxigênio difundido no material polimérico. Já o processo de termodegradação ocorre de forma difusa por todo o material polimérico.

2.3.4.2 – Fotodegradação

A fotodegradação é um processo de degradação no qual o agente iniciador do processo de degradação é energia transferida à molécula polimérica através, principalmente da luz, ou de seus fótons. Da mesma forma que a degradação térmica a fotodegradação pode ocorrer ou não na presença de oxigênio. A fotodegradação, por ter como agente a luz, tende a seguir o processo de foto-oxidação e afetar a superfície do polímero que está em contato com o ar atmosférico/oxigênio. A Tabela 2 apresenta a energia para cada comprimento de onda da luz de 200 nm a 700 nm (UV ao visível).

A radiação solar é caracterizada por comprimentos de onda de aproximadamente 295 a 2500 nm [62]. A radiação ultravioleta (UV), oriunda do sol, chega à superfície da terra com comprimentos de onda de 100 nm a 400 nm. Destes comprimentos de onda a chamada radiação UV-C, cujo comprimento de onda vai até 280 nm, é absorvida pela camada de ozônio da atmosfera. Considerando que são necessários aproximadamente 390 kJ/mol para romper uma ligação C-H, a luz entre os comprimentos de onda 280 nm e 310 nm é capaz de romper a ligação C-H com a energia de um fóton [60].

Tabela 2 – Relação entre o comprimento de onda e a energia do fóton recalculada em kJ.mol^{-1}

Faixa do espectro eletromagnético	Comprimento de onda (nm)	Energia de fóton (kJ.mol^{-1})
UV	200	598
	250	478
	300	399
	350	342
	400	299
Visível	400	299
	450	266
	500	239
	550	217
	600	199
	650	184
	700	171

A radiação solar classificada como UV-B (280 - 315 nm) tem uma energia de 426 - 380 kJ.mol^{-1} . Felizmente, a maior parte energética do UV-B; 280 - 295 nm, é filtrada pela estratosfera e não atinge a superfície da Terra, UV-A (315-400 nm), tem energia entre 389 e 300 kJ.mol^{-1} e é menos prejudicial para materiais orgânicos do que UV-B, visível (400 - 760 nm) e infravermelho (760 - 2500nm) [62].

No entanto, outras formas de radiação eletromagnética podem causar fotodegradação. A fotodegradação inclui fotodissociação, a quebra de moléculas em pedaços menores por fótons. Também inclui a mudança da forma de uma molécula para torná-la irreversivelmente alterada, como a desnaturação de proteínas e a adição de outros átomos ou moléculas.

Uma das desvantagens do uso de polímeros é que eles se degradam quando são usados em condições de alta temperatura ou em aplicações externas. Quando polímeros são usados em aplicações externas, o ambiente influencia negativamente a vida útil. Esse processo é chamado de intemperismo [63-64].

Os processos químicos relacionados à degradação podem levar a uma redução da massa molar média devido à cisão macromolecular da ligação em cadeia ou a um aumento da massa molar devido à reticulação tornando o polímero insolúvel.

Seguindo rotas diferentes, a radiação UV causa uma degradação foto-oxidativa que resulta na quebra das cadeias poliméricas, produz radical e reduz o peso molecular, causando deterioração das propriedades mecânicas e levando a materiais inúteis, após um tempo imprevisível [65-66].

A exposição à radiação ultravioleta, UV, pode causar a degradação significativa de muitos materiais. Danos por radiação UV são comumente a principal razão para as mudanças de cor da superfície, geralmente descoloração de corantes e pigmentos, intemperismo, amarelamento de plásticos, redução da hidrofobicidade, perda de brilho e propriedades mecânicas (rachaduras ou fissuras da superfície) [53, 67-69].

A fotodegradação pode ocorrer na ausência de oxigênio (quebra de cadeia ou reticulação) e na presença de oxigênio (foto-oxidativa). O processo de degradação foto-oxidativa é induzido por radiação UV e outros catalisadores (ou ambos) e pode ser acelerado a temperaturas elevadas. Geralmente, muitos fatores são responsáveis por causar fotodegradação de materiais poliméricos. Eles podem ser divididos em duas categorias [68]:

- I) Impurezas internas, que podem conter grupos cromóforos (grupos químicos responsáveis pela absorção de luz) que são introduzidos em macromoléculas durante o processamento e armazenamento da polimerização; eles incluem:
 - a) Hidroperóxido;
 - b) Carbonila;
 - c) Ligações insaturadas ($C = C$);
 - d) Resíduo de catalisador;
 - e) Complexos de transferência de carga (CT) com oxigênio.
- II) As impurezas externas, que podem conter grupos cromóforos, são:
 - a) Traços de solventes, catalisador;
 - b) Compostos de uma atmosfera urbana poluída e nevoeiro;
 - c) Aditivos (pigmentos, corantes, estabilizadores térmicos, fotoestabilizadores, etc.).
 - d) Vestígios de metais e óxidos metálicos de equipamentos de processamento e recipientes, como Fe, Ni ou Cr.

As diferenças entre os processos foto-oxidativo e termo-oxidativo estão no maior caráter autoacelerativo da foto-oxidação e no menor número de ciclos dos radicais formados até a terminação, visto que, no estado sólido a mobilidade destes radicais é muito menor e, portanto, a probabilidade de se recombinarem é maior [11].

2.3.4.3 – Degradação Biológica

A biodegradação de um determinado material ocorre quando um determinado conjunto de microrganismos (bactérias, fungos ou algas) que existe no meio ambiente onde o material se encontra utiliza o material como fonte de nutriente para seu desenvolvimento através da decomposição do composto [70]. Para que essa colônia de microrganismos cresça usando o material como nutriente é necessário que eles produzam as enzimas adequadas para quebrar alguma das ligações químicas da cadeia principal do polímero [43].

O mecanismo de biodegradação de polímeros envolve os seguintes passos [71]:

- Fixação de microrganismos na superfície do polímero;
- Crescimento de microrganismos utilizando o polímero como fonte de carbono;
- Degradação primária do polímero e
- Degradação final

A hidrofobicidade dos polímeros, como o polietileno, impede a formação de biofilme pelo microrganismo que, por sua vez, impede a adesão e a colonização do polietileno [72]. Assim, para o início da biodegradação em polímeros como o polietileno de alta densidade é necessário que antes haja um processo de degradação inicial para que a hidrofobicidade superficial do polímero seja reduzida ao ponto que colônias de bactérias e fungos possam se fixar na superfície do material polimérico e passem a se desenvolver e crescer conforme degradam a superfície do mesmo utilizando-a como fonte de carbono.

Nesse processo de biodegradação, o plástico reage com o oxigênio do ar e os microrganismos facilitam esse processo de degradação, secretando enzimas que degradam o polietileno oxidando ou decompondo os produtos em subprodutos de menor energia, como dióxido de carbono e água [72].

A degradação é devida às enzimas extracelulares secretadas pelo organismo. Estes compostos de baixo peso molecular são ainda utilizados pelos micróbios como fontes de carbono e energia. Pequenos oligômeros também podem se difundir no organismo sendo assimilados. Os produtos da degradação são CO₂, H₂O e biomassa em condições aeróbicas. Os aditivos são mais afetados pela degradação do que a matriz polimérica. na morfologia cristalina e nas energias de ativação dos processos de relaxamento acontecem em momentos diferentes e dependem dos aditivos usados [71]. Uma das características muito utilizada na área elétrica, que é a reticulação de polímeros, faz com que os mesmos, por serem menos

cristalinos, degradem mais rapidamente devido a agentes biológicos que polímeros com cadeias lineares [73].

Na utilização de materiais poliméricos para o setor elétrico, os mesmos são comumente utilizados sobre a presença de corona. A ocorrência de corona na superfície do polietileno cria condições propícias para a fixação e o desenvolvimento de micro-organismos capazes de se alimentar do polietileno devido à oxidação da superfície que fornece a fonte de alimento para a colônia e a redução da hidrofobicidade devido à redução da energia superficial do material, possibilitando a fixação da colônia no polímero. A exposição ao corona resulta em um aumento na energia superficial pela introdução de grupos polares na superfície, melhorando assim suas propriedades de adesão e umidade [74-78]. Os efeitos desta exposição são mais significativos e rápidos para a biodegradação que a exposição ao UV, apesar de seus efeitos serem mais superficiais ao contrário do UV. O corona é capaz de levar a uma maior colonização do polietileno por fungos com uma maior cobertura e mais espessas para a maioria dos tipos de fungos [74].

Os polímeros podem ser classificados de acordo com seu grau de biodegradação a partir de ensaios de acordo com a Norma ASTM 6400-04 [70]. O ensaio é realizado pela inserção do material em meio propício para o desenvolvimento da colônia exceto pela ausência de uma fonte de carbono. Para o desenvolvimento da colônia a fonte carbono somente poderá ser obtida através da degradação do polímero. Após o fim do período de ensaio, o material é classificado da seguinte forma [43, 70]:

- grau 0 - 0 % coberto;
- grau 1 - 10 % coberto;
- grau 2 - 10 a 30 % coberto;
- grau 3 - 30 a 60 % coberto e
- grau 4 - 60 a 100 % coberto

Através destes testes observa-se, por exemplo, que: ABS é grau 0, PVAL grau 1, polietileno grau 2, PVC plastificado grau 3 e poliuretanas grau 4 [79].

2.4 – Falhas dos Isoladores Poliméricos

Apesar das vantagens do uso da rede protegida, alguns problemas foram observados ao longo dos anos com a sua utilização no Brasil. O mais grave, além da perfuração dos cabos, é a grande incidência de quebra dos espaçadores, laços de amarração e isoladores como

foi anteriormente mostrado pela Figura 2. Estas quebras devem-se principalmente ao estressamento múltiplo imposto a estes equipamentos, como solicitações mecânicas, estática e cíclica, tensões mecânicas residuais de processamento e ambientais [11].

As propriedades de isolamento elétrico dos isoladores poliméricos de PEAD para média tensão são afetadas por diferentes efeitos ambientais, como poluição, alta temperatura, umidade, biocontaminação no ar e tensão elétrica com consequente redução de suas propriedades de isolamento elétrico [80-81]. A Figura 13 resume as solicitações mais relevantes a que o isolador de PEAD está sujeito. Normalmente, algumas das solicitações mencionadas ocorrem ao mesmo tempo e, devido à suas características, a definição exata da solicitação causada sobre o material é dificultada, bem como o momento exato que estas solicitações agem sobre o material.

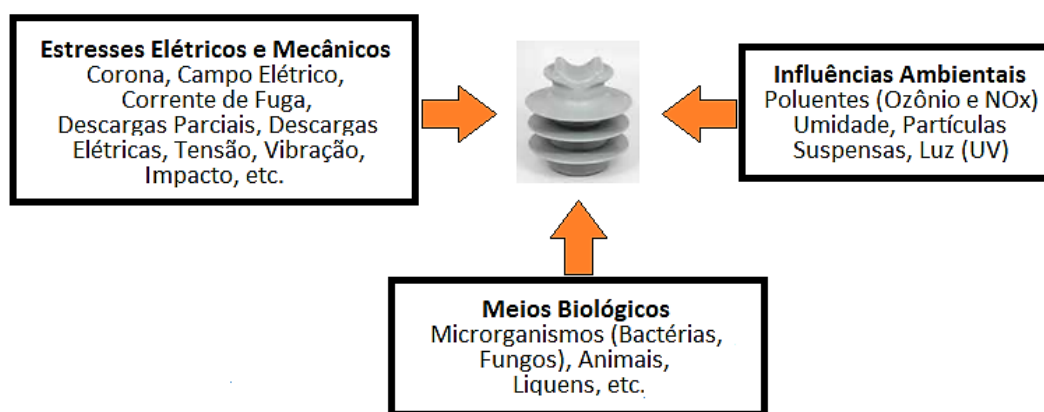


Figura 13 – Ilustração das solicitações as quais o PEAD pode ser submetido, adaptado de [50].

A estrutura química e composição do isolador de PEAD podem ser alteradas por meio da degradação devido a processos oxidativos sob a influência de tensões elétricas do sistema de distribuição durante o serviço [82-85]. No entanto é possível ajustar os requisitos específicos em relação à expectativa de vida pela incorporação de estabilizantes ou aditivos em concentração ótima para manter as propriedades elétricas e mecânicas originais durante a vida útil do isolador de PEAD, conforme estes estão expostos ao ambiente e à solicitação elétrica [86-89].

2.4.1 – Envelhecimento Elétrico de Isoladores Poliméricos

Os vários fatores de degradação dos isoladores poliméricos são amplamente estudados. Porém, devido à complexidade desses mecanismos e mudanças contínuas nas condições climáticas, solicitações ambientais e poluentes nas mais diversas áreas onde os

isoladores são aplicados fazem com que a degradação dos isoladores poliméricos e suas falhas devido à ruptura da isolação ocorram ainda com frequência [90-91].

Atualmente, os materiais poliméricos foram e continuam sendo desenvolvidos e cada vez mais estes passam a ser utilizados como isolantes no setor elétrico, por apresentarem vantagens em comparação à porcelana e ao vidro [92-93]. Alguns equipamentos elétricos e acessórios usados na rede compacta são cabos de polietileno reticulado (XLPE) ou de polietileno de alta densidade (PEAD), espaçadores poliméricos (PEAD), isoladores de pino polimérico (PEAD) e isoladores de ancoragem (silicone) [94]. Todo material isolante sofre degradação com o tempo, mesmo se estiver sujeito apenas à solicitação operacional para o qual foi projetado [95-96]. Entretanto o ambiente operacional aos quais os isoladores poliméricos são submetidos em sua utilização proporciona um conjunto amplo de solicitações degradantes. Os isoladores poliméricos, sendo de natureza orgânica, sofrem degradação da superfície a partir do ambiente, bem como trilhamento, erosão, corona, formação de bandas secas, etc., devido à tensão elétrica [97].

As seguintes alterações visuais significativas na superfície dos polímeros que podem ocorrer após certo tempo de envelhecimento são principalmente a descoloração acentuada em algumas partes e camadas brancas como fruto da erosão sofrida pelo polietileno [98-99]. O processo de ruptura do isolador devido ao envelhecimento segue as seguintes etapas: i) contaminação depositada na superfície do isolador; ii) formação de molhamentos e gotículas; iii) aparecimento de bandas secas; iv) descargas superficiais e v) ruptura da isolação ou *flashover* [100].

Outro fator preocupante na utilização dos isoladores poliméricos é o comportamento do equipamento em ambientes agressivos, com elevada contaminação por poluição seja ela qual for. A contaminação na superfície do isolador torna-se um problema sério, especialmente para regiões tropicais, a condensação da umidade do ar e a chuva exercem um papel importante na presença de umidade na superfície do isolador, o que resulta, principalmente com a presença de contaminantes, em correntes de fuga fluindo na superfície. Depósitos de poluição sobre o material polimérico por si só não afetam, de maneira geral, de forma grave o seu desempenho. O que os tornam prejudiciais é a presença da água, seja ela proveniente da chuva, névoa ou neblina, condensação e até mesmo da umidade do ar. Com o acúmulo de contaminantes na presença de água sobre o isolador, os processos de degradação são iniciados levando à ruptura da isolação com o passar do tempo [93]. O CIGRÉ [101] identificou a resistência ao trilhamento elétrico e à erosão como parâmetro importante para se avaliar os materiais empregados na construção dos isoladores poliméricos [97].

2.4.2 – Trilhamento Elétrico

Quando isoladores poliméricos são expostos à umidade em longo prazo, a absorção e condensação da umidade do ar na superfície do isolador irá causar a formação de gotículas de água discretas. Isso pode acelerar a distorção do campo elétrico ao longo da superfície do isolador propiciando a ocorrência de correntes de fuga e descargas [102-105]. Desta forma, com a presença de umidade e contaminação no ambiente de operação, pode ocorrer o trilhamento da superfície em isolantes poliméricos, o que influencia a confiabilidade em longo prazo da isolação e pode até levar a um risco de incêndio. Portanto, a resistência de trilhamento e erosão de materiais isolantes poliméricos é uma propriedade crítica [106]. Assim sendo, descargas superficiais induzidas por gotículas discretas de água têm sido consideradas como um dos fenômenos típicos no processo de ruptura do isolante polimérico [102, 107-111].

Os principais processos de degradação nos sistemas cujos equipamentos utilizam como materiais isolantes os polímeros são o trilhamento, a erosão e a fotodegradação de materiais poliméricos [94]. As descargas superficiais iniciam a degradação em regiões isoladas durante 90% da vida útil do material isolante. Somente quando as regiões começam a se agrupar devido ao seu crescimento estas produzem um campo elétrico local elevado acelerando a degradação até a falha pelo surgimento de uma trilha [12, 112]. A presença de umidade pode reduzir drasticamente a resistência superficial da isolação, criando assim condições para fluir correntes entre pontos de diferentes potenciais dando início ao trilhamento [113]. A evolução do trilhamento depende da estrutura dos polímeros e deve ser evitado através da adição de cargas adequadas ao polímero que inibem a carbonização, podendo atrasar seu processo drasticamente [93].

Os danos mais graves à estrutura dos isoladores são resultado do processo de trilhamento elétrico na superfície dos isoladores. O processo de trilhamento elétrico é um fenômeno típico que ocorre na superfície do isolante sendo um mecanismo de degradação superficial que induz a formação de caminhos parcialmente condutores (trilhas) como resultado da descarga pontual devido à presença de água e ao nível de contaminação desta superfície. Este fenômeno varia com a intensidade do campo elétrico de superfície, a magnitude da corrente de fuga e as descargas. Uma vez iniciado o processo de trilhamento, as descargas aumentarão cada vez mais com o passar do tempo levando à expansão da trilha de

carbono reduzindo a capacidade de isolamento da superfície, que não pode mais ser recuperada. [93, 114-116].

Consequentemente, o trilhamento é um processo cumulativo e contínuo, e a falha de isolamento ocorre quando as trilhas carbonizadas evoluem o suficiente para que a distância entre elas não seja mais capaz de evitar uma descarga disruptiva entre suas extremidades [93], [114]. Durante o processo de trilhamento também pode haver a erosão da superfície, que é uma degradação de isolamento elétrico de modo progressivo originada da ação de descarga elétrica superficial que resulta na perda localizada e gradual de massa [113]. Ambos os fenômenos ocorrem principalmente em pontos de contato com objetos aterrados como galhos de árvores, em interfaces entre cabos e interfaces entre cabos e espaçadores [12, 94, 117-118].

2.4.3 – Erosão

Ao se utilizar isoladores poliméricos nos mais diversos ambientes possíveis a degradação da superfície do isolador poderá sofrer mais dano que o desejado, influenciando a confiabilidade em longo prazo do isolamento e do equipamento. Em áreas poluídas médias e pesadas vários contaminantes podem induzir trilhamento e erosão, como sal, poeira, umidade e agentes químicos atmosféricos, por exemplo, fertilizantes a base de NH_4Cl [117-118]. O dano mais grave usualmente causado na superfície do isolador devido a contaminantes costeiros, cuja contaminação é sempre frequentemente e acima de $1000 \mu\text{S}/\text{cm}$ [93-94]. As normas nacionais não recomendam a instalação de sistemas de cabos, espaçadores e isoladores poliméricos em áreas de poluição média e pesada, como áreas industriais (por exemplo, indústrias de cimento) e regiões costeiras, litoral, devido ao processo de envelhecimento acelerado nos equipamentos elétricos e acessórios [8-10, 94]. Com base em pesquisas do desempenho dos isoladores, já analisados por vários meios, entende-se que a falha estrutural do isolamento exterior é o resultado principalmente do trilhamento e erosão, sendo que os efeitos da erosão sobre o material da superfície são irreversíveis [114, 119-121].

A estrutura microscópica dos polímeros, mais precisamente do polietileno, sofre solicitações eletromecânicas causadas pela presença do campo elétrico. Conforme o material polimérico envelhece após um determinado período surge um fenômeno oscilatório nas microestruturas do material representadas pela evolução das variações de superfície. A superfície destas microestruturas se expande e se contrai com o passar do tempo durante o processo de envelhecimento na presença de campo elétrico. O processo de oscilação não

apresenta nenhuma frequência particular de expansão/retração, mas a amplitude da oscilação aumenta com o tempo durante o processo de envelhecimento. Este fenômeno é considerado como um processo de fadiga, diretamente dependente da frequência da tensão aplicada [96].

Nos materiais poliméricos, por exemplo, o polietileno, existe um equilíbrio cinético entre as moléculas do dielétrico e as cargas móveis, ao se submeter o material a um campo elétrico é criada a condição para que este equilíbrio se perca. Além disso, há o efeito do aquecimento devido à corrente fuga e perdas dielétricas juntamente com diferentes tensões mecânicas espalhadas pelo dielétrico e por fim descargas internas devido à falta de perfeita homogeneidade no material dielétrico. Estes três fatores estão entre as principais razões para a ruptura do polietileno gerando erosões [95, 122-123].

Já a descarga superficial é um fator devido à interação do equipamento com o meio. Nesta interação o meio ambiente afeta a superfície do isolador pelo depósito de poluentes e pela presença de umidade que leva ao aparecimento das descargas superficiais que, ao ocorrerem com determinada constância em pontos comuns, levam ao trilhamento elétrico. É bem conhecido que o trilhamento é desenvolvido a partir do surgimento de arco ou descargas devido ao surgimento de bandas secas provenientes do fluxo de corrente de fuga na superfície da amostra úmida. Uma dificuldade para diagnosticar o estado de um isolamento é devido às mudanças contínuas em sua superfície, isto é, uma descarga está se extinguindo em uma parte do material enquanto outra descarga está crescendo ou é iniciada em outro lugar [96].

A descarga ocorre entre gotículas ou regiões de onde exista um filme de água que devido à corrente de fuga gera bandas secas. O ponto de início da descarga geralmente é localizado na borda das gotas e ou início da região seca. Assim, as descargas nestes pontos são a principal causa de erosão que futuramente podem evoluir para trilhas de carbono [106].

2.4.4 – Perda da Hidrofobicidade

A hidrofobicidade é outra característica que pode ser medida em uma superfície isolante através do parâmetro de ângulo de contato. A hidrofobicidade em uma superfície isolante afeta o conteúdo de água na superfície do isolador, o que pode causar uma mudança na condutividade da superfície, influenciando a magnitude da corrente de fuga [124].

Estudos mostram que o aumento do campo elétrico devido à presença de gotas de água na superfície do isolador é considerável, alcançando valores que levam ao aparecimento do efeito corona. Esse fato pode conduzir à degradação do material [125].

Quimicamente, foi demonstrado que os grupos metila (CH_3) são responsáveis pelo comportamento hidrofóbico e hidrofílico dos materiais Silicone, EPDM e PEAD. Quando os números desses grupos diminuem na superfície, as características de hidrofobicidade dos materiais diminuem [91].

A absorção de água na maior parte do isolamento envolvendo o polietileno é afetada pela hidrofobicidade da superfície externa. Sob condições somente úmidas ou úmidas na presença de poluentes, ocorre uma perda gradual de hidrofobicidade, que é acelerada em altas temperaturas [114] também é influenciada pela condutividade da gotícula de água e rugosidade da superfície [126].

Quando uma camada de poluição é molhada, devido à precipitação ou condensação, as gotículas de água depositadas na superfície do isolador causam a distorção do campo elétrico [127] levando a descargas e trilhamento. Muitos pesquisadores se concentraram no comportamento dinâmico de gotículas de água e nas descargas de superfície [100, 128-129]. Descobriu-se que a aparência e a energia das descargas superficiais eram afetadas pelo tamanho, forma, espaçamento e localização das gotículas em relação ao eletrodo [100, 129], todas estas características são diretamente afetadas pela hidrofobicidade do material polimérico utilizado na construção do isolador e sua variação com o envelhecimento.

Para reduzir os acidentes elétricos causados pela degradação dos isolantes poliméricos, a avaliação da hidrofobicidade é um dos métodos para monitorar o desempenho prático dos isoladores [100, 126]. Os métodos comuns para avaliação da hidrofobicidade são: o método de ângulo de contato, o método de classificação de hidrofobicidade e o método de corrente de fuga. Apesar do método ângulo de contato poder refletir com precisão os estados estáticos de gotículas de água na superfície do isolador, ele requer uma condição de medição crítica que restringe a maioria das aplicações deste método ao laboratório além de não avaliar se a geometria do equipamento favorece o escoamento da água. O método de classificação de hidrofobicidade tem sido aplicado a medições de laboratório e de campo, mas os resultados obtidos podem ter dispersão devido à principal estimativa de reconhecimento do grau de hidrofobicidade através do olhar do avaliador. O método da corrente de fuga tem sido proposto para avaliar o desempenho hidrofóbico de isolantes poliméricos com base nas características de tempo e frequência. Os parâmetros característicos, como contagem de surtos, carga cumulativa, magnitudes de tempo-frequência e assim por diante, têm sido empregados para a avaliação da hidrofobicidade [126].

Com o desgaste elétrico da superfície do isolador submetido a solicitações durante sua operação ocorrem alterações na rugosidade da superfície do material polimérico. A

rugosidade modifica o comportamento da superfície na presença de umidade, ou seja, afeta sua característica hidrofóbica e consequentemente seu desempenho. Com o envelhecimento também surgem rachaduras e derretimentos significativos após um período de solicitações.

A rugosidade superficial é utilizada para analisar o estado de hidrofobicidade e o desempenho de materiais poliméricos durante o processo de degradação e envelhecimento da superfície [91, 130]. Hussain mostra que rachaduras e amassamentos significativos podem ser identificados após 150 horas de envelhecimento de todos os materiais, especialmente nas partes mais expostas, onde a corrente de descarga é maior em névoa fria ácida do que na aplicação de névoa fria limpa, Figura 14 (a) a (c) [91].

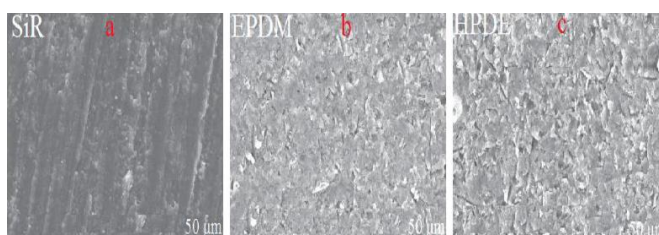


Figura 14 – Microscopia eletrônica de varredura da superfície de materiais envelhecidos em névoa fria ácida por 150 horas (a) Silicone (b) EPDM (c) PEAD [91].

A hidrofobicidade dos isoladores poliméricos dificulta a formação de filmes de água sobre a superfície do isolador. Ao invés de filmes, usualmente, surgem gotículas discretas de água espalhadas pela superfície do isolador. Esta característica dos isoladores poliméricos faz com que eles estejam expostos a descargas superficiais durante toda sua operação enquanto sua hidrofobicidade não for comprometida pelo envelhecimento ou degradação [102].

Segundo Nazemi [131] a tensão inicial das descargas tem relação com a mudança do modo de oscilação das gotas de água não sendo afetada pela condutividade da gotícula na superfície com alta hidrofobicidade. Porém, ele afirma que falta conhecimento sistemático sobre as características de descarga na superfície do isolador, especialmente sobre a influência de diferentes parâmetros de gotículas [100].

2.4.5 – Corrente de Fuga

A corrente de fuga é um parâmetro para se monitorar e comparar o desempenho de materiais isolantes quando submetidos a diferentes condições de operação. Este parâmetro pode ser usado para selecionar o melhor perfil de isolador para cada local, programar a manutenção e minimizar a redução de interrupções por descargas [94], sendo um dos principais métodos para o monitoramento, que pode efetivamente fornecer informações

valiosas para determinar o desempenho da superfície do isolador. Contagem de pulsos, registro de pico e medições de carga de corrente de fuga já foram empregados como métodos de monitoramento. Do mesmo modo, as características da corrente de fuga foram analisadas para a avaliação de isoladores contaminados usando transformada *wavelet*, série de Fourier, análise espectral, decomposição e método autorregressivo [132].

Por meio da corrente de fuga obtêm-se informações importantes acerca do estado de operação de um isolamento. Uma elevada corrente de fuga pode indicar presença de poluição, perda da capacidade isolante, carbonização, etc. Um isolador em boas condições geralmente apresenta corrente de fuga da ordem de alguns microampères, quando exposto a sua tensão nominal de operação [133].

A corrente de fuga em isoladores que estejam com uma camada de poluição sobre sua superfície é maior que no isolador sem a presença desta camada, especialmente quando a superfície do isolador é molhada devido a nevoeiro, orvalho ou chuva. A penetração de água também pode afetar a resistência mecânica do isolador além de provocar o trilhamento elétrico e forte erosão que já foram comprovados como efeitos do ingresso de água na estrutura do isolador polimérico [134]. A corrente de fuga irá iniciar o processo de condução de calor pela superfície do isolador causando bandas secas, evoluindo para erosão, trilhamento, descargas superficiais e descarga disruptiva [93].

Quando o isolador está úmido, flui uma corrente de fuga superficial resistiva, que geralmente é maior do que a corrente capacitiva no caso de isoladores secos. Esta corrente de fuga resulta em aquecimento não uniforme da camada de contaminação que eventualmente faz com que bandas secas sejam formadas nas seções estreitas onde a densidade da corrente de fuga superficial é maior. A distribuição de tensão ao longo da superfície de isoladores poluídos por via úmida é muito pouco uniforme quando uma banda seca é formada em série com o filme condutor. Como a resistência da banda seca é muito alta, toda a tensão aplicada através do isolador aparece através da banda seca. Como resultado, a descarga ocorre através da banda seca. Esta descarga ocorrerá no momento em que a tensão sobre a banda seca supera o valor da tensão disruptiva do ar na região da banda seca gerando pequenos arcos de tensão que curto circuitam as extremidades da banda seca [93], conforme Figura 15.

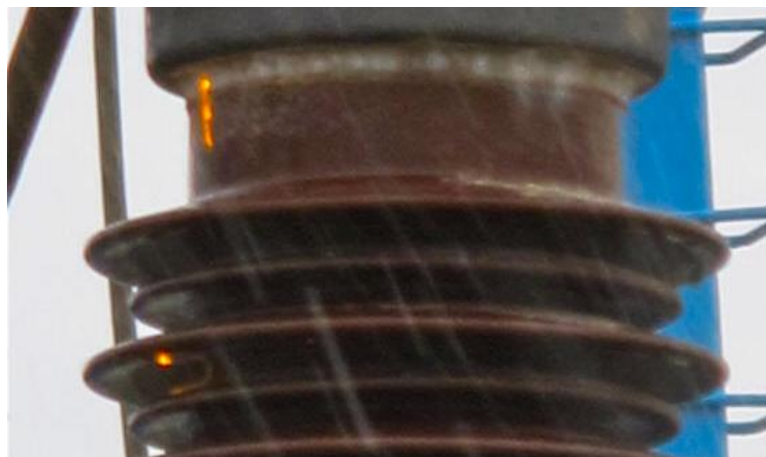


Figura 15 – Descarga por banda seca [129].

Gubanski [136] dividiu a corrente de fuga em corrente capacitiva correspondente à componente fundamental, em corrente resistiva e em corrente não linear associada à formação de banda seca com maior conteúdo de componentes dos terceiro e quinto harmônicos. Kumagai [137] separou a corrente de fuga em senoidal, arco local e seu componente de transição através da informação sobre o nível de distorção harmônica com relação ao terceiro harmônico da corrente de fuga e descobriu que os valores integrados no tempo desses componentes podem ser úteis para estimar a hidrofobicidade da superfície e nível de contaminação. Suda [138] verificou que o pico das correntes de fuga e a magnitude das componentes harmônicas de baixas frequências mostram-se como bons indicadores para serem utilizadas em sistemas de monitoramento de isoladores.

Du e Xiu [132] afirmam que o valor de pico dos componentes harmônicos de frequência intermediária (7^º ao 27^º harmônicos) não mostra nenhuma mudança significativa para variações na umidade relativa do meio; no entanto, os valores de pico dos componentes harmônicos de baixa frequência (fundamental ao 5^º harmônico) e de alta frequência (29^º ao 55^º harmônicos) apresentam tendência crescente com o aumento da umidade relativa. Tanto os componentes harmônicos de frequência baixa como de frequência intermediária aumentam com a temperatura, mas os componentes harmônicos de alta frequência são inversamente proporcionais à temperatura com valores mais altos próximos a 0 °C. Isto se deve pelo fato do grau de umidade e a formação de gotículas na superfície do isolador serem diferentes com o aumento da temperatura. Com o aumento da temperatura ambiente, a superfície do isolador será cada vez mais molhada, o que causa o aumento da corrente condutiva e reduz a probabilidade de ocorrência de descarga de banda seca [132]. Foi demonstrado que a banda de alta frequência da corrente de fuga aumenta antes do *flashover* final, quando a camada poluída está localizada no meio da superfície [139].

A magnitude da corrente de fuga apresenta um crescimento, principalmente, quando a camada de poluição sobre a superfície se encontra próximo do potencial ou do terra. Para os casos em que a camada de poluição se encontra na região central da superfície do isolador a magnitude da corrente cresce de maneira menos acentuada com o aumento da tensão de ensaio ou operação [140].

Quando a alta-tensão é conectada ao eletrodo superior, a corrente de fuga começa a fluir no caminho condutor formado pelo contaminante e causa evaporação parcial do contaminante, causando a formação de faixa seca no intervalo, Figura 16. A faixa seca atua como uma zona altamente resistiva neste processo fazendo com que a magnitude da corrente de fuga caia para zero como mostrado na Figura 16 (a). A descontinuidade abrupta na corrente de fuga é a indicação para a formação das bandas secas [120].

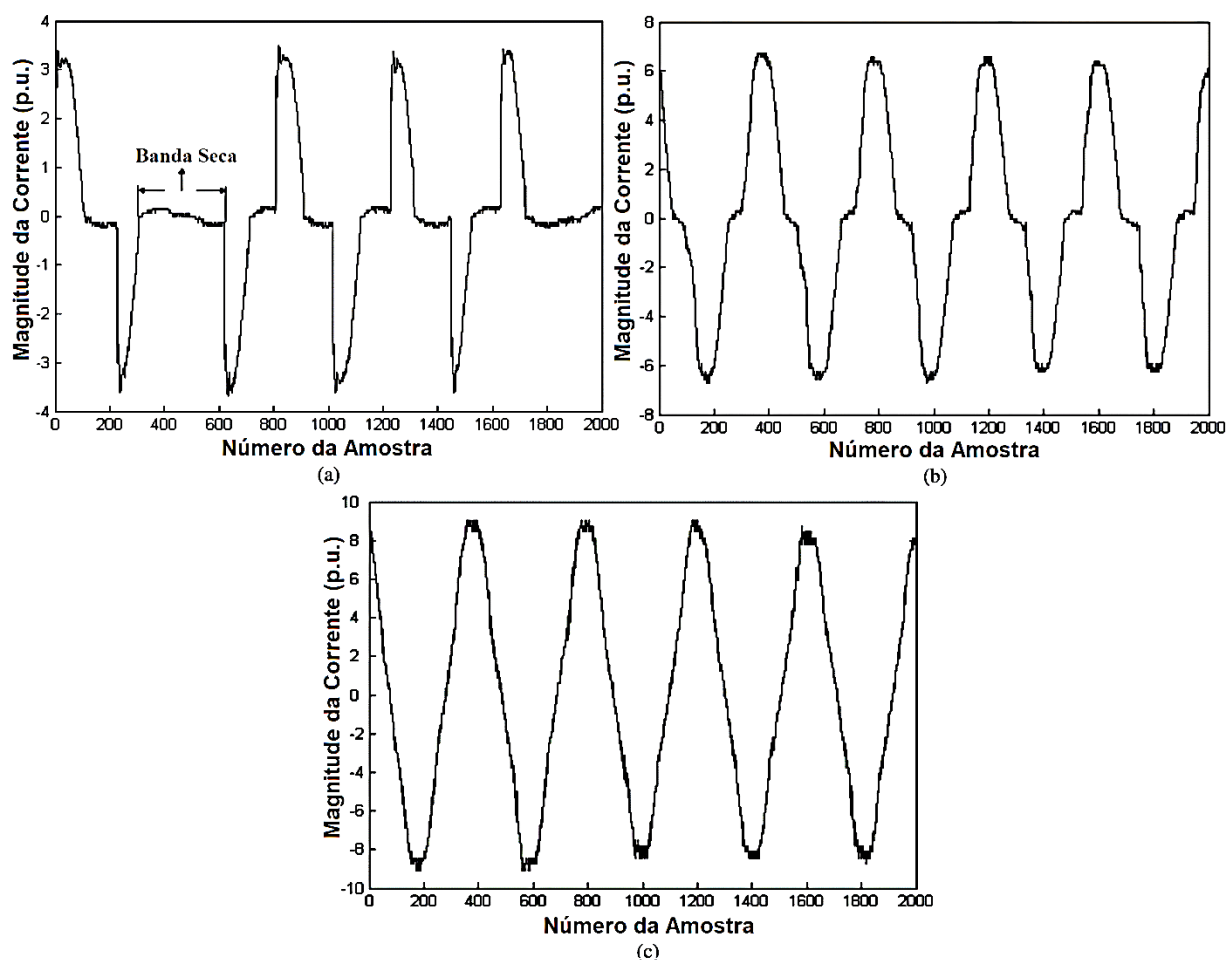


Figura 16 – Formas de onda de corrente de fuga típicas: (a) corrente com formação de banda seca, (b) corrente de descarga de superfície e (c) corrente durante o trilhamento, adaptada de [120].

Segundo Rachmawati [131], a medida da corrente de fuga em função do tempo de envelhecimento pode fornecer informações úteis na previsão de desempenho dos isoladores

poliméricos. A medida da corrente de fuga em isoladores de alta-tensão tem apresentado resultados promissores nos estudos de envelhecimento.

Segundo Rachmawati [131], existem quatro parâmetros que podem ser observados na corrente de fuga, que são magnitude da corrente de fuga, valor da taxa de distorção harmônica, harmônico dominante e a própria forma de onda da corrente de fuga. A medição da corrente de fuga de isoladores com cobertura polimérica pode apresentar reduções da magnitude do valor da corrente de fuga após determinado tempo de envelhecimento, Figura 17, porém a tendência de crescimento da corrente de fuga prevalece após determinado período.

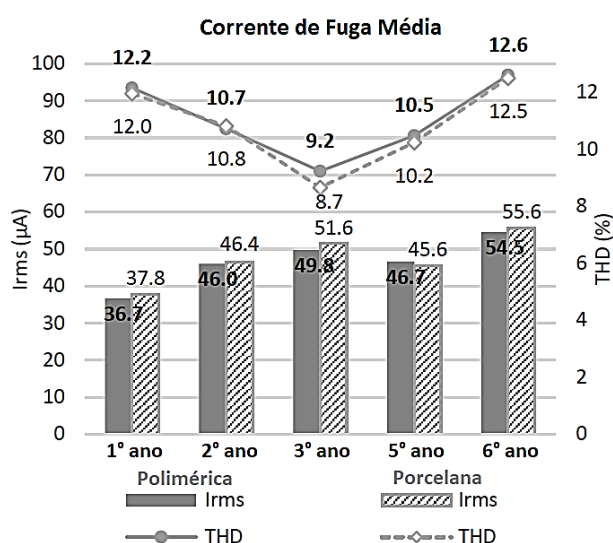


Figura 17 – Corrente de fuga em isoladores de campo com superfície polimérica e porcelana, adaptada de [131].

2.4.6 – Descargas Elétricas

O termo "descarga parcial" (DP) é definido, em primeiro lugar, pela IEC 60270 [141] como uma descarga elétrica localizada que parcialmente envolve o isolamento entre dois condutores, que pode ou não ocorrer adjacente a um condutor [115]. DP sempre resulta da quebra de gás em uma cavidade ou na ramificação de uma arborescência ou de avaria ao longo de uma interface ou superfície.

Quando existem vazios dentro do material polimérico que constitui a isolação de um equipamento elétrico surgem descargas elétricas neste vazio na presença de campo elétrico, chamadas de descargas parciais. Quanto maior a concentração de campo elétrico existente sobre regiões defeituosas ou mal projetadas do polímero como, por exemplo, região de interface entre condutor e isolante, região com geometria não ideal e cavidade, maior será a

ocorrência de descargas parciais. A vida útil de um equipamento geralmente é limitada pela ocorrência de descargas elétricas internas em cavidades gasosas que se formam dentro do isolamento, tanto durante a fabricação da isolação quanto em serviço [122].

A recorrência de descargas parciais em uma mesma região fragiliza a isolação neste ponto deixando-o susceptível a ruptura por eventos que gerem esforços dielétricos significantes nesta região, ou simplesmente, devido à própria evolução da degradação gerada pelas descargas ao ponto do total comprometimento da propriedade dielétrica do polímero isolante [142-146]. Porém, a vida útil do equipamento não depende unicamente da existência destes vazios, alterações em materiais poliméricos isolantes durante a operação são capazes de modificar as propriedades destes materiais de forma lenta e gradual que resultará no fim em sua degradação e ruptura elétrica, Figura 18 [96].

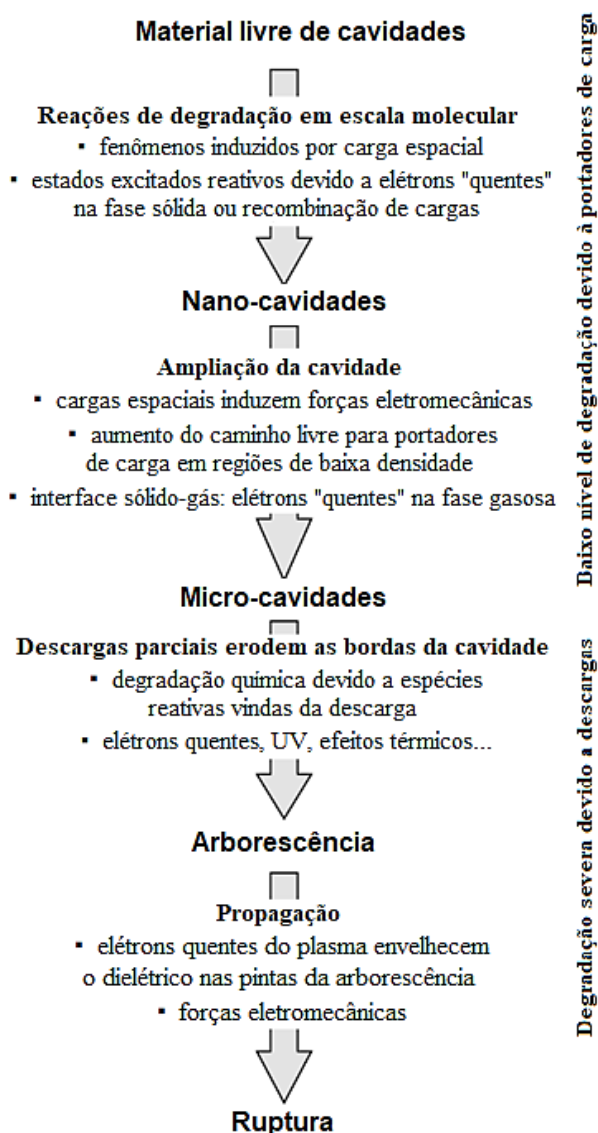


Figura 18 – Passos no envelhecimento elétrico para um polímero livre de cavidade, na presença de campo elétrico e livre de descargas parciais no meio circundante, adaptado de [147].

As descargas parciais podem ser investigadas analisando suas características como tempo de subida, duração e transição de regime para que a partir destas informações possam ser feitas estimativas de qualidade de um isolamento e possível detecção de falhas iminentes assim como uma estimativa do fim da vida útil [96]. As descargas parciais são comumente detectadas na corrente de fuga que pode ser decomposta nos componentes harmônicos de baixa frequência, frequência intermediária e de alta frequência dentro dos quais se situam os sinais das descargas parciais. Os componentes harmônicos de alta frequência estão ligados também com as atividades de descarga na superfície do isolador [132] e não somente às descargas internas.

A corrente de fuga fluindo sobre a superfície contaminada de um isolador propicia condições para que a tensão superficial seja irregular, o que pode levar a uma descarga de superfície [91-92]. A descarga superficial reduz a qualidade da superfície do isolamento sendo afetada por vários fatores como contaminantes, umidade, material polimérico, distorção no campo elétrico, etc. A energia transferida da descarga superficial para a superfície do isolador gera a degradação da mesma afetando suas características físico-químicas e eletromecânicas consequentemente impactando significativamente no tempo de vida do isolador polimérico [127, 142].

Segundo Mayoux [96] embora a detecção de descargas, sua análise física e seus efeitos nos polímeros sejam necessários para evitar danos e melhorar a isolação, a detecção é considerada como uma abordagem macroscópica do processo de degradação.

Atividades de descargas na superfície resultam em processos químicos, térmicos e elétricos na superfície de isolamento devido à ionização. Íons de alta energia e elétrons são gerados no ar ao longo da superfície do material polimérico isolante. Esses íons transferem a energia para a superfície do polímero, causando incremento na temperatura da superfície [142]. As descargas em uma atmosfera contendo oxigênio podem produzir espécies quimicamente ativas, como ozônio ou oxigênio ativado da mesma forma que descargas atmosféricas o fazem, sendo o ozônio um dos responsáveis pela corrosão da ferragem dos isoladores [148]. O ozônio é destrutivo para todos os materiais, incluindo os isoladores. O dióxido de nitrogênio (NO_2) reage com a água na superfície do isolador gerando ácido nítrico (HNO_3), atacando a superfície de alguns polímeros [85], [149].

