UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO JOÃO DEL-REI PRÓ-REITORIA DE PESQUISA	CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGEL	

AVALIAÇÃO PREDITIVA DE TRANSFORMADORES BASEADA EM CONFIABILIDADE

Alexsandro de Souza Oliveira

Orientador: Prof. Leonidas Chaves de Resende

Coorientadora: Profa. Teresa Cristina Bessa Nogueira Assunção

Dissertação submetida ao PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGEL, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Maio de 2016

São João del-Rei – MG – BRASIL

Alexsandro de Souza Oliveira

AVALIAÇÃO PREDITIVA DE TRANSFORMADORES BASEADA EM CONFIABILIDADE

Banca Examinadora

Orientador: Prof. Leonidas Chaves de Resende

Coorientadora: Profa. Teresa Cristina Bessa Nogueira Assunção

Prof. Edimar José de Oliveira

Profª Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso

São João del-Rei, 23 de Maio de 2016

Dedico este trabalho aos meus pais

Antônio Alves e Maria Helena, e

à minha irmã Saionara.

AGRADECIMENTOS

- A Deus.

- A meus pais Antônio Alves e Maria Helena, pelo apoio ao longo de toda minha vida, incentivando a busca pelo conhecimento e aprimoramento profissional.

- À minha irmã Saionara pelo apoio e paciência.

- Aos meus amigos de mestrado: Diego Santos, Fernando Assis e Bernardo Giarola, pelas discussões e contribuições.

- Ao meu amigo Alexandre Grossi pelas horas de estudo e estrada.

- Ao Professor Leonidas Chaves de Resende, pelos ensinamentos, apoio e dedicação nas discussões relacionadas ao tema da pesquisa, e pelas grandes contribuições em todas as etapas da elaboração desta dissertação.

- À Professora Teresa Cristina Bessa Nogueira Assunção pelos ensinamentos, apoio e paciência na enorme contribuição na elaboração da dissertação

- Aos professores: Erivelton Geraldo Nepomuceno, Luiz Antônio da Fonseca Manso e Marco Aurélio de Oliveira Schroeder, pelos grandes ensinamentos compartilhados nas disciplinas ministradas.

- À CAPES pelo apoio financeiro concedido.

RESUMO

Os transformadores imersos em óleo isolante são amplamente utilizados em sistemas de potência, na geração, transmissão ou distribuição, através das concessionárias de energia elétrica. Na indústria, também desempenham um papel importante para alimentar grandes cargas industriais, seja nas subestações de entrada ou em cargas específicas, como em transformadores de forno elétrico. Dessa forma, a avaliação do desempenho de transformadores pode basear-se em técnicas de manutenção off-line, que tem como foco principal a análise do óleo isolante, realizada através de coleta periódica no transformador, e também podem ser utilizadas em conjunto com técnicas de monitoramento on-line.

Atualmente, como a avaliação do desempenho de transformadores pode utilizar sistemas de monitoramento on-line, as informações passam a ter um caráter mais importante, pois não ocorre a perda de informações como no caso do monitoramento off-line. Com o monitoramento off-line, não é possível avaliar quando os parâmetros do óleo isolante passam de uma condição normal para uma condição de alarme. O monitoramento on-line reduz as incertezas em relação à coleta de informações.

Nesta dissertação é apresentada uma nova proposta de avaliação de desempenho de transformadores utilizando as técnicas de confiabilidade preventiva. Na metodologia proposta é utilizada a simulação Monte Carlo não-sequencial e um modelo de curvas de temperatura e saturação da água Markoviano não-agregado com múltiplos níveis. É proposta uma nova função teste para o cálculo das probabilidades dos estados de risco em que o transformador pode estar enquadrado. Estudos de casos de transformadores reais são apresentados e discutidos para demonstrar a validade e aplicabilidade da metodologia.

ABSTRACT

The insulating oil immersed transformers are used in power systems in generation, streaming and distribution through power concessionary. In industry, they also play an important role in feeding big industrial goods in input substations or specific loads like in electric oven transformers. Therefore, the performance evaluation of them may be based in off-line maintenance technique that has as main focus the insulating oil made through periodic collect in the transformer, and also may be used with on-line monitoring technique.