Um material polimérico como o polietileno é atacado por essas espécies ativas que causam a cisão da cadeia polimérica, gerando hidrocarbonetos com pequenas moléculas. Essas moléculas de hidrocarbonetos podem ser transformadas em substâncias oxidadas, que podem eventualmente ser convertidas em CO_2 . A exteriorização da superfície do polietileno

resulta em substâncias como cetona ($R(CO)R^*$), ácido carbônico ($RCOOH$), aldeído ($RCHO$) ou éster (RCR^*). A função dos aditivos antioxidantes é doar um átomo de hidrogênio para o radical peróxido transformando-o em hidroperóxidos finalizando assim a reação de oxidação como apresentado anteriormente na Figura 9. Porém, apesar do ciclo ter se encerrado o hidroperóxido pode ser atacado por fatores provenientes de descargas elétricas sofrendo uma quebra que resultará novamente em radicais livres. Assim, aditivos antioxidantes, a base de enxofre, são considerados antioxidantes secundários que agem sobre as moléculas de hidroperóxidos são importantes nestes casos para preservar o polímero contra a degradação por descargas superficiais e parciais [150].

O peróxido de hidrogênio formado na superfície do isolador polimérico aumenta a condutividade superficial do isolador aumentando a corrente de fuga. Portanto, a intensidade do campo elétrico na superfície de isolamento aumenta. Assim, a degradação por oxidação que ocorre na superfície das amostras também resulta em maior valor de tangente de delta [151-154].

Cherney [128] e Liu [102] mostraram que a descargas parciais são sensíveis para detectar a transição das atividades corona para descargas por bandas secas quando medidas juntamente com corrente de fuga do isolador polimérico submetido à névoa salina, utilizando para isto técnicas de reconhecimento de padrões.

O processo de degradação por descargas parciais na presença de cavidades nos materiais poliméricos da isolação se dá através de avalanches de elétrons no material ao redor da cavidade. Após algum tempo de envelhecimento mostra-se uma tendência de redução da magnitude das descargas com o envelhecimento e aumento correspondente da superfície da cavidade e rugosidade superficial. Por fim, com o aumento do campo elétrico na cavidade devido à erosão interna causada por reações de degradação e concentração de campo elétrico que acabam por produzir subprodutos que aceleram a degradação, as descargas aumentam subitamente devido ao progresso da erosão localizada na superfície da cavidade [130].

Como as descargas parciais e os fenômenos de arborescência são considerados as principais fontes de degradação elétrica de polímeros utilizados no setor elétrico tornam-se necessários seu conhecimento e seu monitoramento. Ao lidar com descargas parciais, são necessários três estágios para coletar informações suficientes para avaliação: detecção, classificação e localização [120]. A detecção geralmente é realizada com um detector de descarga clássico com uma largura de banda de 250 kHz, que mostra a presença e a magnitude da descarga parcial sob observação. A classificação reconhece os defeitos que causam as descargas, por exemplo, descargas internas ou de superfície, corona, arborescência,

etc. É vital estimar a nocividade das descargas parciais e localizar a posição das descargas parciais em um dielétrico.

2.5 – Métodos para Envelhecimento Elétrico

Segundo Germano [153], para se avaliar o envelhecimento, podem ser utilizados os seguintes ensaios: câmara de intemperismo (*Weather-Ometer*), aplicação de névoa salina, teste de roda de trilhamento, envelhecimento por tensão elétrica, envelhecimento térmico, imersão em água, resistência à hidrólise, ozônio ou ácido.

O processo de envelhecimento elétrico não se inicia por todo o volume de polímero, mas é um processo localizado inicialmente que com o passar o tempo se espalha pelo isolador, podendo ser evidenciado por análises químicas, como análises gravimétricas térmicas (TGA) e análises de espectros infravermelhos (IR). O envelhecimento prossegue através da dissociação molecular de alguns dos constituintes originais do material e da formação das novas ligações químicas, o que pode ser detectado com análises químicas.

Existem vários ensaios capazes de avaliar o desempenho de materiais poliméricos utilizados no setor elétrico. Podem ser destacados os ensaios de envelhecimento em névoa salina, tensão aplicada em ambiente com elevada umidade, imersão em água, ciclos térmicos, roda de trilhamento, trilhamento elétrico e envelhecimento com solicitações múltiplas [154-155]. Outro ensaio importante é o ensaio de compatibilidade dielétrica como os que foram realizados por Nóbrega [158] juntamente com simulações computacionais com a técnica de elementos finitos com o objetivo de se obter a distribuição de campo elétrico, Figura 19, nos cabos e isoladores.

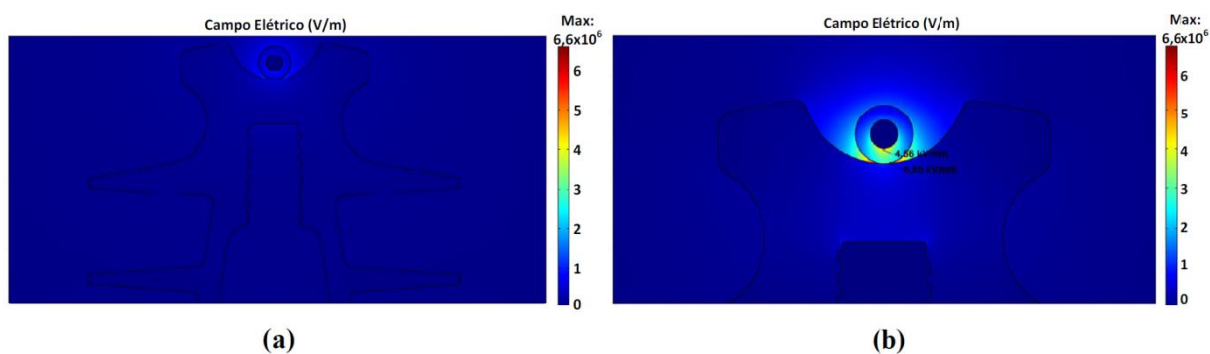


Figura 19 – Comparação dos resultados obtidos entre isoladores e cabos cobertos. (a) isolador polimérico; (b) isolador de porcelana, adaptado de [158].

2.5.1 – Roda de Trilhamento

O ensaio de roda de trilhamento busca avaliar a resistência ao trilhamento e erosão, assim como efeitos que podem ser causados por penetração de umidade. O ensaio consiste em um ensaio cíclico no qual as amostras são submetidas a quatro períodos de 40 segundos. Inicialmente, Figura 20, a amostra deve ser submersa em uma solução de água deionizada contendo 1,40 gramas de NaCl por litro de água por um período de 40 segundos. Outra vertente do mesmo ensaio é realizada a partir do borrifo das amostras com a solução salina ao invés da submersão da amostra. É importante frisar que modificações nas condições de ensaio são plausíveis, principalmente na área da pesquisa quando o objetivo da análise tem como foco a investigação de determinada característica ou comportamento frente a uma solicitação em detrimento a outras, porém para efeitos de comparação e aprovação de material sempre é necessário a utilização de um procedimento padronizado.

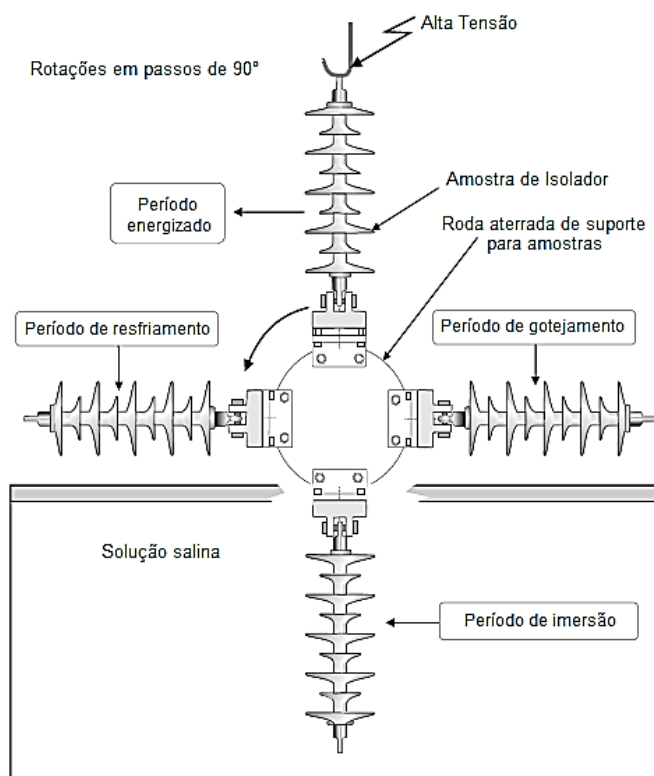


Figura 20 – Esquema para o Ensaio de roda de trilhamento, adaptado de [157].

No período seguinte após a imersão, a amostra passa por um período fora da solução para que o excesso de solução escorra. Assim no estágio de gotejamento a amostra permanece por um período gotejando, porém o tempo não deve ser suficiente para que a amostra seque. Assim, a superfície da amostra permanece úmida devido a uma fina camada da solução que se espalha por todo o corpo da amostra.

No terceiro estágio a amostra é submetida a uma tensão de ensaio em frequência industrial de 35 V/mm calculado com base na distância de escoamento da amostra. Neste período a amostra sofrerá com corrente de fuga significativa, descargas superficiais devido às bandas secas e ocasionalmente descargas internas devido à penetração da solução caso esta tenha ocorrido.

No estágio final a amostra permanecerá em repouso resfriando qualquer aumento de temperatura que possa ter ocorrido no período anterior devido à corrente de fuga ou descargas. O ciclo total composto pelos quatro períodos descritos deverá se repetir por 30.000 vezes.

2.5.2 – Névoa Salina

O ensaio de névoa salina, assim como o ensaio de roda de trilhamento, objetiva avaliar a resistência ao trilhamento e erosão para ambientes salinos. O ensaio de névoa salina, conforme ABNT IEC 62217:2012 [158], é realizado em uma câmara à prova de corrosão e à prova de umidade com volume de até 15 m³, conforme Figura 21. A duração do ensaio é de 1000 horas, sendo permitidas interrupções semanais do teste para fins de inspeção, cada uma delas não excedendo 1 hora. Dentro da câmara é gerada a névoa através de pulverizadores ou bocais/bicos montados próximo ao fundo da câmara com capacidade de pulverização constante para a formação de gotículas de água com um tamanho entre 5 µm e 10 µm pulverizados para cima em direção ao teto da câmara. O nevoeiro deve encher a câmara e não poderá ser direcionado diretamente no corpo de prova.

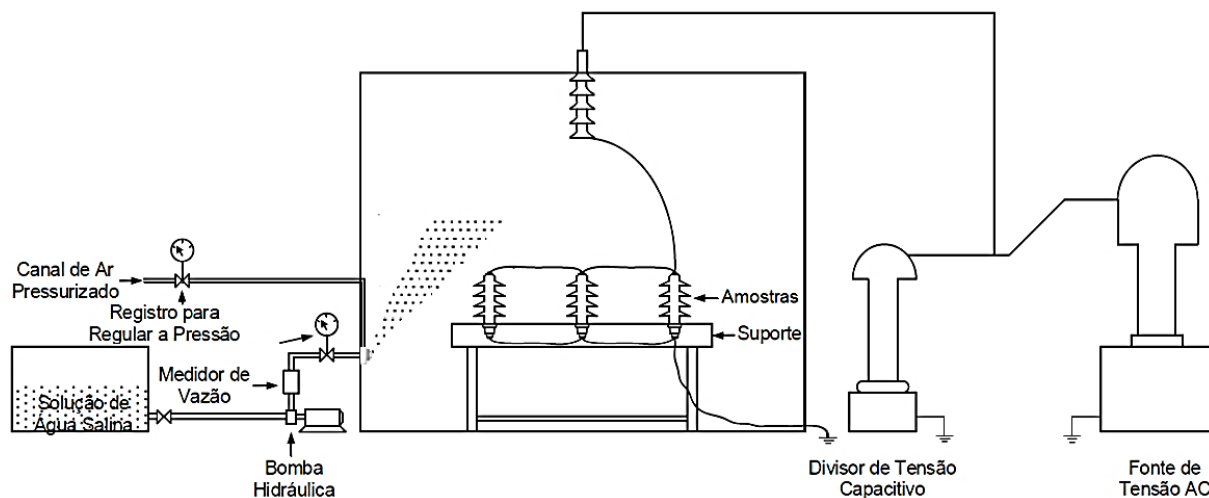


Figura 21 – Esquemático do circuito de ensaio de envelhecimento em névoa salina, adaptado de [145].

A névoa deve ser calibrada no início do ensaio utilizando dois recipientes com uma área de $8000 \text{ mm}^2 \pm 2000 \text{ mm}^2$ e uma altura máxima de 100 mm cada. Estes recipientes devem ser colocados o mais próximo possível das extremidades da amostra a ser ensaiada. Os recipientes devem ser posicionados de tal forma que não sejam protegidos pelas amostras e de forma que não ocorra gotejamento proveniente de qualquer elemento da câmara ou de outra fonte em seu interior.

O volume de névoa deverá ser coletado em um período mínimo de 16 horas e deverá estar entre 1,5 ml e 2,0 ml de precipitação por hora de acordo com a IEC 60068-2-11 [159]. O teor de sal da solução salina deve estar de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3 – Teor inicial de NaCl da água em função das dimensões da amostra [158]

Diâmetro do corpo mm	Quantidade inicial de NaCl na água kg/m ³	
	I/A ≤ 3	I/A > 3
< 50	$8 \pm 0,4$	$4 \pm 0,2$
50 a 150	$4 \pm 0,2$	$2 \pm 0,1$
> 150	$2 \pm 0,1$	$1 \pm 0,1$
I/A é a distância de escoamento dividida pela distância de arco		

A tensão do ensaio é calculada através da distância de escoamento da amostra em milímetros dividida por 34,6, segundo IEC 62217:2012 [158]. A queda de tensão máxima do circuito de ensaio deverá ser de 5 % para uma corrente resistiva de 250 mA (RMS) durante 1 s no lado de alta-tensão. A corrente máxima permitida deverá ser de 1 A (RMS) controlada através de proteção ajustável. O critério de aprovação consiste em ausência de trilhamento; caso haja erosões, elas devem ser inferiores a 3 mm e para isolantes compostos não deve atingir o núcleo e não deverá haver nenhuma perfuração na amostra.

2.5.3 – Trilhamento Elétrico

O ensaio de trilhamento elétrico é amplamente utilizado pelo setor elétrico para verificação da capacidade dos materiais isolantes utilizados nos equipamentos para resistir ao trilhamento e erosão. O ensaio de trilhamento é um ensaio que pode ser realizado em poucas horas ao contrário dos demais ensaios apresentados aqui. Além do mais, o custo para realização do mesmo é muito inferior, sendo este um dos principais motivos pela sua ampla aplicação na indústria.

O trilhamento é realizado em pelo menos cinco amostras de material isolante posto em plano inclinado a 45°, Figura 22. A amostra é submetida a um determinado nível de tensão

(2,5 kV; 3,5 kV ou 4,5 kV) por seis horas. Quando o nível de tensão que a amostra é capaz de suportar é desconhecido, pode-se submeter a amostra à degraus sucessivos de tensão de 250 V por uma hora cada degrau. Durante todo o ensaio um fluxo contínuo de solução deverá percorrer a amostra aumentando de acordo com o nível de tensão ao qual a amostra será submetida.

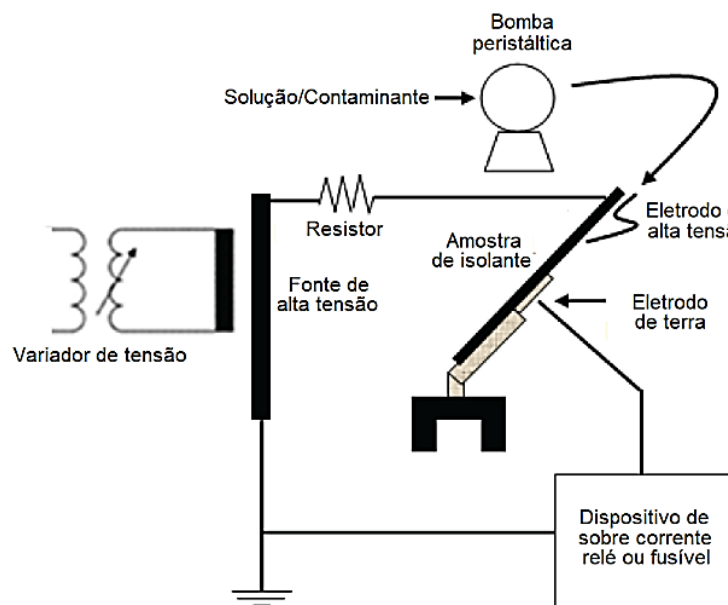


Figura 22 – Esquemático do sistema para ensaio de trilhamento, adaptado de [160].

Os corpos de prova, Figura 23, deverão ter sua corrente de fuga monitorada durante todo o processo de trilhamento e em nenhum momento a corrente deverá exceder 60 mA.

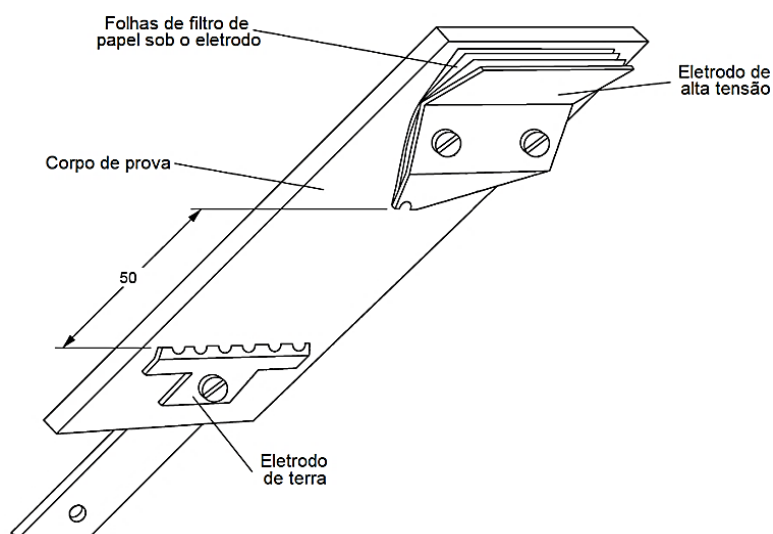


Figura 23 – Detalhe da montagem do corpo de prova para trilhamento elétrico, adaptado de [161].

Durante o ensaio de trilhamento os corpos de prova, devido à presença de um fluxo contínuo da solução contaminante na presença de tensão, desenvolve certa corrente de fuga que ocasiona descargas superficiais devido à formação de bandas secas, Figura 24.



Figura 24 – Exemplo de amostras sendo ensaiadas

Devido a esta condição a amostra sofre tanto o trilhamento elétrico como a erosão. O trilhamento, como definido em norma, é o processo que forma uma degradação irreversível pela formação de trajetos condutores começando e se desenvolvendo na superfície de um material isolante. Já a erosão é a degradação irreversível e não condutora da superfície do isolador que ocorre pela perda de material. Isso pode ser uniforme, localizado ou em forma de árvore.

2.5.4 – Solicitações Múltiplas - Envelhecimento Acelerado

Segundo Amin [162] o envelhecimento por solicitações múltiplas tornou-se mais popular nos últimos 20 anos para investigar o envelhecimento em longo prazo e o desempenho de qualquer tipo de isolador, em todo o mundo.

O ensaio de envelhecimento acelerado tem como objetivo apresentar uma resposta do comportamento dos isoladores frente ao envelhecimento reduzindo a escala de tempo da vida útil das amostras de décadas para alguns meses. Segundo De Paoli [43], neste ensaio os fatores que causam a degradação podem ser simulados isoladamente ou em conjunto, de forma controlada. Por exemplo, somente irradiação com luz UV em temperaturas moderadas, variação de temperatura e irradiação UV ou irradiação UV e névoa salina, etc. Estas condições também podem ser aplicadas de maneira cíclica nos equipamentos modernos que são controlados por computadores.

Apesar de todos os outros ensaios serem academicamente apresentados como ensaios de envelhecimento acelerado, as normas da *International Electrotechnical Commission* - IEC somente reconhecem o ensaio de 5000 horas como sendo o único capaz de realizar o

envelhecimento acelerado das amostras sob ensaio devido a sua capacidade de reproduzir todos os efeitos pelos quais a amostra é submetida durante sua operação em seu ciclo de vida.

Porém, o ensaio de envelhecimento acelerado de 5000 horas para ser realizado segundo as exigências da ABNT NBR 16326:2014 [163] possui um custo elevado. Uma estimativa deste custo é de que ele fique entorno de 340 mil dólares segundo levantamento de custo realizado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL [164].

Para o ensaio de envelhecimento são necessárias duas amostras de isoladores de projeto idêntico com distância de escoamento de 650 ± 150 mm. Essas amostras, se possível, devem ser retiradas do mesmo lote dos isoladores que se deseja avaliar para garantir que tenham as mesmas condições de fabricação. Caso não seja possível obter isoladores com a distância de escoamento dentro da faixa exigida, amostras especiais devem ser feitas a partir de outros isoladores, de modo que a distância de escoamento esteja dentro da faixa de valores. Estas amostras devem ser fabricadas com a mesma ferragem utilizada pelo lote de isoladores que se deseja avaliar.

O ensaio de envelhecimento acelerado deve ser executado em câmara de poluição selada, a prova de corrosão, cujo volume não pode exceder 20 m³, segundo a ABNT NBR 16326:2014. A câmara deve conter pelo menos uma janela isolada com filtro de ultravioleta para que se realizem observações da amostra durante o ensaio de envelhecimento de modo seguro, sem pôr em risco a saúde dos observadores.

Além da câmara de envelhecimento é necessário possuir todo um aparato que fica ao seu redor como tanques de água salgada e água deionizada, compressores de ar-comprimido, sistemas de bombeamento de água salgada e água deionizada, aquecedores para a câmara, exaustores, juntamente com dutos de ar, canalização para água, fonte de tensão, dispositivos para controle, proteção e medição. Um exemplo de câmara para envelhecimento de isoladores para 5000 horas pode ser visto na Figura 25.

As amostras serão submetidas a várias solicitações como variação de temperatura, chuva, umidade, radiação ultravioleta, poluição e solicitação elétrica. É importante destacar que todas as amostras devem ser bem limpas antes de se iniciar o ensaio de envelhecimento para evitar que contaminantes que possam estar na superfície das amostras provoquem desvios no resultado. O ensaio normatizado permite um número máximo de três pares de amostras para cada ensaio de 5000 horas, sendo que todas as amostras dentro da câmara devem ter características elétricas similares como, por exemplo, distâncias de escoamento equivalentes.



Figura 25 – Exemplo de câmara para ensaio com solicitações múltiplas de 5000 horas [165].

Durante o ensaio, caso seja necessário, devem ser programadas paradas de 1 hora a cada sete ciclos para inspeção das amostras e realização de pequenas manutenções preventivas. Interrupções imprevistas podem ocorrer, assim, como manutenções que necessitem de um longo período para serem realizadas, para tal são permitidas cinco paradas de até 60 horas cada. Um tempo extra de ensaio correspondente a três vezes o tempo de duração de cada parada acima de uma hora deverá ser acrescido ao tempo total de ensaio.

A radiação ultravioleta pela qual as amostras devem ser submetidas deve ser gerada através de uma lâmpada de arco de xenônio de 6500 W de potência de saída. Esta lâmpada quando associada a filtros de vidro de borossilicato é capaz de emitir luz com o mesmo espectro que a radiação solar que atinge a superfície da terra. Assim, esta lâmpada simula de modo fidedigno a radiação solar sobre as amostras durante o envelhecimento. Esta lâmpada é fixada no centro da câmara para que sua emissão de luz atinja todas as amostras de mesmo modo e intensidade.

Porém, a utilização destas lâmpadas traz consigo uma série de complicadores. Estas lâmpadas possuem um alto consumo de energia devido a sua potência que gira em torno de 15 kW de entrada. Além disto, uma série de equipamentos auxiliares são utilizados em conjunto com as lâmpadas de arco de xênon, sistema de refrigeração à água, fonte de alimentação, sistema para ignição da lâmpada através de pulsos de alta frequência de até 60 kV, outro inconveniente é a possibilidade de explosão deste tipo de lâmpada que pode causar acidentes.

Uma nova lâmpada e novos filtros devem ser utilizados no início de cada ensaio. Como cada fabricante garante a emissão da lâmpada por um determinado período, cada filtro e lâmpada, se necessário, deverão ser substituídos durante o ensaio de acordo com as recomendações do fabricante da lâmpada caso este tempo seja menor que o tempo total de ensaio. Assim, tanto esta lâmpada quanto os filtros deverão ser trocados durante o ensaio quantas vezes for necessário até completar o tempo final de 5000 horas de ensaio de envelhecimento.

A chuva artificial deve ser direcionada de modo independente para cada amostra. Para isto deverá ser utilizado um bico aspersor por amostra que deverá ser ajustado de modo individual com uma taxa de precipitação média de acordo com a ABNT NBR IEC 60060-1 [166]. A resistividade da água deverá ser monitorada durante todo o tempo de ensaio de modo periódico e não deverá ter uma resistividade abaixo de 85 Ωm em nenhum instante do ensaio.

Durante o ciclo de ensaio de envelhecimento de 24 horas as amostras deverão passar por momentos de calor seco, com a câmara sendo aquecida a uma temperatura de $50\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$, sendo o tempo máximo para elevação da temperatura de 15 min, segundo ABNT NBR 16326:2014. Logo em seguida as amostras são submetidas ao calor úmido com a temperatura da câmara sendo mantida em $50\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ e a umidade relativa nominal elevada até atingir a faixa de $95\% \pm 3\%$.

O aquecimento da câmara deve ser também monitorado durante o envelhecimento em laboratório, pois com um aumento de cerca de $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ nos corpos de prova estima-se que a velocidade das reações decorrentes da exposição seja duplicada [167].

Durante o período de exposição à névoa salina cada uma das amostras deve ser borrifada individualmente. Este período expõe as amostras a uma solicitação de poluição simulada. A névoa salina é gerada utilizando-se água com uma salinidade de $7\text{ kg/m}^3 \pm 5\%$, todos os bocais de pulverização dentro da câmara devem estar funcionando independentemente de haver ou não isoladores em todas as posições para não prejudicar a concentração de névoa dentro da câmara.

Segundo a ABNT NBR 16326, a névoa (posição dos bocais e taxa de fluxo) deve ser ajustada para se obter o valor médio dos picos máximos das correntes de fuga (o valor máximo registrado a cada 1 min) na faixa de 100 mA a 120 mA, em medição de 4 horas de duração. Um tempo mínimo de 30 min deve ser observado para o estabelecimento da corrente de fuga e não pode ser incluído na calibração. Cada posição de ensaio pode ser calibrada em separado. Alternativamente, permite-se instalar um isolador de referência a cada posição de

ensaio e realizar a calibração de todas as posições de ensaio de modo simultâneo ou independentemente.

Por fim, a tensão de ensaio deverá ser suficiente para que se tenha uma distância de escoamento específica de 20 mm/kV. O ensaio de envelhecimento é realizado em ciclos de 24 horas que são repetidos até completarem 5000 horas de envelhecimento acelerado. O ciclo utilizado pela ABNT NBR 16326:2014 é apresentado na Figura 26.



Figura 26 – Ciclo de 24 horas com duração das solicitações às quais as amostras são submetidas.

As amostras submetidas a esse ensaio devem resistir às 5000 horas sem apresentar sinais de terem sofrido trilhamento elétrico. Devendo ser realizada a medição de resistência de isolamento em caso de dúvida. Outro ponto a ser observado é a existência ou não de erosões no corpo da amostra não sendo permitidas erosões maiores que 3 mm e por fim não deverá ocorrer a perfuração de nenhum componente do isolador como saia, revestimento ou interface.

Capítulo 3 – Metodologia de Envelhecimento

O projeto do sistema de ensaio visa fornecer um método capaz de envelhecer os isoladores para que através de análises físico-químicas o envelhecimento possa ser analisado e acompanhado periodicamente. A seguir estão listados os possíveis fatores de envelhecimento para as amostras:

- Umidade;
- Temperatura;
- Elétrico;
- Salinidade/poluição;
- Ultravioleta.

A partir do levantamento destes fatores realizado através da revisão bibliográfica foi iniciado o estudo de equipamentos e adaptações necessárias, assim como a escolha dos fatores de envelhecimento que sejam técnica e economicamente viáveis para serem implementados no sistema de envelhecimento acelerado de baixo custo utilizado neste trabalho.

O método mais abrangente de envelhecimento acelerado é o método de ensaio com solicitações múltiplas de 5000 horas, porém como já citado, o custo para ensaio de 6 amostras é de aproximadamente 340 mil dólares. Assim, este método para ser utilizado em isoladores de distribuição é inviável economicamente. O custo de um isolador polimérico no varejo é em média de 11 dólares, com base neste custo, o valor para realização de um único ensaio para avaliação de isoladores poliméricos corresponde ao custo médio de aquisição de mais de 30 mil isoladores, suficientes para serem utilizados em 400 km de rede considerando 3 isoladores por estrutura com vão de 40 metros, aproximadamente.

Foi realizado o levantamento de custo para construção de uma câmara de envelhecimento acelerado segundo a ABNT NBR 16326:2014. O custo total de construção foi de aproximadamente, 250 mil dólares, aproximadamente 1 milhão de reais no câmbio atual.

Para acompanhar o envelhecimento e poder caracterizá-lo seriam utilizadas 10 amostras de isoladores poliméricos de polietileno de alta densidade de 4 fabricantes diferentes sendo o total de 40 amostras. O processo de envelhecimento escolhido foi envelhecer 4 amostras de cada fabricante com diferenças de 500 horas de envelhecimento entre cada uma delas. Desta forma ao fim do ensaio de envelhecimento é obtido um conjunto de amostras com envelhecimento de 500 horas em 500 horas até 5000 horas de envelhecimento. Para se

realizar este procedimento conforme a ABNT NBR 16326:2014 com apenas uma câmara de envelhecimento seriam gastos aproximadamente 2,7 anos considerando as paradas para manutenção, inspeção e remoção/inserção das amostras. Com a utilização de duas câmaras de envelhecimento o tempo necessário seria de 1,5 anos, aproximadamente. Desta forma, o ensaio de envelhecimento conforme procedimento da ABNT NBR 16326:2014 não é viável para este estudo. Caso fosse realizado em laboratório de terceiros o custo seria de, aproximadamente, 2,3 milhões de dólares.

Assim, este estudo se propôs a realizar um procedimento de envelhecimento de 5000 horas modificado que possa ser realizado com um custo mais acessível para concessionárias, indústrias e instituições acadêmicas.

3.1 – Requisitos para Envelhecimento

Como verificado por Amin [162], os padrões do IEEE e da IEC são relatados como inapropriados por muitos autores, pelo fato de não refletirem impactos regionais específicos. Estes autores sugerem valores particulares para a solicitação ambiental ao invés dos valores normatizados. As normas ABNT em sua grande parte buscam um alinhamento com as normas IEC, seguindo o mesmo padrão e requisitos definidos pelos comitês europeus. Este comportamento normativo de tropicalização de normas estrangeiras pode gerar incoerências. Neste caso, em específico, temperatura, umidade, e índice pluviométrico são claramente diferentes de uma região para outra e da Europa para o Brasil. Desta forma, acredita-se não ser interessante à utilização de parâmetros europeus para avaliar o desempenho em condições tropicais.

Na obtenção de parâmetros nacionais foram utilizadas as isoietas médias mensais do período de 1977 a 2006 desenvolvidas no “Projeto Atlas Pluviométrico do Brasil” realizado pelo Ministério de Minas e Energia através da Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral pelo Serviço Geológico do Brasil (CPRM). Também foram utilizados dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), e do Portal HidroWeb que é uma ferramenta integrante do Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH) da Agência Nacional de Águas (ANA). Através destes documentos as cidades com uma maior densidade de clientes e importância para a concessionária foram localizadas. Através destas localizações foram obtidos os dados de precipitação média anual de 1850 mm nos últimos dez anos. Assim, para que o ensaio de envelhecimento fosse capaz de simular o equivalente a

25 anos de chuva foram definidos ciclos de precipitação divididos em 10 minutos de chuva com taxa de precipitação vertical de 1,4 mm/min seguido por 80 minutos de tempo sem precipitação. Assim, a quantidade de chuva prevista é 1,85 vezes maior que a quantidade normatizada pela ABNT NBR 16326:2014. A chuva foi projetada para ser aplicada na forma de *spray* sobre a superfície das amostras de isoladores poliméricos por meio de um pulverizador acionado por bombas com programação de tempo.

A câmara então foi construída em aço inox 316L, para que não houvesse a corrosão do material e contaminação das amostras dentro da câmara de envelhecimento com qualquer substância que possa afetar o desempenho dos isoladores em seu interior. Foi montado um sistema de chuva composto por reservatório de água com elemento filtrante para eliminação de partículas. A condutividade da água foi mantida entre 90 e 110 $\mu\text{S}\cdot\text{cm}^{-1}$, conforme NBR IEC 60060-1:2013, através da medida de condutividade utilizando um condutímetro devidamente calibrado.

Para definição da tensão, foi realizado um estudo bibliográfico, porém no ramo da pesquisa não foi possível determinar um valor padrão para a tensão a ser aplicada no ensaio. Existem vários artigos que descrevem ensaios de solicitações múltiplas, porém não há um consenso entre os autores, nem com relação à tensão a ser aplicada, nem mesmo com relação ao tempo de ensaio, fatores de envelhecimento a serem utilizados, etc. Assim, a tensão utilizada foi de 12 kV AC com frequência de 60 Hz, que corresponde a 1,5 vezes a tensão de operação das amostras, permanecendo as amostras em ensaio submetidas à tensão elétrica durante todo o tempo de ensaio. Se fosse utilizado o cálculo normatizado o valor para a tensão a ser utilizada seria de 9,8 kV, assim a tensão utilizada será 20 % superior à tensão normatizada.

Da mesma forma, a temperatura de envelhecimento utilizada foi de 60 °C. A diferença para os valores normatizados foi de 10 °C que se estima ser capaz de fazer com que a velocidade das reações decorrentes da exposição seja duplicada [85, 167]. O tempo de exposição a essa temperatura era de aproximadamente 20 % do tempo de ensaio, passou a ser constante durante as 5000 horas.

A umidade dentro da câmara ficou constante durante todo o tempo de envelhecimento, 5000 horas, sendo totalmente preenchida com vapor saturado ao invés de ser mantida em 95 % como procedimento normatizado previa. Além disto, o tempo de umidade previsto era de apenas 8 % do tempo total de ensaio de envelhecimento, muito inferior ao tempo utilizado, 100 %.

Todos os fatores foram utilizados de modo a gerar uma solicitação superior ao normatizado. Isto foi pensado devido à opção de não utilização dos fatores de envelhecimento de UV e névoa salina, por possuírem maior complexidade e alto custo para implementação no ensaio de envelhecimento. Assim, ao fim do estudo, com a comprovação do envelhecimento das amostras é possível propor uma simplificação do método de ensaio para isoladores/projetos de custo reduzido como equipamentos utilizados em redes de distribuição que possuem tanto custo de aquisição quanto impacto financeiro menor no caso de falha e podem possuir menor confiabilidade quando se comparado a sistemas de transmissão.

3.2 – Câmara de Envelhecimento

A câmara de envelhecimento foi construída conforme o projeto apresentado na Figura 27. Com a utilização do inox 316L se evita a corrosão do material e contaminação das amostras dentro da câmara de envelhecimento com qualquer substância proveniente dos componentes da câmara.

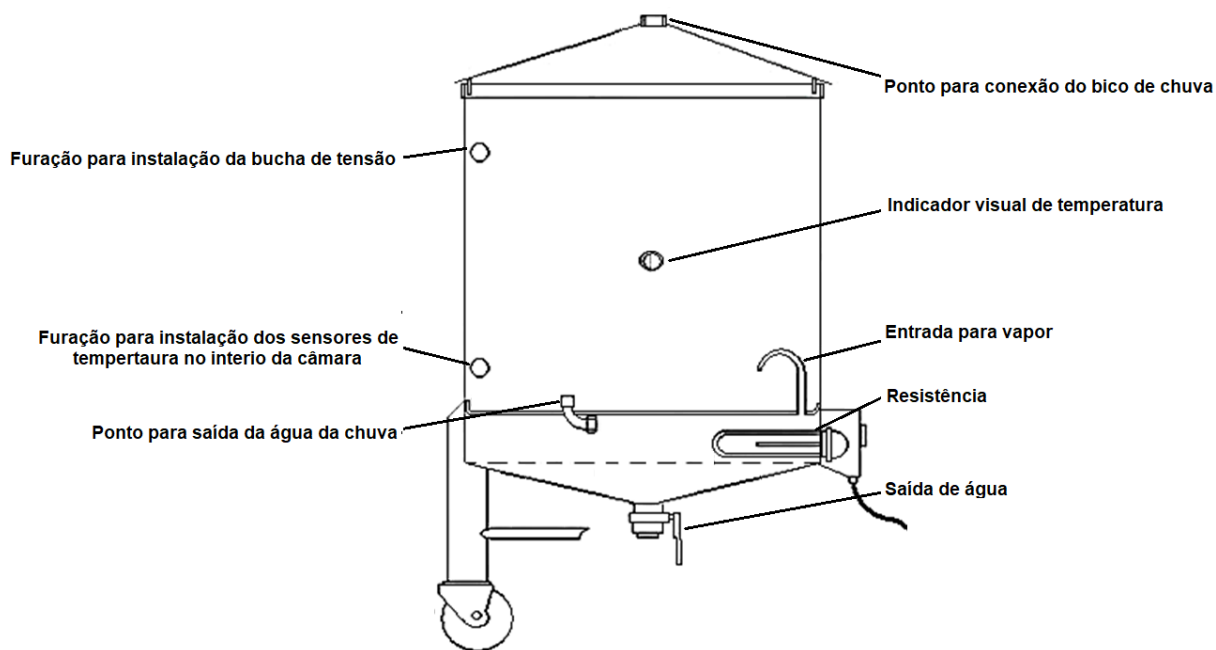


Figura 27 – Câmara desenvolvida

A câmara de envelhecimento acelerado contém uma resistência de 5 kW permanentemente imersa em água para evitar seu superaquecimento e facilitar a troca de calor entre a “caldeira” e o interior da câmara. O superaquecimento também é evitado por um termostato inserido dentro da caldeira que desliga imediatamente a resistência quando a água atinge a temperatura ajustada de 90 °C. Esta resistência é a responsável pelo aquecimento da

câmara de envelhecimento a $60\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$ controlada por sensores no interior da câmara e gerar a saturação da umidade no interior da câmara, a estabilidade do sistema é garantida devido à massa de água existente na caldeira que evita que o sistema sofra variações bruscas de temperatura e umidade.

A temperatura é controlada através de sensores instalados dentro da câmara, além disso, existe um termômetro visual que possibilita a conferência da temperatura evitando que a falha de um sensor ou controlador prejudique o resultado do envelhecimento.

O sistema de chuva é composto por dois reservatórios de água, bomba e bico aspersor. Também há um sistema de válvulas para alimentação do sistema de chuva e da “caldeira” responsável pelo calor e umidade da câmara. A alimentação deste reservatório é feita após filtragem para evitar que impurezas de água possam afetar o ensaio, Figura 28.



Figura 28 – Ligações para controle do abastecimento de água para as bombas do sistema de chuva

A câmara possui um ponto para saída da água da chuva e umidade condensada proveniente do sistema de aquecimento que é descartada, ou seja, não é um sistema regenerativo. A retirada desta água é importante, pois ela pode conter substâncias que foram lixiviadas das amostras e que caso fosse recirculada a água poderia prejudicar o ensaio de envelhecimento acelerado por acabar depositando estas substâncias na superfície das amostras em concentração muito superior à normalmente encontrada. Todo este sistema é controlado por registradores de tempo nos quais é possível programar o tempo de chuva e o tempo sem chuva de modo cíclico.

Para a solicitação de tensão, o sistema de envelhecimento acelerado possui uma fonte de tensão de 25 kV, capaz de realizar assim ensaios em isoladores de classe 24,2 kV, porém nesta tese os isoladores utilizados foram de classe 15 kV. A fonte tem a tensão monitorada

através de um voltímetro no painel de controle. Para que a tensão da fonte fosse aplicada nas amostras foi escolhida a utilização de buchas de porcelana classe 36,2 kV. A classe maior para as buchas foi proposital devido à solicitação que elas também sofrem no interior da câmara de envelhecimento. A conexão da bucha é feita com cabo isolado por questão de segurança com adaptações nos terminais do cabo e utilização de muflas para conexão nas buchas da fonte e câmara.

O sistema consta com um transformador de corrente para proteção do sistema de envelhecimento ligado a um relé de proteção com ajuste de corrente, fusível, disjuntor e relé térmico para a proteção da fonte tensão. Assim, o painel através do relé detecta fuga de corrente para estruturas fora do circuito de corrente do ensaio, por exemplo, a parede da câmara ou para o ponto de aterramento.

A resistência da câmara de envelhecimento é acionada por chave e controlada pelo termostato de cada tanque. Cada elemento da resistência de aquecimento é monitorado por um amperímetro. Através deste monitoramento da corrente pelo painel é possível detectar a queima de qualquer elemento das resistências responsáveis pelo aquecimento das amostras. Assim, as falhas são identificadas rapidamente evitando que a temperatura do ensaio fique abaixo do valor adotado.

O sistema, Figura 29, também possui controle automático de temperatura, controle de tempo de acionamento das bombas para o sistema de chuva e controle do tempo de ensaio que informa desligamentos imprevistos, como por exemplo, falta de energia. Para o controle do tempo do ensaio foi desenvolvido em plataforma do processador Arduino um controlador capaz de armazenar o tempo de ensaio registrando os momentos em que o ensaio é interrompido por algum motivo qualquer.



Figura 29 – Painel do sistema de controle

Através deste sistema, foi feito o controle para os ciclos de ensaio de 24 horas. O ciclo escolhido como já mencionado anteriormente é apresentado na Figura 30 a seguir. Porém, o sistema dá flexibilidade para que outros ciclos característicos para diferentes ambientes possam ser utilizados.

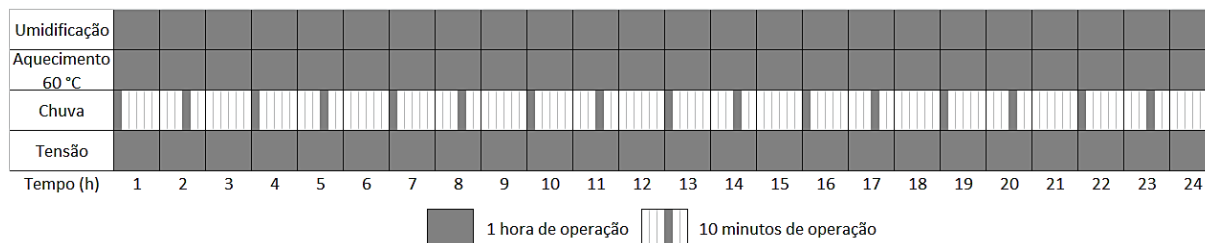


Figura 30 – Ciclo de operação

3.3 – Inserção das Amostras nas Câmaras

Neste processo de envelhecimento foram utilizadas amostras de 4 fabricantes, identificados pelas letras W, X, Y e Z, num total de 40 amostras. Foi utilizada uma plataforma isolada onde foram instalados pinos novos para os isoladores, sendo que estes tiveram suas bases curto-circuitadas e aterradas. Por fim, foram instalados os isoladores de quatro fabricantes nos dois suportes no total de 40 isoladores. Como pode ser visto na Figura 31, as amostras já prontas para entrar na câmara de envelhecimento.

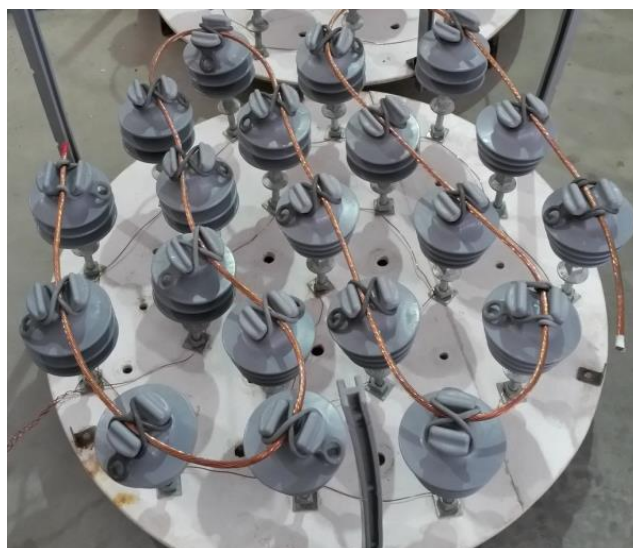


Figura 31 – Isoladores instalados prontos para serem inseridos na câmara de envelhecimento

As amostras foram inseridas nas câmaras onde foram submetidas ao envelhecimento. Foram feitos testes para verificar a conformidade do equipamento com o planejado, como a elevação e manutenção da temperatura ao nível desejado, verificação da precipitação da chuva

e valor da tensão aplicada. A Figura 32 mostra o interior da câmara com isoladores prontos para ensaio.