Currently, as the performance evaluation of transformers may use on-line monitoring systems, the information has an important character, because loss of information doesn't occur like in cases of off-line monitoring. It's not possible, in case of off-line monitoring, to evaluate when the parameter of insulating oil goes from a normal condition to an alarm condition. The on-line monitoring reduces the doubts about the information collect.

In this work, it is presented a new proposal of transformers performance evaluation using techniques of prevent reliability. In the methodology it is used a non-sequential Monte Carlo simulation and temperature and water saturation curves represented by non-aggregated Markovian models with multiple levels. It is proposed a new probability test function for evaluation of risky condition in which the transformer may be in. Cases studies of real transformers are presented and discussed in order to demonstrate the methodology validity and applicability.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS x

LISTA DE TABELAS xii

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS xiv

Capítulo 1 INTRODUÇÃO 1

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS 1

1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO 5

1.2.1 Monitoramento de transformadores 5

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO 8

Capítulo 2 CONFIABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA 10

2.1 INTRODUÇÃO 10

2.2 REPRESENTAÇÃO POR ESPAÇO DE ESTADOS 10

2.2.1 Enumeração de estados 12

2.2.2 Simulação Monte Carlo não-sequencial 13

2.3 MODELO DE MARKOV NÃO-AGREGADO COM MÚLTIPLOS NÍVEIS 15

2.4 CONCLUSÕES 17

Capítulo 3 ANÁLISE DE DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES 18

3.1 INTRODUÇÃO 18

3.2 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES UTILIZANDO POLITICAS DE MANUTENÇÃO OFF-LINE 18

3.2.1 Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) em transformadores imersos em óleo isolante 19

3.2.2 Plano de Manutenção em transformadores 21

3.2.3 Manutenção Preditiva em Transformadores 21

3.3 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES UTILIZANDO POLITICAS DE MANUTENÇÃO ON-LINE 23

3.3.1 Manutenção Preditiva em Transformadores imersos em óleo isolante utilizando sistema de monitoramento on-line 24

3.4 CONCLUSÃO 25

Capítulo 4 CONFIABILIDADE PREVENTIVA APLICADA NO DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES 28

4.1 INTRODUÇÃO 28

4.2 DEFINIÇÃO DOS ESTADOS DAS VARIÁVEIS DE INTERESSE 29

4.3 MODELO DE MARKOV NÃO-AGREGADO COM MULTIPLOS NÍVEIS PARA REPRESENTAÇÃO DAS VARIÁVEIS MONITORADAS ON-LINE 33

4.4 CONFIABILIDADE PREVENTIVA UTILIZANDO A SIMULAÇÃO MONTE CARLO NÃO SEQUENCIAL 34

4.4.1 Índices de Probabilidade Utilizados 35

4.4.2 Índice de Desempenho Horas de Operação em risco (HOR) 35

4.5 DEFINIÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DOS ESTADOS DO VETOR xk UTILIZANDO O MÉTODO DOS MÍNIMOS QUADRADOS 36

4.6 SIMULAÇÃO MONTE CARLO NÃO SEQUENCIAL 40

4.7 INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A APLICAÇÃO 40

4.8 CONCLUSÕES 41

Capítulo 5 RESULTADOS 43

5.1 INTRODUÇÃO 43

5.2 APRESENTAÇÃO DOS CASOS ESTUDADOS 44

5.2.1 Aplicação no Auto-transformador (Caso 1) 47

5.2.2 Aplicação no transformador de distribuição (Caso 2) 54

5.2.3 Aplicação no transformador de distribuição (Caso 3) 63

5.2.4 Aplicação no transformador de distribuição (Caso 4) 71

5.3 COMPARAÇÃO ENTRE OS QUATRO CASOS ESTUDADOS 80

5.3.1 Horas de operação em risco muito baixo (MB) 80

5.3.2 Horas de operação em risco baixo (B) 81

5.3.3 Horas de operação em risco médio (M) 81

5.3.4 Horas de operação em risco alto (A) 82

5.3.5 Horas de operação em risco muito alto (MA) 83
5.3.6 Análise da metodologia proposta 85
5.4 CONCLUSÕES 86
Capítulo 6 CONCLUSÕES 87
REFERÊNCIAS 90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Modelo para a análise de confiabilidade de transformadores 4

Figura 2.1 – Modelo de Markov a dois estados 11

Figura 2.2 – Modelo de Markov não-agregado com múltiplos níveis 16

Figura 3.1 – Percentual de criticidade dos modos de falha por sistema 20

Figura 4.1 – Modelo de Markov não-agregado - Temperatura e saturação 34

Figura 5.1 – Temperaturas *hot spot*: Semana típica 45

Figura 5.2 –Saturação da água no óleo isolante 46

Figura 5.3 – Temperatura *hot spot*: Semana típica do Caso 1 47

Figura 5.4 – Temperatura *hot spot*: Semana típica do Caso 2 55

Figura 5.5 – Temperatura *hot spot*: Semana típica do Caso 3 63

Figura 5.6 – Temperatura *hot spot*: Semana típica do Caso 4 72

Figura 5.7 – Horas de operação em risco muito baixo (MB) 80

Figura 5.8 – Horas de operação em risco muito baixo (MB) 80

Figura 5.9 – Horas de operação em risco baixo (B) 81

Figura 5.10 – Horas de operação em risco baixo (B) 81

Figura 5.11 – Horas de operação em risco médio (M) 82

Figura 5.12 – Horas de operação em risco médio (M) 82

Figura 5.13 – Horas de operação em risco alto (A) 83

Figura 5.14 – Horas de operação em risco alto (A) 83

Figura 5.15 – Horas de operação em risco muito alto (MA) 84

Figura 5.16 – Horas de operação em risco muito alto (MA) 84

Figura 5.17 – Fluxograma para avaliação de desempenho de transformadores.. 85

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Faixas de valores de saturação da água no óleo 30

Tabela 4.2 – Concentração de gases dissolvidos no óleo 30

Tabela 4.3 – Valores de FAA considerados para os estados..... 31

Tabela 4.4 – GP x Condição do papel isolante 32

Tabela 4.5 – Classificação dos estados operativos de transformadores..... 37

Tabela 4.6 – Intervalos de classificação dos estados operativos 38

Tabela 5.1 – Características dos transformadores estudados 44

Tabela 5.2 – Características da temperatura *hot spot* e da saturação da água ... 45