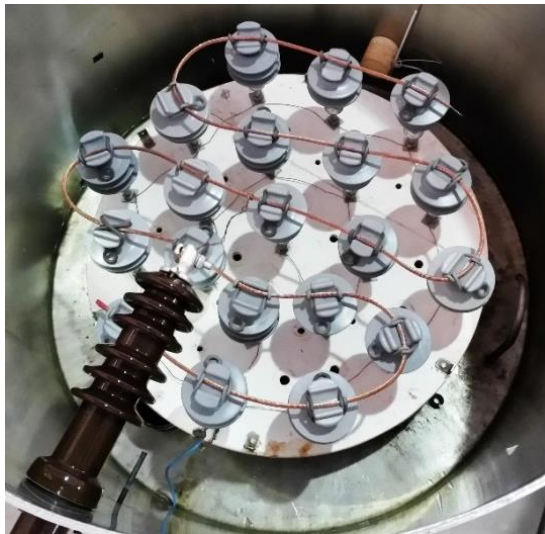


Figura 32 – Montagem das amostras de isoladores no interior de uma câmara de envelhecimento acelerado

3.4 – Evolução do Envelhecimento Acelerado nas Câmaras

Como procedimento, durante a retirada das amostras do interior das câmaras após cada etapa de envelhecimento acelerado foram alocados novos isoladores na posição das amostras retiradas para que os pinos não ficassem expostos. Esse procedimento foi utilizado até a retirada das últimas amostras. Nas figuras a seguir é apresentada a sequência de imagens do interior das câmaras durante o processo de envelhecimento da Figura 33 até a Figura 35.

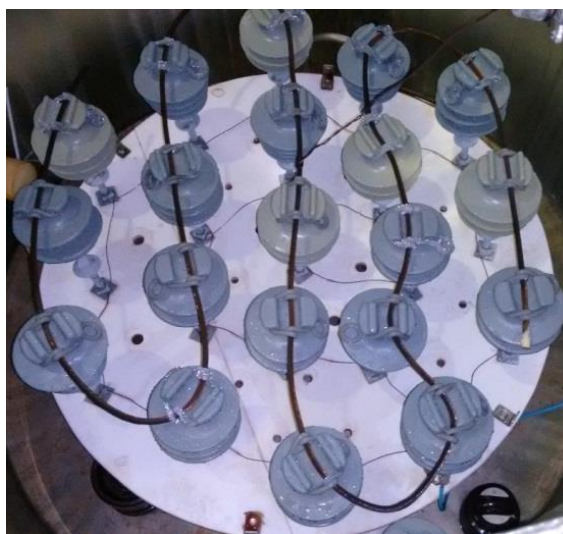


Figura 33 – Interior da câmara com as amostras após envelhecimento de 500 horas

Após a abertura da câmara uma análise visual do processo de envelhecimento de um modo geral observou-se uma variação acentuada na coloração de todas as amostras do fornecedor fabricante Y. De modo geral, não houve sinais de nenhum outro evento que merecesse atenção especial ou que necessitasse de uma intervenção imediata.



Figura 34 – Interior da câmara com as amostras após envelhecimento de 3500 horas

Por não ter ocorrido falha em nenhuma amostra até o momento em que se completou 4500 horas de envelhecimento foi tomada a decisão de prolongar o envelhecimento das últimas 4 amostras até que sejam concluídas 7500 horas de envelhecimento, sendo inspecionadas no interior da câmara de envelhecimento em 5500 e 6500 horas e retiradas com 7500 horas de envelhecimento. A Figura 35 apresenta o estado final do interior da câmara com a conclusão da etapa de envelhecimento das amostras.



Figura 35 – Interior da câmara com as amostras após envelhecimento de 7500 horas

3.5 – Inspeção Visual das Amostras

Após o início do ensaio de envelhecimento acelerado foram retiradas do processo de envelhecimento quatro amostras de isoladores, sendo uma de cada fabricante. As amostras retiradas foram fotografadas e passaram por uma inspeção visual. Foram verificadas mudanças de aspecto, como cor, surgimento de qualquer alteração perceptível de possíveis degradações de origem elétrica ou química.

3.5.1 – Fabricante Y

Foi retirada a amostra referente à conclusão do primeiro ciclo de 500 horas de ensaio de envelhecimento acelerado. A amostra do fabricante Y, Figura 36, apresentou uma séria mudança de coloração. A superfície da amostra assumiu um tom amarelado devendo ser proveniente da degradação da superfície do polietileno de alta densidade com poucas horas de ensaio de envelhecimento acelerado.



Figura 36 – Amostra do fabricante Y após 500 horas de ensaio

Um provável causador desta reação pode ser o di-terc-butil metil fenol ou hidroxitolueno butilado (BHT). O BHT é um aditivo antioxidante utilizado em blendas de polietileno de alta densidade que quando se degrada, reagindo com radicais peróxidos, se transforma em compostos com coloração amarelada [53, 168-169].

O BHT quando utilizado como aditivo em blendas de polietileno de alta densidade devido ao seu pequeno tamanho molecular não fica facilmente retido no interior da blenda de polietileno. Desta forma, o BHT é muito susceptível ao efeito de migração em direção a superfície do composto de polietileno podendo ocorrer a lixiviação e evaporação do BHT do

polietileno de alta densidade [170-171]. Com a lixiviação e evaporação do BHT o isolador acaba por perder gradualmente este aditivo ficando em sua proteção contra degradação. Como este processo se trata de algo inerente à mistura o mesmo ocorre de modo independente à utilização ou não do isolador. Portanto, isoladores que fiquem em estoque por um longo período podem perder uma parte significativa deste aditivo prejudicando seu desempenho em campo quando forem instalados, ou seja, sua vida útil estará se reduzindo enquanto este permanece estocado [43]. As amostras do fabricante Y permaneceram com a variação na sua coloração após 1000, 1500, 2000, 2500 e 3000 horas, Figura 37 (a).

Além disto, a amostra retirada após 3000 horas apresentou pontos esbranquiçados em sua superfície, como mostra a Figura 37 (b). Suspeita-se que as manchas brancas podem ser provenientes de acúmulo de água na superfície do isolador por período suficiente para diluir o composto causador do amarelecimento ou início de uma degradação mais acelerada da cadeia do polímero, devido ao acúmulo de água resultando em composto branco, porém em ambos os casos fica evidente a total ausência da hidrofobicidade da amostra devido à percepção visual do acúmulo de água.

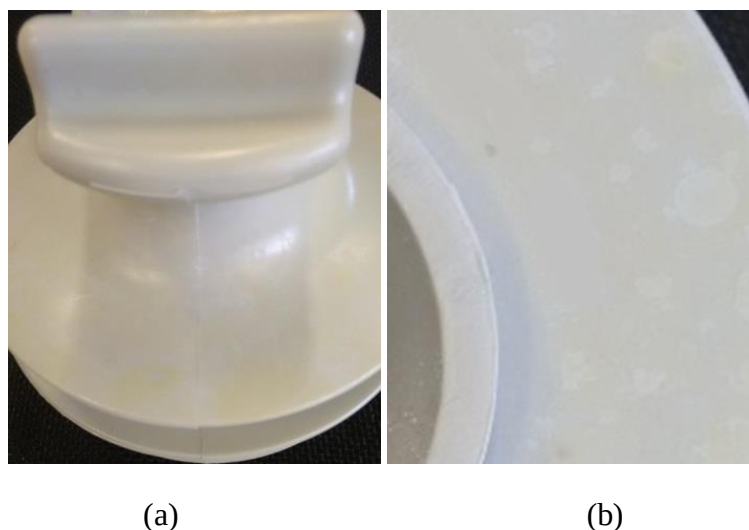


Figura 37 – Amostra do fabricante Y retirada após 3000 horas (a) amarelecimento (b) manchas brancas

Ao se atingir a marca de 3500 horas de envelhecimento acelerado a amostra do fabricante Y permaneceu com a variação na sua coloração já observada, surgindo também sinais de erosão na amostra. Este processo de erosão iniciado em 3500 horas se intensifica ao atingir 4000 horas em contrapartida não ocorreu mais nenhuma mudança significativa na coloração das amostras do fabricante Y, já as marcas de acúmulo de água mostram uma perda de hidrofobicidade da amostra, uma vez que não se apresentam mais como gotas espaçadas, mas sim como filmes de água sobre uma parte maior superfície da amostra como mostra a Figura 38.

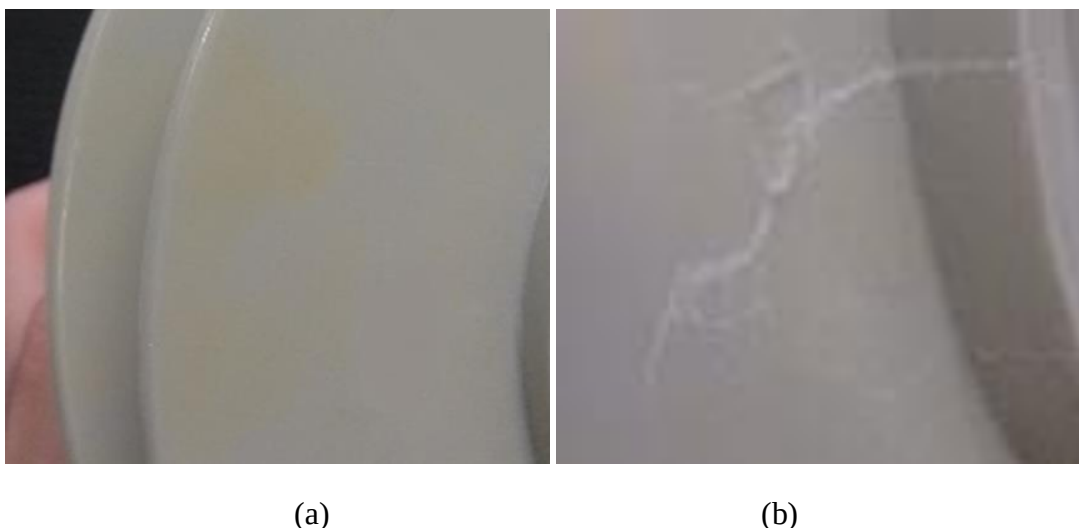


Figura 38 – Amostra do fabricante Y retirada após 4000 horas, (a) acúmulo de água, (b) erosão.

Observa-se que não ocorreu mais nenhuma mudança significativa na coloração das amostras do fabricante Y. O amarelecimento ocorrido logo nos primeiros ciclos de ensaio se manteve, sem uma intensificação no processo termoquímico de degradação. A formação de erosões maiores e de filmes de água que foram observadas na amostra do lote anterior de 4000 horas estão também presentes na amostra deste ciclo.

A amostra com ciclo de envelhecimento de 7500 horas apresentou uma intensificação no amarelecimento de toda a superfície como pode ser visualizado na Figura 39. Este amarelecimento na região das saias se intensificou próximo à extremidade das saias e menos próximo ao corpo do isolador isto devido à maior incidência e acúmulo de água nesta região o que propicia uma maior oxidação da superfície do isolador nesta região.



Figura 39 – Amarelecimento da superfície da amostra do fabricante Y com 7500 horas

A Figura 40 apresenta detalhes de acúmulo de água na região inferior das saias no formato de gotas espaçadas. Porém, o efeito principal que pode ser constatado é a erosão

generalizada por toda superfície da amostra do fabricante Y com 7500 horas de envelhecimento como mostra a Figura 40.



Figura 40 – Detalhes do acúmulo de água e erosões na amostra do fabricante Y com 7500 horas de envelhecimento

Por fim, o detalhe que mais chama a atenção na amostra do fabricante Y com 7500 horas de envelhecimento acelerado é apresentado na Figura 41. A Figura 41 (a) apresenta detalhes de uma erosão pronunciada em um ponto fixo logo abaixo da primeira saia da amostra com 7500 horas, esta erosão se difere das erosões apresentadas na Figura 40 que são provenientes do centelhamento na superfície causada por umidade, bandas secas, sendo parte do processo de trilhamento elétrico que até o momento não apresentou carbonização da superfície formando de fato as trilhas. Esta erosão na superfície se encontra localizada no mesmo ponto que a erosão com carbonização na região interna junto ao pino aterrado que é apresentada na Figura 41 (b). Este fato indica que esta amostra iniciou um processo de perfuração de seu corpo que levará a uma falha desta amostra, porém a amostra do fabricante Y suportou 7500 horas de envelhecimento acelerado.



(a)

(b)

Figura 41 – Detalhes do processo de erosão na amostra de 7500 horas (a) externa, (b) interna.

3.5.2 – Fabricante X

As amostras do fabricante X retiradas após 500 e 1000 horas de envelhecimento não apresentaram nenhuma alteração significativa mantendo os padrões visuais de quando foram introduzidas na câmara de envelhecimento acelerado.

Já a amostra de 1500 horas começou a apresentar sinais de perda de hidrofobicidade, com marcas que sugerem um acúmulo de água em sua superfície, como mostra a Figura 42 a seguir.



Figura 42 – Amostra de 1500 horas com marcas de acúmulo de água com amarelecimento

Quando a amostra do fabricante X completou o ciclo de envelhecimento de 2000 horas foi detectada na inspeção visual que a amostra também passou a apresentar uma mudança de coloração.

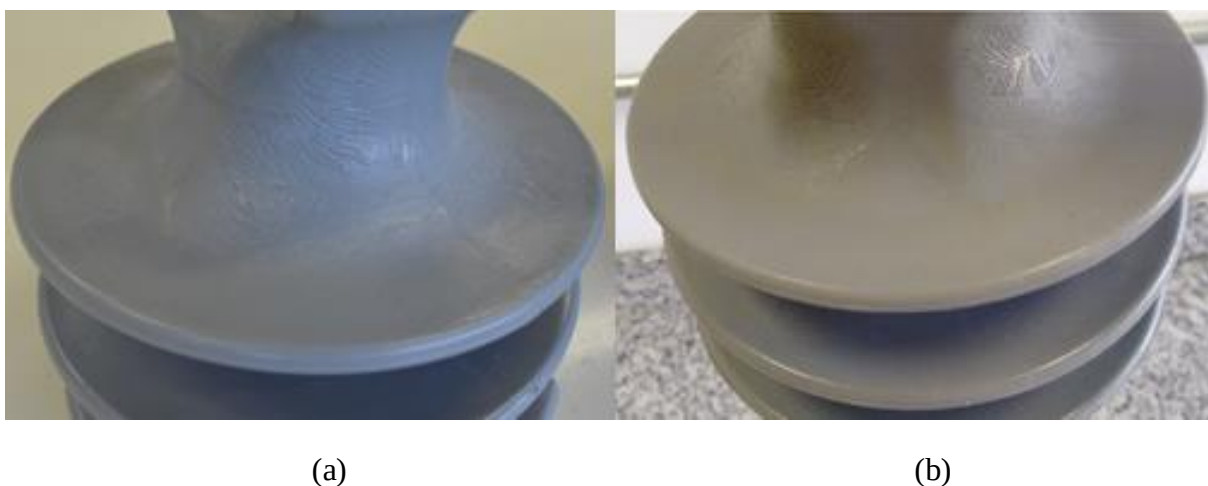


Figura 43 – Comparação entre: (a) amostra nova do fabricante X e (b) amostra retirada no ciclo de 2000 horas

A amostra do fabricante X manteve a mudança de coloração observada no ciclo de 2000 horas para o ciclo de 2500 horas. Já após ser atingido o tempo de envelhecimento de

3000 horas a amostra retirada da câmara também manteve a mudança de coloração observada nos ciclos anteriores e começou a apresentar erosões na sua saia inferior, como mostra a Figura 44.



Figura 44 – Erosão na amostra do fabricante X retirada após o ciclo de 3000 horas.

Na amostra de 3500 horas, os sinais de erosão que já haviam sido observados no ciclo de 3000 horas se tornaram mais evidentes e presentes em maior número. A amostra de 4000 horas do fabricante X se comportou de maneira semelhante às duas amostras citadas anteriormente: variação de coloração estável, erosões por praticamente toda a superfície inferior das amostras e marcas de acúmulo de água, em alguns pontos mostrando a união de gotas que na amostra do ciclo passado se apresentam bem dispersas e agora formam um filme de maior superfície. Também é possível visualizar erosões significativas na região do pino de sustentação.

A amostra com 4500 horas manteve seu padrão de envelhecimento com a formação de marcas em pontos de acúmulo de gotas, enquanto em outros pontos ocorre a união destas gotas, e formação de grandes erosões por praticamente toda a superfície inferior da amostra. A amostra com ciclo de envelhecimento de 7500 horas do fabricante X apresentou um envelhecimento significativamente superior às amostras dos ciclos anteriores, porém não apresentou falha crítica. Como pode ser visto na Figura 45, a superfície da amostra apresenta significativa mudança de coloração o que indica oxidação da superfície do polímero com migração de antioxidante do interior do isolador para sua superfície.



Figura 45 – Amarelecimento da amostra do fabricante X com 7500 horas de envelhecimento

A amostra de 7500 horas teve um acréscimo no tamanho e número de erosões em sua superfície, da mesma forma que o fabricante Y. A Figura 46 (b) apresenta um exemplo de erosão ocorrido, sendo possível afirmar que foi gerada por um processo de banda seca pelo fato da erosão se iniciar em um ponto no qual há uma marca de acúmulo de água próximo à borda da saia da amostra.



(a)

(b)

Figura 46 – Erosões na superfície da amostra do fabricante X após 7500 horas.

Internamente a amostra do fabricante X apresentou erosões significativas e similares ao fabricante Y na base da saia na região que fica mais próxima à parte interna onde o pino aterrado fica localizado. A Figura 47 (b), por exemplo, mostra uma fissura no início da rosca onde o pino é fixado. Porém, a erosão não é tão pronunciada como a apresentada pelo fabricante Y na Figura 41 (b).



Figura 47 – Erosões internas próximas ao pino de sustentação do isolador.

3.5.3 – Fabricante W

As amostras do fabricante W retiradas após 500 e 1000 horas de envelhecimento não apresentaram nenhuma alteração significativa mantendo os padrões visuais de quando foram introduzidas na câmara de envelhecimento acelerado.

Ao realizar uma inspeção visual, depois de completadas 1500 horas, foi notado que algumas amostras do fabricante W começaram a apresentar sinais de perda de hidrofobicidade, com marcas que sugerem um acúmulo de água em sua superfície, como mostra a Figura 48 abaixo. Este efeito também foi detectado nas amostras de 2000 e 2500 horas.



Figura 48 – Marca sugestiva de acúmulo de água na amostra de 1500 horas do fabricante W

A amostra do fabricante W apresentou marcas bem evidentes de acúmulo de água, além de uma marca de erosão sugestiva de algum centelhamento que se inicia neste momento e se estabeleceu na amostra com 3500 horas que também apresentou marcas bem evidentes de acúmulo de água. Ao se completar 4000 horas as erosões se intensificaram na amostra do fabricante W, estando presentes em todas as saias do mesmo, se espalhando por praticamente toda a superfície inferior de cada saia. As marcas de acúmulo de água mostram que as gotas ainda estão separadas, não formando um filme de maior área, porém algumas destas gotas já apresentam maior área por si só, também sugerindo uma perda de hidrofobicidade por parte da amostra. A Figura 49 mostra o estado avançado das erosões e as marcas de acúmulo de água.

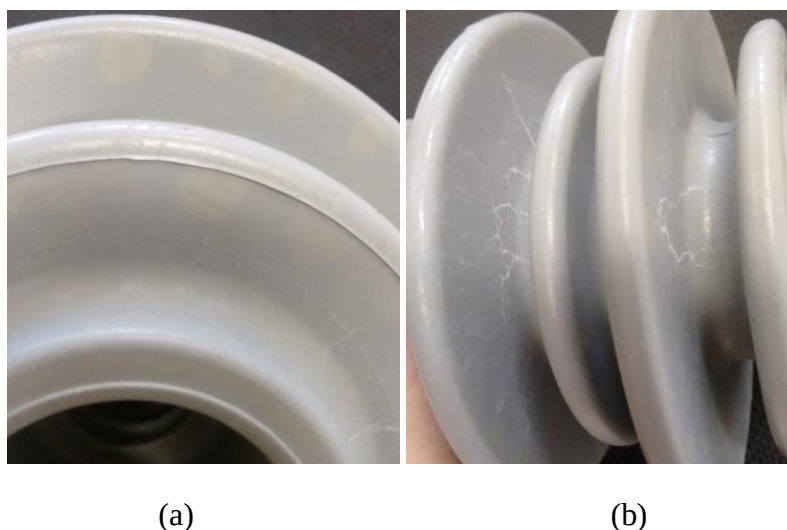


Figura 49 – Amostra retirada após 4000 horas (a) centelhamento e acúmulo de água e (b) erosão.

O acúmulo de água com 4500 horas ainda se dá em forma de gotas espaçadas, sem a formação de grandes filmes. É visível que a erosão se iniciou a partir do ponto de acúmulo de água na parte inferior da saia e vai em direção à superfície superior da próxima saia que também acumula água após a perda da hidrofobicidade. Assim, a erosão da amostra com 4500 horas é um evento típico causado pelo centelhamento devido à banda seca.

A amostra com ciclo de envelhecimento de 7500 horas do fabricante W apresentou oxidação da superfície polimérica que pôde ser comprovada com o amarelecimento do polímero. Como é mostrado na Figura 50 (a) e pontos com acúmulo de água na parte inferior na saia da amostra, Figura 50 (b).

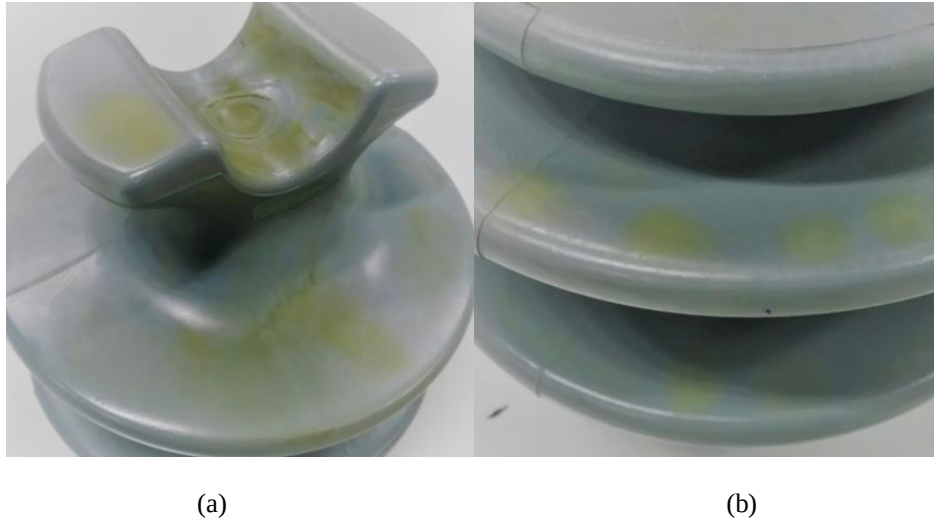


Figura 50 – Amarelecimento da superfície da amostra de 7500 horas do fabricante W

As erosões continuam presentes, Figura 51, porém ainda não se espalharam pela superfície do isolador como ocorrido com fabricante X e Y.



Figura 51 – Erosões na amostra de 7500 horas de envelhecimento do fabricante W

3.5.4 – Fabricante Z

As amostras do fabricante Z retiradas após 500, 1000 e 1500 horas de envelhecimento não apresentaram nenhuma alteração significativa mantendo os padrões visuais de quando foram introduzidas na câmara de envelhecimento acelerado.

A amostra de 2000 horas apresentou marcas sugestivas de acúmulo de água na parte inferior de suas saias, como mostra a Figura 52.



Figura 52 – Amostra com marcas sugestivas de acúmulo de água após 2000 horas de envelhecimento.

Após 2500 horas algumas surgiram pequenas marcas na superfície, mas ainda não sofreu variação notável em sua coloração. Ao chegar em 3000 horas, a amostra do fabricante Z aparentou ser a menos degradada pelo ensaio, sem apresentar mudança de cor ou presença de marcas significativas. Porém, assim como todas as outras amostras, a amostra do fabricante Z também passou a apresentar no ciclo de 3500 horas alguns sinais de erosão, conforme mostra a Figura 53.



Figura 53 – Amostra do fabricante Z após o ciclo de 3500 horas com sinais de erosão

Com 4000 e 4500 horas a amostra do fabricante Z foi novamente a que apresentou a formação de um menor número de erosões e de marcas de acúmulo de água. Por fim, como os demais fabricantes a amostra com ciclo de envelhecimento de 7500 horas do fabricante Z também apresentou oxidação superficial manifestada na forma de amarelecimento da superfície do polietileno de alta densidade como apresentado na Figura 54.



Figura 54 – Amarelecimento da superfície da amostra do fabricante Z com 7500 horas

As erosões também estão presentes por toda a superfície do isolador do fabricante Z após 7500 horas de envelhecimento. As erosões estão por todas as saias, corpo central e interior como mostrado na Figura 55. Neste momento a amostra do fabricante Z aparenta uma degradação superior à degradação apresentada pelo fabricante W. Apesar das erosões, esta amostra não apresenta nenhum sinal de erosão que possa ser profunda ou próximo ao pino na direção do lado externo como apresentado pelos fabricantes Y e X na Figura 41 e Figura 47, respectivamente.



Figura 55 – Detalhes das erosões na amostra do fabricante Z com 7500 horas de envelhecimento

Capítulo 4 – Comportamento Físico-Químico durante o Envelhecimento

Após o envelhecimento das amostras é necessário avaliar sua condição de degradação. Para tal, o mais indicado é a utilização de técnicas de análises físico-químicas. Assim, é necessário definir a melhor forma de análise e o método instrumental que deve ser usado para acompanhar as reações químicas que ocorrem com o polímero ou com os aditivos. Neste capítulo foram utilizados alguns métodos instrumentais e de análises mais usuais de detecção ou acompanhamento de processos da degradação.

4.1 – Efeito do Envelhecimento na Hidrofobicidade

Uma propriedade física importante dos isoladores com cobertura polimérica relativamente aos de vidro ou cerâmicos, é a capacidade dos polímeros em manter a sua hidrofobicidade. A hidrofobicidade é uma propriedade que permite a superfície do material repelir a água, evitando a formação de uma película de água sobre sua superfície [172].

A radiação ultravioleta e descargas corona levam à perda da hidrofobicidade de isoladores poliméricos devido ao processo de oxidação superficial da cobertura polimérica. Entretanto, se o processo de degradação superficial não for extenso, a perda de hidrofobicidade é temporária, pois a livre rotação das ligações químicas leva à recuperação total ou parcial da hidrofobicidade [173-174].

O parâmetro mais utilizado para analisar a hidrofobicidade de uma superfície é o ângulo de contato estático que uma microgota de água apresenta quando está sobre a superfície sólida, como está ilustrado na Figura 56. Nela, o ângulo de contato é considerado como o equilíbrio entre as tensões interfaciais sólido-líquido (γ_{SL}), sólido-ar (γ_{SV}) e líquido-ar (γ_{LV}) [175].

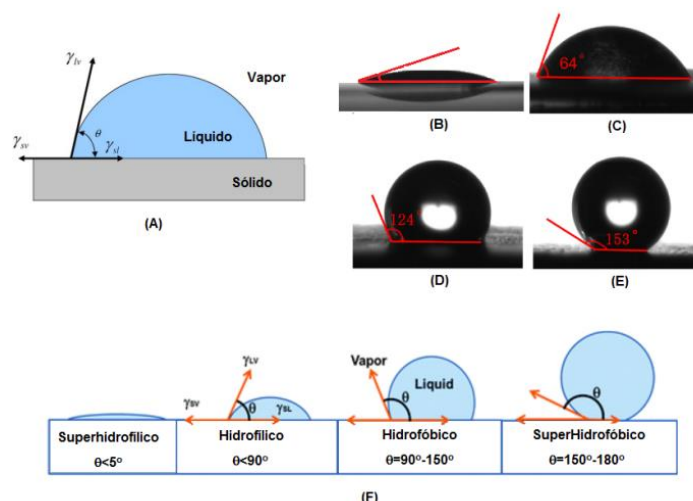


Figura 56 – Definição geométrica do ângulo de contato entre uma gota de líquido na superfície de uma superfície (A), escala de hidrofobicidade (B-F) [176].

De todas as amostras, foram extraídos fragmentos, Figura 57, para a realização de análises físico-químicas.

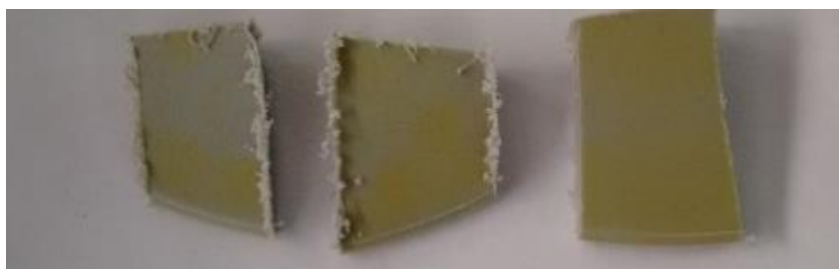


Figura 57 – Exemplos de fragmentos retirados da amostra do fabricante Y para análises físico-químicas

De acordo com a análise das tensões superficiais apresentadas, pode-se concluir que para se atingir o equilíbrio entre a microgota de água e uma dada superfície é necessário que se estabeleça a seguinte relação entre as tensões superficiais do líquido (L), superfície (S) e a atmosfera circundante (V):

$$\gamma_{SL} + \gamma_{LV} \cdot \cos\theta = \gamma_{SV} \quad (1)$$

Por sua vez, o ângulo de contato foi definido segundo Thomas Young por [177-179]:

$$\cos\theta = \frac{\gamma_{SV} - \gamma_{SL}}{\gamma_{LV}} \quad (2)$$

Entretanto, deve ser observado que a Equação (2) somente é válida no caso de superfícies lisas, planas, homogêneas, inertes e não porosas; condições que normalmente não são cumpridas por superfícies durante ensaio de envelhecimento acelerado.

A molhabilidade da superfície dos isoladores poliméricos antes e após o processo de envelhecimento acelerado foi analisada com base na medida do ângulo de contato formado

entre a água deionizada e a superfície do dispositivo empregando-se um goniômetro KRÜSS modelo *Easy Drop* DSA20E com videocâmara fotográfica acoplada. Foram feitas três medições consecutivas à temperatura ambiente (25 °C), empregando-se o modo *Surface Energy do software*, que permite a medida direta do ângulo de contato (em graus). Os resultados representam as médias entre os ângulos direito e esquerdo, obtidos após deposição de gotas com volume padronizado (10 µL) sobre amostras com dimensões aproximadas de 2 x 2 cm da superfície dos isoladores. A Figura 58 ilustra o goniômetro utilizado na aquisição de medidas do ângulo de contato.

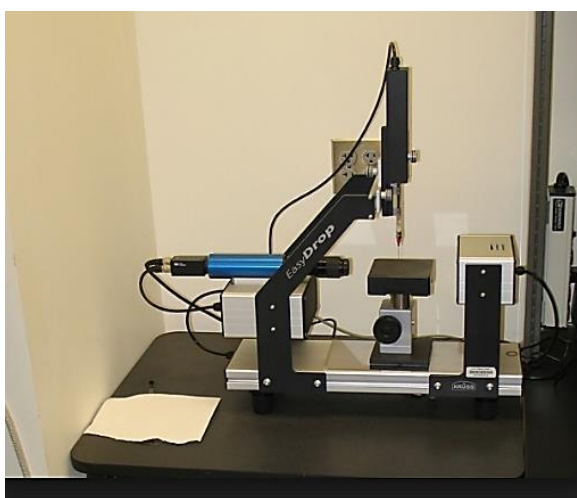


Figura 58 – Equipamento para medida de ângulo de contato utilizado nesse trabalho.

A Figura 59 mostra os resultados do ensaio de hidrofobia das amostras novas ($t=0$) e das amostras que foram submetidas ao ensaio de envelhecimento acelerado. É possível verificar que todas as amostras novas apresentaram ângulo de contato da gota d'água com a superfície maior que 90°, o que as caracterizam como materiais hidrofóbicos. Entretanto, o processo de envelhecimento de apenas 1000 horas reduz drasticamente o ângulo de contato das amostras de todos os fabricantes.

Deve ser enfatizado que a drástica redução no ângulo de contato torna os isoladores analisados nesse trabalho suscetíveis a descargas corona, o que levaria a uma significativa redução no tempo de vida útil do dispositivo [180]. Neste caso, é necessária uma revisão das formulações com a utilização de aditivos que aumentem a hidrofobicidade desses isoladores.

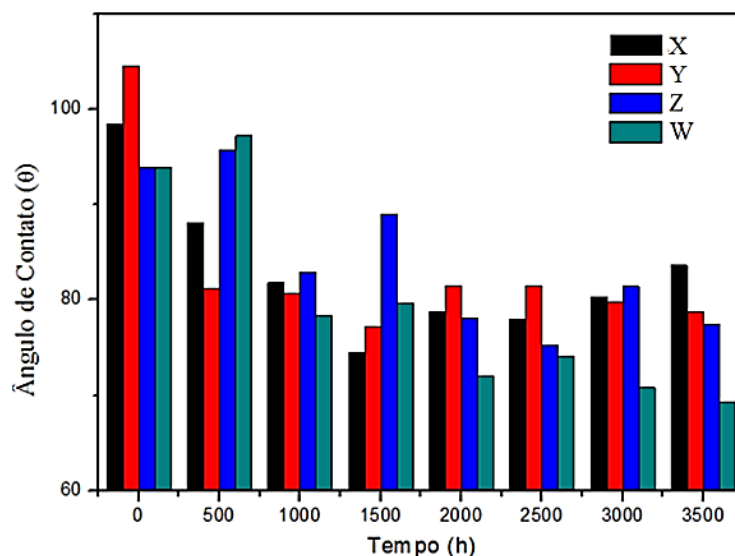


Figura 59 – Efeito do tempo de envelhecimento acelerado na molhabilidade da superfície das amostras

Para alguns isoladores, a perda de hidrofobicidade é temporária, pois o material tem a capacidade de recuperar total ou parcialmente sua hidrofobia devido a rearranjos químicos na superfície do material. Esta propriedade, de recuperar a hidrofobicidade, é de grande importância para o desempenho do isolador em regiões de alta agressividade ambiental. A Figura 60 apresenta os resultados das medidas de ângulo de contato nos isoladores após ensaio de envelhecimento acelerado de 3500 horas. Todas as medidas nos isoladores envelhecidos foram feitas após o período de um ano depois de encerrado o ensaio de envelhecimento, a fim de permitir recuperação completa da hidrofobicidade. Observam-se na Figura 60 que as amostras se tornaram mais hidrofílicas, não recuperando, portanto, sua hidrofobicidade [173-174].

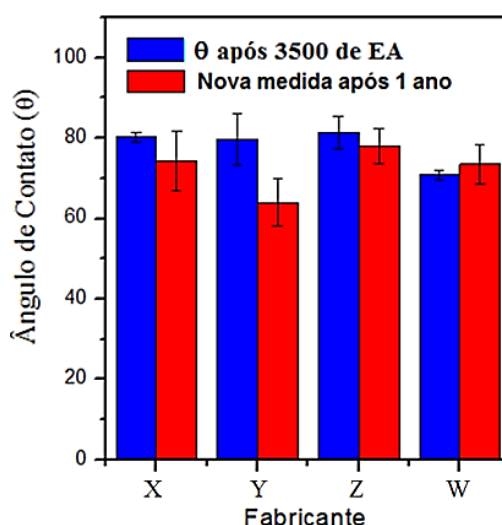


Figura 60 – Análise da recuperação da hidrofobicidade pelas amostras após ensaio de envelhecimento acelerado de 3500 h

No processo de envelhecimento dos isoladores, formam-se sítios ativos na superfície do material devido à perda de hidrogênio do polietileno de alta densidade. Assim, ocorre rápida reação entre os radicais livres superficiais e o oxigênio atmosférico. Nesse caso, a redução na hidrofobicidade após 1 ano pode estar associado à difusão do oxigênio atmosférico na matriz polimérica parcialmente cristalina e reação com os radicais livres produzidos no interior do material.

4.2 – Espectroscopia FTIR

A espectroscopia no infravermelho com transformada de Fourier (FTIR) pode ser usada para identificação e caracterização do processo de envelhecimento acelerado dos isoladores poliméricos. Entretanto, o método não é sensível para alterações estruturais do polímero abaixo de 1%. Basicamente o que se mede nesta análise é a fração da energia transmitida ou absorvida em relação à incidente em determinado comprimento de onda (λ) ou número de onda ($\tilde{\nu}$). Quando expostas a radiação e infravermelhos, as moléculas absorvem radiação de comprimentos de onda específicos sendo característicos para cada molécula sendo utilizada assim para sua identificação.

A Figura 61 ilustra o espectrômetro FTIR utilizado no acompanhamento do envelhecimento acelerado dos isoladores estudados nesse projeto de pesquisa. As medidas foram efetuadas utilizando um equipamento Shimadzu, modelo IR100 no modo de reflexão total atenuada (ATR) PIKE MIRacle ATR com medição através da pressão da ponta de prova sobre a superfície da cobertura polimérica sob um cristal de diamante.



Figura 61 – Espectrômetro FTIR com acessório de refletância total atenuada-ATR.

Neste trabalho, todos os espectros foram obtidos na região de números de onda na faixa de 600 a 4000 cm^{-1} , com resolução de 4 cm^{-1} e 32 varreduras utilizando acessório ATR. Antes das medidas das amostras foi medido o espectro de infravermelho chamado "branco" empregando o cristal de diamante sem amostra.

4.2.1 – Análise FTIR das Amostras

As condições severas de cisalhamento e temperatura associadas ao processo de fabricação do isolador polimérico podem induzir a auto-oxidação do polietileno de alta densidade. O processo auto-oxidativo por sua vez está associado à temperatura e ao tempo de processamento do isolador polimérico [181-183]. A auto-oxidação é um processo dinâmico que evolui ao longo do tempo. Trata-se de um fenômeno puramente químico e bastante complexo, envolvendo reações radicalares capazes de autopropagação, e que está diretamente relacionada ao cisalhamento e à temperatura de processamento do material. No decurso da sequência reacional, classicamente dividida em iniciação, propagação e terminação, é possível se observar o aparecimento dos produtos primários de oxidação (peróxidos e hidroperóxidos).

Não havendo o controle adequado de temperatura e de tempo de processamento, o elevado cisalhamento a que o material é submetido abstrai hidrogênio da cadeia da poliolefina gerando assim, radicais que reagem rapidamente com o oxigênio atmosférico, formando radicais peróxido na superfície do polímero (ROO^*). Por sua vez, os radicais peróxidos são altamente reativos e removem mais hidrogênio da matriz de polietileno formando-se hidroperóxidos superficiais (ROOH). Os grupos ROOH se decompõem nas condições de cisalhamento e temperaturas elevadas abstraindo mais hidrogênio do polietileno formando novos radicais alquila que, por sua vez fecham o ciclo termo-oxidativo responsável pela degradação do material.

O processo termo-oxidativo pode ser bloqueado ou minimizado pela utilização de antioxidantes, durante a fabricação do isolador, capazes de inibir ou retardar o processo degradativo. Os antioxidantes atuam na estabilização do polietileno desativando os radicais livres ou levam à decomposição dos peróxidos gerados na matriz polimérica. Nesse caso, o antioxidante comporta-se como um doador de hidrogênio para os radicais alquila (R^*) e peroxila (ROO^*) e transfere o radical livre do polímero para sua própria cadeia [184-185]. Uma classe de antioxidantes doadores de hidrogênio que atuam na estabilização do polietileno são os antioxidantes fenólicos e seu mecanismo de atuação é ilustrado na Figura 62.

Uma desvantagem da utilização de compostos fenólicos como antioxidantes está no processo de formação de quinonas. Os grupos quinonas possuem alto coeficiente de absorvidade molar na região ultravioleta do espectro eletromagnético e são responsáveis pelo amarelecimento do polímero.

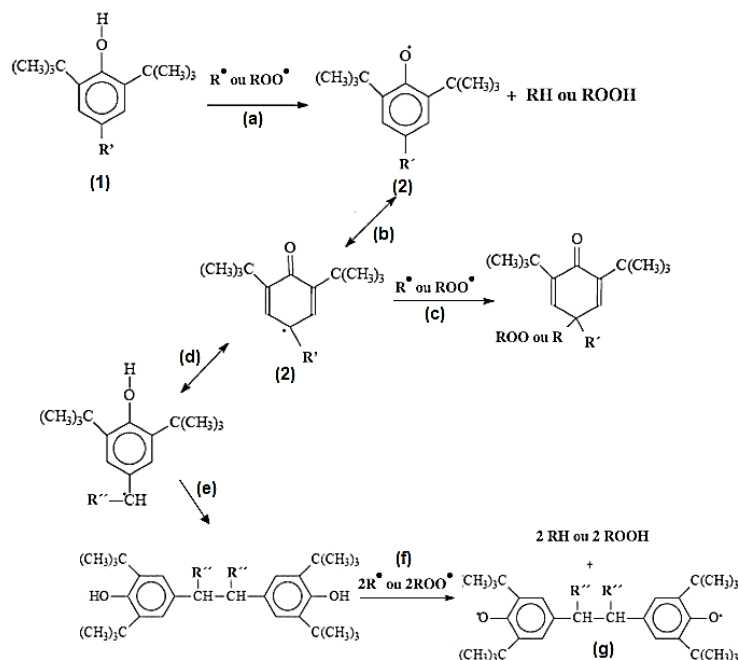


Figura 62 – Reações de estabilização do polietileno de alta densidade pelo antioxidante 2,4-di-terc-butilfenol (1). Os radicais $R^\bullet$ e $ROO^\bullet$ são desativados pela doação do hidrogênio fenólico e formação do radical fenoxila (a). Formação de quinona com a migração do elétron desemparelhado para a posição *para* (b). Desativação de outro radical livre com a incorporação do antioxidante na cadeia polimérica (c). Recombinação de radicais livres (d). Formação de dímero (e). Desativação dos radicais poliméricos pelo dímero (f). Formação de dois anéis quinonas (g), adaptado de [183].

Embora seja um polímero de estrutura molecular relativamente simples onde a estrutura mérica (unidade repetitiva) é dada por $(-CH_2 - CH_2)_N-$, o polietileno de alta densidade é um polímero parcialmente cristalino, flexível, cujas propriedades são acentuadamente influenciadas pela quantidade relativa das fases amorfa e cristalina. A massa molar tem influência sobre as propriedades do polietileno de alta densidade, principalmente devido ao seu efeito na cinética de cristalização, cristalinidade final e ao caráter morfológico da amostra. O efeito da massa molar depende de sua extensão. O polietileno de alta densidade de baixa massa molar é frágil e quebra sob baixas deformações. Na faixa de massa molar entre 80.000 e 1.200.000, típica para polietileno de alta densidade comercial, o polímero possui propriedades mecânicas mais adequadas para sua aplicação em engenharia. Assim, dispositivos fabricados com polietileno de alta densidade de baixa massa molar são frágeis, porém com o aumento da massa molar a resistência ao impacto aumenta e é bastante alta para o polietileno de alta densidade com massa molar na faixa de $5 \cdot 10^5$ a 10^6 .

Os radicais peróxidos (ROO*) capturam hidrogênio da matriz de polietileno de alta densidade formando hidroperóxidos (ROOH), composto com energia de ligação baixa (~130 kJ/mol) que sofre quebra homolítica da ligação O-O que retroalimenta a auto-oxidação do polietileno de alta densidade de acordo com a Figura 9.

Nesse sentido, os grupos ROOH podem ser desativados por antioxidantes do tipo fosfito, fosfonito e outros compostos orgânicos de enxofre. No caso do antioxidante fosfito, o átomo de P sofre oxidação do estado +3 a +5, incorporando oxigênio e formando um fosfato e reduzindo ROOH a álcool (R-OH). Os fosfitos também podem converter quinonas, que geram produtos amarelados, a arilfosfatos, impedindo assim o amarelecimento do material. O mecanismo de atuação de um antioxidante fosfito está ilustrado na Figura 63.

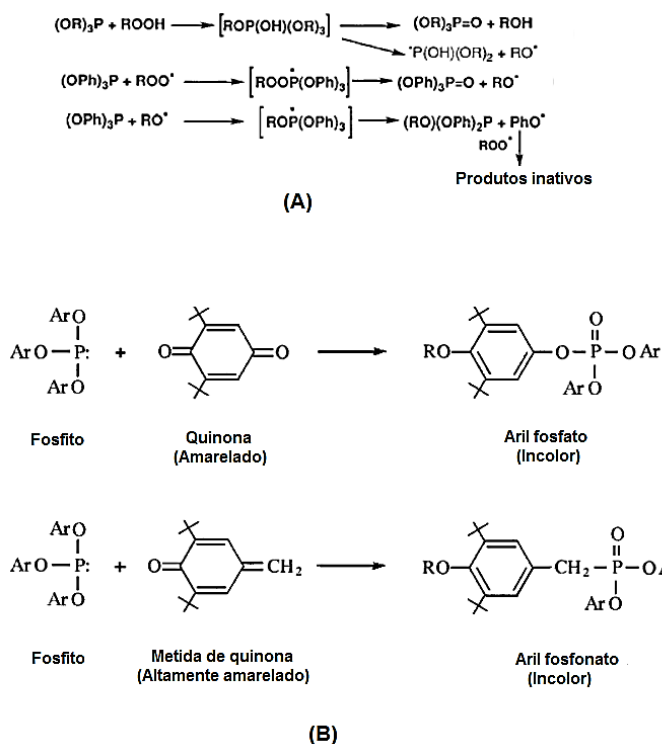


Figura 63 – Mecanismo de atuação dos antioxidantes fosfitos, impedindo a auto-oxidação do polietileno de alta densidade promovida pelos grupos ROOH (A) e desativação do processo de formação de quinonas (B), adaptado de [186].