Tabela 5.3 – Índices de probabilidade Individual do Caso 1: GP=822 47

Tabela 5.4 – Índices de horas de operação em risco do Caso 1: GP=822 48

Tabela 5.5 – Índices de probabilidade Individual do Caso 1: GP=388 49

Tabela 5.6 – Índices de horas de operação em risco do Caso 1: GP=388 49

Tabela 5.7 – Índices de probabilidade individual do Caso 1: GP=285 51

Tabela 5.8 – Índices de horas de operação em risco do Caso 1: GP=285 51

Tabela 5.9 – Índices de probabilidade individual do Caso 1: GP=226 53

Tabela 5.10 – Índices de horas de operação em risco do Caso 1: GP=226 53

Tabela 5.11 – Índices de probabilidade individual do Caso 2: GP=822 55

Tabela 5.12 – Índices de horas de operação em risco do Caso 2: GP=822 55

Tabela 5.13 – Índices de probabilidade individual do Caso 2: GP=388 57

Tabela 5.14 – Índices de horas de operação em risco do Caso 2: GP=388 57

Tabela 5.15 – Índices de horas de operação em risco do Caso 2: GP=285 59

Tabela 5.16 – Índices de horas de operação em risco do Caso 2: GP=285 59

Tabela 5.17 – Índices de probabilidade individual do Caso 2: GP=226 61

Tabela 5.18 – Índices de horas de operação em risco do Caso 2: GP=226 61

Tabela 5.19 – Índices de probabilidade individual do Caso 3: GP=822 63

Tabela 5.20 – Índices de horas de operação em risco do Caso 3: GP=822 64

Tabela 5.21 – Índices de probabilidade individual do Caso 3: GP=388 65

Tabela 5.22 – Índices de horas de operação em risco do Caso 3: GP=388 66

Tabela 5.23 – Índices de probabilidade individual do Caso 3: GP=285 67

Tabela 5.24 – Índices de horas de operação em risco do Caso 3: GP=285 68

Tabela 5.25 – Índices de probabilidade individual do Caso 3: GP=226 69

Tabela 5.26 – Índices de horas de operação em risco do Caso 3: GP=226 70

Tabela 5.27 – Índices de probabilidade individual do Caso 4: GP=822 72

Tabela 5.28 – Índices de horas de operação em risco do Caso 4: GP=822 72

Tabela 5.29 – Índices de probabilidade individual do Caso 4: GP=388 74

Tabela 5.30 – Índices de horas de operação em risco do Caso 4: GP=388 74

Tabela 5.31 – Índices de probabilidade individual do Caso 4: GP=285 76

Tabela 5.32 – Índices de horas de operação em risco do Caso 4: GP=285 76

Tabela 5.33 – Índices de probabilidade Individual do Caso 4: GP=226 78

Tabela 5.34 – Índices de horas de operação em risco do Caso 4: GP=226 78

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

β – coeficiente de variação

Ω_i - grupo de estados i do transformador

F_{LOLP} – função teste para o cálculo de perda de carga

F_{EPNS} – função teste para o cálculo de potência esperada não suprida

F_{HOR} – função teste para o cálculo das horas de operação em risco

F_{Prob} – função teste para o cálculo das probabilidades

~ – estimativa da variável

2-FAL – composto furânico

A – estado operativo de risco alto

B – estado operativo de risco bom

COPT - *Capacity Outage Probability Table* – tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis

E(.) – operador valor esperado

F(.) – função teste

FAA – fator de aceleração de envelhecimento

FMECA - *Failure Modes, Effects and Criticality Analysis* – análise de modos de falha e efeitos

GP – grau de polimerização

HOR – horas de operação em risco

Hot spot – temperatura do ponto mais quente do transformador

IED – dispositivos eletrônicos inteligentes

LOLP – *Loss of load probability* – probabilidade de perda de carga

M – estado operativo de risco médio

MA – estado operativo de risco muito alto

MB – estado operativo de risco muito bom

MCC – manutenção centrada em confiabilidade

NS – número de sorteios

P(x) – probabilidade da cada estado x

T_h - temperatura hot spot na hora h

Sat_h - saturação da água no óleo na hora h

U – distribuição de probabilidade

V(.) – operador variância

V(.) – variância amostral

X – espaço de estados

x – estado do sistema

Δx_k – range ou faixa total dos estados considerados

Δu – número de intervalos considerados para a classificação dos estados operativos do transformador

CO_2 – dióxido de carbono

CO – monóxido de carbono

$f(u)$ – função que delimita e distingue as faixas de valores para a classificação dos estados do transformador

λ – taxa de falha de um equipamento modelado a dois estados

μ – taxa de reparo de um equipamento modelado a dois estados

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A confiabilidade aplicada a transformadores tem uma importância fundamental para os sistemas de potência e as indústrias. Sua complexidade operacional em sistemas elétricos e mais o custo elevado para a indústria, justificam estudos para o aprimoramento do controle e monitoramento de sua operação. O conhecimento de políticas de manutenção e experiência na análise das informações geradas pela operação dos transformadores, são essenciais para o controle eficiente da gestão destes equipamentos, que são considerados, os ativos de maior valor agregado nos sistemas de energia elétrica [CIGRE07].

Nos dias atuais, as técnicas para a avaliação da confiabilidade, vêm ganhando importância em diversos setores. Inicialmente, eram utilizadas apenas na indústria militar e aeroespacial. Mas, atualmente são empregadas nos setores de geração de energia elétrica, usinas nucleares e em processos de fabricação contínuos, como indústrias petroquímicas. Nesses processos, as falhas podem trazer consequências catastróficas para as empresas e a sociedade. As técnicas de confiabilidade também podem ser empregadas na fabricação de diversos tipos de aparelhos, como eletrodomésticos, ou na indústria automobilística. Quando a falha acontece em um processo de fabricação em uma indústria, tem-se individualmente, um efeito sócio-econômico de menor impacto. O que não acontece em caso de uma falha em uma concessionária de energia elétrica.

Nas concessionárias de energia elétrica, a confiabilidade está sendo cada vez mais utilizada, pois apresenta subsídios importantes que auxiliam na tomada de decisões. A confiabilidade baseia-se no método da teoria das probabilidades, e mostra-se bem eficaz na avaliação da confiabilidade e desempenho de sistemas de potência, tendo em vista a sua natureza aleatória e estocástica. Esses métodos são amplamente utilizados para a análise de sistemas de geração, transmissão e

distribuição. A abordagem determinística é muito utilizada, pois possui fácil implementação e é baseada no histórico de operação dos sistemas. Porém, esse método apresenta limitações, pois não considera a natureza estocástica das falhas.

A utilização dos métodos baseados na teoria de probabilidades é muito interessante, pois podem representar os aspectos estocásticos de forma mais explícita. As técnicas probabilísticas já são bem consagradas e estão sendo utilizadas em vários setores e segmentos da indústria mundial, não só em sistemas de energia. Pode-se citar algumas vantagens de sua utilização, como os índices para quantificar a confiabilidade de um sistema ou vários sistemas compostos, como geração e transmissão [LRM04]. Ademais, pode-se simular outros tipos de cenários para a utilização da confiabilidade de forma preventiva [R02].

Para o caso de transformadores, as técnicas de confiabilidade preventiva [R02, MLRSB04] podem ser estendidas para a análise de seu desempenho. Para essa análise, é possível concluir que o tipo de regime de operação do transformador é de fundamental importância para este acompanhamento. No caso de um transformador especial, como um transformador de forno elétrico, muito utilizado em indústrias siderúrgicas, temos um regime operacional diferenciado. Neste caso, o transformador trabalha com intervalos de manobras ao longo do dia. Esse regime de operação, pode danificar o transformador, devido aos transitórios de manobra. No caso de transformadores de distribuição e transmissão, o regime de operação é mais estável. Mas, existem transformadores de transmissão e distribuição que podem operar em condições severas, devido ao seu carregamento. Porém, esse tipo de transformador é projetado para operar nessa condição.

Nos últimos anos, os projetos de novas plantas de sistemas de energia, os quais apresentam investimentos reduzidos, vem mostrando níveis diferentes de operação. Com projetos com pouca redundância, a operação desses sistemas aponta para níveis de confiabilidade mais moderados. O que reflete a importância da gestão técnica dos transformadores. Com esse cenário, a responsabilidade da operação e manutenção [SL14] aumenta, fazendo com que haja uma mudança de procedimento e análise até então utilizada. Pode-se citar ainda, os grandes custos de interrupção [M99] produzidos em caso de uma falha, que venha a tirar o

transformador de operação por um período indeterminado [CIGRE07]. E também, o custo de investimento para reposição de estoque [CL09, M14].

A utilização das técnicas probabilísticas, não é simples, pois requer uma série de informações importantes: acesso a dados históricos, que nem sempre são confiáveis, ou possuem muitos erros. É preciso avaliar os vários tipos e modelos de equipamentos separadamente, considerar vida útil, concepção do projeto do equipamento, entre outros.

Para a análise da operação dos sistemas elétricos de potência, utilizando as técnicas probabilísticas, é necessário um profundo conhecimento das políticas de manutenção e operação, afim de mitigar os riscos de falha inerentes aos sistemas. Utilizando os critérios determinísticos com os probabilísticos, também é possível avaliar o grau de risco da operação dos transformadores de potência separadamente. Essas análises ampliam os recursos e conhecimentos, e ajudam na tomada de decisão.

Essas considerações baseiam-se numa metodologia proposta em [LRM04], que apresenta critérios determinísticos juntamente com os critérios probabilísticos. Para o caso da análise determinística em transformadores, podem ser citados os critérios impostos pela manutenção periódica nos equipamentos, como as análises de óleo isolante [ABNT93, ABNT12] e também a experiência de operadores e mantenedores do equipamento.

Na Figura 1.1 é mostrado como foram divididos os cinco estados operativos do transformador, que foram baseados em [R02, MLRSB04] para a avaliação de seu desempenho. Os estados de risco aceitáveis estão divididos em três grupos: o grupo dos estados de risco muito baixos, o grupo dos estados de risco baixos e o grupo dos estados de riscos médios, este último deverá ser avaliado com mais critério, pois fica entre os estados de risco baixo e risco alto.