A Figura 64 do fabricante Y, a Figura 65 do fabricante X, a Figura 66 do fabricante W e a Figura 67 do fabricante Z ilustram os espectros FTIR das amostras de isoladores não envelhecidos (0 horas) e envelhecidos de cada fabricante. Na amostra de isolador novo (0 horas) (Figura 64 (a), Figura 65 (a), Figura 66 (a) e Figura 67 (a)), observa-se todas as bandas de absorção características do polietileno de alta densidade a exemplo das bandas de estiramento assimétrico do grupo CH_2 a 2918 cm^{-1} de forte intensidade, estiramento simétrico de forte intensidade de CH_2 em 2851 cm^{-1} , as deformações angulares do CH_2 tipo flexão de média intensidade a 1465 cm^{-1} e deformação angular do CH_2 tipo balanço de média

intensidade a 714 cm^{-1} . Todas as bandas de absorção citadas anteriormente estão em boa concordância com os valores observados para o FTIR do polietileno de alta densidade apresentados na literatura especializada [187].

A comparação das amostras de isoladores não envelhecidas (0 horas) com as amostras envelhecidas (500-7500 horas) revela como alterações significativas o desaparecimento das bandas de absorção a 801 cm^{-1} , entre $1067\text{-}1027\text{ cm}^{-1}$ e a 1263 cm^{-1} . Tais bandas de absorção parecem estar associadas à presença de antioxidantes.

Ao mesmo tempo observa-se na Figura 64, Figura 65, Figura 66 e Figura 67 o aparecimento de bandas de absorção correspondente aos grupos carbonila a 1746 cm^{-1} , característica de éster, durante o ensaio de envelhecimento acelerado. Também pode ser observado o aparecimento de bandas de absorção a 1539 cm^{-1} , 1370 cm^{-1} e 1146 cm^{-1} . Com base nessas observações é possível se inferir que as amostras de isoladores sofrem oxidação no processo de envelhecimento acelerado.

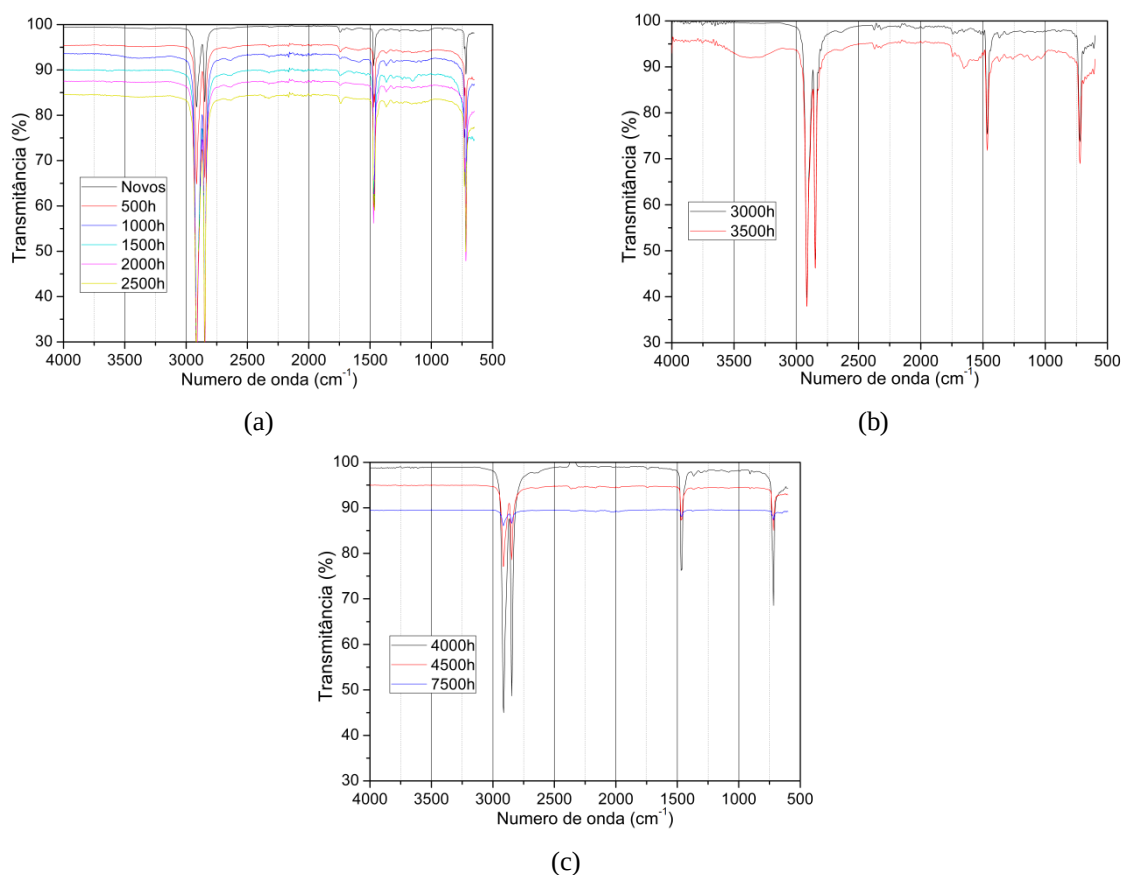


Figura 64 – Espectro FTIR das amostras de isoladores da fabricante Y após ensaio de envelhecimento acelerado: (a) 0-2500 horas; (b) 3000-3500 horas e (c) 4000-7500 horas.

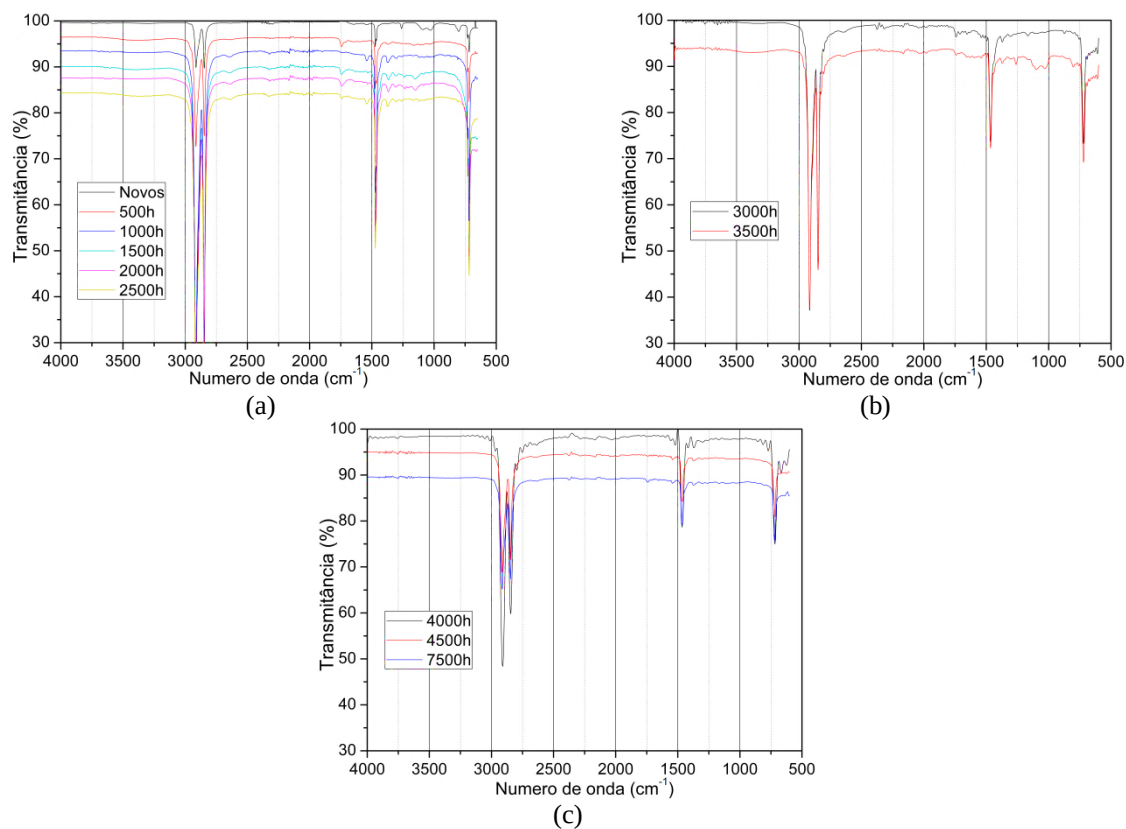


Figura 65 – Espectro FTIR das amostras de isoladores da fabricante X após ensaio de envelhecimento acelerado:

(a) 0-2500 horas; (b) 3000-3500 horas e (c) 4000-7500 horas.

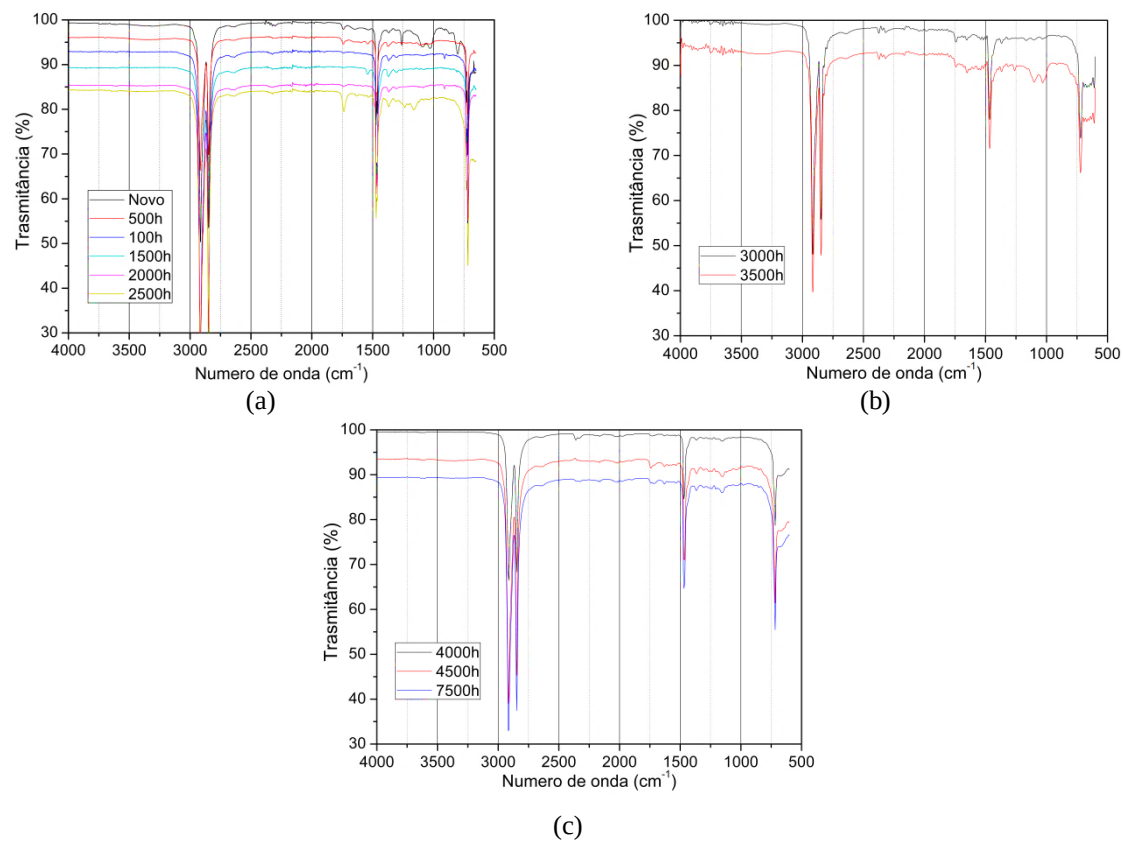


Figura 66 – Espectro FTIR das amostras de isoladores da fabricante W após ensaio de envelhecimento acelerado:

(a) 0-2500 horas; (b) 3000-3500 horas e (c) 4000-7500 horas.

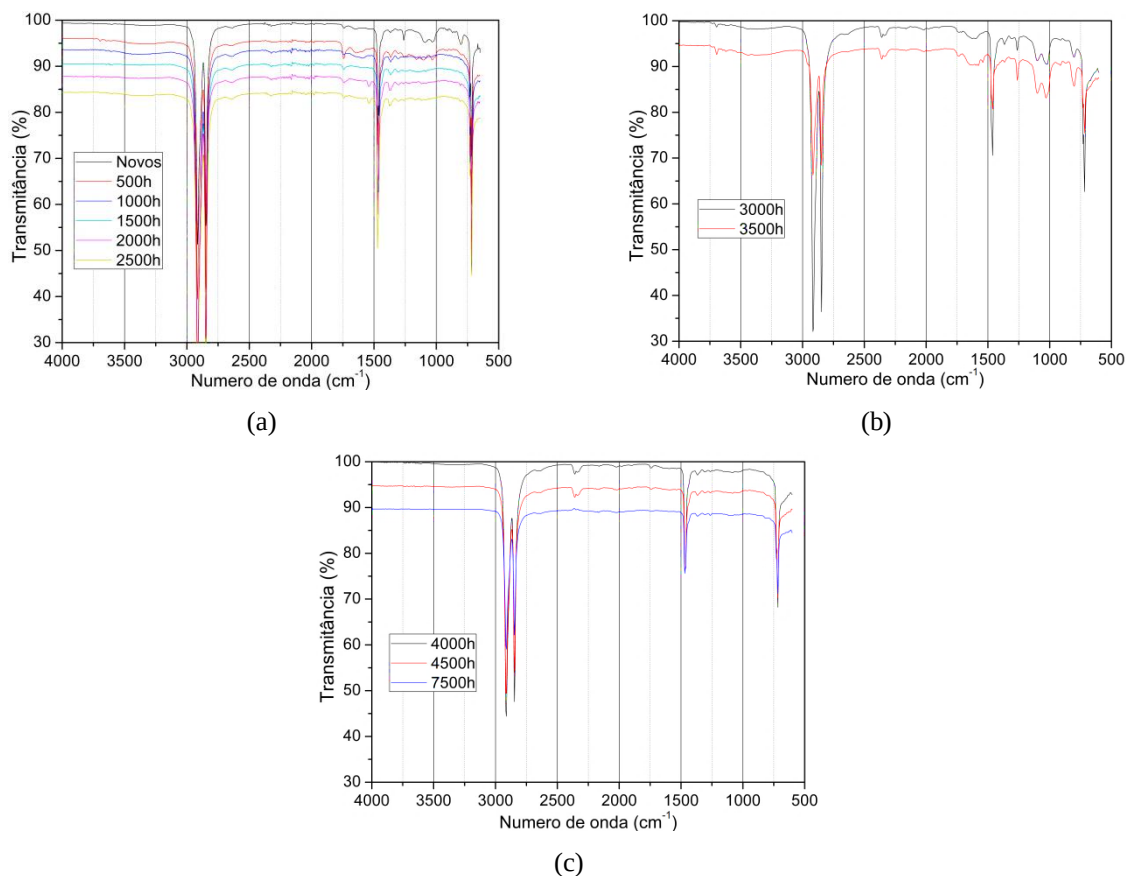


Figura 67 – Espectro FTIR das amostras de isoladores da fabricante W após ensaio de envelhecimento acelerado: (a) 0-2500 horas; (b) 3000-3500 horas e (c) 4000-7500 horas.

4.2.2 – Índice de Carbonila

A partir da Figura 64 à Figura 67 foi determinada a cinética de aparecimento de carbonilas durante o processo de envelhecimento acelerado utilizando-se como descritor o índice de carbonila (IC), calculado a partir da Equação (3):

$$IC = \frac{I_{1650-1800 \text{ cm}^{-1}}}{I_{1420-1480 \text{ cm}^{-1}}} \cdot 100 \quad (3)$$

Sendo I a intensidade da banda de absorção em absorvância. A relação entre absorvância (A) e transmitância é dada pela equação de Lambert-Beer:

$$A = -\log \frac{T}{100} \quad (4)$$

Os resultados obtidos para a cinética de oxidação do polietileno de alta densidade são apresentados na Figura 68.

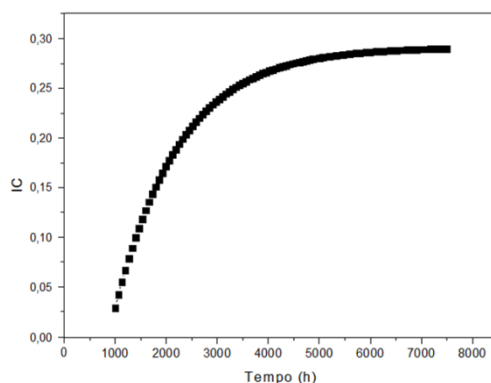


Figura 68 – Variação do IC com o tempo para a amostra de isolador do fabricante X.

Considerando a cinética de oxidação na região de primeira ordem no intervalo de 1000-7500 horas é possível, através do método dos quadrados mínimos obter a seguinte equação que rege o processo:

$$IC = 4,88.10^{-5}t - 0,009 \quad (R^2 = 0,9554) \quad (5)$$

Sendo t o tempo em horas e que a constante cinética (k_c) associada ao processo de oxidação para o isolador de polietileno de alta densidade da fabricante X é igual a $4,88.10^{-5} \text{ (hora)}^{-1}$.

Considerando a cinética de oxidação na região de primeira ordem, intervalo de 1000-7500 horas, é possível, através do método dos quadrados mínimos obter a seguinte equação que rege o processo de envelhecimento acelerado:

$$IC = 4,42.10^{-5}t + 0,026 \quad (R^2 = 0,9816) \quad (6)$$

Sendo t o tempo em horas e que $4,42.10^{-5} \text{ (anos)}^{-1}$ representa a constante cinética do processo de oxidação superficial dos isoladores da fabricante Y, Figura 69.

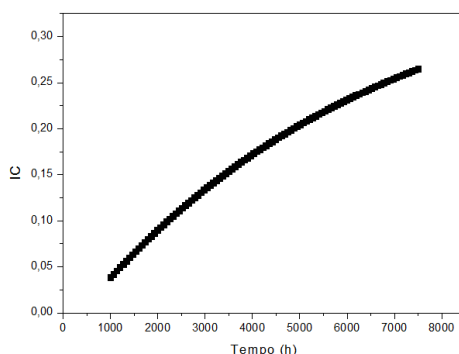


Figura 69 – Variação do IC com o tempo para a amostra de isolador do fabricante Y.

Considerando a cinética de oxidação na região de primeira ordem no intervalo de 1000-7500 horas, é possível, através do método dos quadrados mínimos obter a seguinte equação que rege o processo de envelhecimento acelerado das amostras fabricante W:

$$IC = 9,35.10^{-6}t - 0,07198 \quad (R^2 = 0,9967) \quad (7)$$

Sendo t o tempo em horas e $9,35.10^{-6}$ (horas)⁻¹ representa a constante cinética ($k_{c,FTIR}$) do processo de oxidação superficial, Figura 70.

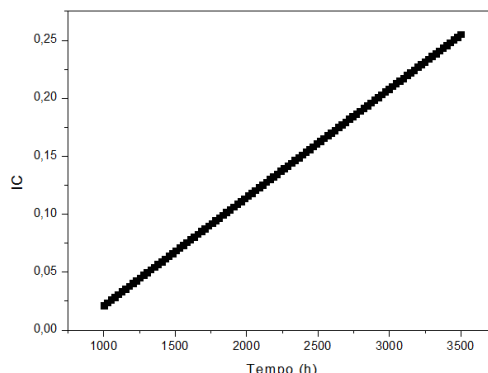


Figura 70 – Variação do IC com o tempo para a amostra de isolador do fabricante W.

Considerando a cinética de oxidação na região de primeira ordem no intervalo de 1000-7500 horas, é possível, através do método dos quadrados mínimos obter a seguinte equação que rege o processo de envelhecimento acelerado das amostras fabricante Z:

$$IC = 4,95.10^{-6}t + 0,0413 \quad (R^2 = 0,9727) \quad (8)$$

Sendo t o tempo em horas e $4,95.10^{-6}$ representa a constante cinética do processo de oxidação superficial, Figura 71.

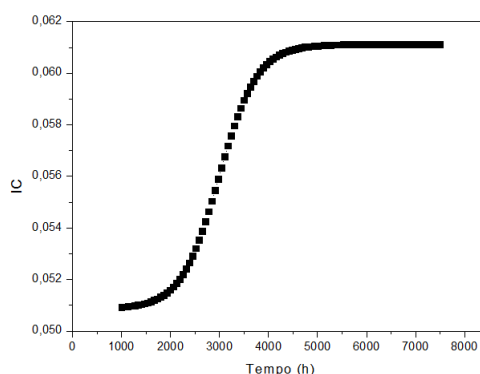


Figura 71 – Variação do IC com o tempo para a amostra de isolador do fabricante Z.

Os fabricantes Y e X tiveram desempenho muito próximo com uma constante cinética de $4,88.10^{-5}$ e $4,42.10^{-5}$. O fabricante W veio logo em seguida com um constante cinética de $9,35.10^{-6}$ e por fim o fabricante que apresentou a menor constante cinética para o envelhecimento da superfície foi o fabricante Z com uma constante de $4,96.10^{-6}$. Assim, o isolador do fabricante Z sofre envelhecimento, porém a uma taxa que 47 % menor que o fabricante W.

4.3 – Efeito do Envelhecimento nas Propriedades Térmicas

Quando os isoladores são expostos a condições de envelhecimento acelerado, podem ocorrer mudanças químicas ou físicas em sua estrutura, dependendo se a solicitação elétrica ou ambiental é maior ou menor que as energias das ligações químicas presentes no material. Estas alterações podem gerar deterioração das propriedades físico-químicas e elétricas do material. Desta forma, o conhecimento do comportamento térmico dos isoladores e os efeitos resultantes do processo de envelhecimento se mostram importantes para a previsão do tempo de vida útil dos isoladores poliméricos.

De acordo com a Confederação Internacional de Análise Térmica e Calorimetria (ICTAC), a análise termogravimétrica (TGA) pode ser definida como uma técnica termoanalítica que acompanha a variação da massa da amostra (perda ou ganho de massa), em função da programação controlada de temperatura [188]. Por sua vez, a termogravimetria derivada (DTG) é a técnica que fornece a derivada de primeira ordem da curva termogravimétrica, em função do tempo ou da temperatura [189].

Na termogravimetria, a massa da amostra (m), é continuamente registrada como função da temperatura (T) ou tempo (t). Portanto, nas curvas da TGA, os desníveis em relação ao eixo das ordenadas correspondem às variações de massa sofridas pela amostra e permitem obter dados que podem ser utilizados com finalidades quantitativas. Na termogravimetria derivada (DTG), a derivada da variação de massa em relação ao tempo é registrada em função da temperatura ou tempo. Portanto, neste método são obtidas curvas que correspondem à derivada primeira da curva da TGA e nos quais os degraus são substituídos por picos que delimitam áreas proporcionais às alterações de massa sofridas pela amostra.

Neste trabalho utilizou-se uma termobalança TGA-50 da Shimadzu. Foram utilizados cadinhos de platina com massa de amostra de aproximadamente 5 mg sob atmosfera dinâmica de N_2 ($25 \text{ mL} \cdot \text{min}^{-1}$). Antes dos ensaios verificou-se a calibração do instrumento empregando-se uma amostra de oxalato de cálcio monohidratado com perdas de massa definidas. Para cada amostra foram feitos experimentos utilizando velocidades de aquecimento de $10 \text{ }^\circ\text{C}/\text{min}$, $20 \text{ }^\circ\text{C}/\text{min}$ e $30 \text{ }^\circ\text{C}/\text{min}$, da temperatura ambiente ($25 \text{ }^\circ\text{C}$) até $1000 \text{ }^\circ\text{C}$. A Figura 72 ilustra a termobalança TGA 50 utilizado na análise térmica dos isoladores.



Figura 72 – Termobalança Shimadzu modelo TGA50 do Laboratório de Alta-Tensão Prof. Manuel Luiz Barreira Martinez (LAT-EFEL).

Ambas as solicitações, elétrica e ambiental, promovem o surgimento de “armadilhas” de cargas devido à criação de defeitos químicos ou estruturais no polímero isolante [190]. As armadilhas de carga são as principais responsáveis pelo envelhecimento (degradação) dos isoladores poliméricos. Considerando que a temperatura exerce um efeito significativo na degradação dos isoladores poliméricos devido à solicitação elétrica, a cinética de degradação do dispositivo durante o ensaio de envelhecimento acelerado pode ser descrita pela equação (9):

$$\frac{d\alpha}{dt} = k(T) \cdot f(\alpha) \quad (9)$$

Sendo que a derivada de α com relação ao tempo representa a velocidade do processo de envelhecimento dos isoladores poliméricos, t é o tempo, $k(t)$ é a constante de velocidade específica na temperatura T e $f(\alpha)$ representa a função correspondente ao modelo cinético do processo de envelhecimento acelerado.

A função $k(T)$ na Equação 9 está relacionada com a energia de ativação pela equação de Arrhenius. Logo, substituindo-se a constante de Arrhenius $k(T)$ na Equação (9) obtém-se a equação (10) [191]:

$$\frac{d\alpha}{dt} = A \cdot f(\alpha) \cdot e^{-\frac{E_a}{RT}} \quad (10)$$

Sendo E_a a energia de ativação e A o fator pré-exponencial e, R e T são a constante dos gases e a temperatura absoluta, respectivamente.

A função $f(\alpha)$ depende do mecanismo que segue o processo de envelhecimento do material. Assim, para um processo de envelhecimento cuja ordem de reação é n e m , a função $f(\alpha)$ assume que a taxa de conversão é proporcional à fração de isolador polimérico não envelhecido:

$$f(\alpha) = \alpha^m (1 - \alpha)^n, \quad 0 \leq m \leq 1, n \geq 1 \quad (11)$$

Para as reações não isotérmicas usando medidas de análise termogravimétrica (TGA), a mudança do grau de conversão com a temperatura pode ser escrita como [192]:

$$\frac{d\alpha}{dt} = \frac{1}{\beta} \frac{d\alpha}{dT} = \frac{A}{\beta} \cdot e^{-E_a / RT_{\max}} \cdot \alpha^m (1 - \alpha)^n \quad (12)$$

Sendo $\beta = \frac{dT}{dt}$ a taxa de aquecimento e $T_{\max}$ é a temperatura no ponto de máxima degradação, quando $d\left(\frac{d\alpha}{dt}\right) / dt = 0$.

A energia de ativação (E_a) do processo de envelhecimento pode ser calculada usando o método de Ozawa, ou seja [193]:

$$E_a = -R \frac{d \ln \beta}{d\left(\frac{1}{T_{\max}}\right)} \quad (13)$$

Portanto, o gráfico de $\ln \beta$ versus $1/T_{\max}$ permite que um único valor de energia de ativação (E_a) seja determinado sem a necessidade do conhecimento da ordem (n, m) da reação de envelhecimento do material.

Uma vez que a degradação térmica dos isoladores poliméricos pode ser representada como a soma das reações térmicas da degradação dos subprodutos gerados durante o processo de envelhecimento acelerado, a TGA pode ser utilizada para a avaliação da estabilidade dos dispositivos durante o processo de envelhecimento acelerado. Nesse contexto, as perdas de massa, no caso de experimentos isotérmicos, podem ser avaliadas por unidade de tempo e α na Equação 9 pode ser determinada por:

$$\alpha = \frac{m_0 - m}{m_0 - m_\infty} \quad (14)$$

Como já mencionado, os mecanismos envolvidos no processo de envelhecimento acelerado dos isoladores poliméricos iniciam-se com a formação de radicais livres por ação de

temperatura, umidade e/ou solicitação elétrica e suas reações principais já foram apresentadas, Figura 9.

As curvas termogravimétricas e suas primeiras derivadas dos isoladores poliméricos dos fabricantes avaliados são apresentadas da Figura 73 até a Figura 76, nas quais estão indicados os tempos de envelhecimento acelerados: 0 horas, 1000 horas, 3500 horas e 7500 horas, respectivamente. Observa-se que as curvas termogravimétricas apresentaram comportamentos semelhantes exibindo um único estágio principal no processo de decomposição das amostras novas ou envelhecidas. A temperatura de início da decomposição das amostras (T_{onset}) inicia-se por volta de 300 °C, quando se observa uma diminuição acentuada de sua massa inicial com a elevação da temperatura, até por volta entre 520-530 °C. Nesse intervalo de temperatura, as amostras de isoladores poliméricos perdem aproximadamente 98% de sua massa inicial, devido à decomposição/degradação do polímero.

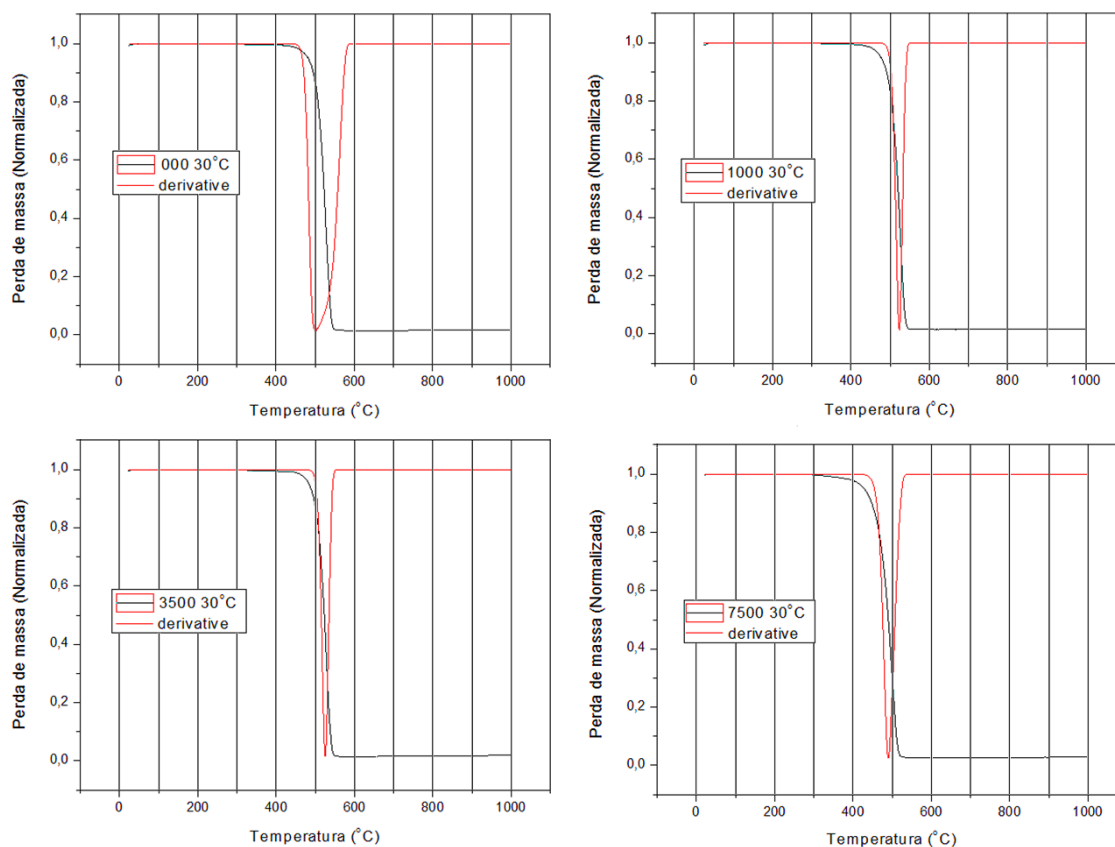


Figura 73 – Análise termogravimétrica (TGA) dos isoladores tipo pino de polietileno de alta densidade da fabricante X para cálculo da energia de ativação (E_A).

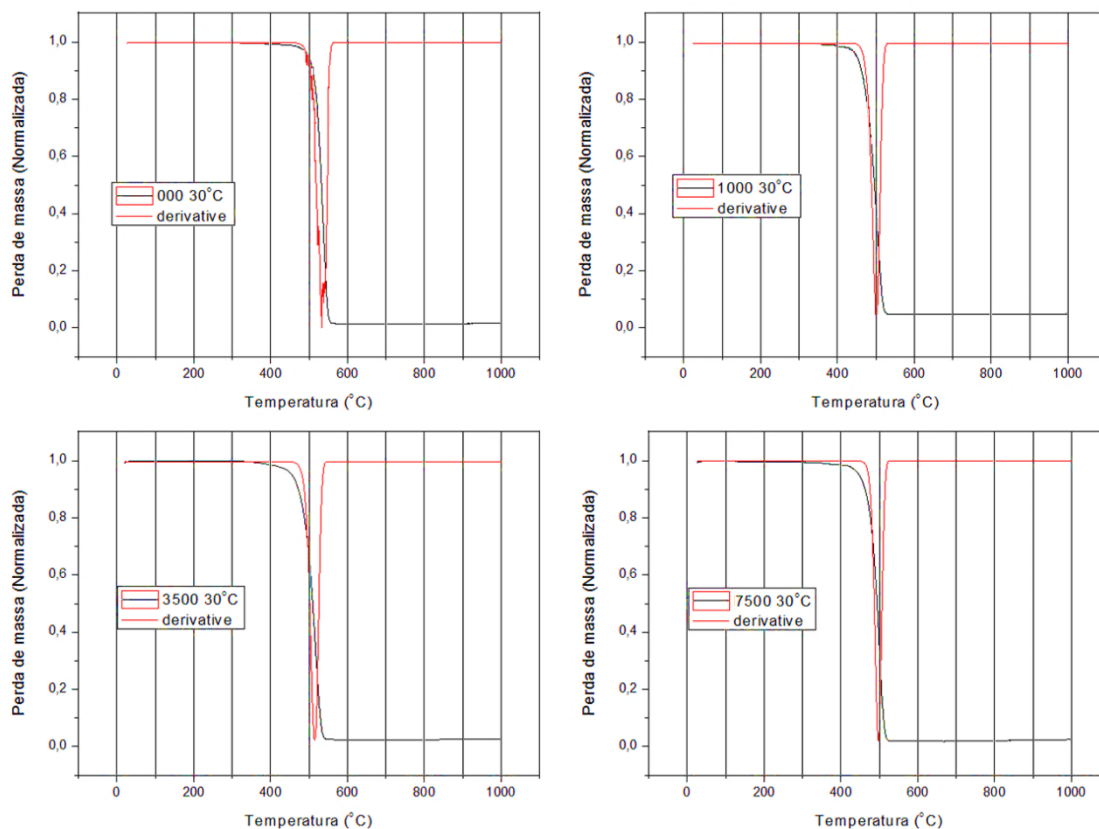


Figura 74 – Análise termogravimétrica (TGA) dos isoladores tipo pino de polietileno de alta densidade da fabricante Y para cálculo da energia de ativação (E_A).

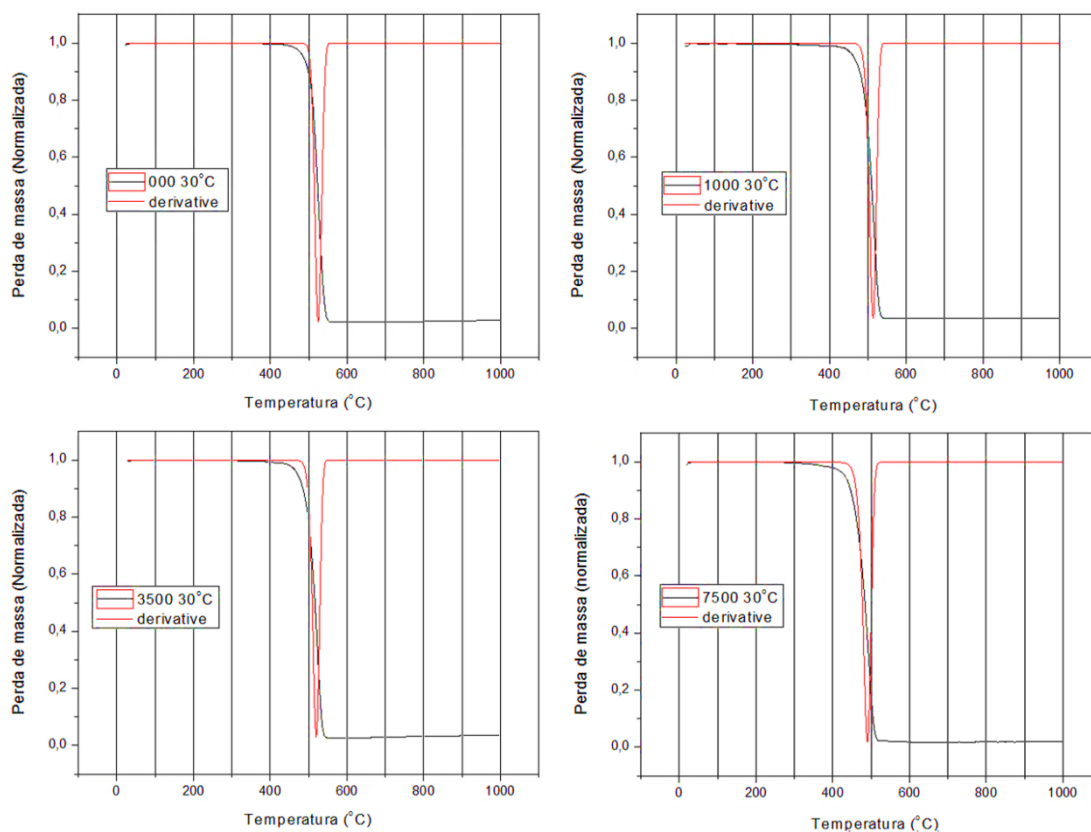


Figura 75 - Análise termogravimétrica (TGA) dos isoladores tipo pino de polietileno de alta densidade da fabricante Z para cálculo da energia de ativação (E_A).

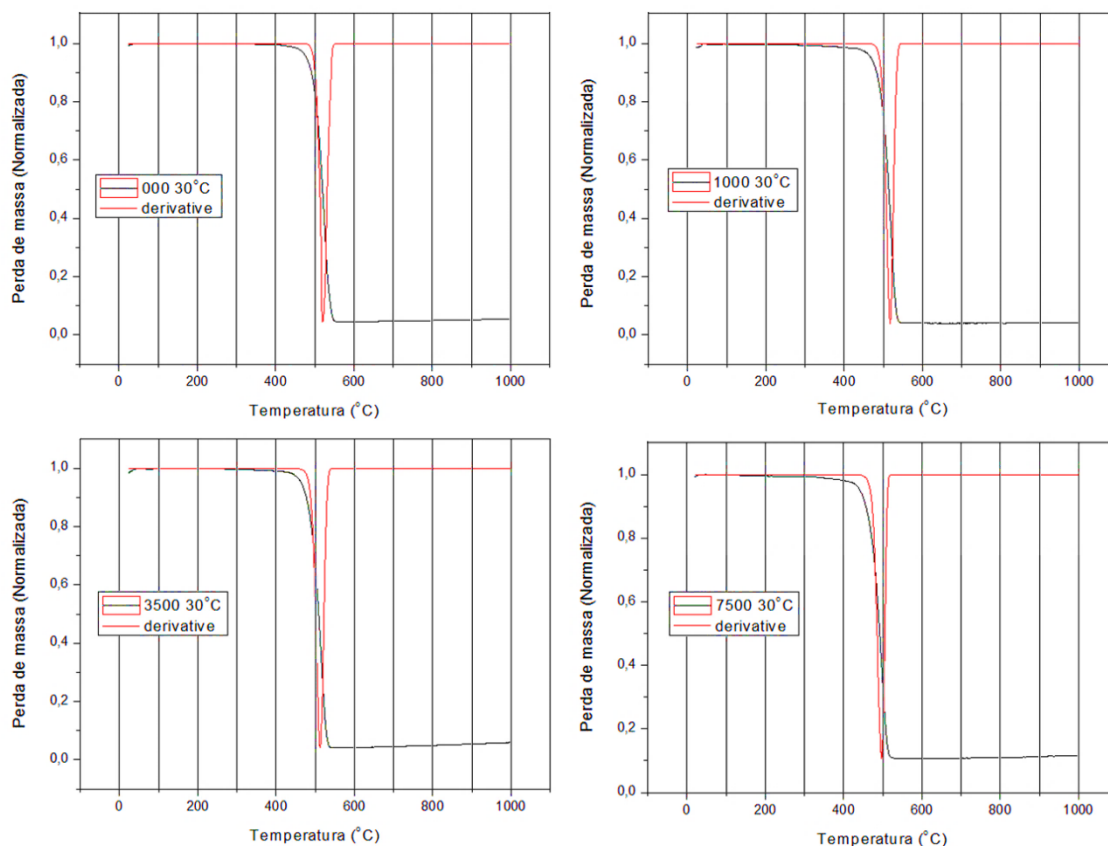


Figura 76 – Análise termogravimétrica (TGA) dos isoladores tipo pino de polietileno de alta densidade da fabricante W para cálculo da energia de ativação (E_A).

Utilizando a curva termogravimétrica derivada, a mesma metodologia cinética de análise do processo de envelhecimento dos isoladores desenvolvida para a análise FTIR-ATR foi aplicada às curvas TG. Nesse caso, considerou-se que o processo de envelhecimento segue uma cinética de decomposição de primeira ordem ($n = 1$). Nesse caso, a expressão para o cálculo da energia de ativação do processo de envelhecimento de cada isolador é dada por [194]:

$$\ln\left(\frac{\beta}{T_{\max}^2}\right) = \left[\ln\left(\frac{AR}{E_A}\right) - \ln[g(\alpha)] \right] - \frac{E_A}{RT_{\max}} \quad (15)$$

A Equação 15 é válida para qualquer valor de $T_{\max}$, desde que α e $T_{\max}$ sejam medidos no mesmo instante. Construindo o gráfico $\ln\left(\frac{\beta}{T_{\max}^2}\right)$ em função de $\frac{1}{T}$ a conversão constante, a inclinação será igual a $-\frac{E_A}{R}$. Portanto, utilizando-se $T_{\max}$ obtido a partir das

derivadas das curvas termogravimétricas, calculou-se E_A correspondente às amostras de cada isolador de polietileno de alta densidade pós-processo de envelhecimento.

Os valores de temperatura em que a velocidade de decomposição foi máxima (T_{max}) dos isoladores estão apresentados na Figura 77. Observa-se que o envelhecimento acelerado provocou uma diminuição na temperatura máxima de degradação indicando uma diminuição na estabilidade térmica em todos os intervalos de tempo de envelhecimento acelerado investigado.

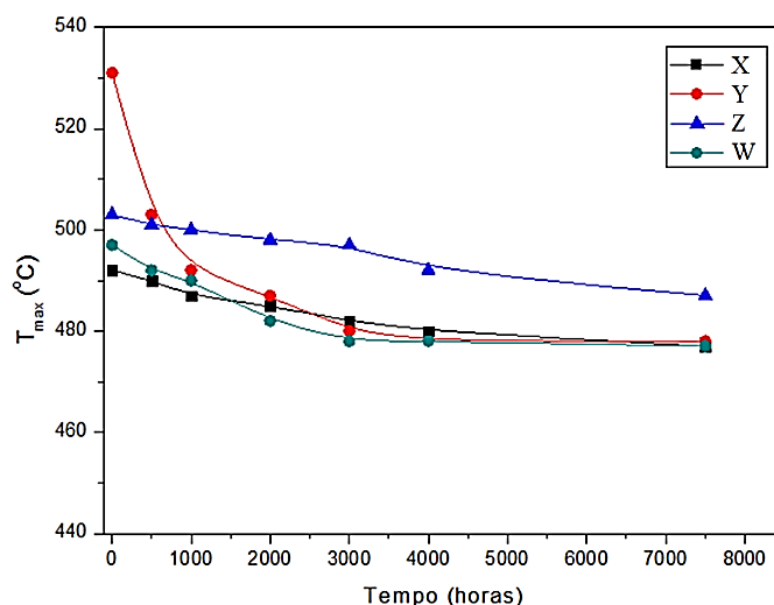


Figura 77 – Curvas de tendência da dependência de T_{max} do tempo de envelhecimento acelerado das amostras.

Os valores de T_{max} foram obtidos a partir das curvas TG, Figura 73, Figura 74, Figura 75 e Figura 76.

Observou-se em todas as amostras um comportamento inversamente proporcional entre T_{max} e o tempo de envelhecimento, possivelmente relacionado à formulação de antioxidante e conteúdo de fração cristalina do polietileno de alta densidade utilizado, facilitando assim a difusão de produtos associados à degradação e, portanto, acelerando o processo de envelhecimento do material. Também deve ser observado que a diminuição em T_{max} também indica uma formulação de polietileno de alta densidade com baixa condutividade térmica, o que facilitaria a dissipação do calor no interior do compósito e levaria a uma diminuição na T_{max} de degradação dos isoladores poliméricos.

A Figura 78 ilustra a variação de E_A com o tempo de envelhecimento acelerado das amostras de isoladores. Considera-se que, quanto maior o valor de E_A maior será a estabilidade do dispositivo após o ensaio de envelhecimento acelerado.

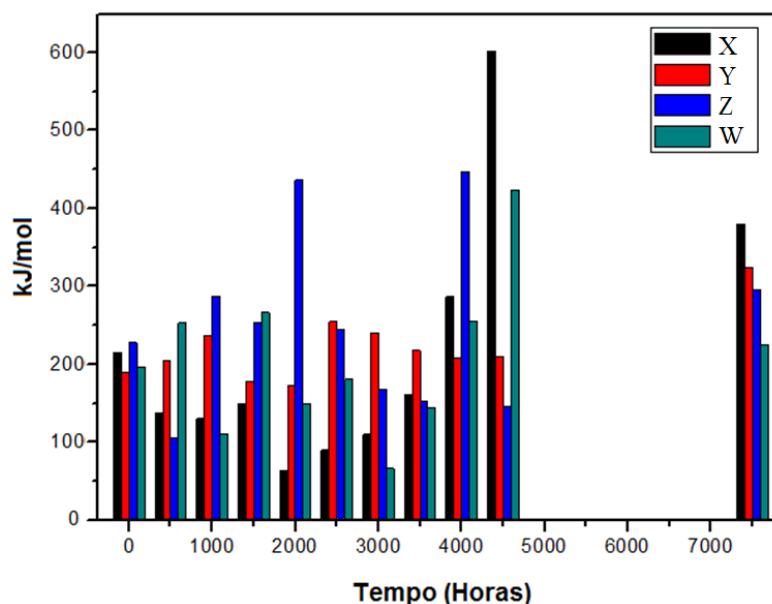


Figura 78 – Valores de energia de ativação (E_A) calculados a partir da Equação 15 e dos dados das curvas termogravimétricas, Figura 73, Figura 74, Figura 75 e Figura 76.

Observa-se que no intervalo de envelhecimento acelerado de até 3000 horas, as amostras dos isoladores fabricante Y, fabricante Z e fabricante W (Figura 78) apresentam melhor desempenho relativamente às amostras de isoladores fabricante X com relação ao processo de envelhecimento acelerado uma vez que os valores obtidos para E_A indicam que as amostras permaneceram mais estáveis durante o ensaio relativamente às condições iniciais ($t=0$). Entretanto, uma aleatoriedade de resultados no espaço temporal de envelhecimento pode ser observada uma vez que $E_{A,0} < E_A$ para alguns tempos de envelhecimento acelerado. Por exemplo; $E_{A,0}$ (fabricante Z) = 215,6 kJ/mol ($t=0$) e quando $t = 2000$ h, $E_A = 437,7$ kJ/mol.

Observa-se que essa heterogeneidade de processo contribui negativamente para a utilização do dispositivo em campo uma vez que para $t = 4500$ h, $E_A = 145,0$ kJ/mol. Outra possibilidade é que uma das formas de envelhecimento apresentadas na revisão bibliográfica é a ocorrência de reticulação no polietileno de alta densidade devido à quebra da cadeia de polietileno e a ligação cruzada com cadeias adjacentes. Neste caso, devido à reticulação significativa da amostra retirada dos isoladores para a execução da análise térmica o resultado da energia de ativação é superior às amostras que não sofreram reticulação [195-200].

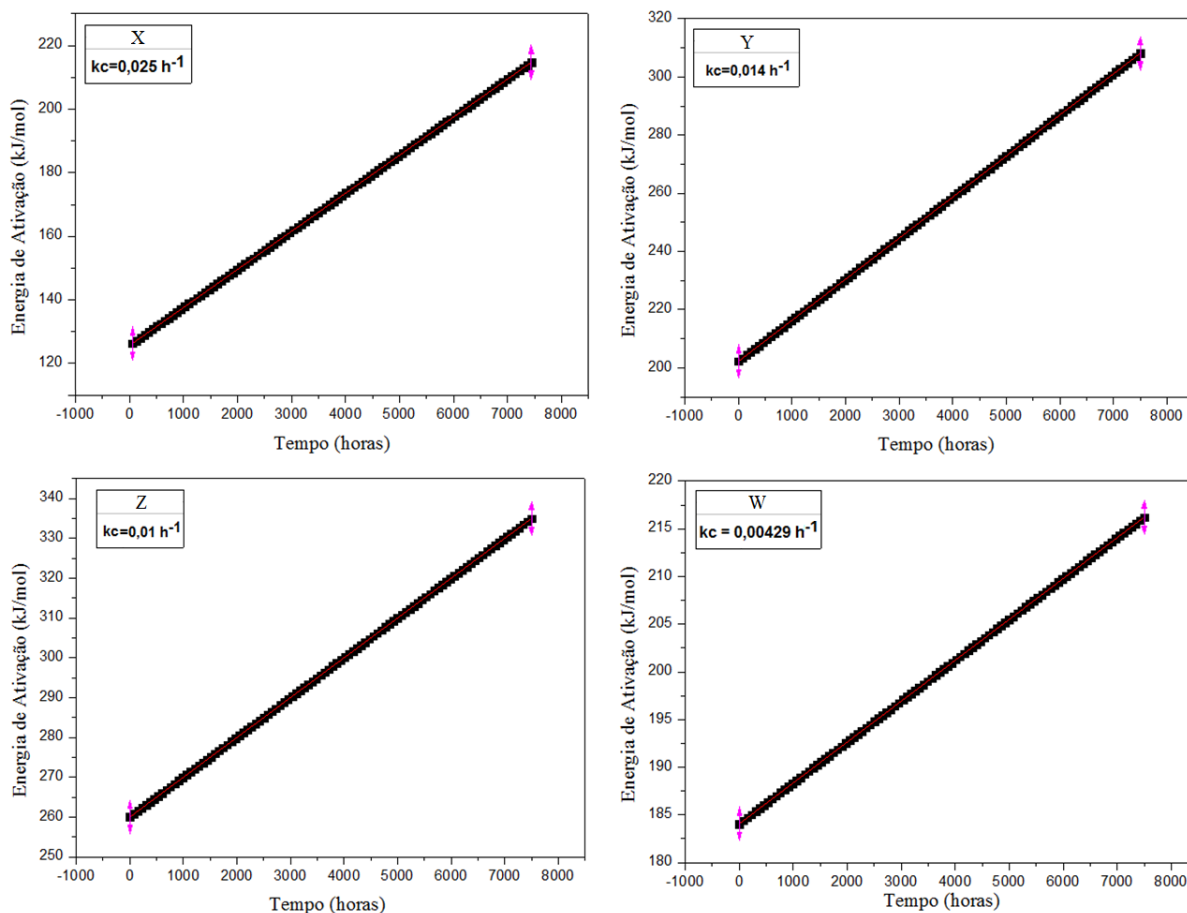


Figura 79 – Valores obtidos para as constantes cinéticas de degradação, k_c dos isoladores.

A partir dos valores de E_A , Figura 79, observa-se que as amostras fabricante Y e fabricante Z mostraram maior homogeneidade quanto aos valores de E_A indicando baixa variância na formulação/processo de fabricação dos isoladores poliméricos. Os gráficos representam curvas de tendência com o melhor ajuste segundo o método dos quadrados mínimos. De modo geral, a Figura 79 indica que, no intervalo de envelhecimento de até 3000 horas as amostras do fabricante X mostraram desempenho inferior às amostras fabricante Z, fabricante W e fabricante Y.

Como resultado da análise termogravimétrica o fabricante W apresentou uma melhor estabilidade térmica apesar de possuir a menor temperatura de degradação para as amostras de isoladores novos. O fabricante W apresentou a menor taxa de decaimento desta temperatura durante todo o processo de envelhecimento, sendo o fabricante X o segundo mais estável e o fabricante Y quem sofreu a maior alteração nesta característica.

O fabricante Y possuía a maior temperatura inicial de degradação térmica, porém, ao se iniciar o envelhecimento sua temperatura foi sendo reduzida rapidamente devido a mudanças em seu material, possivelmente o consumo de aditivos durante o processo de

envelhecimento. Por fim, a cinética de degradação térmica na ordem do melhor para o pior foi W com uma constante de $0,00429\text{ h}^{-1}$, Z com $0,010\text{ h}^{-1}$, Y com $0,014\text{ h}^{-1}$ e X com $0,025\text{ h}^{-1}$.

Capítulo 5 – Efeito do Envelhecimento na Corrente de Fuga

Os ensaios de medição de corrente de fuga foram feitos tendo como amostras três fabricantes de isoladores. Esta análise foi realizada em uma nova etapa de envelhecimento acelerado, pois ao se realizar o primeiro ciclo de envelhecimento as amostras não foram preservadas devido à necessidade de retirada de partes para as análises químicas. Desta forma foi feito um novo ciclo de envelhecimento, porém, só foi possível utilizar amostras de três fabricantes pelo fato de não haver mais amostras do fabricante X de mesmo lote que as amostras utilizadas no envelhecimento para análise físico-química. A opção de utilização de amostras de outro lote levaria a um resultado não condizente com os resultados do envelhecimento do primeiro ciclo, pois estes isoladores poderiam conter componentes/aditivos diferentes de um lote para outro devido à modificação da formulação pelo fabricante.

A realização dos ensaios elétricos de corrente fuga foi motivada pela busca de novas informações sobre os efeitos do processo aplicado de envelhecimento artificial no comportamento dos isoladores de polietileno de alta densidade. Os resultados obtidos permitem realizar tanto a comparação individual de cada isolador antes e após o envelhecimento quanto a avaliação geral do desempenho dos diferentes fabricantes.

Os ensaios elétricos realizados nos isoladores foram:

- Leitura de corrente de fuga a seco;
- Leitura de corrente de fuga sob chuva.

5.1 – Aquisição da Corrente de Fuga

O circuito utilizado para a realização do ensaio de corrente de fuga é representado na Figura 80.

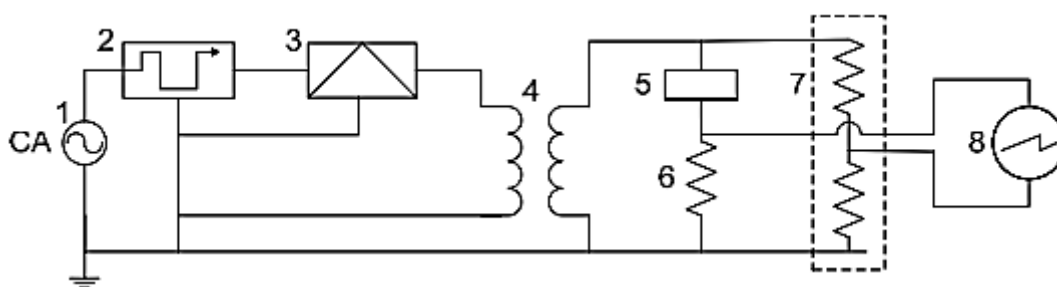


Figura 80 – Circuito para leitura de corrente de fuga

As partes representadas na figura correspondem a:

1. Fonte de tensão em C.A.;
2. Gerador de funções;
3. Amplificador de potência;
4. Transformador;
5. Amostra sob ensaio;
6. Resistor shunt para leitura da corrente de fuga;
7. Divisor de tensão;
8. Osciloscópio digital.

Foram utilizados dois níveis de tensão para a leitura da corrente de fuga:

- 8 kV, correspondente à tensão fase-terra das linhas de 13,8 kV e, consequentemente, a tensão à qual os isoladores em questão estão submetidos no sistema;
- 12 kV, correspondente à tensão aplicada nos isoladores nos tanques de envelhecimento, equivalente a 1,5 pu.

Através de um osciloscópio digital Tektronix modelo DPO4034B, 350 MHz, 2,5 GS/s, foi feita a aquisição de 106 pontos de tensão e corrente, em janelas de 100 ms e 20 ms. Estes sinais foram medidos a seco e sob chuva calibrada conforme norma ABNT NBR IEC 60060-1, filtrados por tratamento matemático, utilizando-se um filtro passa-baixa para remoção de ruídos de alta frequência, e o valor RMS foi calculado sobre este sinal filtrado após a remoção de meio semiciclo no início e no fim da janela de 100 ms devido ao erro inserido nesta região pelo filtro. A Figura 81 ilustra este processo.

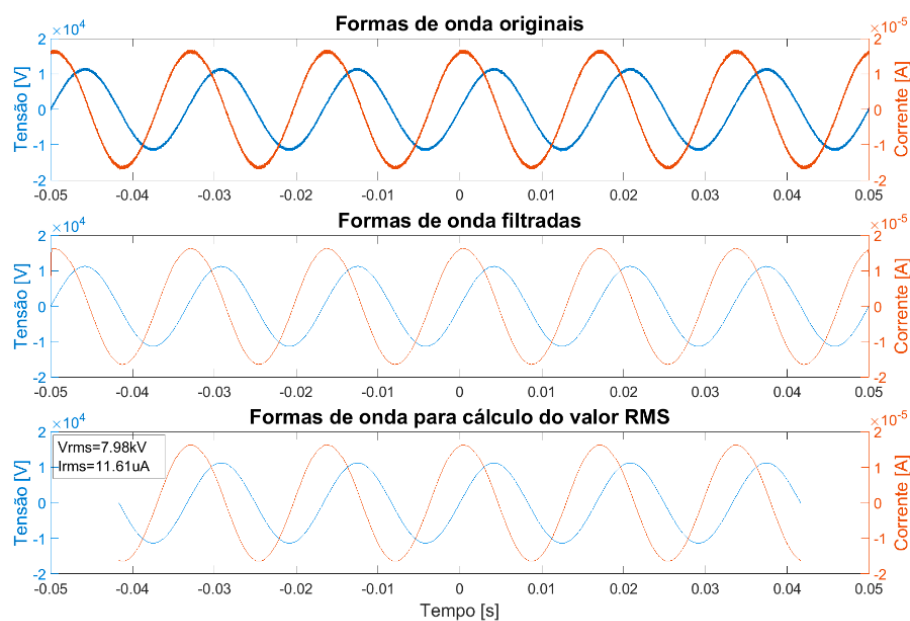


Figura 81 – Formas de onda do isolador fabricante Y 1, 8 kV, 100 ms, a seco.

5.2 – Corrente de Fuga dos Isoladores Novos

A Tabela 4 mostra os resultados obtidos para as leituras do valor RMS da corrente de fuga a seco em 10 isoladores novos dos 3 fabricantes em questão (fabricante Y, fabricante Z e fabricante W):

Tabela 4 – Valor RMS da corrente de fuga a seco.

	Corrente RMS (μA)			Corrente RMS (μA)			Corrente RMS (μA)	
	8 kV	12 kV		8 kV	12 kV		8 kV	12 kV
Y 1	11,61	17,79	Z 1	9,71	14,76	W 1	9,61	14,52
Y 2	10,51	15,63	Z 2	9,98	14,87	W 2	9,90	15,08
Y 3	10,65	16,35	Z 3	9,62	14,74	W 3	10,21	15,46
Y 4	13,36	20,26	Z 4	10,02	15,28	W 4	9,77	14,76
Y 5	10,86	16,15	Z 5	9,93	15,12	W 5	9,87	14,91
Y 6	10,04	15,31	Z 6	10,23	15,56	W 6	9,62	14,50
Y 7	11,96	18,29	Z 7	9,90	14,77	W 7	10,55	16,01
Y 8	11,13	17,04	Z 8	9,61	14,35	W 8	10,19	15,44
Y 9	10,48	15,85	Z 9	9,60	14,40	W 9	10,47	15,85
Y 10	10,99	16,69	Z 10	9,81	15,01	W 10	10,82	16,49

A Tabela 5 resume as informações apresentadas na Tabela 4, e suas informações estão ilustradas na Figura 82 e na Figura 83.

Tabela 5 – Resumo dos resultados obtidos a seco.

		Corrente RMS (μA)				Corrente RMS (μA)				Corrente RMS (μA)	
		8 kV	12 kV			8 kV	12 kV			8 kV	12 kV
Máximo	Y	13,36	20,26	Z	10,23	15,56	W	10,82	16,49		
Mínimo		10,04	15,31		9,60	14,35		9,61	14,50		
Média		11,16	16,94		9,84	14,89		10,10	15,30		
Desv. Pad.		0,95	1,50		0,21	0,37		0,42	0,67		

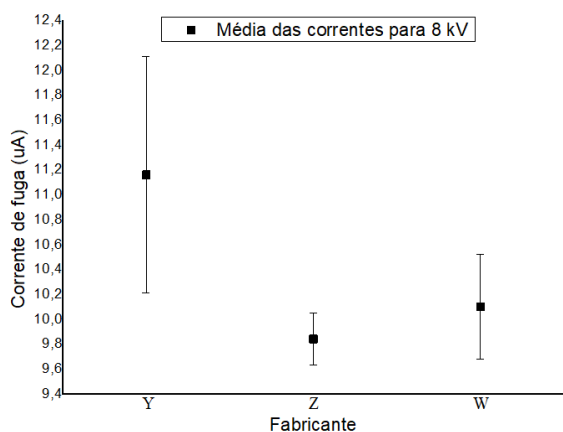


Figura 82 – Média das correntes de fuga para 8 kV a seco.

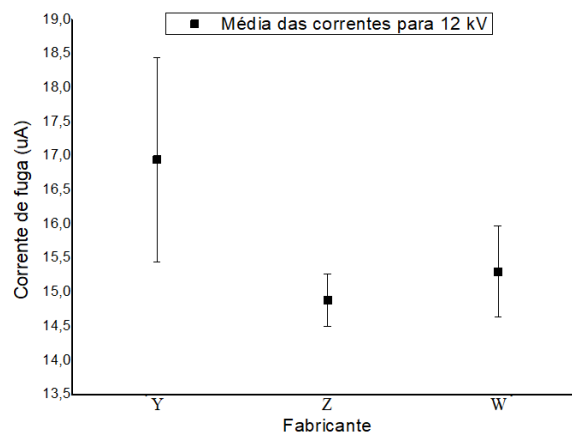


Figura 83 – Média das correntes de fuga para 12 kV a seco.

Os isoladores do fabricante Y apresentam alto desvio-padrão o que sugere que o processo de fabricação pode ser menos rigoroso, ou estável, fazendo com que os isoladores sejam pouco homogêneos dentro de um mesmo lote quando se comparado aos demais fabricantes. Observa-se que os isoladores do fabricante Y foram os que apresentaram maior corrente de fuga para ambos os níveis de tensão, enquanto os isoladores do fabricante Z e fabricante W apresentaram valores estatisticamente muito parecidos, sem grandes diferenças entre os dois fabricantes.

Os resultados das leituras de corrente de fuga sob chuva serão expostos na Tabela 6 e na Tabela 7 de forma semelhante à utilizada para os resultados a seco, sendo ilustradas na Figura 84 e na Figura 85.

Capítulo 5 – Efeito do Envelhecimento na Corrente de Fuga

Tabela 6 – Valor RMS da corrente de fuga sob chuva.

Corrente RMS (μA)			Corrente RMS (μA)			Corrente RMS (μA)		
	8 kV	12 kV		8 kV	12 kV		8 kV	12 kV
Y 1	42,89	66,15	Z 1	31,12	50,34	W 1	32,47	49,30
Y 2	41,99	60,13	Z 2	33,20	49,89	W 2	33,03	66,68
Y 3	36,72	54,32	Z 3	31,61	48,01	W 3	28,81	40,39
Y 4	43,09	61,77	Z 4	34,49	53,81	W 4	30,24	49,38
Y 5	38,96	60,49	Z 5	34,68	54,20	W 5	31,92	58,13
Y 6	38,96	60,81	Z 6	35,37	53,43	W 6	33,00	50,28
Y 7	34,60	59,05	Z 7	31,99	52,94	W 7	36,11	53,09
Y 8	36,26	57,81	Z 8	28,92	47,31	W 8	34,99	53,32
Y 9	34,93	52,94	Z 9	32,25	50,19	W 9	41,18	57,82
Y 10	38,10	57,24	Z 10	33,46	50,36	W 10	34,79	51,33

Tabela 7 – Resumo dos resultados obtidos sob chuva.

Corrente RMS (μA)			Corrente RMS (μA)			Corrente RMS (μA)		
	8 kV	12 kV		8 kV	12 kV		8 kV	12 kV
Máximo	43,09	66,15	Y	35,37	54,20	Z	40,39	66,68
Mínimo	34,60	52,94		28,92	47,31		28,81	41,18
Média	38,65	59,07		32,71	51,05		33,58	53,05
Desv. Pad.	3,15	3,78		1,94	2,43		3,25	6,78

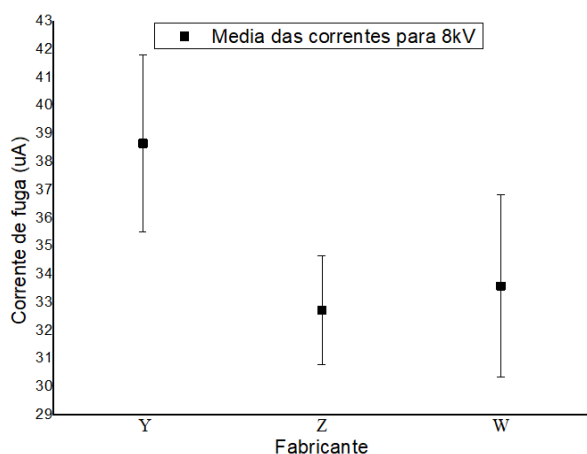


Figura 84 – Média das correntes de fuga a 8 kV sob chuva.

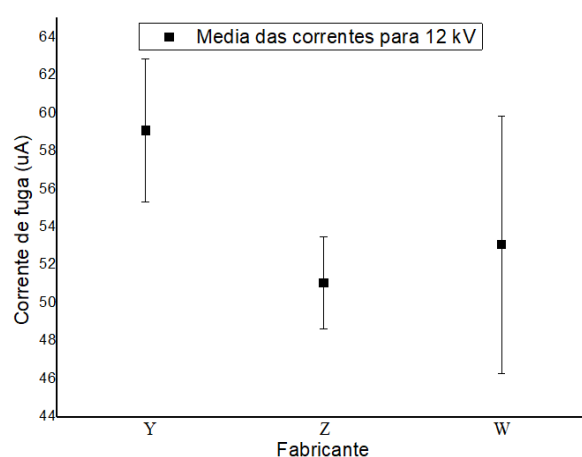


Figura 85 – Média das correntes de fuga a 12 kV sob chuva.

O isolador fabricante W apresentou um alto desvio-padrão sob chuva, podendo indicar alguma característica variante em sua superfície. Apesar disto, sua corrente de fuga média apresentou um valor pouco acima do fabricante Z, comportamento semelhante ao ensaio a seco.

Observa-se que o ensaio sob chuva apresentou maiores amplitudes de corrente de fuga e com maiores desvios-padrão do que o realizado a seco, porém o desempenho quanto ao valor médio da corrente de fuga no comparativo dos fabricantes se manteve semelhante ao apresentado anteriormente.

O aumento da corrente de fuga de cada isolador nas diferentes situações ensaiadas é mostrado da Tabela 8 à Tabela 10, de forma que:

- A primeira coluna representa quantas vezes a corrente de fuga aumentou quando foram aplicados 8 kV sob chuva com relação à aplicação de 8 kV a seco;
- A segunda coluna representa quantas vezes a corrente de fuga aumentou quando foram aplicados 12 kV sob chuva com relação à aplicação de 12 kV a seco;
- A terceira coluna representa quantas vezes a corrente de fuga aumentou quando foram aplicados 12 kV com relação à aplicação de 8 kV, ambos a seco;
- A quarta coluna representa quantas vezes a corrente de fuga aumentou quando foram aplicados 12 kV com relação com relação à aplicação de 8 kV, ambos sob chuva;

Tabela 8 – Aumento da corrente de fuga – fabricante Y.

	Aumento devido à chuva		Aumento devido à elevação da tensão	
	8 kV	12 kV	A seco	Sob chuva
Y 1	3,70	3,72	1,53	1,54
Y 2	3,99	3,85	1,49	1,43
Y 3	3,45	3,32	1,54	1,48
Y 4	3,23	3,05	1,52	1,43
Y 5	3,59	3,75	1,49	1,55
Y 6	3,88	3,97	1,53	1,56
Y 7	2,89	3,23	1,53	1,71
Y 8	3,26	3,39	1,53	1,59
Y 9	3,33	3,34	1,51	1,52
Y 10	3,47	3,43	1,52	1,50

Capítulo 5 – Efeito do Envelhecimento na Corrente de Fuga

Tabela 9 – Aumento da corrente de fuga – fabricante Z.

	Aumento devido à chuva		Aumento devido à elevação da tensão	
	8 kV	12 kV	A seco	Sob chuva
Z 1	3,21	3,41	1,52	1,62
Z 2	3,32	3,36	1,49	1,50
Z 3	3,29	3,26	1,53	1,52
Z 4	3,44	3,52	1,52	1,56
Z 5	3,49	3,59	1,52	1,56
Z 6	3,46	3,43	1,52	1,51
Z 7	3,23	3,58	1,49	1,65
Z 8	3,01	3,30	1,49	1,64
Z 9	3,36	3,49	1,50	1,56
Z 10	3,41	3,35	1,53	1,50

Tabela 10 – Aumento da corrente de fuga – fabricante W.

	Aumento devido à chuva		Aumento devido à elevação da tensão	
	8 kV	12 kV	A seco	Sob chuva
W 1	3,38	3,40	1,51	1,52
W 2	3,34	4,42	1,52	2,02
W 3	2,82	2,61	1,51	1,40
W 4	3,10	3,35	1,51	1,63
W 5	3,24	3,90	1,51	1,82
W 6	3,43	3,47	1,51	1,52
W 7	3,42	3,32	1,52	1,47
W 8	3,43	3,45	1,52	1,52
W 9	3,93	3,65	1,51	1,40
W 10	3,21	3,11	1,52	1,48

Da Tabela 11 à Tabela 13 são resumidas as informações apresentadas da Tabela 8 à Tabela 10, respectivamente, e a comparação dos resultados dos fabricantes é feita da Figura 86 à Figura 89.

Capítulo 5 – Efeito do Envelhecimento na Corrente de Fuga

Tabela 11 – Resumo dos aumentos na corrente de fuga - fabricante Y.

		Aumento devido à chuva		Aumento devido à elevação da tensão	
		8 kV	12 kV	A seco	Sob chuva
Máximo	Y	3,99	3,97	1,54	1,71
Mínimo		2,89	3,05	1,49	1,43
Média		3,48	3,50	1,52	1,53
Desv. Pad.		0,33	0,30	0,02	0,08

Tabela 12 – Resumo dos aumentos na corrente de fuga - fabricante Z.

		Aumento devido à chuva		Aumento devido à elevação da tensão	
		8 kV	12 kV	A seco	Sob chuva
Máximo	Z	3,49	3,59	1,53	1,65
Mínimo		3,01	3,26	1,49	1,50
Média		3,32	3,43	1,51	1,56
Desv. Pad.		0,15	0,11	0,02	0,06

Tabela 13 – Resumo dos aumentos na corrente de fuga - fabricante W.

		Aumento devido à chuva		Aumento devido à elevação da tensão	
		8 kV	12 kV	A seco	Sob chuva
Máximo	W	3,93	4,42	1,52	2,02
Mínimo		2,82	2,61	1,51	1,40
Média		3,33	3,47	1,51	1,58
Desv. Pad.		0,28	0,47	0,01	0,20

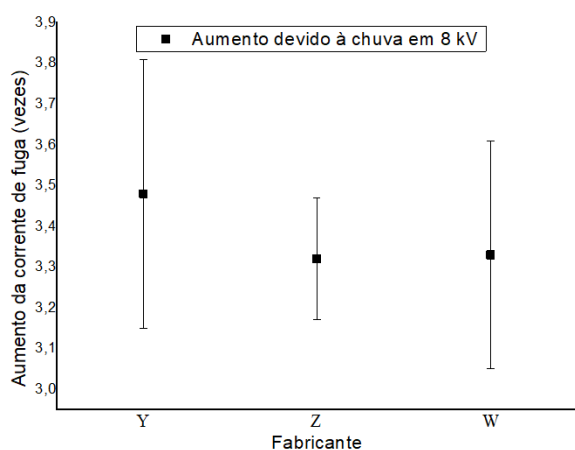


Figura 86 – Média dos aumentos devido à chuva em 8 kV.

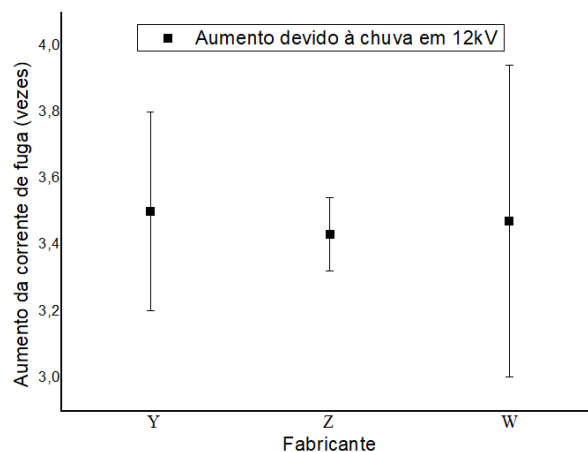


Figura 87 – Média dos aumentos devido à chuva em 12 kV.

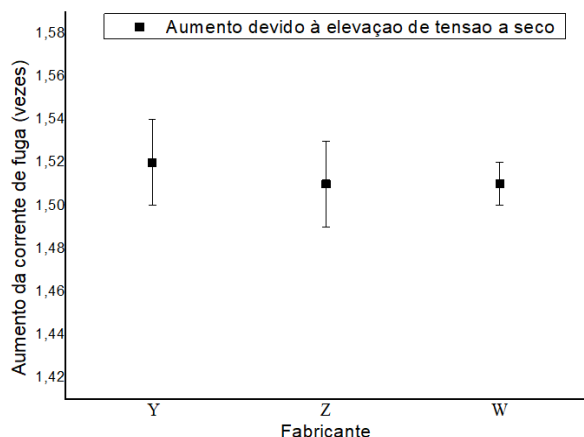


Figura 88 – Média dos aumentos devido à elevação de tensão a seco.

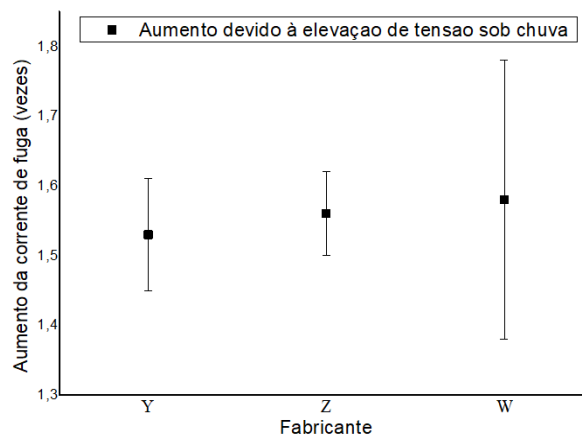


Figura 89 – Média dos aumentos devido à elevação de tensão sob chuva.

Neste aspecto, os três fabricantes apresentaram comportamentos semelhantes, ou seja, o aumento da tensão e a adição de chuva nos ensaios influenciam com a mesma intensidade relativa na corrente de fuga dos isoladores. De modo geral, observa-se que o aumento da tensão de 8 kV para 12 kV aumenta em aproximadamente 1,5 vezes a corrente de fuga (o que sugere uma relação linear entre tensão e corrente), enquanto a adição de chuva aumenta em aproximadamente 3,5 vezes a corrente de fuga.

5.3 – Corrente após Envelhecimento de 500 horas

A comparação dos resultados obtidos para a corrente de fuga nos isoladores depois de realizadas 500 horas de envelhecimento com os resultados obtidos nos isoladores novos é feita na Figura 90 para as amostras do fabricante Y, do fabricante Z e do fabricante W.

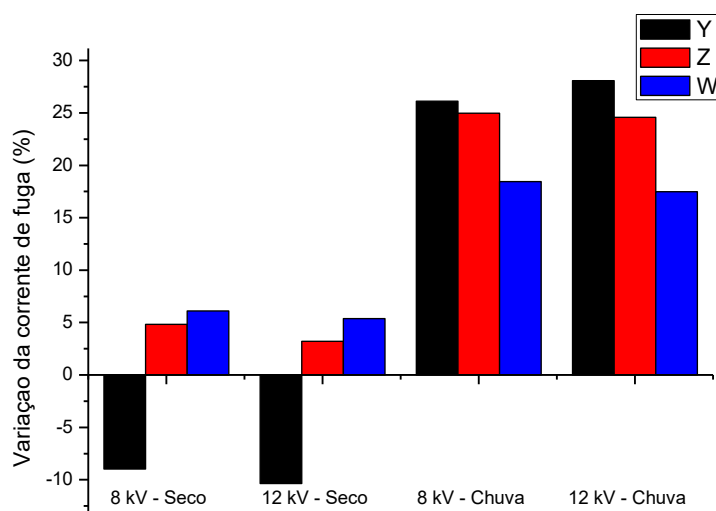


Figura 90 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 500 horas.

Observou-se um comportamento inesperado no isolador do fabricante Y, que apresentou menor corrente de fuga a seco após o envelhecimento do que anteriormente, quando estava novo, isto sugere a migração de aditivos de seu interior para sua superfície como ocorreu no envelhecimento para a realização das análises químicas. Já nos isoladores do fabricante Z e do fabricante W, houve um aumento de aproximadamente 5 % na corrente de fuga a seco. Porém observa-se que o aumento na corrente de fuga medida sob chuva foi consideravelmente maior do que o apresentado a seco, sugerindo o início da degradação superficial que gera a perda de hidrofobicidade já após 500 horas de envelhecimento.

Da Figura 91 à Figura 94 são feitas as comparações dos aumentos de corrente de fuga devido às mudanças nas condições de ensaio entre os isoladores novos e após 500 horas de envelhecimento.

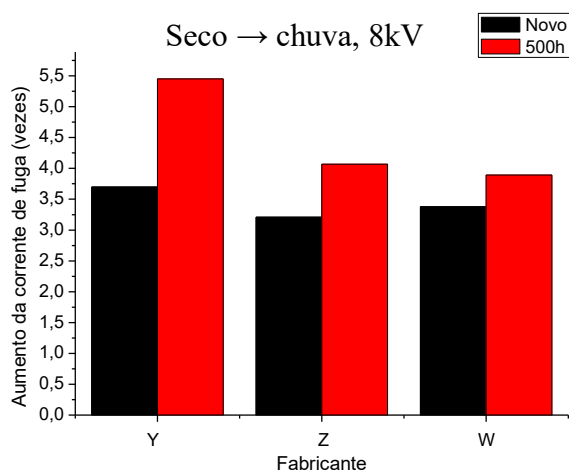


Figura 91 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 500 horas de envelhecimento.

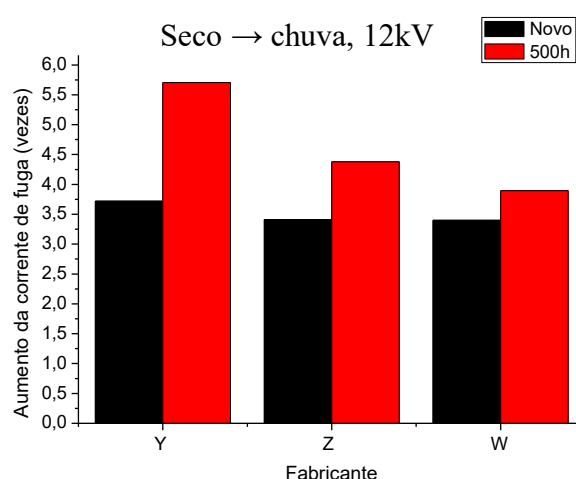


Figura 92 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 500 horas de envelhecimento.

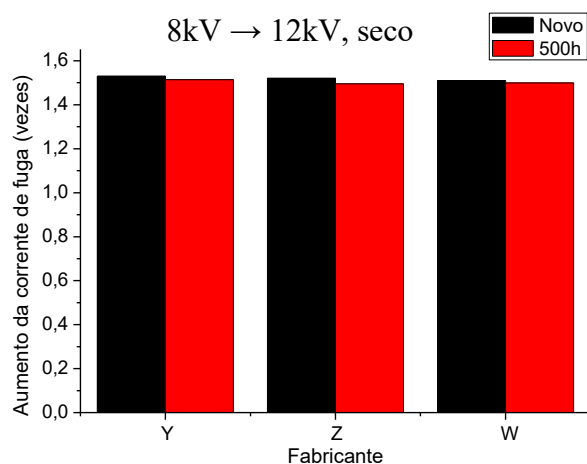


Figura 93 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 500 horas de envelhecimento.

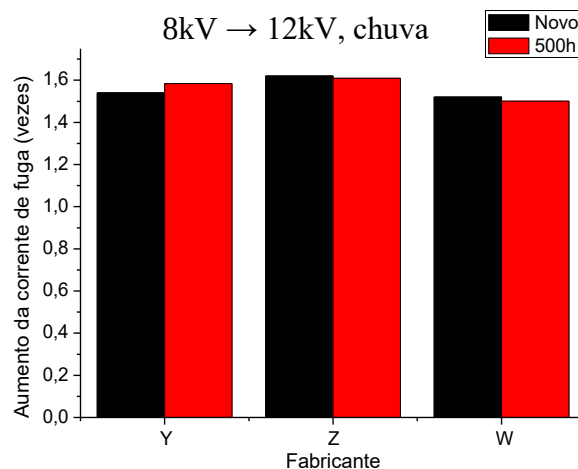


Figura 94 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 500 horas de envelhecimento.

As figuras mostram que o aumento da tensão aplicada afetou da mesma forma os isoladores após o envelhecimento, porém a aplicação de chuva, em ambas as tensões, apresentou maior influência nos isoladores após 500 horas de envelhecimento do que a apresentada neles novos, reforçando a hipótese de perda de hidrofobicidade.

5.4 – Corrente após Envelhecimento de 1000 horas

A Figura 95 apresenta a comparação dos resultados obtidos para a corrente de fuga nos isoladores depois de realizadas 1000 horas de envelhecimento com os resultados obtidos nos isoladores novos para as amostras fabricante Y 2, fabricante Z 2 e fabricante W 2, respectivamente.

A redução do valor de corrente de fuga para o isolador do fabricante W pode confirmar a suspeita de uma possível alteração na superfície do isolador. Esta variação deve ser originária de alguma substância contaminante, por exemplo, um desmoldante utilizado em excesso ou outra contaminação no molde. Durante o processo de injeção plástica do isolador este contaminante pode ter se misturado na câmara superficial do polietileno de alta densidade passando a fazer parte desta superfície afetando seu desempenho como novo. Porém, ao envelhecer este contaminante foi expulso reduzindo o valor de corrente de fuga que havia afetado o valor do desvio-padrão do lote do fabricante W quando novo.

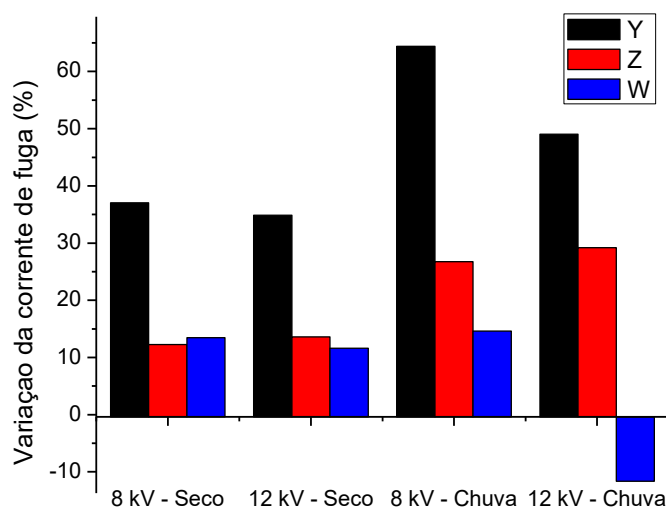


Figura 95 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 1000 horas

O isolador do fabricante Y apresentou claramente maior degradação após 1000 horas de envelhecimento do que os demais fabricantes, chegando ao ponto de não ser possível a aplicação de 8 kV e 12 kV sob chuva para a leitura de corrente de fuga, que já se apresentou

próximo ao nível máximo de leitura do canal do sistema antes mesmo de 3 kV. Quanto à hidrofobicidade dos isoladores, a amostra do fabricante W aparenta ter recuperado sua hidrofobicidade.

Da Figura 96 à Figura 99 são feitas as comparações dos aumentos de corrente de fuga devido às mudanças nas condições de ensaio entre os isoladores novos e após 1000 horas de envelhecimento. Os gráficos reforçam as conclusões obtidas anteriormente, na análise da Figura 95, ressaltando o pior desempenho do isolador do fabricante Y e o melhor desempenho do isolador do fabricante W no intervalo de 1000 horas de envelhecimento. Pode se notar que o fabricante Y apresenta crescimento da corrente de fuga a seco maior que quando a chuva está presente. Este fato pode ser resultado de falha no polímero e não somente a perda da hidrofobicidade da superfície.

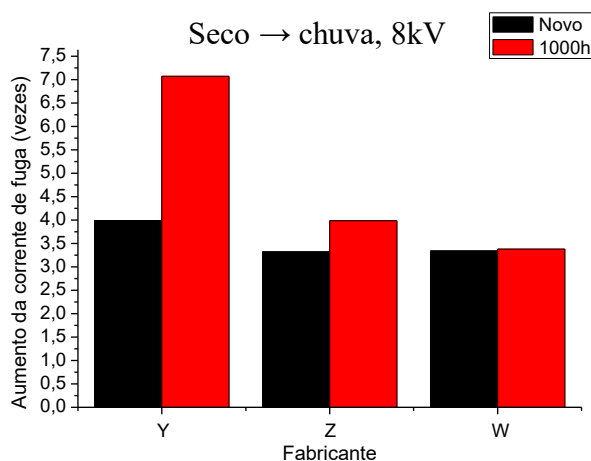


Figura 96 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 1000 horas de envelhecimento

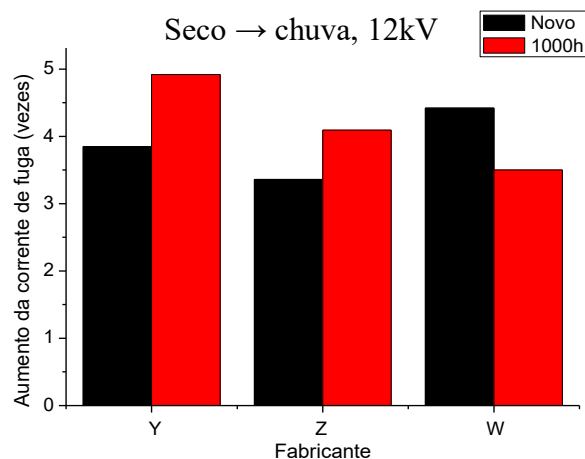


Figura 97 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 1000 horas de envelhecimento

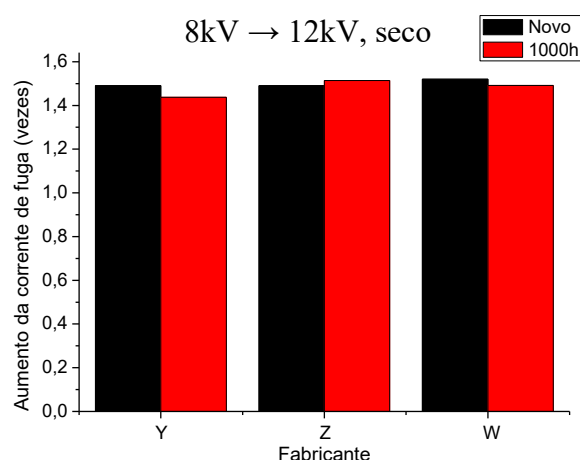


Figura 98 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 1000 horas de envelhecimento

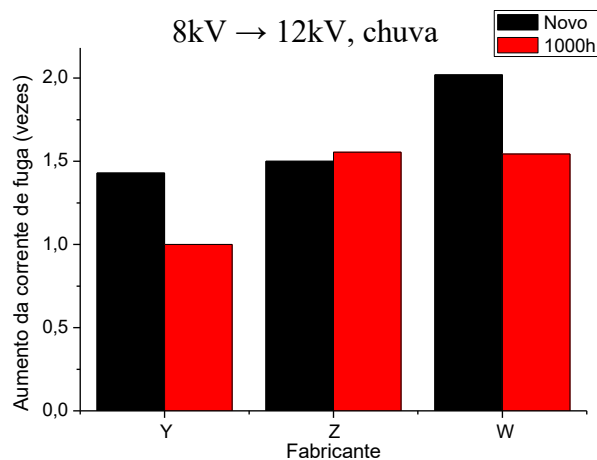


Figura 99 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 1000 horas de envelhecimento

5.5 – Corrente após Envelhecimento de 1500 horas

A Figura 100 apresenta a comparação dos resultados obtidos para a corrente de fuga nos isoladores depois de realizadas 1500 horas de envelhecimento com os resultados obtidos nos isoladores novos para as amostras Y 3, Z 3 e W 3, respectivamente.

Os valores de corrente de fuga encontrados para o fabricante Y novamente se apresentaram de forma geral superiores aos outros fabricantes, principalmente, quando se utiliza chuva para a realização da medição da corrente de fuga. Esta característica negativa deste fabricante até o momento demonstra um possível desvio de projeto ou produção destes isoladores que poderá se confirmar com o prosseguimento do ensaio de envelhecimento com as amostras restantes.