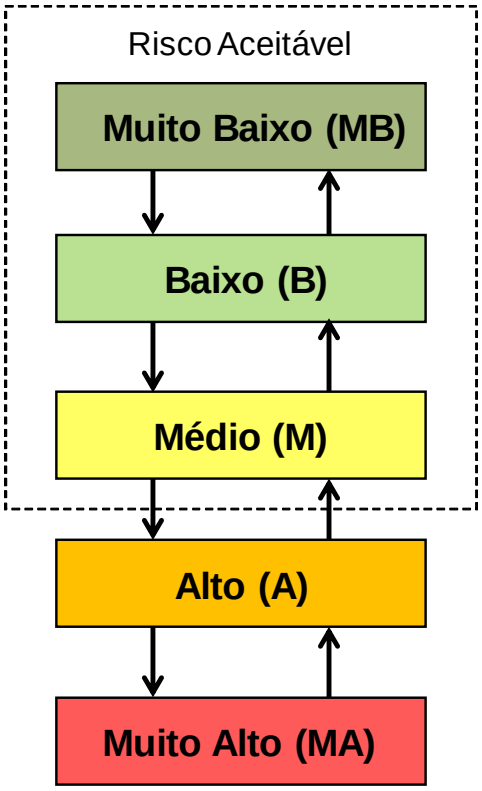

Figura 1.1 – Modelo para a análise de confiabilidade de transformadores

Nesta dissertação o objetivo é desenvolver uma nova metodologia de análise de desempenho do transformador. Com isso, é possível classificar o nível de risco da operação de transformadores, ou seja, uma análise da confiabilidade preditiva [SL14], que pode estender-se para a análise de seu desempenho futuro. A metodologia é baseada na simulação Monte Carlo não–sequencial [BA94]. Esta nova metodologia permitirá estimar as probabilidades de ocorrências dos estados operativos do transformador. É importante salientar que são utilizados critérios determinísticos juntamente com critérios probabilísticos. Essa abordagem é restrita na literatura.

Com a estimação das probabilidades da metodologia proposta, pode-se determinar políticas e ações de manutenção para o transformador, de acordo com as faixas de valores dos parâmetros do óleo e do papel isolante do transformador. Pode-se citar, a probabilidade elevada no caso de uma operação com um valor de alguma variável fora dos parâmetros recomendados por norma.

1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

1.2.1 Monitoramento de transformadores

Para a avaliação da confiabilidade da operação dos transformadores, é realizado um controle através de políticas de manutenção adequadas [M84, CIGRE07], que dependerá do tipo de transformador (i.e. transformador de forno, de distribuição ou transmissão), e também o contexto operacional em que se encontra o equipamento (i.e. se com carregamento elevado, ou não). A avaliação do desempenho de transformadores é feita através da manutenção preventiva, a qual é bem difundida e utilizada pelas equipes de manutenção e operação de transformadores [M84, CIGRE07].

Dentre as atividades de manutenção mais importantes para o controle e preservação do equipamento, estão as análises de óleo isolante: cromatografia e análises físico-químicas [M84, ABNT12, ABNT93], feitas através de coletas periódicas no óleo. As análises no óleo indicam o estado de operação do transformador, através dos gases dissolvidos e outros contaminantes em suspensão no óleo [NP07, V15].

Com a definição das políticas de manutenção do transformador é possível acompanhar o seu estado de operação atual baseado em seu histórico de manutenção. Além das análises cromatográficas e físico-químicas no óleo isolante, pode-se citar vários outros de tipos de manutenção realizadas em transformadores: os planos de manutenção de testes funcionais da proteção física e elétrica do transformador, os planos de ensaios elétricos em buchas e na parte ativa do transformador (núcleo e enrolamentos) e os métodos de secagem da parte ativa (núcleo e enrolamentos). Outras políticas dependerão do tipo de transformador, sua importância para o sistema no qual está inserido e também, as políticas escolhidas pelas empresas.

Uma política que vem sendo bem aceita nos últimos anos é a instalação de sistemas de monitoramento *on-line*, que utiliza uma arquitetura modular e descentralizada [AP13, A09, A07a], ou arquitetura centralizada, com um elemento centralizador acoplado ao transformador. A arquitetura descentralizada se baseia

em dispositivos eletrônicos inteligentes, chamados de *IED's*. Esses dispositivos são instalados em painéis de controle no tanque do transformador, e tem a função de enviar as informações para um computador em alguma sala de controle da planta.

A demanda por mais confiabilidade, bem como, mais continuidade no fornecimento de energia elétrica, tem sido o foco das empresas concessionárias. A indisponibilidade de equipamentos, como grandes transformadores, geram elevadas multas impostas pelos órgãos fiscalizadores. Nesse cenário, os sistemas de monitoramento *on-line*, fornecem um acompanhamento mais confiável, pois se tem diagnósticos de forma contínua. Esse monitoramento *on-line*, torna a operação de transformadores mais confiável [AP13].

Através do monitoramento *off-line* do óleo isolante em transformadores, ou *on-line* com um monitor de gases completo, é possível utilizar vários métodos para avaliar prováveis faltas incipientes [R78, D01]. Muitos trabalhos vêm sendo desenvolvidos [A05, V15] com o objetivo de realizar diagnósticos de faltas ocorridas em transformadores utilizando técnicas de redes neurais artificiais.

Entretanto, para este trabalho o foco é avaliar o desempenho do transformador baseado nas variáveis associadas especificamente ao envelhecimento do equipamento [A07b], que serão: monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2), extraídos das análises dos gases dissolvidos, o teor de água dissolvida, que normalmente é obtida através de análises físico-químicas no óleo. O grau de polimerização (GP) do papel isolante e os valores da temperatura de ponto quente do transformador.

Confiabilidade Preventiva em Sistemas Elétricos de Potência

A teoria de probabilidade é empregada na avaliação da confiabilidade de sistemas de potência [LRM04]. A evolução da confiabilidade nos últimos anos tem-se mantido crescente, pois a preocupação com a valoração [M99] dos riscos envolvendo operação e expansão dos sistemas é muito importante para o planejamento [P08] e a tomada de decisões, tanto no planejamento da expansão

quanto na operação dos sistemas de energia de geração e transmissão (G&T). Pode-se citar vários artigos sobre o tema [PB92, ABBG94, ABBG99, BF01], em que foram documentadas a aplicação das técnicas probabilísticas.

Para a classificação dos estados operativos dos sistemas de potência em diferentes grupos ou regiões, as probabilidades são calculadas avaliando o grau de adequação do sistema [R02]. A classificação nos sistemas de potência tem sido adotada da seguinte forma: grupo de estados saudáveis, grupo de estados marginais e grupos de estados de falha. Nos sistemas de potência esses grupos são submetidos aos critérios determinísticos.

Muitos trabalhos apresentam os cálculos dos índices *well being,* também conhecidos como índices de confiabilidade preventiva [BFK98]. Porém, esta análise se limita a sistemas com poucas variáveis, pois o custo computacional fica elevado quando é considerado um número elevado de variáveis.

O método baseado na representação a espaço de estados [BK99], utiliza as chamadas tabelas COPT (*Capacity Outage Probability Table* – tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis) [BA94] da geração. Esse método é usado para a análise de sistemas de pequeno porte, não sendo indicado para a análise de sistemas complexos, como os compostos pela geração e transmissão.

Foi proposto um método probabilístico para avaliar os índices de confiabilidade preventiva em [GF99], baseado na enumeração de estados, sendo feita uma consideração sobre os critérios determinísticos, incluindo os índices convencionais para a análise e identificação dos estados saudáveis e marginais. A utilização deste método ficou restrita para os sistemas de pequeno porte, com cargas mais estáveis.

Para este trabalho de dissertação foi considerado o método da simulação Monte Carlo não-sequencial, que além de ser uma ferramenta natural para modelagens de sistemas reais, utiliza neste trabalho em conjunto um modelo de carga não agregado com múltiplos níveis [LMMB00].

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação é constituída por cinco capítulos que são apresentados resumidamente a seguir.

O capítulo atual contextualizou a metodologia da confiabilidade preventiva para a aplicação na avaliação do desempenho de transformadores. Apresentou a origem da metodologia que está sendo estendida para as análises em transformadores. Foram discutidas algumas características relacionadas a essa metodologia que justificam sua utilização na análise de desempenho de transformadores.

O Capítulo 2 é composto por uma apresentação da extensão dos conceitos de confiabilidade preventiva para a aplicação na avaliação do desempenho de transformadores. E também, faz-se uma revisão do modelo de carga não agregado com múltiplos níveis, utilizadas em sistemas elétricos de potência.

No Capítulo 3 é apresentada uma revisão de alguns conceitos de engenharia de manutenção baseadas na metodologia da manutenção centrada em confiabilidade (MCC). São conceitos utilizados pelas empresas na gestão da manutenção e operação de transformadores. Além disso, apresenta uma revisão sobre as políticas de manutenção, atualmente empregadas no monitoramento de transformadores.