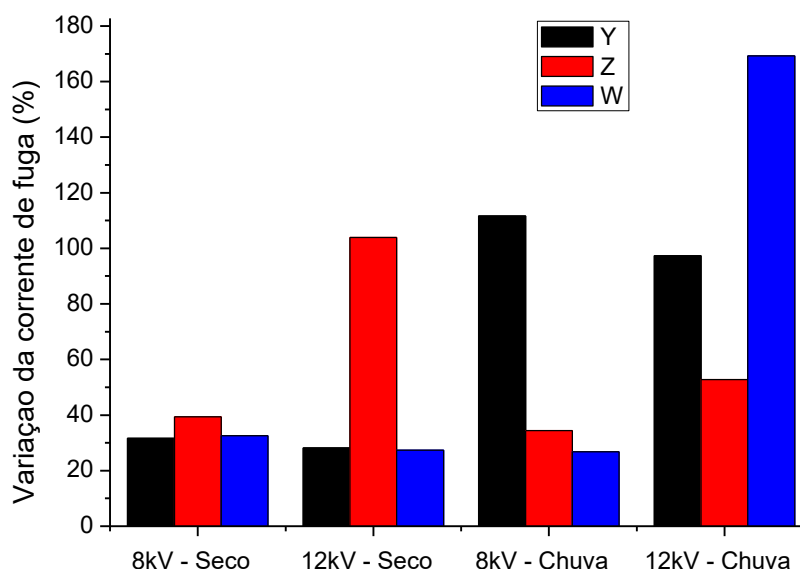


Figura 100 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 1500 horas

O fabricante W apresentou um crescimento significativo quando ensaiado sob chuva e com sobretensão, o que pode significar uma possível perda de hidrofobicidade. Porém, somente será possível concluir sobre a qualidade do produto com o avançar dos ensaios, pois o valor apresentado aqui poderá ser apenas um desvio pontual.

Os gráficos da Figura 101 à Figura 104 mantem o mesmo padrão já apresentado anteriormente para os isoladores envelhecidos até 1000 horas, ou seja, novamente o pior desempenho do isolador do fabricante Y, porém o melhor desempenho agora passou a ser do isolador do fabricante Z no intervalo de 1500 horas de envelhecimento. O valor apresentado pelo fabricante W pode estar ligado aos altos valores de desvio-padrão apresentado na Figura 85.

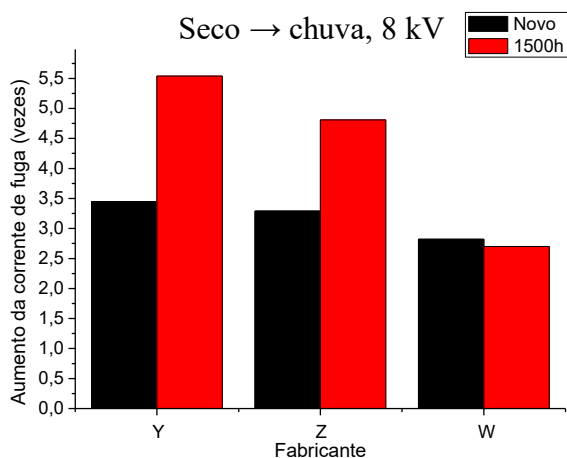


Figura 101 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 1500 horas de envelhecimento

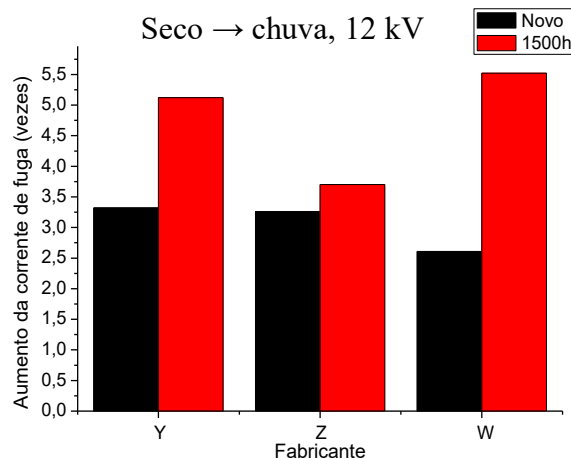


Figura 102 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 1500 horas de envelhecimento

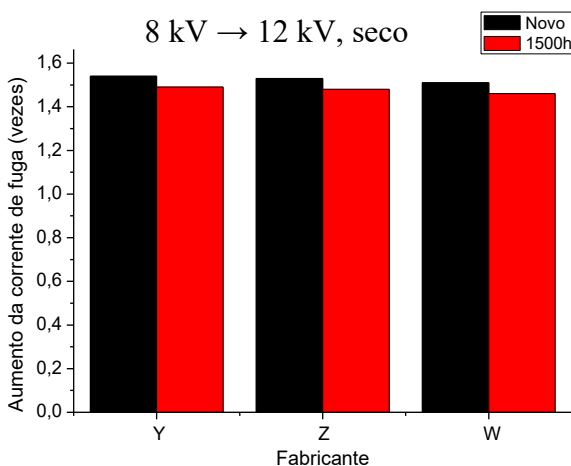


Figura 103 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 1500 horas de envelhecimento

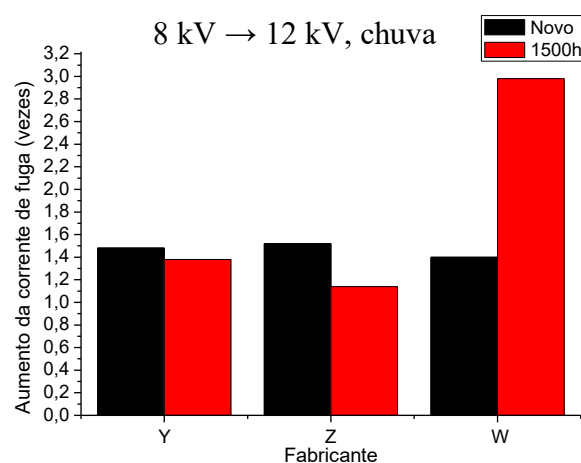


Figura 104 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 1500 horas de envelhecimento

5.6 – Corrente após Envelhecimento de 2000 horas

Após completarem 2000 horas de envelhecimento, os isoladores do fabricante Y 4, fabricante Z 4 e fabricante W 4 foram retirados do processo de envelhecimento acelerado. A

corrente de fuga destas amostras foi medida e os resultados das comparações são apresentados na Figura 105.

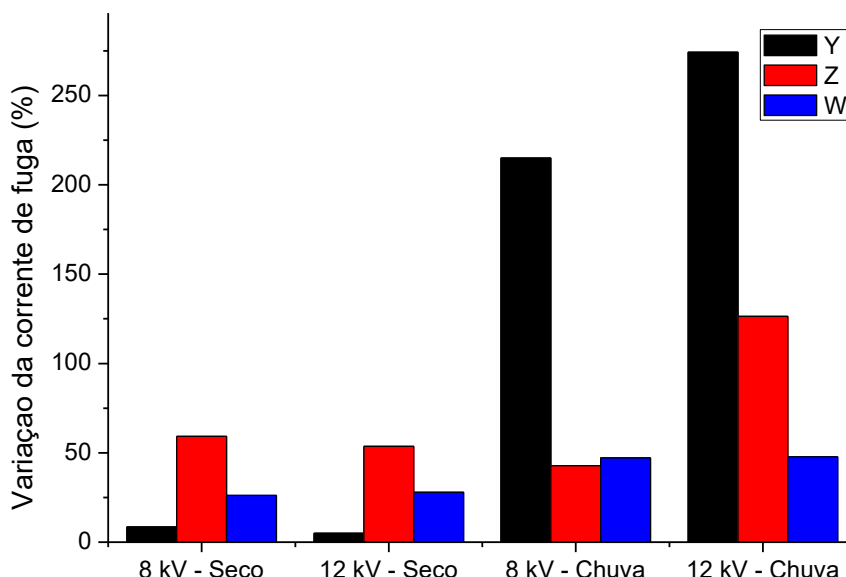


Figura 105 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 2000 horas

No gráfico apresentado na Figura 105 o comportamento da amostra do fabricante Y apresenta um crescimento significativo da corrente de fuga sob chuva podendo ser um indício de uma degradação acelerada da amostra que caso mantenha este padrão de crescimento poderá resultar em falha.

A variação apresentada para a amostra do fabricante Y para medição de corrente de fuga a seco foi menor que o esperado. Isto traz uma possibilidade que a amostra do fabricante Y 4 é mais estável quimicamente que as outras amostras do fabricante Y ensaiadas até o momento. Pode-se observar um aumento, acima do padrão apresentado anteriormente, referente à taxa de crescimento da corrente de fuga da amostra do fabricante Z quando ensaiada sob chuva e 12 kV. Da mesma forma que ocorreu com o fabricante W, não é possível afirmar nada até o momento. Para a amostra do fabricante W 4 pode ser que a amostra voltou a apresentar o mesmo comportamento obtido para o fabricante nas amostras de 500 e 1000 horas. Desta forma imagina-se que o valor obtido em 1500 horas para 12 kV sob chuva não deve ser uma tendência.

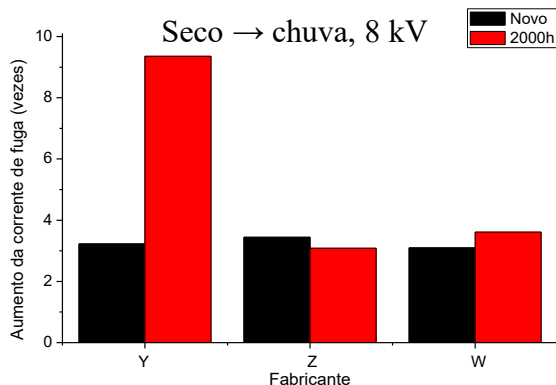


Figura 106 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 2000 horas de envelhecimento

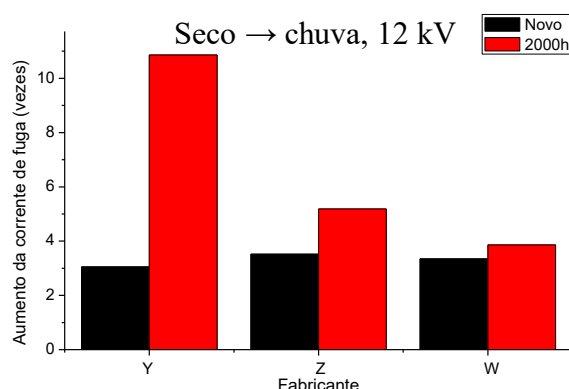


Figura 107 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 2000 horas de envelhecimento

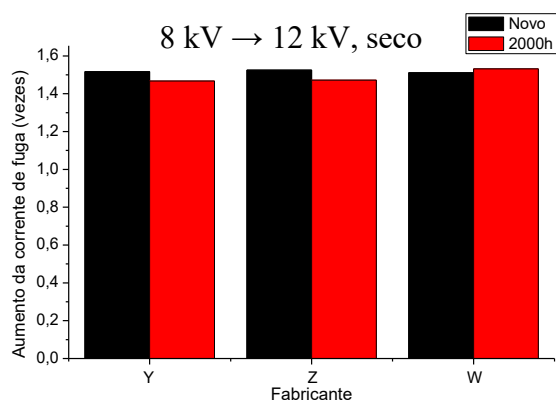


Figura 108 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 2000 horas de envelhecimento

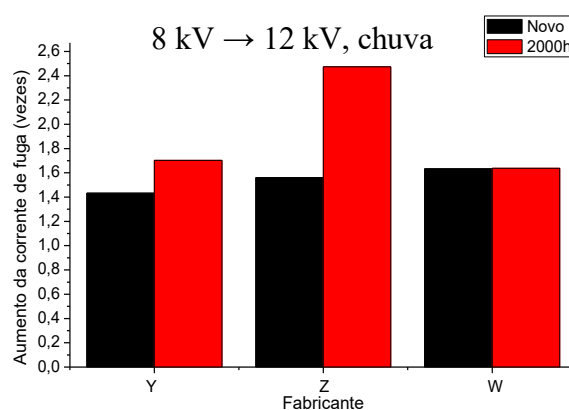


Figura 109 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 2000 horas de envelhecimento

A Figura 106 e a Figura 107 de mostram claramente a tendência das amostras do fabricante Y a serem mais susceptíveis a chuva, pois o aumento da corrente de fuga medida ao se introduzir este fenômeno demonstra uma tendência até momento. A Figura 109 demonstra o que foi exposto anteriormente sobre o fabricante Z que apresentou um comportamento fora de seu padrão até o momento, assim como a volta do fabricante W para o padrão.

5.7 – Corrente após Envelhecimento de 2500 horas

Da Figura 110 à Figura 113 são apresentadas as variações nas correntes de fuga para as amostras, fabricante Y, fabricante Z e fabricante W, após 2500 horas de ensaio de envelhecimento acelerado comparando este resultado com as medições realizadas para estas

amostras antes de iniciarem o ciclo de envelhecimento. Outra vez a amostra da marca fabricante Y apresentou crescimento significativo da corrente de fuga sob chuva desta forma as amostras do fabricante Y já apresentam uma tendência de crescimento da corrente de fuga, principalmente sob chuva. As amostras dos outros fabricantes não apresentaram uma linha de tendência clara.

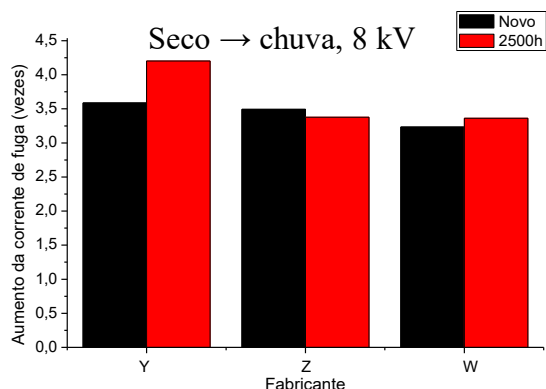


Figura 110 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 2500 horas de envelhecimento

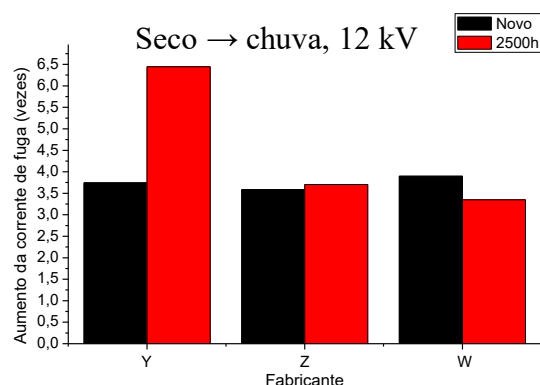


Figura 111 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 2500 horas de envelhecimento

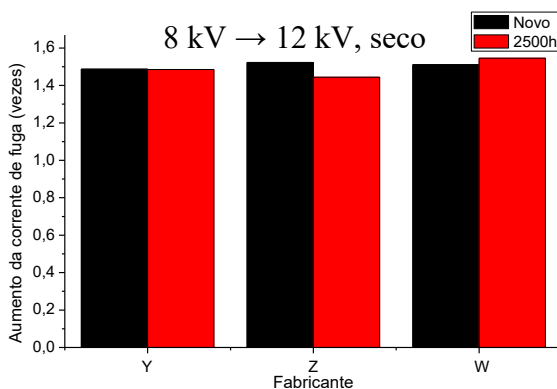


Figura 112 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 2500 horas de envelhecimento

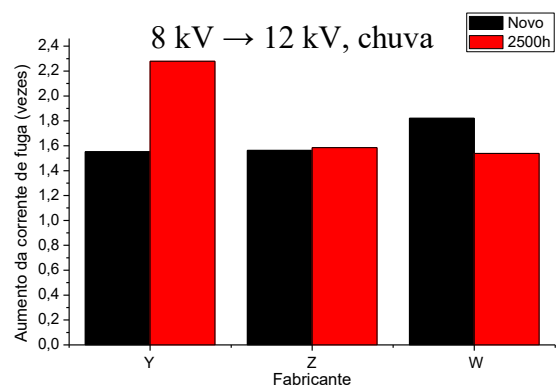


Figura 113 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 2500 horas de envelhecimento

Na Figura 114 é feito o comparativo entre os fatores ensaiados para o corrente de fuga e a comparação final entre os fabricantes dos quais se pode perceber uma maior estabilidade dos fabricantes fabricante Z e fabricante W.

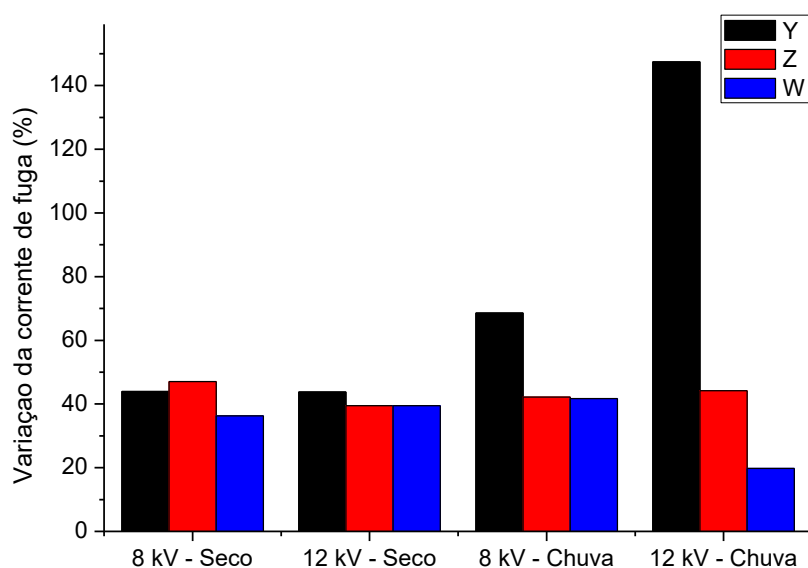


Figura 114 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 2500 horas

5.8 – Corrente após Envelhecimento de 3000 horas

Após 3000 horas de ensaio de envelhecimento acelerado foram retiradas as amostras do fabricante Y 6, fabricante Z 6 e fabricante W 6. Neste ponto do ensaio de envelhecimento pode-se perceber que a amostra do fabricante Y teve um crescimento abrupto da corrente de fuga. Considerando que havia uma tendência de crescimento da corrente de fuga deste fabricante desde o início do ciclo de envelhecimento é possível afirmar que a qualidade deste isolador é significativamente inferior aos outros fabricantes. Com esta elevação da corrente de fuga, caso ela permaneça nas próximas amostras os isoladores deste fabricante podem ser considerados reprovados.

A Figura 115, Figura 116 e Figura 118 apresentam um crescimento da corrente de fuga para a amostra do fabricante Z, tanto a seco quanto sob chuva o pode representar o início de um processo de degradação não somente superficial. Já o fabricante Y apresentou um crescimento da corrente para o ensaio a seco, Figura 115 e Figura 116, e redução para o ensaio sob chuva, Figura 117e Figura 118.

Capítulo 5 – Efeito do Envelhecimento na Corrente de Fuga

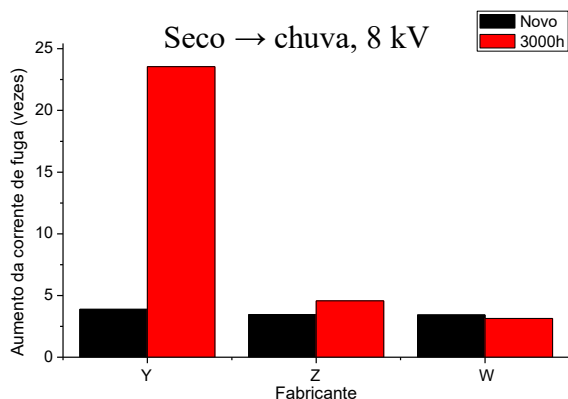


Figura 115 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 3000 horas de envelhecimento

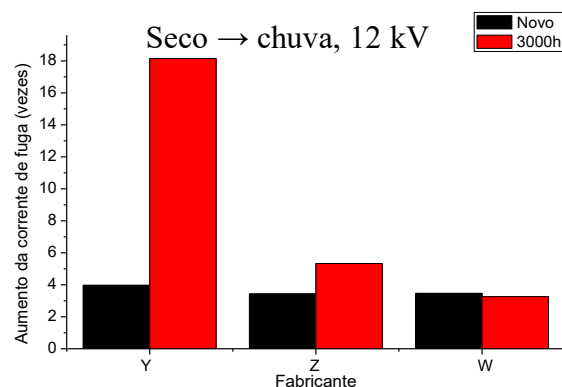


Figura 116 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 3000 horas de envelhecimento

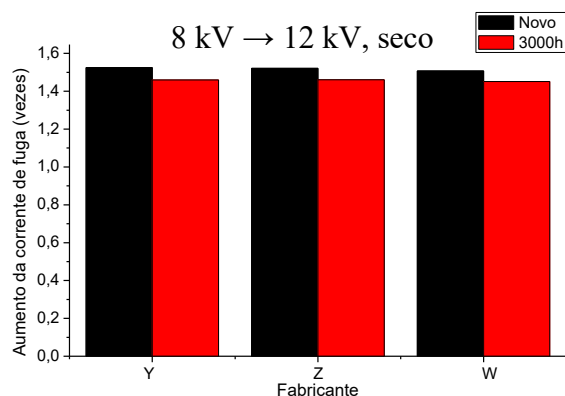


Figura 117 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 3000 horas de envelhecimento

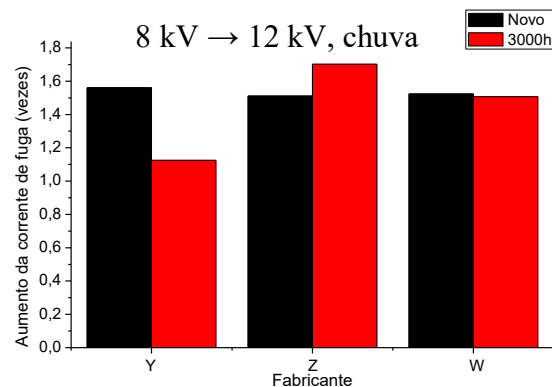


Figura 118 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 3000 horas de envelhecimento

Através da Figura 119 fica evidente a diferença de qualidade da amostra do fabricante Y quando comprada com as amostras dos fabricantes fabricante Z e fabricante W.

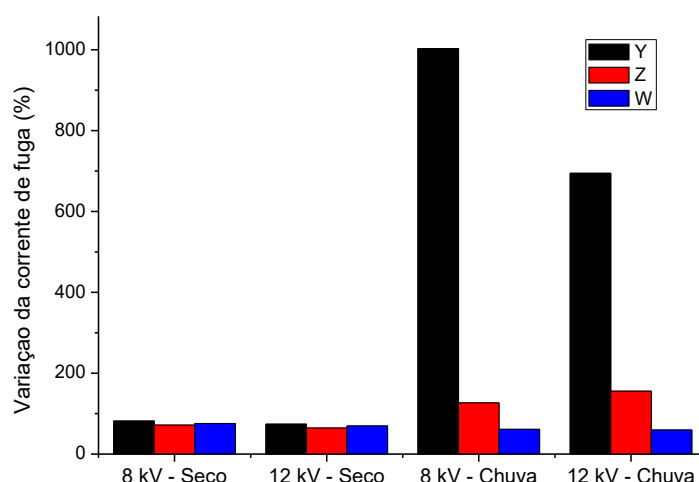


Figura 119 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 3000 horas

5.9 – Corrente após Envelhecimento de 3500 horas

Ao se completar 3500 horas de ensaio de envelhecimento foram retiradas as amostras do fabricante Y, fabricante Z e fabricante W para que as correntes de fuga destes isoladores fossem medidas. Os resultados destes isoladores são apresentados a seguir.

A Figura 120 não apresenta valor para a amostra Y 7 pois a mesma apresentou uma falha catastrófica que impede por motivos de segurança que a mesma seja ensaiada. A amostra sofreu erosão devido ao trilhamento elétrico levando ao derretimento do corpo da amostra provocando uma perfuração até o pino do isolador, como pode ser visto na Figura 121.

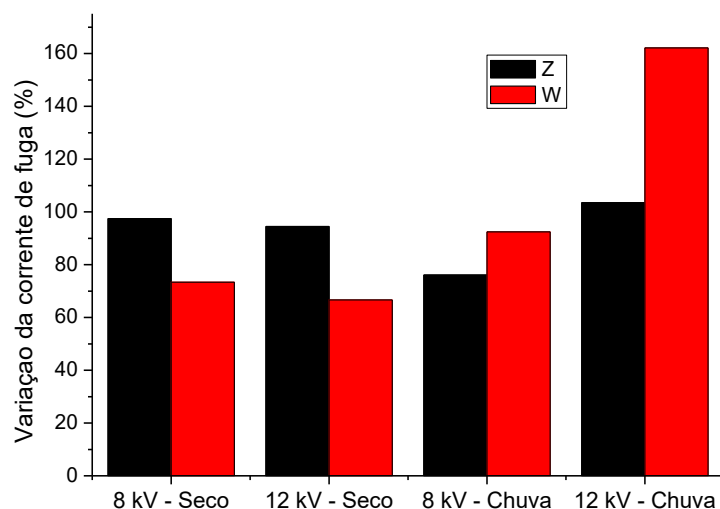


Figura 120 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 3500 horas



Figura 121 – Vista lateral da amostra Y 7

A Figura 120 mostra qual a porcentagem do crescimento da corrente de fuga com relação à corrente de fuga medida quando a amostra estava nova. As amostras dos isoladores do fabricante Z e do fabricante W apresentam uma tendência de crescimento da corrente de fuga desde a primeira amostra até o momento.

A Figura 123 e a Figura 125 demonstram uma evolução do estado inicial para ambos os fabricantes no que se refere ao comportamento da corrente de fuga na presença de chuva. No caso da amostra do fabricante W a Figura 122 leva à mesma conclusão para o comportamento da corrente de fuga a seco.

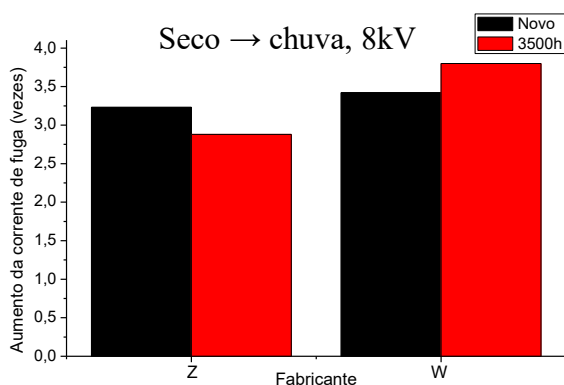


Figura 122 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 3500 horas de envelhecimento

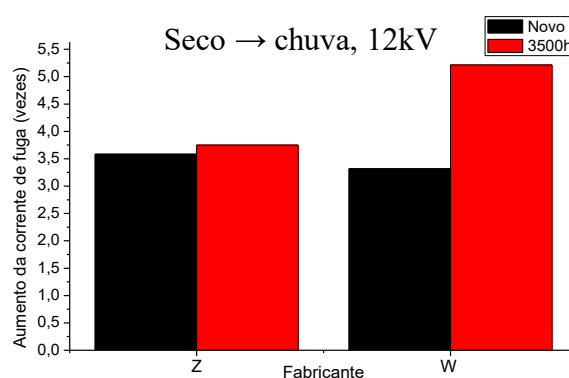


Figura 123 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 3500 horas de envelhecimento

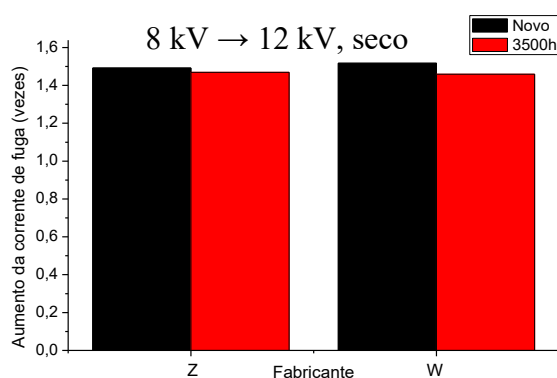


Figura 124 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 3500 horas de envelhecimento

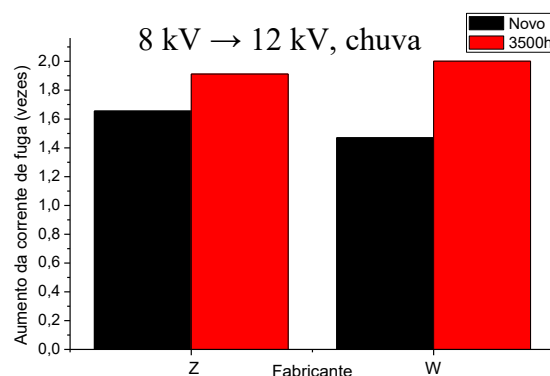


Figura 125 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 3500 horas de envelhecimento

5.10 – Corrente após Envelhecimento de 4000 horas

Aqui são apresentados os resultados obtidos para as amostras retiradas do ensaio de envelhecimento acelerado após 4000 horas de envelhecimento.

Novamente a amostra do fabricante Y sofreu uma falha catastrófica impedindo sua utilização no ensaio de corrente de fuga. Na Figura 126 é possível visualizar o estado da amostra.



Figura 126 – Perfuração ocorrida no corpo do isolador do fabricante Y após 4000 horas.

Com esta segunda falha e os valores altos para corrente de fuga apresentados anteriormente por outras amostras comprova-se o baixo nível de qualidade deste lote de isoladores fabricante Y.

Através da Figura 127 à Figura 130 e ao histórico apresentado até o momento das amostras do fabricante Z, o envelhecimento deste fabricante parece estar evoluindo lentamente com oscilações, porém apresentando leve crescimento da degradação quando comprado ao comportamento das amostras fabricante Y. Por sua vez, as amostras do fabricante W apresentam uma oscilação no comportamento de degradação significativo para o ensaio sob chuva com 12 kV diferentemente do fabricante Z que apresenta oscilações para todos os tipos de ensaios. Este comportamento foi observado e já comentado anteriormente até mesmo para as medições realizadas antes do início do ciclo de envelhecimento. Tal comportamento não reprovava o fabricante, porém gera ressalvas quando à fabricação deste lote por não apresentar homogeneidade no comportamento sob chuva.

Capítulo 5 – Efeito do Envelhecimento na Corrente de Fuga

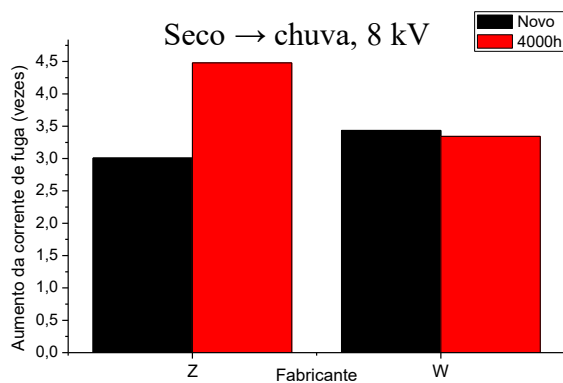


Figura 127 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 4000 horas de envelhecimento

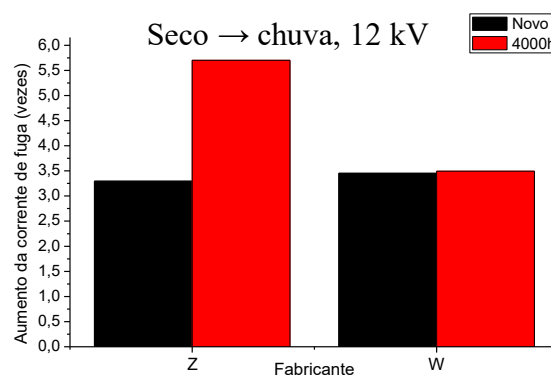


Figura 128 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 4000 horas de envelhecimento

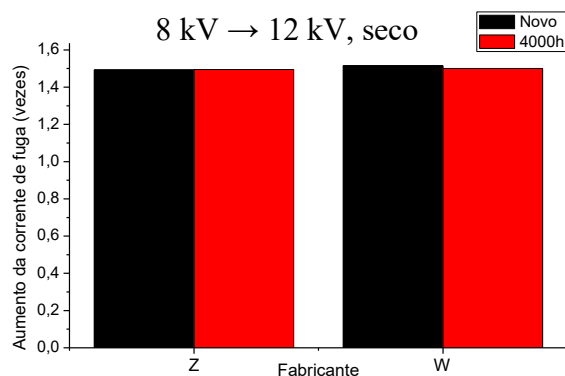


Figura 129 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 4000 horas de envelhecimento

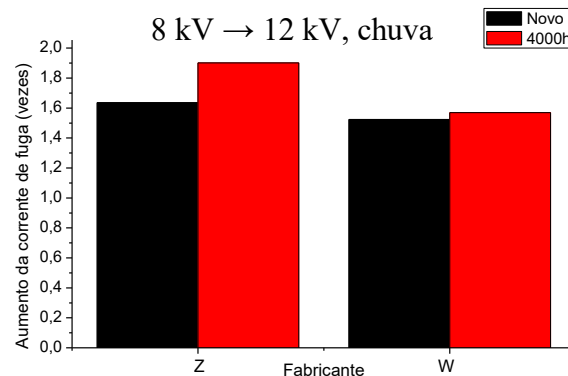


Figura 130 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 4000 horas de envelhecimento

Na Figura 131 pode ser observado a evolução da corrente de fuga do fabricante Z. Também é visível a pouca variação da amostra do fabricante W.

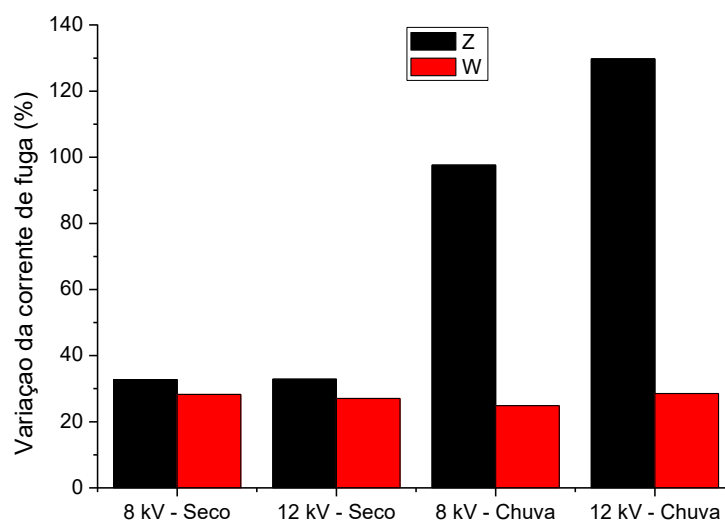


Figura 131 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 4000 h

5.11 – Corrente após Envelhecimento de 4500 horas

As penúltimas amostras do ensaio de envelhecimento acelerado foram retiradas com 4500 horas de envelhecimento e os resultados estão apresentados a seguir.

A amostra do fabricante Y como pode ser visto na Figura 132. Assim como na Figura 126 é possível notar que a falha está ligada diretamente com a erosão interna sendo que a sua evolução se dá na direção da erosão interna.



Figura 132 – Perfuração ocorrida no corpo do isolador do fabricante Y após 4500 horas.

A amostra Z 9 apresentou uma variação da corrente de fuga inferior ao esperado para o momento. Como ocorrido com as amostras de 4000 horas o envelhecimento do fabricante W apresentado na Figura 133 até a Figura 136 foi pequeno tanto a seco como sob chuva.

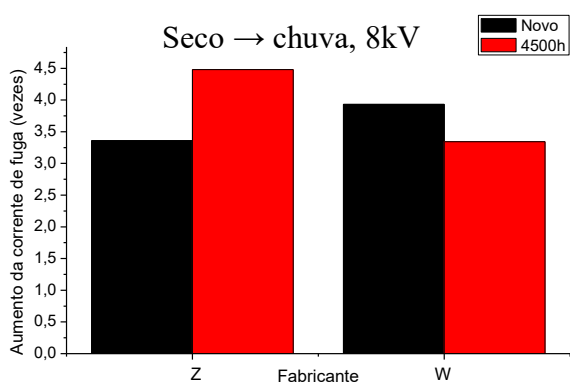


Figura 133 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 4500 horas

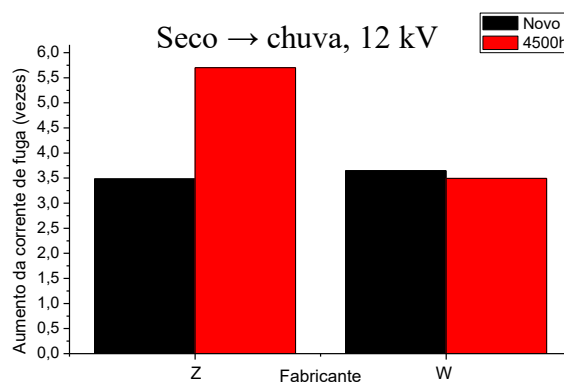


Figura 134 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 4500 horas

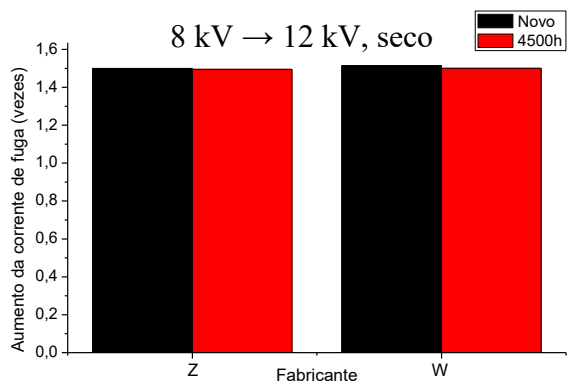


Figura 135 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 4500 horas

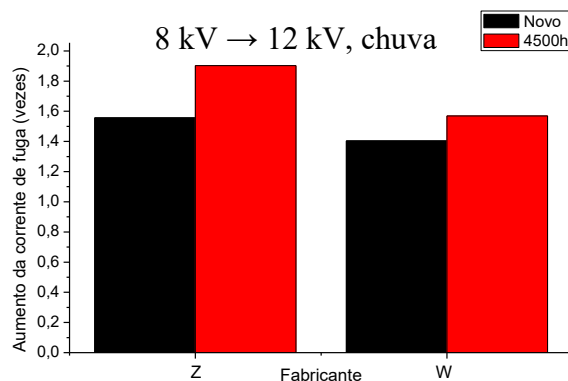


Figura 136 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 4500 horas

Os gráficos apresentados nas figuras mostram que as amostras do fabricante Z continuam susceptíveis à chuva o que não está ocorrendo com as amostras do fabricante W. A Figura 137 apresenta o crescimento da corrente de fuga sendo possível visualizar o crescimento significativo do fabricante Z comprado com o fabricante W.

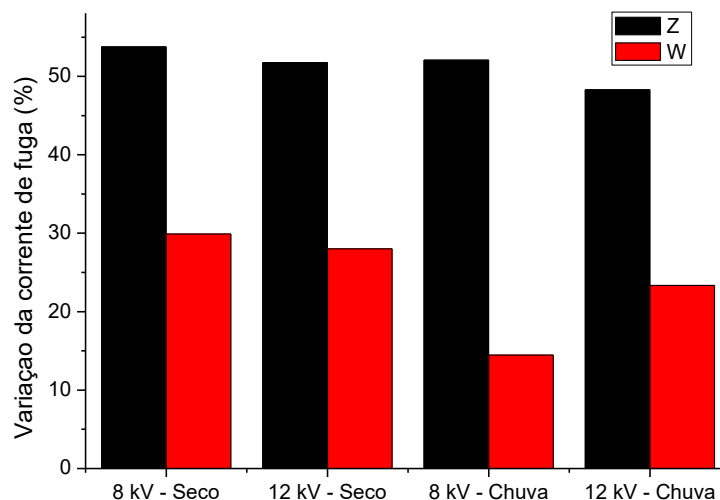


Figura 137 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 4500 horas

5.12 – Corrente após Envelhecimento de 5000 horas

Fim do ensaio de envelhecimento acelerado, as três últimas amostras foram retiradas com 5000 horas de envelhecimento tendo os resultados apresentados nas tabelas a seguir.

Desta vez a amostra do fabricante Y não sofreu a falha no material isolante que ocorreu com as últimas três amostras deste fabricante. A amostra do fabricante Y apresenta

um crescimento significativo para a corrente de fuga o que caracteriza alta degradação. A amostra do fabricante Z não apresentou modificação significativa da corrente de fuga, o aumento foi pequeno quando considerado o tempo total que a amostra envelheceu. Por fim, a amostra do fabricante W apresentou envelhecimento insignificativo, após 3500 horas os isoladores do fabricante W tiveram uma redução na taxa de envelhecimento.

O processo de falha na amostra Y 10 está se iniciando, como é possível ver na Figura 138. Na Figura 138 (a) e (b) existe pontos de carbonização na região da rosca a acompanhando as erosões que estão no corpo da amostra e seguem em direção ao exterior da amostra, porém ainda não ocorreu a perfuração.

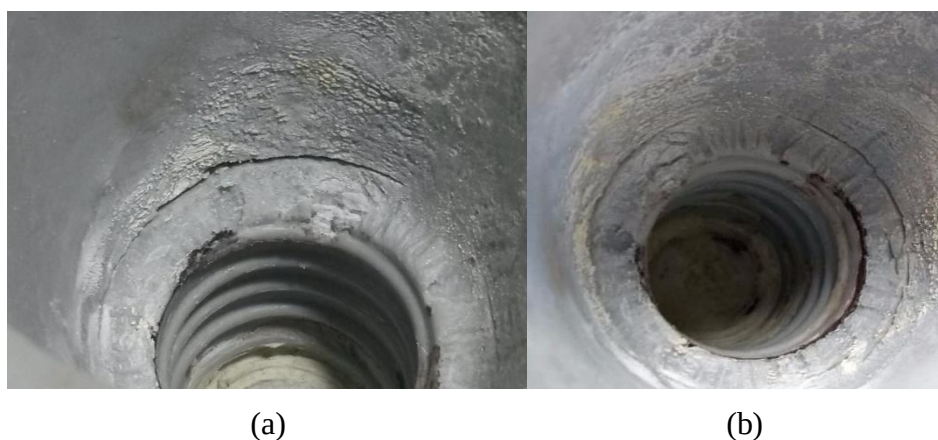


Figura 138 – Erosões na amostra Y 10

Na Figura 139 é apresentada a superfície exterior do isolador nos pontos onde internamente se localizam as erosões. Nestas regiões existe a presença de material branco, resultante da degradação do polietileno, acumulado na superfície que estão sendo erodidas superficialmente. Neste ponto a amostra está apresentando erosão interna e externa que se encaminham uma em direção a outra. Com a continuidade deste processo o resultado será o mesmo apresentado pelas amostras Y 7, Y 8 e Y 9.

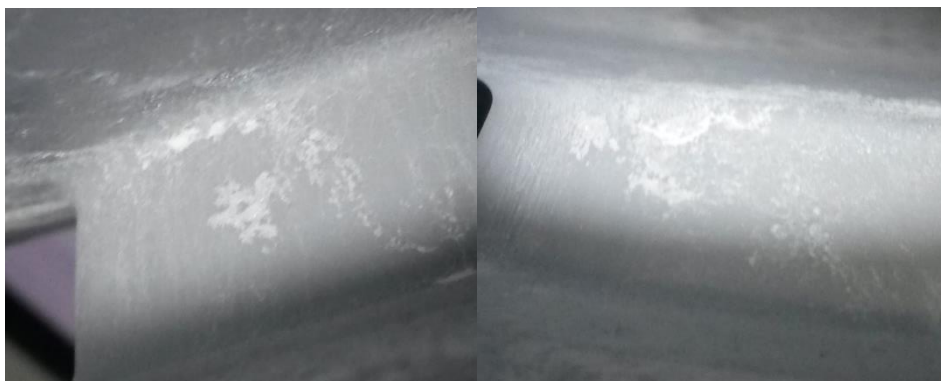


Figura 139 – Erosão na superfície externa da amostra Y 10.

Outro fenômeno apresentado pela amostra Y 10 foi o derretimento de trecho de sua superfície. Isto ocorreu em duas saias em pontos que podem ser visualizados na Figura 140. Estes dois pontos de derretimento se encontram na mesma direção, um na saia inferior e o outro na saia de cima, consideravelmente alinhados, o que demonstra que a corrente superficial já está suficientemente alta a ponto de causar estes defeitos na superfície do polímero.

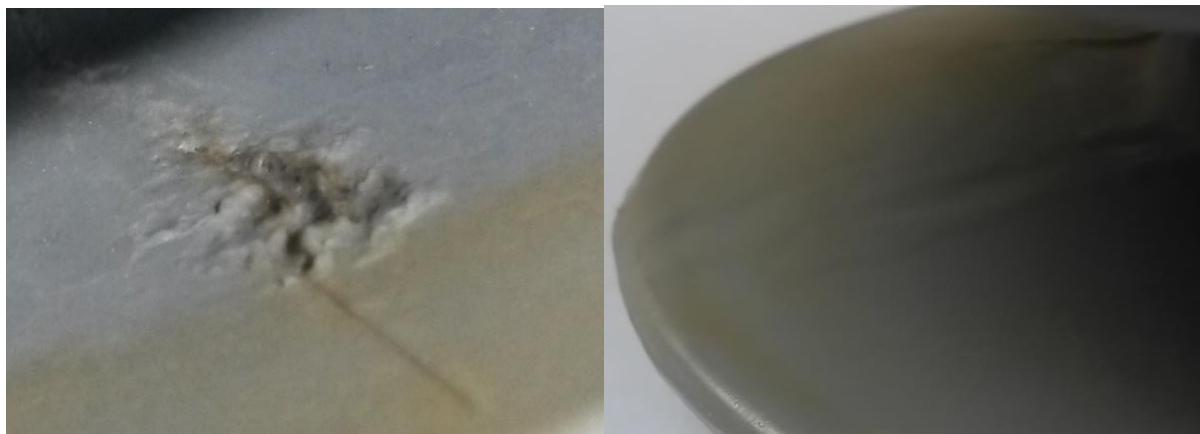


Figura 140 – Pontos com derretimento superficial da amostra Y 10.

Da Figura 141 até a Figura 145 é perceptível a baixa evolução da corrente de fuga neste fim de envelhecimento para os fabricantes Z e W. Já o fabricante Y apresentou um aumento acentuado da corrente de fuga a seco.

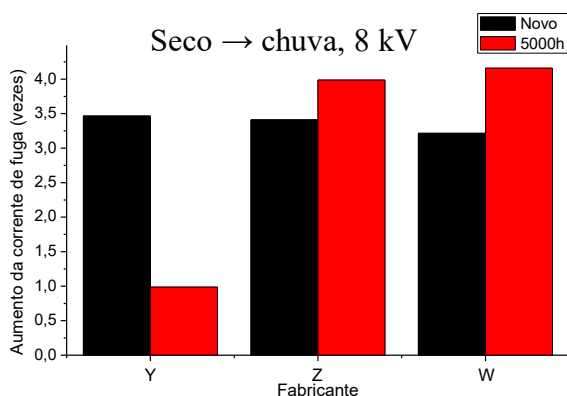


Figura 141 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 8 kV – Isoladores novos e após 5000 horas de envelhecimento

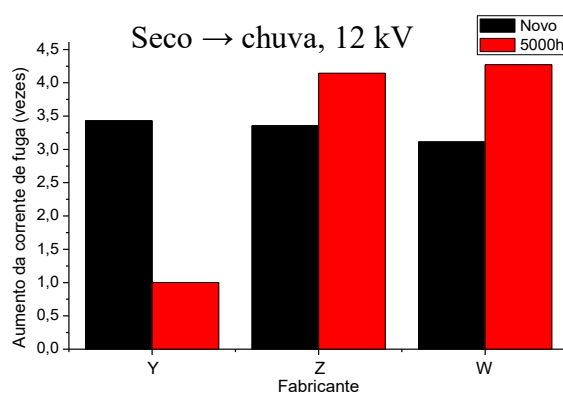


Figura 142 – Aumento da corrente de fuga devido à chuva em 12 kV – Isoladores novos e após 5000 horas de envelhecimento

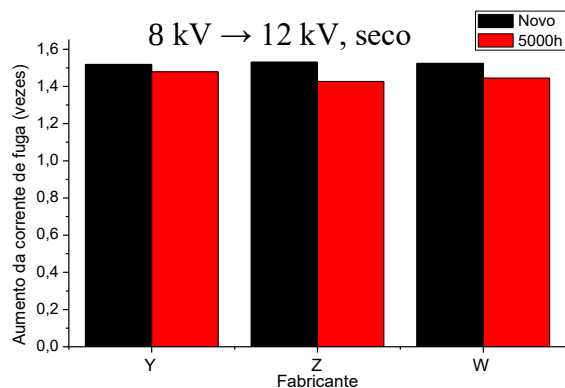


Figura 143 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão a seco – Isoladores novos e após 5000 horas de envelhecimento

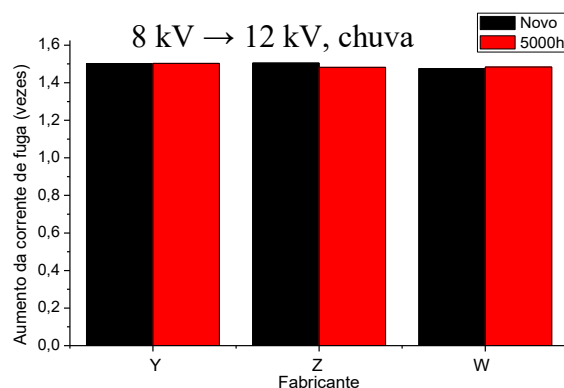


Figura 144 – Aumento da corrente de fuga devido à elevação de tensão sob chuva – Isoladores novos e após 5000 horas de envelhecimento

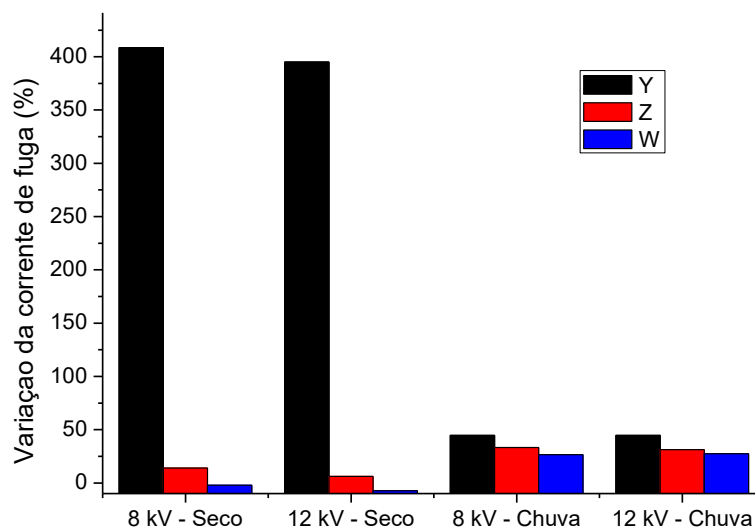


Figura 145 – Comparativo entre os resultados dos isoladores envelhecidos por 5000 horas

5.13 – Análise dos Resultados

5.13.1 – Fabricante Y

Na Tabela 14 e na Figura 146, são apresentados o comparativo entre os valores medidos para corrente de fuga de cada amostra antes de iniciar o ensaio de envelhecimento e após a retirada da amostra do envelhecimento.

Capítulo 5 – Efeito do Envelhecimento na Corrente de Fuga

Tabela 14 – Corrente de fuga normalizada para todos os intervalos de envelhecimento - fabricante Y

Fabricante Y		Corrente de fuga normalizada										
		Novo	500 h	1000 h	1500 h	2000 h	2500 h	3000 h	3500 h	4000 h	4500 h	5000 h
Seco	8 kV	1	0,910	1,370	1,316	1,085	1,439	1,817	NA(a)	NA(a)	NA(a)	5,086
	12 kV	1	0,896	1,349	1,281	1,050	1,438	1,739	NA(a)	NA(a)	NA(a)	4,952
Chuva	8 kV	1	1,261	1,644	2,117	3,149	1,686	11,025	NA(a)	NA(a)	NA(a)	1,447
	12 kV	1	1,281	1,491	1,974	3,742	2,475	7,946	NA(a)	NA(a)	NA(a)	1,447

(a) Não houve registros de valores devido à falha das amostras no ensaio de envelhecimento acelerado.

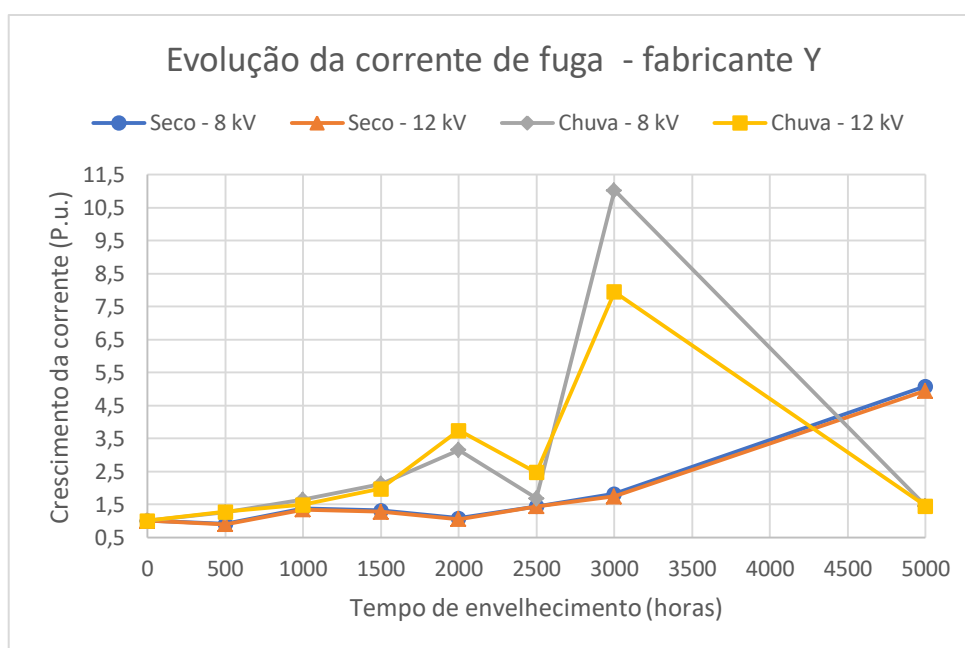


Figura 146 – Evolução gráfica da corrente de fuga – fabricante Y

Através dos dados apresentados foi comprovada a qualidade inferior das amostras avaliadas neste processo de envelhecimento acelerado para o fabricante Y, como já apresentado anteriormente as amostras de 3500, 4000 e 4500 horas falharam. Desta forma não foi possível, por questões de segurança realizar a medição da corrente de fuga destas amostras.

Uma consideração deve ser feita para a amostra de 5000 horas, como podem ser visualizado no gráfico apresentado na Figura 146 para o ensaio sob chuva os valores de taxa de evolução obtidos foram de 1,447 vezes a corrente inicialmente medida antes do envelhecimento para esta amostra. Apesar da taxa reduzida aparentemente demonstrar um baixo crescimento na comparação com a medição realizada no estado inicial ela está correta.

Esta amostra está no processo de perfuração devido à erosão interna a partir do pino de sustentação do isolador.

Ao se avaliar a corrente eficaz medida pode-se perceber que os valores para as correntes de fuga são muito próximos. Para o ensaio a seco com 8 kV a corrente medida foi de 55,90 μA , já para o ensaio sob chuva com 8 kV a corrente medida foi 55,13 μA uma variação de apenas 1,37 %. Para 12 kV a corrente é de 82,65 μA quando seco e 82,83 μA quando sob chuva que corresponde a uma variação de 0,21 %. Isto sugere que pelo processo de perfuração, neste ponto a chuva deixa de interferir no comportamento da corrente de fuga do isolador porque a corrente de fuga não é mais superficial. Assim, a corrente de fuga desta amostra deve estar sendo conduzida através da massa do isolador pelo caminho mais curto até o pino de sustentação. A resistência elétrica volumétrica do isolador está tão reduzida que chega a ser menor que resistência superficial do isolador fazendo com que a corrente evite o caminho lógico para nós via superfície do isolador para penetrar no corpo do isolador. Desta forma, mesmo com a chuva sobre a superfície a corrente fica inalterada, sendo função apenas da tensão aplicada neste momento.

5.13.2 – Fabricante Z

A Tabela 15 e a Figura 147 apresentam o comparativo entre os valores medidos para corrente de fuga de cada amostra antes de iniciar o ensaio de envelhecimento e após a retirada da amostra do envelhecimento.

Tabela 15 – Corrente de fuga normalizada para todos os intervalos de envelhecimento - fabricante Z

Fabricante Z		Corrente de fuga normalizada										
		Novo	500 h	1000 h	1500 h	2000 h	2500 h	3000 h	3500 h	4000 h	4500 h	5000 h
Seco	8 kV	1,000	1,050	1,139	1,394	1,592	1,470	1,716	1,975	1,328	1,538	1,140
	12 kV	1,000	1,033	1,157	1,344	1,537	1,395	1,647	1,944	1,329	1,517	1,063
Chuva	8 kV	1,000	1,333	1,365	2,040	1,428	1,422	2,269	1,761	1,976	1,521	1,332
	12 kV	1,000	1,326	1,412	1,528	2,263	1,442	2,556	2,035	2,298	1,483	1,312

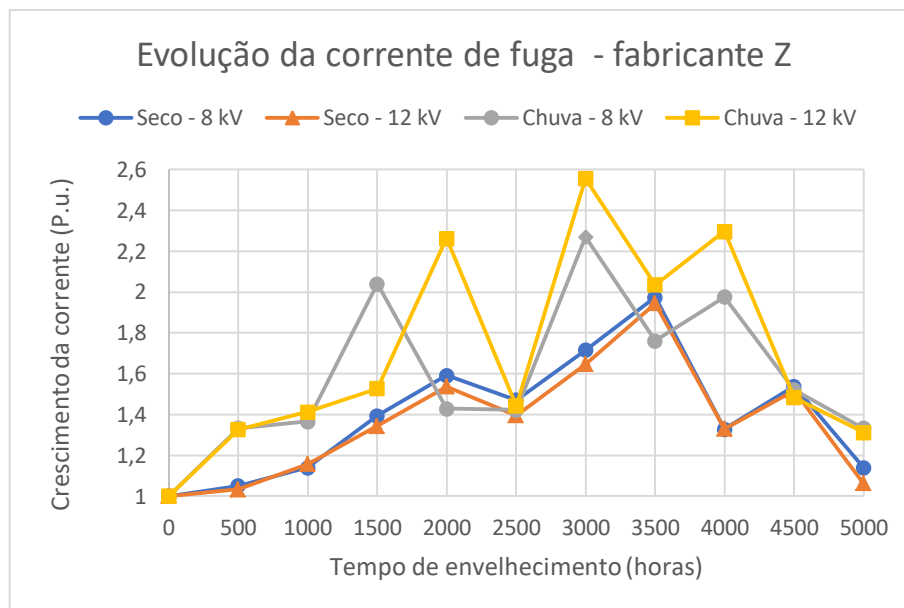


Figura 147 – Evolução gráfica da corrente de fuga - fabricante Z

Ao analisar a comparação feita na Figura 147 é possível perceber a discrepância de oscilações ocorridas durante o processo de envelhecimento. As amostras do fabricante Z antes de iniciar o processo de envelhecimento apresentavam valores para corrente de fuga uniformes com baixo desvio-padrão. Porém, após o envelhecimento pode-se notar que elas apresentaram várias oscilações o que indica que cada isolador envelheceu de maneira diferente apesar das amostras pertencerem ao mesmo lote de fabricação. Esta variação levantou a suspeita de que durante a fabricação os isoladores podem não ter os aditivos bem distribuídos por todo o isolador o que poderia explicar estas oscilações.

Ao consultar referências sobre o assunto foram encontradas referências que apresentam o mesmo tipo de oscilação como, por exemplo, o artigo [199] de Ayman El-Hag. No artigo indicado um mesmo isolador teve sua corrente de fuga medida periodicamente apresentando oscilações do mesmo tipo apresentadas aqui e apesar das oscilações pode-se notar que no artigo há uma linha de tendência para o crescimento da corrente de fuga.

Assim, ao analisar o gráfico da corrente de fuga da Figura 147 pode-se observar uma tendência de crescimento apesar da queda no final do ensaio.

5.13.3 – Fabricante W

A seguir, a Tabela 16 e a Figura 148 são apresentados o comparativo entre os valores medidos para corrente de fuga de cada amostra antes de iniciar o ensaio de envelhecimento e após a retirada da amostra do envelhecimento.

Capítulo 5 – Efeito do Envelhecimento na Corrente de Fuga

Tabela 16 – Corrente de fuga normalizada para todos os intervalos de envelhecimento – fabricante W

Fabricante W		Corrente de fuga normalizada										
		Novo	500 h	1000 h	1500 h	2000 h	2500 h	3000 h	3500 h	4000 h	4500 h	5000 h
Seco	8 kV	1,000	1,065	1,156	1,325	1,262	1,363	1,757	1,734	1,283	1,299	0,980
	12 kV	1,000	1,056	1,131	1,274	1,279	1,394	1,692	1,666	1,270	1,280	0,928
Chuva	8 kV	1,000	1,226	1,171	1,268	1,472	1,417	1,610	1,925	1,248	1,144	1,267
	12 kV	1,000	1,212	0,896	2,692	1,477	1,197	1,592	2,621	1,286	1,233	1,274

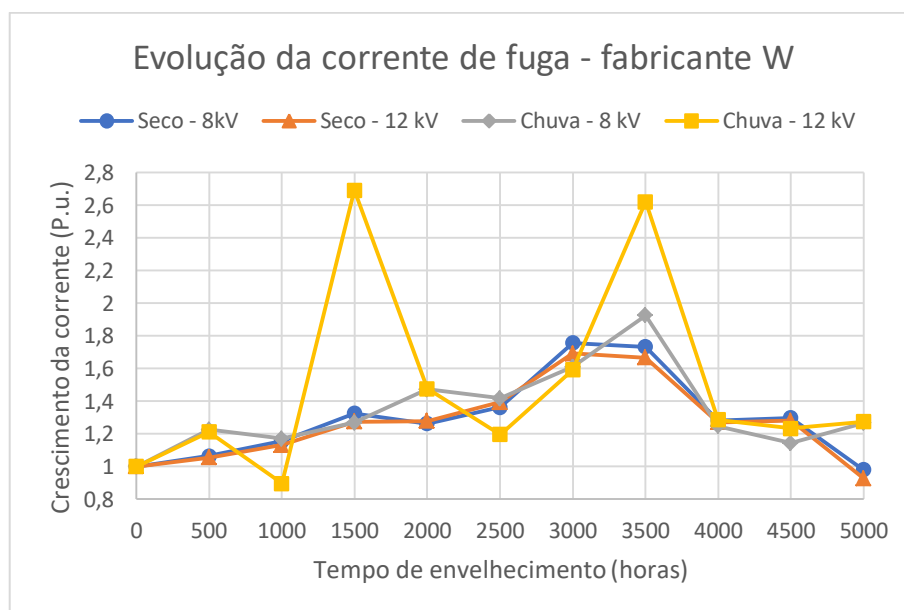


Figura 148 – Evolução gráfica da corrente de fuga - fabricante W

As amostras do fabricante W apesar de antes do envelhecimento possuir um desvio-padrão significativamente maior que o fabricante Z demonstrou que possui um processo de envelhecimento mais estável, uniforme. Somente para o ensaio com tensão de 12 kV e sob chuva as amostras do fabricante W apresentaram oscilação pronunciada. Para os demais ensaios o crescimento quando comparado com os valores medidos antes do envelhecimento são bem uniformes. Desta forma, é possível concluir que uma rede de distribuição construída com estes isoladores tende a não apresentar problemas pontuais e deve degradar de maneira uniforme.

Da mesma forma que o fabricante Z, o fabricante W apresentou uma queda na taxa de crescimento da corrente de fuga no fim do envelhecimento. Porém também apresenta uma tendência de crescimento da corrente de fuga.

Devido ao comportamento apresentado pelos três fabricantes analisados é possível concluir que o fabricante W obteve o melhor desempenho seguido pelo fabricante Z, ambos com um desempenho bem superior ao fabricante Y.

Capítulo 6 – Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

6.1 – Resultados Alcançados

Durante o processo de envelhecimento acelerado das amostras na câmara, foram detectados alguns sinais característicos comuns ao processo de envelhecimento para polímeros, mais precisamente o polietileno de alta densidade. As amostras dos fabricantes analisados apresentaram comportamento similares, amarelecimento, erosão e acúmulo de água na superfície.

O primeiro sinal apresentado foi o amarelecimento da superfície do polímero causado pela oxidação da superfície juntamente com a lixiviação de aditivos para a superfície. As amostras de isoladores do fabricante Y apresentaram esta característica com apenas 500 horas de envelhecimento, de maneira já acentuada e não de modo gradual como se esperava. Este amarelecimento foi anormal e continuou evoluindo constante e lentamente até 3500 horas de envelhecimento. A partir desse momento este fenômeno só se intensificou de forma rápida novamente ao atingir 7500 horas.

Já o fabricante X apresentou amarelecimento com 2000 e 2500 horas, se estabilizando e retornado com 4500 e 7500 horas de envelhecimento, sendo que após esse período não apresentava um amarelecimento tão proeminente quanto o fabricante Y. Por fim os fabricantes Z e W somente sofreram desse processo ao final com 7500 horas, sendo o fabricante W o menos afetado pelo amarelecimento.

Este sinal de oxidação superficial das amostras demonstra a qualidade/eficiência da formulação da mistura de polietileno e aditivos de um isolador. Os aditivos devem sim migrar do interior para a superfície do isolador para protegê-la pelo tempo necessário para uma boa vida útil dos isoladores. Assim, isto deve ocorrer de forma controlada para que os aditivos possam agir durante anos em campo evitando tanto a degradação precoce da superfície quanto serem consumidos muito rapidamente deixando todo o isolador totalmente desprotegido contra os processos de oxidação.

Todos os fabricantes também apresentaram acúmulo de água sobre e sob as saias. Isto é um indicativo da perda da hidrofobicidade da superfície e até mesmo pelo próprio formato das saias. O fabricante W foi um dos primeiros a apresentar sinais de acúmulo de

água com 1500 horas devido à oxidação pontual de suas saias. Neste caso, as saias deste fabricante possuem as bordas mais elevadas que sua parte central ocasionando o acúmulo de água em alguns pontos próximos à borda das saias. Já o acúmulo que aparenta ter outra origem além do formato se apresentou com 3000 horas e se intensificou com 7500 horas.

O fabricante X também apresentou acúmulo de água com 1500 horas se intensificando aos poucos até 7500 horas. Da mesma forma o fabricante Z apresentou o mesmo comportamento que X, porém iniciou o processo 500 horas mais tarde que X e evoluiu de modo mais lento até 7500 horas. Por fim, no caso do fabricante Y somente foi notado o acúmulo de água com 3000 horas e o processo se intensificou a partir de 4000 até 7500 horas. Dois motivos podem ter influenciado nesta percepção visual. O primeiro é o fato do amarelecimento precoce ser capaz de camuflar marcas de água na superfície do isolador e segundo é o formato das saias deste isolador, pois é o que possui o maior ângulo de queda nas saias o que contribui para que água escorra ao invés de ficar acumulada nas superfícies das saias.

Também foram presenciadas erosões nos isoladores envelhecidos, sendo que estas surgiram após 3000 horas de envelhecimento para os fabricantes Y, X e W e com 3500 horas para o fabricante Z. As erosões sempre evoluíram a uma taxa constante até às 7500 horas para todos os fabricantes. O fabricante Y foi o mais degradado pelas erosões seguido pelo fabricante X que apresentava um perfil de erosões pouco menos concentradas que Y.

Apesar do fabricante Z ter iniciado o processo de erosões mais tarde que os demais fabricantes a taxa de evolução destas foi superior ao fabricante W o que fez com que o estado do fabricante W fosse melhor que o fabricante Z ao completar 7500 horas. O fabricante Z ao completar 7500 horas apresentou uma superfície com erosões similar às amostras dos fabricantes Y e X para 4500 horas de envelhecimento, já o fabricante W era similar às amostras de 4000 horas dos fabricantes Y e X.

Os processos de erosão dos fabricantes Y e X apresentaram erosões na área interna dos isoladores. Na região onde o pino aterrado de suporte do isolador se fixa ambos apresentaram erosões significativas ao completarem 7500 horas. O fabricante X apresentou um leve trilhamento no ponto de conexão com o pino e o fabricante Y apresentou um trilhamento significativo com certa profundidade e não somente superficial como X.

Nas análises físico-químicas a hidrofobicidade de todos os isoladores novos apresentou uma boa condição como se espera de isoladores poliméricos com ângulo de contato superior a 100°. Porém, ao se iniciar o envelhecimento as amostras sofreram uma queda no ângulo de contato muito rápida. Com apenas 500 horas de envelhecimento os

fabricantes Y e X já apresentava um ângulo de contato inferior ao desejado (90°) e após apenas 1000 horas de envelhecimento os fabricantes Z e W também perderam sua hidrofobicidade. Ao atingir 3500 horas os valores de hidrofobicidade já estavam estáveis a ponto de não ser mais necessária a realização dos ensaios para os ciclos seguintes.

Esta característica apresentada pelas amostras de todos os fabricantes é preocupante. A perda da hidrofobicidade é capaz de causar uma significativa redução no tempo de vida útil dos isoladores poliméricos, principalmente em ambientes com elevado índice de poluição ou em áreas salinas. A perda da hidrofobicidade abre espaço para a criação de filmes de fungos e bactérias que sintetizam enzimas capazes de quebrar a cadeia polimérica do polietileno de alta densidade. Esta reação gera compostos utilizados por estas colônias para se alimentarem podendo assim se expandir através da biodegradação dos isoladores poliméricos. Neste caso, é necessária uma revisão das formulações com a utilização de aditivos que aumentem ou preservem a hidrofobicidade desses isoladores por um período maior do que o apresentado.

Apesar de ser de conhecimento que o polietileno de alta densidade não possui a mesma capacidade de recuperação da hidrofobicidade de sua superfície como ocorre com o silicone, foi realizada nova análise nas amostras de 3500 horas um ano após serem retiradas do envelhecimento e verificou-se que elas continuaram a perder sua hidrofobicidade neste período. Devido à grande quantidade de radicais livres existentes na superfície o processo de envelhecimento não foi cessado com o fim das solicitações. O processo de oxidação é autocatalítico e só finaliza com a neutralização destes radicais, principalmente através de aditivos.

Durante a análise via FTIR foi possível identificar o aparecimento conforme a evolução do envelhecimento da banda de absorção 1746 cm^{-1} característica da presença de carbonila. A carbonila é o principal produto da degradação do polietileno de alta densidade. Com isto, foi possível obter a cinética do processo de envelhecimento da superfície das amostras de isoladores para cada fabricante.

Tanto visualmente quanto físico-quimicamente o fabricante W foi o que obteve o melhor desempenho para o isolador seguido pelo fabricante Z. Já o fabricante Y apresentou o pior desempenho nestas duas etapas superando o fabricante X apenas quanto a sua capacidade de resistir à degradação térmica.

Para o ciclo de envelhecimento de corrente de fuga foram utilizados somente amostras dos fabricantes Y, Z e W. Como não foram obtidas amostras suficientes pertencentes ao mesmo lote de fabricação do fabricante X para esta etapa optou-se por não avaliar o

fabricante neste quesito para não comprometer a análise podendo gerar resultados falsos devido a variações no processo de fabricação das amostras.

O fabricante Z apresentou oscilações na corrente de fuga medida em suas amostras durante o processo de envelhecimento. Inicialmente, as amostras do fabricante Z apresentavam valores bem uniformes para corrente com baixo desvio-padrão, porém com o envelhecimento surgiram várias oscilações indicando envelhecimento não uniforme das amostras. Esta variação indica que durante o processamento da matéria prima os aditivos foram mal distribuídos pelo isolador o que poderia explicar estas oscilações. Ao fim do envelhecimento a corrente de fuga apresentou tendência de queda que com a continuação do envelhecimento deverá retomar o crescimento sendo natural esta oscilação durante o envelhecimento que sempre apresentará um crescimento na média.

O fabricante W possuía um desvio-padrão significativamente maior que o fabricante Z se mostrou mais estável, oscilando apenas com tensão de 12 kV e sob chuva. Desta forma, é possível concluir que uma rede de distribuição construída com estes isoladores tende a não apresentar problemas pontuais e deve degradar de maneira uniforme. Assim como o fabricante Z, o fabricante W apresentou uma queda na taxa de crescimento da corrente de fuga no fim do envelhecimento. Porém, também apresenta uma tendência de crescimento da corrente de fuga.

Já o fabricante Y apresentou uma degradação acelerada das amostras em vários intervalos do envelhecimento houve 3 falhas e 3 amostras com altas correntes de fuga o que indica falha em 60 % das amostras, que foram causadas pelo processo de erosão.

Por fim, ao se realizar esta nova etapa de envelhecimento para medição da corrente de fuga nos isoladores foi claramente perceptível que todos os fabricantes apresentaram uma taxa de degradação superior neste ciclo que no ciclo de envelhecimento anterior utilizado para as análises físico-químicas. O fabricante Y com 3000 horas já apresentava uma superfície aparentemente mais degradada que a amostra que envelheceu por 7500 horas no ciclo anterior. Por se tratar de amostras de mesmo lote e adquiridas ao mesmo tempo conclui-se que as mesmas se “degradaram” durante o armazenamento que ocorreu em ambiente climatizado com umidade do ar controlada. Assim, a explicação para isto é um possível problema na formulação ou na constituição da matéria prima que não é capaz de manter certos aditivos em seu interior.

Uma característica não vista neste ciclo foi o amarelecimento da amostra que ocorreu de modo extremamente prematuro no ciclo anterior devido à migração/lixiviação de aditivo para a superfície que ao se degradar durante o processo de oxidação da superfície passou a

apresentar uma coloração amarelada. Este fenômeno ocorreu de modo pouco perceptivo em pequenas áreas desta vez. Isto indica que mesmo estocado em condições controladas o aditivo sofreu lixiviação e por ser instável foi consumido pelo meio ambiente. Assim, após um ano o isolador não possuía uma quantidade significativa de aditivo em sua composição para suportar o processo de envelhecimento ao qual foi submetido.

Este processo de lixiviação já foi descrito na revisão bibliográfica. Quando uma formulação não possui concentração suficiente de um determinado aditivo com função protetora, enquanto houver aditivo suficiente capaz de desempenhar sua função de proteção o isolador sofrerá envelhecimento, ao ter seu aditivo totalmente consumido o isolador passará para o processo de degradação. Por fim, os efeitos do processo de degradação podem levar o material polimérico do isolador a entrar em um processo de ruptura.

6.2 – Contribuições

Esta pesquisa possibilitou um melhor entendimento dos mecanismos associados à degradação elétrica dos isoladores poliméricos com a umidade, chuva, temperatura e tensão da rede. As solicitações ambientais, como umidade, calor e poluição, degradam muito lentamente o material polimérico utilizado nos isoladores. Assim, a utilização de procedimentos de envelhecimento acelerado com solicitações isoladas aplicadas de modo sequencial não desempenha o mesmo papel das solicitações múltiplas conjuntas. A umidade, calor e poluição, no caso específico deste trabalho, apesar de não serem esforços significantes por si só, desempenham uma função similar à de catalisador no processo de envelhecimento quando presentes juntamente ao esforço elétrico sobre as amostras de polímero.

É proporcionado às empresas de distribuição de energia através dos resultados deste trabalho, o desenvolvimento de procedimentos para aquisição de isoladores mais confiáveis e de melhor desempenho em relação às condições ambientais onde os isoladores serão instalados e com o melhor custo benefício. Ao mesmo tempo, o entendimento desses fatores permite estudar e desenvolver métodos de ensaios e técnicas de avaliação inovadoras para avaliar os efeitos do envelhecimento, permitindo uma melhor adequação das especificações técnicas das empresas, em relação às condições reais de operação dos isoladores.

Para as instituições de pesquisa se apresenta um novo sistema de baixo custo e metodologia para avaliar o desempenho de novos materiais e, principalmente, aditivos que poderão ser testados e comparados entre si em um ambiente de solicitações múltiplas.

Propiciando assim, uma ferramenta para pesquisa não somente na área de isoladores, mas de várias aplicações dos polímeros e seus aditivos.

Por fim, a câmara de envelhecimento acelerado, desenvolvida na pesquisa se trata de um equipamento inovador devido ao seu baixo custo quando se comparado a câmaras climáticas existentes no mercado. Esta câmara traz a inovação para fabricantes/fornecedores de componentes isolantes que são expostos ao tempo e simultaneamente a esforços elétricos que podem testar seus produtos finalizados para ter a garantia de um bom desempenho antes de serem colocados à venda. Desta forma, eles terão uma previsão do comportamento em campo do equipamento que será vendido para concessionárias, sejam elas, distribuidoras, transmissoras ou geradoras.

Os fabricantes de isoladores podem utilizar este método de baixo custo para obter informações sobre a qualidade de seus produtos, pois ele possibilita avaliar o resultado dos ensaios de forma qualitativa ao invés apenas informar se os produtos ensaiados estão reprovados ou aprovados. Assim, o fabricante estará seguro pela utilização de metodologias de envelhecimento quando garantir a durabilidade de seus equipamentos aos clientes.

Este trabalho facilita o início de pesquisas internas em fabricantes buscando a melhoria de seus isoladores e o desenvolvimento de outras matérias-primas que possam proporcionar um melhor desempenho. Além disto, o trabalho conclui que a formulação dos isoladores poliméricos estudados deve ser reformulada para se obter um processo de migração dos aditivos mais eficientes que o apresentado pelas amostras utilizadas neste trabalho. Isto será necessário, pois agora os fabricantes poderão ser cobrados não mais pelo mínimo necessário para ser aprovado em norma e sim pelo desempenho em relação de custo benefício durante o processo de aquisição. Esta comparação é possível de ser realizada pelo cálculo da constante cinética do envelhecimento.

O objetivo de investigar o comportamento dos isoladores poliméricos de polietileno de alta densidade do tipo pino durante o processo de envelhecimento foi alcançado com êxito. Os dados apresentados neste trabalho refletem o status atual da qualidade dos isoladores comerciais fabricados no Brasil. Foi possível detectar mudanças visuais, físico-químicas e elétricas durante o processo de envelhecimento, inclusive no instante pré-falha. Os resultados mostrados neste trabalho parecem indicar que os controles de qualidade com as ferramentas analíticas apropriadas devem ser implementados durante o processo de fabricação dos isoladores de PEAD do tipo pino no Brasil. Este trabalho fornece base para o desenvolvimento de um melhor PEAD e podem ser úteis para os fabricantes brasileiros de

isoladores para o desenvolvimento de formulações mais adequadas de PEAD para aplicações no clima tropical do país.

Um dos pontos levantados sobre o ensaio de envelhecimento com solicitações múltiplas foi seu alto custo para ser realizado. Isto impacta na tomada de decisão sobre realizar ou não este tipo de ensaio devido a seu custo, principalmente, quando o equipamento a ser ensaiado possui baixo valor de mercado como o caso dos isoladores poliméricos do tipo pino, utilizados em redes compactas dos sistemas de distribuição de energia.

O equipamento desenvolvido neste trabalho se mostrou satisfatório, pois o envelhecimento das amostras foi nítido. Este equipamento ainda necessita de melhorias como uma adaptação em seu sistema para que seja possível simular ambientes com salinidade e outros agentes de poluição. Para o caso específico de isoladores de polietileno de alta densidade, a solicitação causada pela radiação ultravioleta pode ser obtida retirando-se as amostras periodicamente da câmara de envelhecimento, submetendo-as à radiação ultravioleta por um determinado período e retornando as amostras logo após para o processo de envelhecimento.

Neste caso, este procedimento pode ser recomendado, pois as amostras ensaiadas não apresentam regeneração em sua superfície como ocorre quando o material ensaiado é o silicone. Portanto, uma parada de até uma hora no envelhecimento para se realizar o envelhecimento com ultravioleta é factível por não afetar o resultado do envelhecimento como um todo de forma significativa, este tipo de para já permitida pela ABNT NBR 16326:2014 para se realizar a manutenção do sistema de envelhecimento.

Ao se aplicar a radiação ultravioleta fora da câmara de envelhecimento, o custo com instalação e manutenção do sistema é reduzido significativamente. Da mesma forma, lâmpadas mais acessíveis financeiramente devido a sua maior simplicidade devem ser experimentadas para este propósito.

6.3 – Trabalhos Publicados

Este trabalho resultou na publicação de artigo em revista internacional com classificação pela CAPES como QUALIS A2 na *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* revista esta pertencente a *DEIS – IEEE Dielectrics and Electrical Insulation Society* sendo especializada em isolação e dielétricos.

6.4 – Sugestões para Trabalhos Futuros

Apesar dos resultados obtidos neste trabalho serem satisfatórios há a necessidade de continuação e aprofundamento das pesquisas nesta área. Assim, para o desenvolvimento de trabalhos posteriores são sugeridos os seguintes tópicos:

- Avaliação do processo de envelhecimento dos isoladores com um número superior de amostras. Neste trabalho para cada etapa de 500 horas foi utilizada uma amostra de cada fabricante. Assim, já conhecendo o processo através deste trabalho é importante que o processo seja confirmado de modo estatístico. Desta forma, serão reduzidas as variações ocorridas durante o estudo devido a características únicas de cada amostra que com um número significativo de amostras serão representadas por um conjunto com média e desvio-padrão tornando-se mais confiável;
- Analisar o processo de lixiviação ocorrido nas amostras mesmo estas estando armazenadas em condições ideais. Este processo de degradação espontâneo ocorrido com as amostras pode ser uma das causas de falhas relatadas por concessionárias, pois independem da utilização dos isoladores para afetar seu desempenho. Se possível buscando formulações que apresentam uma taxa de migração do antioxidante mais condizente com a operação ideal para a rede de distribuição;
- Realizar o processo de envelhecimento com parte de um lote de isoladores em laboratório e a outra deste mesmo lote realizar o envelhecimento em campo no processo natural de envelhecimento na rede de distribuição para obter uma previsão da vida útil deste material em campo de modo preciso através do cruzamento de informações.

Referências Bibliográficas

- [1] Reading, M., “An Investigation into the Structure and Properties of Polyethylene Oxide Nanocomposites”, Tese de Doutorado, School of Electronics and Computer Science, University of Southampton, 2010.
- [2] Laurent, C., Massines, F., Mayoux, C., “Optical Emission due to Space Charge Effects in Electrically Stressed Polymers”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 4, N° 5, pp. 585-603, 1997.
- [3] Riul, C., Canto, R. B., Tita, V., Carvalho, J., “Metodologia de Fabricação de Compósitos Estruturais de Politetrafluoretileno (PTFE) com Fibras Contínuas”. V Congresso Brasileiro de Engenharia de Fabricação, Belo Horizonte, Brasil, 2009.
- [4] Bezerra, R. C.; Tostes, J. A. S.; Teixeira Jr, J. M.T; Leite, R. C. “Estudo para Aumento da Confiabilidade de Isoladores Poliméricos nas Linhas de Transmissão da Eletronorte”. Simpósio brasileiro de sistemas elétricos, 2010.
- [5] ABNT NBR16327 Isolador polimérico tipo pino para redes com cabos cobertos fixados em espaçadores, para tensões acima de 1 000 V, 2014.
- [6] Souza, R. E., Silveira, F. H., Gomes, R. M., Lima, G. S., De Conti, A., Visacro, S., “Influence of Cable Insulating Material on the Impulse Withstand Voltage of a Single-Phase Compact Distribution Line Structure”, International Symposium on Lightning Protection (XIV SIPDA), pp. 152-156, Brasil, 2017.
- [7] Norma de Distribuição Unificada – Ndu-004, Instalações Básicas para Construção de Redes de Distribuição Urbana, ENERGISA, ESE/EPB/EBO/EMG/ENF, Versão 3.0, julho/2012.
- [8] Padronização de Rede Compacta para Acessantes - Redes Trifásicas de Distribuição Aérea de Energia Elétrica com Cabos Cobertos Fixados em Espaçadores - 13,8 kV e 34,5 kV, LIGHT, maio de 2017.
- [9] CODI-3.2.18.24.1, 2000, Especificação de espaçadores e amarrações para rede compacta de 13,8 kV e 34,5 kV.
- [10] Montagem de Redes de Distribuição Compacta Protegida – NTC 855 000/190, COPEL, fevereiro de 2010.
- [11] Munaro, M. “Avaliação da Degradação do Polietileno Empregado em Equipamentos para Distribuição de Energia Elétrica, Através da Temperatura de Oxidação

Referências Bibliográficas

Medida por Calorimetria Diferencial de Varredura (DSC)”. Dissertação de mestrado, UFPR, Curitiba, 88p, 2000.

[12] Pinheiro, W. “A Corrente de Fuga como Parâmetro Indicativo do Estado de Degradação de Materiais Poliméricos de Rede Compacta de Média Tensão, Instalados em Ambientes. Agressivos”. Tese de doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 247p, 2008.

[13] L'Anglais, R. “Improvement in Lightning-Conductors”, Patente No. 4.807, Estados Unidos, 1846.

[14] Spratt, J. “Improvement in Attachments for Lightning-Conductors”, Patente No. 7.076, Estados Unidos, 1850.

[15] Batchelder, J. M. “Improvement in Insulators for Telegraph-Wires”, Patente No. 8.418, Estados Unidos, 1851.

[16] Wood, M. L. “Improvement in Telegraph-Insulators”, Patente No. 71.564, Estados Unidos, 1867.

[17] Brooks, D. “Improvement in Insulators For Telegraphs”, Patente No. 69.622, Estados Unidos, 1867.

[18] Oakman, S. “Telegraph-Insulator”, Patente No. 288.360, Estados Unidos, 1883.

[19] Broomhall, G. L. “Insulator”, Patente No. 319.447, Estados Unidos, 1885.

[20] Hemingray, R. G. “Insulator for Telegraph-Wires”, Patente No. 496.652, Estados Unidos, 1893.

[21] Locke, F. M. “Insulator”, Patente No. 590.806, Estados Unidos, 1897.

[22] Stillwell, L. B. “Design for an Insulating-Support for Electric Conductors”, Patente No. 34,211, Estados Unidos, 1901.

[23] Hilliard Jr. J. e Parsons, C. E. “Insulator” Patente No. 1.015.229, Estados Unidos, 1912.

[24] Fawcett, E. W., Gibson; R. O., Perrin; M. W., Paton; J. G., Williams, E.G., ICI Ltd, “Improvements in or Relating to the Polymerization of Ethylene”, Patente No.471.590, Inglaterra, 1937.

[25] Endres, L. “Síntese e Caracterização de PEAD obtido via catálise Ziegler-Natta em Homo e Copolimerização de Eteno e 1-butenos”. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004.

[26] Smith, D. H., Wheeler, H. H., “Electrical Insulator”, Patente No. 2.218.497, Estados Unidos, 1940.

Referências Bibliográficas

- [27] Larson, A. T., “Ethylene Polymerization Process”, Patente No. 2.396.920, Estados Unidos, 1946.
- [28] Ziegler, K., Breil, H., Martin, H., “Polymerization of Ethylene” Patente No. 3.257.332, Estados Unidos, 1966.
- [29] Ritchie, J., “Improvements in or Relating to Insulators for High Tension Overhead Electric Power Lines”, Patente No. 775.773, Inglaterra, 1957.
- [30] Hendrix, W. L., “Aerial Cable”, Patente No. 2.820.083, Estados Unidos, 1955.
- [31] Hendrix, W. L., “Aerial Cable Clamp”, Patente No. 2.839.597, Estados Unidos, 1958.
- [32] Morrison, J. W., “Plastic-Impregnated Cable Suspension”, Patente No. 2.732.423, Estados Unidos, 1956.
- [33] Markley, W. F., Slater, J. L., “Telegraph Pole Line Insulator”, Patente No. 3.061.667, Estados Unidos, 1962.
- [34] F. Lyman, Jr, “Method of Making an Insulating Mount with a Terminal”, Patente No. 3.189.672, Estados Unidos, 1965.
- [35] Vose, F. C. “Polymeric Insulator with Means for Preventing Burning due to Leakage Current and Arcs”, Patente No. 3.328.515, Estados Unidos, 1967.
- [36] Hendrix, W. L., Markham, J. P., Hunnicutt, T. R. “Aerial Cable Spacer and Tie Apparatus”, Patente No. 3.300.576, Estados Unidos, 1967.
- [37] Jean, L. P., Hendrix, W. L. “Cable Stringing and Insulating Apparatus and Method”, Patente No. 3.739.075, Estados Unidos, 1973.
- [38] Ueki, M. M.; Zanin, M. “Influência de Aditivos na Rigidez Dielétrica do Polietileno de Alta Densidade”. Revista Polímeros: Ciência e Tecnologia, Vol.7 Issue 4, pp. 42-50, 1997.
- [39] Kriston, I. “Some Aspects of the Degradation and Stabilization of Phillips Type Polyethylene”. Tese de Doutorado, Budapest University of Technology and Economics, Hungary, 2010.
- [40] Callister, W. D., “Materials Science and Engineering – An introduction”, sétima edição, John Wiley & sons, New York, 2007.
- [41] Munaro, M. “Desenvolvimento de Requisitos de Desempenho para Elastômeros de Isoladores da Rede de Energia Elétrica”. Tese de doutorado do programa Interdisciplinar de pós-graduação em engenharia, Setor de Tecnologia da UFPR, Curitiba, 80p, 2007.

Referências Bibliográficas

- [42] Rabello, M., De Paoli, M., A., “Aditivação de Termoplásticos”, Editora Artliber, 1ª Edição, São Paulo, 2013.
- [43] De Paoli, M. A., “Degradação e Estabilização de Polímeros.” Chemkeys, editado por João C. Andrade, 2ª versão on-line (revisada), 2008.
- [44] Gijsman, P., Meijers, G., Vitarelli, G., “Comparison of the UV-degradation Chemistry of Polypropylene, Polyethylene, Polyamide and Polybutylene Terephthalate” Polymer Degradation and Stability, Vol. 65, Issue 3, pp 433-441. 1999.
- [45] Murty, M. V. S., Grulke, E. A., Bhattachatya, D., “Influence of Metallic Additives on Thermal Degradation and Liquefaction of High Density Polyethylene (HDPE)”. Polymer Degradation and Stability, Vol. 61, Issue 3, pp 421-430, 1998.
- [46] Ortiz, R. A., Lara, A. E., Allen, N. S., “Thermal and Photostabilization Behaviour of a Novel Naphthalene-HALS Derivative in HDPE and PP Films”. Polymer Degradation and Stability, Vol. 64, Issue 1, pp 49-54, 1999.
- [47] Gallo, J. B., Agnelli, J. A. M., “Aspectos do comportamento de polímeros em condições de incêndio”. Polímeros, Vol.8, N° 1, São Carlos, 1998.
- [48] Silva, G. C., Filho, V. S., Ribeiro, S., Santos, S. L. F., Dadam, A. P., Oka, M. H., Munaro, M., “Desenvolvimento de espaçador polimérico, com novo material e novo design, para uso nas classes de 15 kV e 35 kV.” XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, 2017.
- [49] Munaro, M.; Ribeiro, S., Richart, F., S., Dadam, A. P., D’aquino, F. M., Oka, M. H., Silva, G. C., “Novo protótipo de espaçador polimérico, com novo material e novo design, para uso em ambientes de elevada agressividade ambiental.” XVII Encuentro Regional Iberoamericano del Cigre, Cidade de Leste, Paraguai, 2017.
- [50] Salustiano, R., Nogueira, T. A., de Queiroz, A. A. A., Neto, E. T. W., de Salles, C., Tavares, I. C., "Artificial Rain Accelerated Aging Test of HDPE Pin Insulators for Medium Voltage Distribution in Brazil". IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Volume 24, Issue 4, pp. 2483 - 2492, 2017.
- [51] Santos, S. L. F., Silva, F. I. C., Richart, F. S., Ribeiro Jr., S., Kowalski, E. L., Swinka V, da Silva, G. C., Munaro, M., Dadam, A. P., Oka, M. H., "Nova Configuração de Rede Protegida para Aplicação em Regiões com Elevada Agressividade Ambiental". IX CITENEL - IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, João Pessoa, 2017.
- [52] Fothergill, J.C., “Ageing, Space Charge and Nanodielectrics: Ten Things We Don't Know About Dielectrics”. International Conference on Solid Dielectrics, Winchester, Reino Unido, pp. 1-10, 2007.

Referências Bibliográficas

- [53] Dissado, L.A., Fothergill, J.C., “Electrical Degradation and Breakdown in polymers”. IET Materials and Devices Series 9, 2008.
- [54] Venkatachalam, S., Nayak, S.G., Labde, J.V., Gharal, P.R., Rao, K., Kelkar, A.K. “Degradation and Recyclability of Poly (Ethylene Terephthalate), Polyester”, Hosam El-Din M. Saleh, IntechOpen, pp. 75-98, 2012
- [55] Dee, G. T.; Sauer, B. B., “The principle of corresponding states for polymer liquid surface tension”, Polymer, Vol. 36, N° 8, pp 1673-1681, 1995.
- [56] Dee, G. T.; Sauer, B. B., “The surface tension of polymer liquids”, Advances in Physics, Vol. 47, N° 2, pp. 161-205, 1998
- [57] Wu, S.: “Polymer Interface and Adhesion”, Editora Marcell Dekker, 1ª Edição, Nova Iorque, 1982
- [58] Wu, S., “Formation of dispersed phase in incompatible polymer blends: Interfacial and rheological effects”, Polymer Engineering & Science., Vol. 27, N° 5, pp 335-343, 1987.
- [59] Moreira, J.C., Demarquette, N.R., Shimizu, R.N., Samara, M.K., Kamal, M.R. “Influência da Temperatura, da Massa Molar e da Distribuição de Massa Molar na Tensão Superficial de PS, PP e PE: Experimento e Teoria”, Polímeros: Ciência e Tecnologia, vol. 13, nº 1, p. 45-53, 2003
- [60] Torres, A. A. U., “Envelhecimento físico químico de tubulações de polietileno de alta densidade empregadas em redes de distribuição de derivados de petróleo.” Dissertação de mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 180p, 2007.
- [61] Wall, L.A., Wall, Madorsky, S. L., Brown, D. W., Straus, S., Simha, R., “The Depolymerization of Polymethylene and Polyethylene e Thermal degradation of polymers as a function of molecular structure”, Journal of the American Chemical Society, Vol 76, N° 13, pp 3430–3437, 1954.
- [62] Pospisil J, Nespurek S., “Photostabilization of Coatings. Mechanisms and Performance”, Progress in Polymer Science, Vol. 25, N° 9, pp. 1261–1335, 2000.
- [63] Zweifel, H., “Stabilization of Polymeric Materials”, 1ª Edição, Editora Springer-Verslag: Berlin Heidelberg; Berlim, 219 p., 1998;
- [64] Wypych G., “Handbook of Material Weathering”. 5ª Edição, ChemTec, Toronto, 744 p., 2013.
- [65] Bottino, F.A., Cinquegrani, A.R., Di Pasquale, G., Leonardi, L., Pollicino, A., “Chemical Modification, Mechanical Properties and Surface Photooxidation of Films of Polystyrene.” Polymer Testing. Vol. 23, N° 4, pp. 405-411, 2004.

Referências Bibliográficas

- [66] Gardella, J.A., "Characterization Techniques for Polymer Blends", Applied Surface Science, Vol. 31, N°1, pp. 72-112, 1988.
- [67] Galdi A., Foltis P., Shah A., "UV Protecting Composition and Methods of Use. Application", Patente 118415, Estados Unidos, 2010.
- [68] Pospisil J., Pilar J., Billingham N.C., Marek A., Horak Z., Nespurek S., "Factors Affecting Accelerated Testing of Polymer Photostability", Polymer Degradation Stabilization, Vol. 91, N° 3, pp. 417-422, 2006.
- [69] Goldshtein J, Margel S., "Synthesis and Characterization of polystyrene/2-(5-chloro-2Hbenzotriazole-2-yl)-6-(1,1-dimethylethyl)-4-methyl-phenol Composite Microspheres of Narrow Size Distribution for UV Irradiation Protection" Colloid and Polymer Science, Vol. 289, N° 17, pp. 1863-1874, 2011.
- [70] ASTM D6400-04, "Standard Specification for Compostable Plastics", ASTM International, Pensilvânia, 2004.
- [71] Arutchelvi J., Sudhakar, M., Arkatkar, A., Doble, M., Bhaduri, S., Uppara, P.V., "Biodegradation of polyethylene and polypropylene", Indian Journal of Biotechnology, Vol. 7, pp 9-22, 2008.
- [72] Ojha, N., Pradhan, N., Singh, S., Barla, A., Shrivastava, A., Khatua, P., Rai, V., Bose, S., "Evaluation of HDPE and LDPE degradation by fungus, implemented by statistical optimization", Scientific Reports, 2017.
- [73] Scott, G., "Degradable Polymers: Principles and Applications", 1ª Edição, Editora Springer, Holanda, 495p., 2002.
- [74] Matsunaga, M., Whitney, P.J., "Surface Changes Brought about by Corona Discharge Treatment of Polyethylene Film and the Effect on Subsequent Microbial Colonisation", Polymer Degradation and Stability, Vol. 70, N° 3, pp. 325-332, 2000.
- [75] Gernenser L.J., Elman J.F., Mason M.G., Pochan J.M., "E.S.C.A. Studies of Corona-Discharge-Treated Polyethylene Surfaces by Use of Gas-Phase Derivatization", Polymer, Vol. 26, N° 8, pp. 1162-1166, 1985.
- [76] Briggs, D., Kendall C.R., "Derivatization of Discharge-Treated LDPE: an Extension of XPS Analysis and a Probe of Specific Interactions in Adhesion", International Journal of Adhesion and Adhesives, Vol. 2, N°1, pp. 13-17, 1982.
- [77] Owens, D.K., "Mechanism of Corona-Induced Self-Adhesion of Polyethylene Film", Journal of Applied Polymer Science, Vol. 19, N°1, pp. 265-271, 1975.

- [78] Mangipudi, V., Tirrell, M., Pocius, V.A., “Direct Measurement of the Surface Energy of Corona-Treated Polyethylene Using the Surface Forces Apparatus”, *Langmuir*, Vol. 11, N°1, pp 19–23, 1995.
- [79] Potts, J.E., Clendinning, R.A., Ackart, W.B., “Polymer Degradation, Principles and Practical Applications”, *Polymer Degradation*, Vol. 87, N° 9, pp. 838-839, 1983.
- [80] Fernando, M A, Gubanski, S M, “Performance of Nonceramic Insulators under Tropical Field Conditions”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, Vol. 15, pp. 355-360, 2000.
- [81] Flemming, H C, “Biodeterioration of Synthetic Materials - A Brief Review”, *Mater. Corros.*, Vol. 61, pp. 986-992, 2010.
- [82] Harlin, A., Danikas, M. G., Hyvönen, P., “Polyolefin Insulation Degradation in Electrical Field below Critical Inception Voltages”, *J. Electr. Eng.*, Vol. 56, No. 5-6, pp. 135-140, May. 2005.
- [83] Sarathi, R., Chandrasekar, S., Giri, V. S., Venkateseshalah, C., Velmurugan, R., “Analysis of Surface Degradation of High Density Polyethylene (HDPE) Insulation Material Due to Tracking”, *Bull. Mater. Sci.*, Vol. 27, pp. 251-262, 2004.
- [84] Pinnangudi, B. N., Gorur, R. S., Poweleit, C. D., “Quantification of degradation in nonceramic insulator housing materials by laser irradiation”. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, Vol. 13, pp. 423-429, 2006.
- [85] Amin, M., Akbar M., Khan, M. N., “Aging Investigations of Polymeric Insulators: Overview and Bibliography”, *IEEE Electr. Insul. Mag.*, Vol. 23, No. 4, pp. 44-50, 2007.
- [86] Pinnangudi, B. N., Gorur, R. S., Poweleit, C. D., “Degradation Dynamics of Polymeric Housing Materials used for HV Line and Station Apparatus”, *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 14, pp. 1215-1223, Oct. 2007.
- [87] Pinnangudi, B. N., Gorur, R. S., Kroee, A. J., “Quantification of Corona Discharges on Nonceramic Insulators”, *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 12, pp. 513-523, 2005.
- [88] Khattak, A., Amin, M., “Influence of Stresses and Fillers on the Aging Behavior of Polymeric Insulators”, *Rev. Adv. Mater. Sci.*, vol. 44, pp. 194-205, Apr. 2016.
- [89] Kim, Y., Shong, K., “The Characteristics of UV Strength According to Corona Discharge from Polymer Insulators Using a UV Sensor and Optic Lens” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, pp. 1579-1585, Apr. 2011.

Referências Bibliográficas

- [90] Carvalho, J.W.C. “A Arborescência em Sólidos Dielétricos Analisada como um Típico Caso de Difusão”, Congresso Brasileiro de Polímeros, Águas de Lindóia, 2005.
- [91] Hussain, M.M., Farokhi, S., McMeekin, S. G., Farzaneh, M., “Contamination Performance of High Voltage Outdoor Insulators in Harsh Marine Pollution Environment”, IEEE 21st International Conference on Pulsed Power, Brighton, pp. 1-6, 2017.
- [92] Gorur, R.S., Cherney, E.A., Burnharn, J.T., “Outdoor Insulators.”, 1ª Edição, Ravi S. Gorur Inc., Phoenix, USA, 1999.
- [93] Syakur, A., Berahim, H., Tumiran, Rochmadi, “Electrical Tracking Formation on Silane Epoxy Resin under Various Contaminants”, TELKOMNIKA, Vol. 11, N°1, pp. 17-28, 2013.
- [94] Da Silva, G.C., Munaro, M., Ribeiro Jr, S., Araujo, D.B., Dadam, A.P., D’aquino, F.M., Oka, M.H., “Alternatives for the Use of Spacer Cable System in Medium and High Polluted Areas”, 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, 2015.
- [95] Kashyap, A., Himanshu, Jyani, V., Tiwana, A.P.S., Reddy, C.C., “Investigations on Ageing of Low Density Polyethylene in Power Frequency AC fields”, IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application, pp.1-4, China, 2016.
- [96] Mayoux, C. “Degradation of Insulating Materials under Electrical Stress”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 7 N° 5, pp.590-601, 2000.
- [97] Reddy, B.S., Verma, A.R., Prasad, D.S., “Surface Erosion Studies on Polymer Insulators Used for High Voltage Transmission”, International Journal of Plasma Environmental Science & Technology, Vol.10, N°2, pp.121-124, 2016.
- [98] Vlastos, A.E., Sherif, E., “Natural Ageing of EPDM Composite Insulators”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, N° 1, pp.406-414, 1990.
- [99] Makmud, M.Z.H., Arief, Y.Z., Aulia, Wahit, M.U., “Ageing and Degradation Mechanism of Linear Low Density Polyethylene-Natural Rubber Composites due to Partial Discharge”, IEEE International Conference on Power and Energy, Malásia, pp. 985-989, 2012.
- [100] Liu, Y., Du, B.X., “Pattern Identification of Surface Flashover Induced by Discrete Water Droplets on Polymer Insulator”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 21, N° 4, pp. 1972-1981, 2014.
- [101] Henriksen, M. “Material Properties for Non-Ceramic Outdoor Insulation. State of the art.” Cigré Technical Brochures, N° 255, 2004.

- [102] Liu, Y., Du, B.X., “Energy Eigenvector Analysis of Surface Discharges for Evaluating the Performance of Polymer Insulator in Presence of Water Droplets”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 21, N° 6; pp.2438-2447, 2014.
- [103] Du, B.X., Ma, Z.L., Cheng, X.X., Liu, Y., “Hydrophobicity Evaluation of Polymer Insulator Using PD-Induced Electromagnetic Wave”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 19, N° 3, pp.1060-1067, 2012.
- [104] Dong, B.B., Jiang, X.L., Hu, J.L., Shu, L.C., Sun, C.X., “Effects of Artificial Polluting Methods on AC Flashover Voltage of Composite Insulators”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 19, N° 2, pp.714-722, 2012.
- [105] Yang, L., Hao, Y.P., Li, L.C., Zhao, Y.M., “Comparison of Pollution Flashover Performance of Porcelain Long Rod, Disc Type, and Composite UHVDC Insulators at High Altitudes”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 19, N° 3, pp.1053-1059, 2012.
- [106] Meng, D., Zhang, B., Chen, J., Lee, S., Lim, J., “Tracking and Erosion Properties Evaluation of Polymeric Insulating Materials”, IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application, pp.1-4, China, 2016.
- [107] Li, J., Guan, Z.C., Wang, L.M., Yang, H.L., Zhou, J. “An Experimental Study of AC Arc Propagation Over a Contaminated Surface”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 19, N° 4, pp.1360-1368, 2012.
- [108] Zhang, F.Z., Wang, L.M., Guan, Z.C., Macalpine, M., “Influence of Composite Insulator Shed Design on Contamination Flashover Performance at High Altitudes”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 18, N° 3, pp.739-744, 2011.
- [109] Waters, R.T., Haddad, A., Griffiths, H., Harid, N., Charalampidis, P., Sarkar, P., “Dry-band Discharges on Polluted Silicone Rubber Insulation: Control and Characterization”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 18, N° 6, pp.1995-2003, 2011.
- [110] Slama, M.E., Beroual, A., Hadi, H., “Analytical Computation of Discharge Characteristic Constants and Critical Parameters of Flashover of Polluted Insulators”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 17, N° 6, pp.1764-1771, 2010.
- [111] Bo, L., Gorur, R.S., “Modeling Flashover of AC Outdoor Insulators under Contaminated Conditions with Dry Band Formation and Arcing”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 19, N° 3, pp.1037-1043, 2012.

- [112] Zuo, Z., Yao, C., Dissado, L.A., Chalashkanov, N.M., Dodd, S.J., “Simulation of Electro-thermal Ageing and Breakdown in Polymeric Insulation under High Frequency Trapezoidal-Wave Pulses”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 24, N° 6; pp.3766-3775, 2017.
- [113] Silva, G.C.; Munaro, M.; Piazza, S.R.J.; Linero, L.E.; Hartmann, L.C., “Desenvolvimento de Nova Metodologia para Avaliação de Equipamentos e Acessórios de Redes Compactas Protegidas sob Condições de Multiestressamento” IV Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Araxá, 2007.
- [114] Sarathi, R., Chandrasekar, S., Giri, V.S., Venkateshaiah, C., Velmurugan, R., “Analysis of surface degradation of high density polyethylene (HDPE) insulation material due to tracking”, Bulletin of Materials Science, Vol. 27, N° 3, pp. 251–262, 2004.
- [115] Krivda, A., Schmidt, L.E., Kommann, X., Ghorbani, H., Ghorbandaeipour, A., Eriksson, M., Hillborg, H., “Inclined-plane Tracking and Eroison Test According to the IEC 60587 Standard”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 25, N° 6, pp.14-29, 2009.
- [116] Piah, M.A.M., Darus, A., Hassan, A., “Electrical Tracking Performance of LLDPE-Natural Rubber Blends by Employing Combination of Leakage Current Level and Rate of Carbon Track Propagation”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. Vol. 12, N° 6, pp.1259-1265, 2005.
- [117] Yoshimura, N., Kumagai, S., Du, B., “Research in Japan on The Tracking Phenomenon of Electrical Insulating Materials”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 13, N° 5, pp.8-19, 2009.
- [118] Li, J.Y., Sun, C.X., Sebo, S.A., “Humidity and Contamination Severity Impact on the Leakage Currents of Porcelain Insulators”, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 5, N° 1, pp.19-28, 2011.
- [119] Gorur, R.S., Karady, G.G., Jagota, A., Shah, M., Yates, A.M., “Aging in Silicone Rubber Used for Outdoor Insulation”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, N° 2, pp.525-538, 1992.
- [120] Alghamdi, A.S.G., Auckland, D.W., Risino, A.J., Varlow, B.R., “Reducing Variability in Inclined-Plane Tracking Test Results”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 3, N°3, pp.439-443, 1996.
- [121] Kumagai, S., Yoshimura, N., “Tracking and Erosion of HTV Silicone Rubbers of Different Thickness”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, N°4, pp.673-678, 2001.

- [122] Ribeiro Jr, S., “Análise da Ruptura Dielétrica em Materiais Isolantes Elétricos de Cabos Isolados XLPE e EPR por Tomografia 2D e 3D”, Dissertação de Mestrado, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2008.
- [123] Hoover, P.L., "Abridgment of the Mechanism of Breakdown of Dielectrics", Journal of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 45, N° 9, pp.824-831,1926.
- [124] Rachmawati, Sartika, N., Putra, N.R.M., Suwarno, “The Study on Leakage Current Characteristics and Electrical Properties of Uncoated Ceramic, RTV Silicon Rubber Coated Ceramic, and Semiconducting Glazed Outdoor Insulators”, International Journal on Electrical Engineering and Informatics – Vol. 10, N° 2, pp.318-336, 2018.
- [125] Souza, A.L.; Lopes, I.J.S., “Estudo da Distribuição de Campo Elétrico em Isoladores Poliméricos: uma abordagem computacional e experimental”, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belo Horizonte, 2008.
- [126] Liu, Y., Du, B.X., “Recurrent Plot Analysis of Leakage Current in Dynamic Drop Test for Hydrophobicity Evaluation of Silicone Rubber Insulator”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 28, N° 4, pp.1996-2003, 2013
- [127] Liu, Y., Du, B.X., Farzaneh, M., “Characteristics of Induced Discharge on a Polymer Insulator Surface under Electro-wetting Conditions”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 22, N° 5; pp.2958-2967, 2015.
- [128] Lopes, I.J.S., Jayara, S.H., Cherney, E.A., “A Method For Detecting the Transition From Corona From Water Droplets to Dry-Band Arcing on Silicone Rubber Insulators”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 9, N° 6, pp.964-971, 2002.
- [129] El-Kishky, H., Gorur, R.S., “Electric Field Computation on an Insulating Surface With Discrete Water Droplets”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 3, N° 3, pp.450-456, 1996.
- [130] Tanmaneeprasert, T., Lewin, P.L., “Investigation into Accelerated Ageing and Failure Mechanisms of Cavities in Polyethylene Materials Using Partial Discharge Techniques”, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, pp. 819- 823, China, 2016.
- [131] Nazemi, M.H., Hinrichsen, V., “Experimental Investigations on Water Droplet Oscillation and Partial Discharge Inception Voltage on Polymeric Insulating Surfaces Under The Influence of AC Electric Field Stress”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 20, N° 2, pp. 443-453, 2013.

- [132] Du, B.X., Liu, H.J., “High Frequency Harmonic Components of Leakage Current for Monitoring Insulator Performance in Cold Fog”, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp.1-4, Estados Unidos, 2008.
- [133] Ferreira, T.V., Germano, A.D., Costa, E.G., Agnelli, J.M.G., Nallim, F.E.; Mendonça, P., “Isoladores Poliméricos Envelhecidos Naturalmente: Lavagens e suas Consequências”, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belém, 2010.
- [134] Spellman, C.A., Young, H.M., Haddad, A., Rowlands, A.R., Waters, R.T., “Survey of Polymeric Insulator Ageing Factors”, 17th International Symposium on High Voltage Engineering, Hannover, 1999.
- [135] The Practical Application of High-Voltage Insulators, Disponível em: <<http://www.levico.com/insulCourse.htm>>, Acessado em: 28/07/2019.
- [136] Fernando, M.A.R.M., Lambrecht, J., Gubanski, S.M “Modelling non-linear leakage currents on artificially polluted polymeric surfaces”, Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Atlanta, 1998.
- [137] Kumagai, S., Yoshimura, N., "Leakage current characterization for estimating the conditions of ceramic and polymeric insulating surfaces", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 11, N°4, pp. 681–690, 2004.
- [138] Suda, T., "Frequency Characteristics of Leakage Current Waveforms of a String of Suspension Insulator", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, N° 1, pp.481-487, 2005.
- [139] Douar, M.A., Mekhaldi, A., Bouzidi, M.C., “Flashover Process and Frequency Analysis of the Leakage Current on Insulator Model”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 17, N° 4; pp.1284-1297, 2010.
- [140] Fernando, M.A.R.M., Gubanski, S.M., “Ageing of Silicone Rubber Insulators in Coastal and Inland Tropical Environment”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol.17, N° 2, pp.326-333, 2010.
- [141] ABNT NBR IEC 60270:2017 Técnicas de ensaios elétricos de alta-tensão – Medição de descargas parciais, 2017.
- [142] Dabbak, S.Z., Illias, H.A. “Effect of Surface Discharges on Different Polymer Dielectric Materials under High Field Stress”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 24, N° 6; pp.3758-3765, 2017.
- [143] Mu, H.B., Zhang, G.J., Komiyama, Y., Suzuki, S., Miyake, H., Tanaka, Y., Takada, T., “Investigation of Surface Discharges on Different Polymeric Materials under

HVAC in Atmospheric Air”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 18, N° 2, pp.485-494, 2011.

[144] Florkowski, M., Florkowska, B., Zydron, P., “Chopped Partial Discharge Sequence”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 22, N° 6, pp.3451-3458, 2015.

[145] Du, B.X., Du, H., Li, J., “Effect of direct fluorination on surface partial discharge characteristics of polyimide films,” IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 21, N° 4, pp.1887-1894, 2014.

[146] Illias, H.A., Tunio, M.A., Mokhlis, H., Chen, G., Bakar, A.H.A., “Experiment and Modeling of Void Discharges Within Dielectric Insulation Material under Impulse Voltage,” IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 22, N° 4, pp.2252-2260, 2015.

[147] Laurent, C., Teyssedre, G., "Hot Electron and Partial-Discharge Induced Ageing of Polymers", Nuclear Instruments and Methods in Physics Research Section B, Vol. 208, pp.442-447, 2003.

[148] Fagundes, R. C., “Avaliação de Acessórios Poliméricos de Redes Compactas Protegidas por Meio de Ensaio de Multiestressamento e Simulação Computacional”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2008.

[149] Amin, M.; Salman, M. “Aging of Polymeric Insulators (an Overview)”, Reviews on Advanced Materials Science, Vol. 13, N° 2, pp.93-116, 2006.

[150] Sekii, Y., “Degradation of Low-density Polyethylene and Cross-linked Polyethylene by Partial Discharge”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 17, N° 1, pp. 116-124, 2010.

[151] Sili, E., Cambronne, J.P., Naude, N., Khazaka, R., “Polyimide Lifetime under Partial Discharge Aging: Effects of Temperature, Pressure and Humidity”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 20, N° 2, pp.435-442, 2013.

[152] Paraskevas, C.D., Vassiliou, P., Dervos, C.T. “Temperature Dependent Dielectric Spectroscopy in Frequency Domain of High-Voltage Transformer Oils Compared to Physicochemical Results”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 13, N° 3, pp.539-546, 2006.

[153] Germano, A.D., “Análise da degradação de isoladores poliméricos”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2010.

Referências Bibliográficas

- [154] De Faria, I.P., “Desenvolvimento de Protótipos e Avaliação do Desempenho de Invólucros de PEAD para Aplicação em Para-Raios de Distribuição”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.
- [155] Araújo, D.C.P., Martins, A.J.A.L., Silvino, J. L., Resende, P., Rodrigues, B.D., “Características de Isoladores Poliméricos em Serviço: Fatores de Degradação e Técnicas de Análise de Condições Operacionais”, Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, Foz do Iguaçu, 2007.
- [156] Nobrega, A.M., “Estudo das Redes Aéreas Compactas por Meio de Ensaio e Modelagens Utilizando o Método dos Elementos Finitos”, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Brasil, 2011.
- [157] IEC TR 62730-2012 - HV polymeric insulators for indoor and outdoor use tracking and erosion testing by wheel test and 5 000 h test, 2012.
- [158] IEC 62217:2012 - Polymeric HV insulators for indoor and outdoor use - General definitions, test methods and acceptance criteria, 2012.
- [159] IEC 60068-2-11:1981 Basic environmental testing procedures – Part 2-11: Tests – Test Ka: Salt mist, 1981.
- [160] Abdullah, Z., Mohammad, K., Ibrahim, Y.K., “Electrical Tracking Performance of Thermoplastic Elastomer Nanocomposites”, International Journal of Scientific & Engineering Research, Vol. 5, N° 12, pp.708-711, 2014.
- [161] BS EN 60587:2007 Electrical insulating materials used under severe ambiente conditions – Test methods for evaluating resistance to tracking and erosion, 2007
- [162] Amin, S.; Amin, M., “Thermoplastic elastomeric (TPE) materials and their use in outdoor electrical insulation” Reviews on Advanced Materials Science, Vol. 29, N° 1, pp.15-30, 2011.
- [163] ABNT NBR 16326:2014 Isoladores Poliméricos para alta-tensão, para uso externo e interno – Ensaio de trilhamento e erosão, pelo método da roda de trilhamento e pelo ensaio de 5000 h.
- [164] - Mello, D. R., Barbosa, F. B., Mendonca, J. R., Oliveira, J. L., “Trilhamento e erosão de isoladores e pára-raios poliméricos”, International Electricity Distribution Congress, CIDEL, Argentina, 2010.
- [165] Salama, M. M., "Electrical Performance of Insulators Polymeric, Ceramic and Glass under Artificial Tropical Climate Ageing". 16th Asian Conference on Electrical Discharge, Malasia, 2012.

Referências Bibliográficas

- [166] ABNT NBR IEC 60060-1:2013 Técnicas de ensaios elétricos de alta tensão Parte 1: Definições gerais e requisitos de ensaio, 2013.
- [167] Gulmine, J.V. “Processos de envelhecimento e correlações estrutura-propriedades do XLPE”, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2004.
- [168] Peacock, A.J. “Handbook of Polyethylene: Structures, Properties, and Applications”, 1ª Edição, Marcel Dekker, New York, 2000.
- [169] Al-Malaika S. “Antioxidants an Overview - Plastics Additives”, Polymer Science and Technology Series, Vol. 1. Springer, Dordrecht, 1998.
- [170] Bolbukh, Y., Kuzema, P., Tertykh, V., Laguta, I., “Thermal Degradation of Polyethylene Containing Antioxidant and Hydrophilic/Hydrophobic Silica”, Journal of Thermal Analysis and Calorimetry, Vol. 94 N° 3, pp.727–736, 2008.
- [171] Widomski, M., Kowalska, B., Kowalski, D., Kwietniewski, M., Czerwiński, J., “Modelling the Concentration of Antioxidant BHT Migrating from Polyethylene Pipe to Water”, WIT Transactions on The Built Environment, Vol. 122, pp.49-60, 2012.
- [172] Barbara, C., Morgan, H. “Controlling the Wettability of Hierarchically Structured Thermoplastics”, Langmuir, Vol. 28, N° 1, pp.896-904, 2012.
- [173] Khan, M. A., “Hackam, R. - Loss of hydrophobicity of high density polyethylene”, IEEE 1997 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, pp. 378-381, EUA, 1997.
- [174] Khan, M. A., “Hackam, R. Recovery of hydrophobicity in high density polyethylene” Conference Record of the 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation pp. 351-354, EUA, 1998.
- [175] Mittal, K.L., “Advances in Contact Angle, Wettability and Adhesion”, John Wiley & Sons-Scrivener, New Jersey, 2015.
- [176] Bačovská, R., Wisian-Neilson, P., Alberti, M., Příhoda, J., Zárbynická, L., Voráč, Z., “Phenyl-Methyl Phosphazene Derivatives for Preparation and Modification of Hydrophobic Properties of Polymeric Nonwoven Textiles”. Reactive and Functional Polymers, Vol. 100, pp.53-63, 2016.
- [177] Yoshimitsu, Z., Nakajima, A., Watanabe, T., Hashimoto, K., “Effects of Surface Structure on the Hydrophobicity and Sliding Behavior of Water Droplets”, Langmuir Vol. 18, N° 15, pp.5818-5822, 2002.
- [178] Young, T., “An Essay on The Cohesion of Fluids”, Philosophical Transactions of the Royal Society of London, Vol. 95, pp. 65-87, 1805.

Referências Bibliográficas

- [179] Finn, R., Mccuan, J., Wente, H.C., “Thomas Youngs Surface Tension Diagram: its History, Legacy, and Irreconcilabilities”, *Journal of Mathematical Fluid Mechanics*, Vol. 14, N° 3, pp.1-9, 2012.
- [180] Pinnangudi, B.N., Gorur, R.S., Kroese, A.J., “Energy Quantification of Corona Discharge on Polymer Insulators”, *Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, México, 2002.
- [181] Epacher, E., Tolveth, J., Stoll, K., Pukanszky, B., “Two-Step Degradation of High-Density Polyethylene During Multiple Extrusion”, *Journal of Applied Polymer Science*, Vol. 74, N° 16, pp.1596-1605, 1999.
- [182] Andersson, T., Stalbm, B., Wesslén, B., “Degradation of Polyethylene During Extrusion. II. Degradation of Low-Density Polyethylene, Linear Low-Density Polyethylene, and High-Density Polyethylene in Film Extrusion”, *Journal of Applied Polymer Science*, Vol. 91, N°3, pp.1525-1537, 2004.
- [183] Johnston, R.T., Morrison, E.J., “Thermal Scission and Cross-Linking During Polyethylene Melt Processing, Polymer Durability”, *Advances in Chemistry*, Vol. 249, pp.651- 682, 1996.
- [184] Eltayef, A.M., “Polyethylene-Stabilization and Compounding”, 2015. Disponível em: <<https://www.linkedin.com/pulse/polyethylene-stabilization-compounding-ahmed-eltayef?articleId=7671062962057946230>>, Acessado em: 18/01/2017.
- [185] Geuskens, G., David, C., “The Photo-Oxidation of Polymers - A Comparison with Low Molecular Weight Compounds”, *Pure and Applied Chemistry*, Vol. 51, N° 2, pp.233-240, 1979.
- [186] Schwetlick, K., Pionteck, J., Winkler, A., Hfihner, U., Kroschwitz, H., Habicher, W.D., “Organophosphorus Antioxidants: Part X-Mechanism of Antioxidant Action of Aryl Phosphites and Phosphonites at Higher Temperatures”, *Polymer Degradation and Stability*, Vol. 31, N° 2, pp.219-228, 1991.
- [187] Gulmine, J.V., Janissek, P.R., Heise, H.M., Akcelrud, L., “Polyethylene Characterization by FTIR”, *Polymer Testing*, Vol. 21, N° 5, pp.557–563, 2002.
- [188] Ionashiro, M., Caires, F.J., Gomes, D.J.C. “Giolito-Fundamentos de Termogravimetria e Análise Térmica Diferencial/Calorimetria Exploratória Diferencial”, 1ª Edição, Editora Giz, São Paulo, 2005.
- [189] Mohomed, K., “Thermogravimetric Analysis- Theory, Operation, Calibration and Data Interpretation”, TA Instruments. Disponível em: <<http://slideplayer.com/slide/5690183/>>, acessado em 19/01/2017.

- [190] Mazzanti, G., Montanari, G.C., “Electrical Aging And Life Models the Role of Space Charge”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 12, N° 5, pp.876-890, 2005.
- [191] Peterson, J. D., Vyazovkin, S., Wight, C.A., “Kinetics of the Thermal and Thermo-Oxidative Degradation of Polystyrene, Polyethylene and Poly(Propylene)”, Macromolecular Chemistry Physics, Vol. 202, N° 6, pp.775–784, 2001.
- [192] Galimberti, M., “Rubber-Clay Nanocomposites: Science, Technology, And Applications”, John Wiley & Sons, New York, 2014.
- [193] Ozawa, T., “A New Method of Analyzing Thermogravimetric Data”, Bulletin of the Chemical Society of Japan, Vol. 38, N° 11, pp.1881-1886, 1965.
- [194] Kissinger, H.E., “Reaction Kinetics in Differential Thermal Analysis”, Analytical Chemistry, Vol. 29, N° 11, pp.1702–1706, 1957.
- [195] Bianchi, O., Oliveira, R.V.B., Fiorio, R., Martins, J. De N., Zattera, A.J., Canto, L.B., “Assessment of Avrami, Ozawa and Avrami–Ozawa Equations for Determination of EVA Crosslinking Kinetics from DSC Measurements”, Polymer Testing, Vol. 27, N° 6, pp.722–729, 2008.
- [196] Tamboli, S.M., Mhaske, S.T., Kale, D.D., “Crosslinked Polyethylene”, Indian Journal of Chemical Technology, Vol. 11, N° 4, pp.853-864, 2004.
- [197] Baboo, M., Gupta, S., Sharma, K., Saxena, N.S., “Dynamic Mechanical, Mechanical and Thermal Analysis of CPI/NBR Blends: Effect of Blend Composition and Crosslink Density”, Polymer Bulletin, Vol. 73, N° 7, pp.2003–2018, 2015.
- [198] Bondan, F., Bianchi, O., “Effect of Dynamic Crosslinking on Phase Morphology and Mechanical Properties of Polyamide 6,12/Ethylene Vinyl Acetate Copolymer Blends”, Scientia Cum Industria, Vol. 3, N° 1, pp.23-28, 2015.
- [199] El-Hag, A.H., “Detection of dry-band arcing using time series modeling”, Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, pp. 615- 618, Boulder, USA, 2004.
- [200] Kim, K., Lee, H., An, J., Kim, B., Min, B., Kang, S., An, K., Kim, B. J., “Effects of cross-linking methods for polyethylene-based carbon fibers: review”, Carbon Letters, Vol. 16, No. 3, pp.147-170, 2015.

Anexo A – Corrente de Fuga

A.1 – Corrente após Envelhecimento de 500 horas

Tabela 17 – Comparação do isolador fabricante Y 1 novo e após 500 horas de envelhecimento

Y 1		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	500 h	
Seco	8 kV	11,61	10,65	-8,97
	12 kV	17,79	16,12	-10,36
Chuva	8 kV	42,89	58,06	26,13
	12 kV	66,15	91,98	28,08

Tabela 18 – Comparação do isolador fabricante Z 1 novo e após 500 horas de envelhecimento

Z 1		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	500 h	
Seco	8 kV	9,71	10,20	4,82
	12 kV	14,76	15,25	3,21
Chuva	8 kV	31,12	41,48	24,98
	12 kV	50,34	66,75	24,58

Tabela 19 – Comparação do isolador fabricante W 1 novo e após 500 horas de envelhecimento

W 1		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	500 h	
Seco	8 kV	9,61	10,23	6,10
	12 kV	14,52	15,34	5,37
Chuva	8 kV	32,47	39,81	18,44
	12 kV	49,3	59,75	17,49

A.2 – Corrente após Envelhecimento de 1000 horas

Tabela 20 – Comparação do isolador fabricante Y 2 novo e após 1000 horas de envelhecimento

Y 2		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	1000 h	
Seco	8 kV	10,51	16,69	37,04
	12 kV	15,63	23,99	34,85
Chuva	8 kV	41,99	118,03 ^(a) /401,80 ^(b)	956,89 ^(c)
	12 kV	60,13	118,03 ^(a) /602,71 ^(b)	1002,24 ^(c)

^(a) O valor de corrente de fuga foi atingido com a tensão em 2,35 kV, representando um comportamento anormal de condutividade do isolador;

^(b) Valor calculado considerando variação linear para comparação;

^(c) Valores calculados com base na corrente obtida pela extrapolação linear em 2,35 kV.

Tabela 21 – Comparação do isolador fabricante Z 2 novo e após 1000 horas de envelhecimento

Z 2		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	1000 h	
Seco	8 kV	9,98	11,37	12,26
	12 kV	14,87	17,21	13,61
Chuva	8 kV	33,2	45,32	26,74
	12 kV	49,89	70,46	29,19

Tabela 22 – Comparação do isolador fabricante W 2 novo e após 1000 horas de envelhecimento

W 2		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	1000 h	
Seco	8 kV	9,9	11,44	13,48
	12 kV	15,08	17,06	11,61
Chuva	8 kV	33,03	38,68	14,61
	12 kV	66,68	59,74	-11,62

A.3 – Corrente após Envelhecimento de 1500 horas

Tabela 23 – Comparação do isolador fabricante Y 3 novo e após 1500 horas de envelhecimento

Y 3		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	1500 h	
Seco	8 kV	10,65	14,02	31,64
	12 kV	16,35	20,95	28,13
Chuva	8 kV	36,72	77,73	111,68
	12 kV	54,32	107,2	97,35

Tabela 24 – Comparação do isolador fabricante Z 3 novo e após 1500 horas de envelhecimento

Z 3		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	1500 h	
Seco	8 kV	9,62	13,41	39,40
	12 kV	14,74	19,81	34,40
Chuva	8 kV	31,61	64,47	103,95
	12 kV	48,01	73,36	52,80

Tabela 25 – Comparação do isolador fabricante W 3 novo e após 1500 horas de envelhecimento

W 3		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	1500 h	
Seco	8 kV	10,21	13,53	32,52
	12 kV	15,46	19,69	27,36
Chuva	8 kV	28,81	36,54	26,83
	12 kV	40,39	108,74	169,23

A.4 – Corrente após Envelhecimento de 2000 horas

Tabela 26 – Comparação do isolador fabricante Y 4 novo e após 2000 horas de envelhecimento

Y 4		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	2000 h	
Seco	8 kV	13,36	14,5	8,53
	12 kV	20,26	21,28	5,03
Chuva	8 kV	43,09	135,7	214,92
	12 kV	61,77	231,13	274,18

Tabela 27 – Comparação do isolador fabricante Z 4 novo e após 2000 horas de envelhecimento

Z 4		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	2000 h	
Seco	8 kV	10,02	15,95	59,18
	12 kV	15,28	23,48	53,66
Chuva	8 kV	34,49	49,24	42,77
	12 kV	53,81	121,78	126,31

Tabela 28 – Comparação do isolador fabricante W 4 novo e após 2000 horas de envelhecimento

W 4		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	2000 h	
Seco	8 kV	9,77	12,33	26,20
	12 kV	14,76	18,88	27,91
Chuva	8 kV	30,24	44,52	47,22
	12 kV	49,38	72,93	47,69

A.5 – Corrente após Envelhecimento de 2500 horas

Tabela 29 – Comparação do isolador fabricante Y 5 novo e após 2500 horas de envelhecimento

Y 5		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	2500 h	
Seco	8 kV	10,86	15,63	43,92
	12 kV	16,15	23,22	43,78
Chuva	8 kV	38,96	65,67	68,56
	12 kV	60,49	149,69	147,46

Tabela 30 – Comparação do isolador fabricante Z 5 novo e após 2500 horas de envelhecimento

Z 5		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	2500 h	
Seco	8 kV	9,93	14,6	47,03
	12 kV	15,12	21,09	39,48
Chuva	8 kV	34,68	49,31	42,19
	12 kV	54,2	78,13	44,15

Tabela 31 – Comparação do isolador fabricante W 5 novo e após 2500 horas de envelhecimento

W 5		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	2500 h	
Seco	8 kV	9,87	13,45	36,27
	12 kV	14,91	20,79	39,44
Chuva	8 kV	31,92	45,23	41,70
	12 kV	58,13	69,61	19,75

A.6 – Corrente após Envelhecimento de 3000 horas

Tabela 32 – Comparação do isolador fabricante Y 6 novo e após 3000 horas de envelhecimento

Y 6		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	3000 h	
Seco	8 kV	10,04	18,24	81,67
	12 kV	15,31	26,62	73,87
Chuva	8 kV	38,96	429,54	1002,52
	12 kV	60,81	483,17	694,56

Tabela 33 – Comparação do isolador fabricante Z 6 novo e após 3000 horas de envelhecimento

Z 6		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	3000 h	
Seco	8 kV	10,23	17,55	71,55
	12 kV	15,56	25,63	64,72
Chuva	8 kV	35,37	80,24	126,86
	12 kV	53,43	136,57	155,61

Tabela 34 – Comparação do isolador fabricante W 6 novo e após 3000 horas de envelhecimento

W 6		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	3000 h	
Seco	8 kV	9,62	16,9	75,68
	12 kV	14,5	24,53	69,17
Chuva	8 kV	33	53,12	60,97
	12 kV	50,28	80,03	59,17

A.7 – Corrente após Envelhecimento de 3500 horas

Tabela 35 – Comparação do isolador fabricante Y 7 novo e após 3500 horas de envelhecimento

Y 7		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	3500 h	
Seco	8 kV	11,96	Falha	Falha
	12 kV	18,29	Falha	Falha
Chuva	8 kV	34,6	Falha	Falha
	12 kV	59,05	Falha	Falha

Tabela 36 – Comparação do isolador fabricante Z 7 novo e após 3500 horas de envelhecimento

Z 7		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	3500 h	
Seco	8 kV	9,9	19,55	97,47
	12 kV	14,77	28,72	94,45
Chuva	8 kV	31,99	56,32	76,06
	12 kV	52,94	107,72	103,48

Tabela 37 – Comparação do isolador fabricante W 7 novo e após 3500 horas de envelhecimento

W 7		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	3500 h	
Seco	8 kV	10,55	18,29	73,36
	12 kV	16,01	26,68	66,65
Chuva	8 kV	36,11	69,5	92,47

A.8 – Corrente após Envelhecimento de 4000 horas

Tabela 38 – Comparação do isolador Y 8 novo e após 4000 horas de envelhecimento

Y 8		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	4000 h	
Seco	8 kV	11,13	Falha	Falha
	12 kV	17,04	Falha	Falha
Chuva	8 kV	36,26	Falha	Falha
	12 kV	57,81	Falha	Falha

Tabela 39 – Comparação do isolador Z 8 novo e após 4000 horas de envelhecimento

Z 8		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	4000 h	
Seco	8 kV	9,61	12,76	32,78
	12 kV	14,35	19,07	32,89
Chuva	8 kV	28,92	57,16	97,65
	12 kV	47,31	108,71	129,78

Tabela 40 – Comparação do isolador W 8 novo e após 4000 horas de envelhecimento

W 8		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	4000 h	
Seco	8 kV	10,19	13,07	28,26
	12 kV	15,44	19,61	27,01
Chuva	8 kV	34,99	43,68	24,84
	12 kV	53,32	68,55	28,56

A.9 – Corrente após Envelhecimento de 4500 horas

Tabela 41 – Comparação do isolador fabricante Y 9 novo e após 4500 horas de envelhecimento

Y 9		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	4500 h	
Seco	8 kV	10,48	Falha	Falha
	12 kV	15,85	Falha	Falha
Chuva	8 kV	34,93	Falha	Falha
	12 kV	52,94	Falha	Falha

Tabela 42 – Comparação do isolador fabricante Z 9 novo e após 4500 horas de envelhecimento

Z 9		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	4500 h	
Seco	8 kV	9,6	14,76	53,75
	12 kV	14,4	21,85	51,74
Chuva	8 kV	32,25	49,04	52,06
	12 kV	50,19	74,42	48,28

Tabela 43 – Comparação do isolador fabricante W 9 novo e após 4500 horas de envelhecimento

W 9		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	4500 h	
Seco	8 kV	10,47	13,6	29,89
	12 kV	15,85	20,29	28,01
Chuva	8 kV	41,18	47,13	14,45
	12 kV	57,82	71,31	23,33

A.10 – Corrente após Envelhecimento de 5000 horas

Tabela 44 – Comparação do isolador Y 10 novo e após 5000 horas de envelhecimento

Y 10		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	5000 h	
Seco	8 kV	10,99	55,89	408,55
	12 kV	16,69	82,65	395,21
Chuva	8 kV	38,1	55,12	44,67
	12 kV	57,24	82,84	44,72

Tabela 45 – Comparação do isolador Z 10 novo e após 5000 horas de envelhecimento

Z 10		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	5000 h	
Seco	8 kV	9,81	11,18	13,97
	12 kV	15,01	15,95	6,26
Chuva	8 kV	33,46	44,57	33,20
	12 kV	50,36	66,06	31,18

Tabela 46 – Comparação do isolador W 10 novo e após 5000 horas de envelhecimento

W 10		Corrente de fuga (μ A)		Variação (%)
		Novo	5000 h	
Seco	8 kV	10,82	10,6	-2,03
	12 kV	16,49	15,31	-7,16
Chuva	8 kV	34,79	44,07	26,67
	12 kV	51,33	65,39	27,39