A nova metodologia é apresentada no Capítulo 4. O método analisa o desempenho de transformadores, e é realizado dividindo os estados operativos do equipamento em cinco grupos ou regiões. As classificações dos estados operativos do transformador são denominadas: risco muito baixo, baixo, médio, alto e muito alto. Para a estimação desses estados o transformador é submetido ao critério probabilístico e determinístico. O desempenho dos transformadores é avaliado pelo índice de probabilidade de operação em risco por ano.

No Capítulo 5 é apresentada a metodologia aplicada em quatro casos reais de transformadores em operação com sistemas *on-line* para monitoração contínua e diagnóstico. Os índices propostos para cada caso são calculados considerando a curva de temperatura original e em seguida é considerada uma incerteza de 10%

na curva de temperatura para simulações de eventuais cenários com carregamento elevado que possam impactar no desempenho dos transformadores [S09].

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões da metodologia proposta, bem como, a apresentação de propostas para trabalhos futuros envolvendo a análise de mais parâmetros associados ~~a~~ operação dos transformadores que possuem sistemas de monitoramento *on-line*.

CAPÍTULO 2 CONFIABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1 INTRODUÇÃO

No estudo de confiabilidade de sistemas de potência, há várias metodologias para a avalição de seu desempenho. Para os sistemas de geração supõe que a carga e a geração estão inseridas em uma única barra. Assim, a diferença entre a carga demandada e a geração ofertada é calculada como um *déficit* de atendimento. Já no estudo de confiabilidade de sistemas compostos, tem-se a inclusão de outros problemas que se somam, e são resultantes de um aumento elevado de variáveis aleatórias. Somando-se a isso, tem-se uma complexidade maior, devido à avaliação de cada estado do sistema. As probabilidades de perdas de carga, conhecidas como *LOLP* (*loss of load probability* – Probabilidade de Perda de Carga), podem ser calculadas por algoritmos de confiabilidade baseados nas representações: por espaço de estados e por representação cronológica.

Na representação cronológica os passos para a avaliação da confiabilidade são similares aos empregados na avalição da confiabilidade por representação a espaço de estados. A diferença está na seleção dos estados amostrados (conforme o passo “a” do algoritmo da seção 2.2.2). Para o caso da simulação Monte Carlo cronológica, é imprescindível que os estados possam ser gerados sequencialmente ao longo do tempo. Isso implica em diferenças de conceito na estimação dos índices (conforme o passo “c” do algoritmo da seção 2.2.2).

2.2 REPRESENTAÇÃO POR ESPAÇO DE ESTADOS

Os sistemas de potência são compostos por elementos em vários estados operativos. Um elemento de transmissão pode estar operando em condição normal, ou desligado, devido a algum tipo de falha. Assim, este elemento pode ser

representado por um modelo Markoviano a dois estados. Modelos multiestados podem ser utilizados para a representação da carga e unidades geradoras.

Na Figura 2.1, os estados UP e DN representam os estados de funcionamento do componente, ou seja, em operação e fora de operação (em reparo), respectivamente. A taxa de falha (λ) é obtida dividindo-se o número de falhas do componente pelo tempo total em que este ficou sujeito à falha (tempo total em operação). Já a taxa de reparo (μ) é obtida dividindo o número de reparos executados pelo tempo total de reparo. Estas taxas representam as transições entre os estados e são dimensionadas em ocorrências (falhas ou reparos) pelo tempo de permanência no estado.

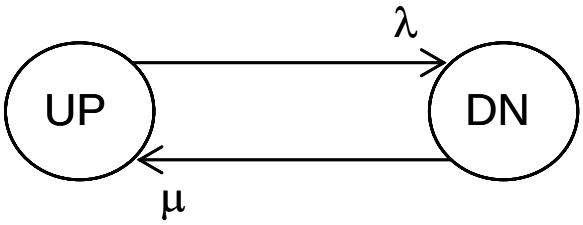

Figura 2.1 – Modelo de Markov a dois estados

Os estados de um sistema de potência com m componentes, entre eles a carga, pode ser representado por um vetor $x = (x_1, x_2, ..., x_j, . , x_m)$ em que x_j é o estado do componente j, associado a uma probabilidade de ocorrência $p(x_j)$. O conjunto de todos os estados possíveis do sistema é o espaço de estados X. Conhecendo-se o espaço de estados de cada componente do sistema e suas respectivas probabilidades de ocorrência, é possível determinar a probabilidade de ocorrência do vetor x, $P(x)$, ou seja, a probabilidade de ocorrência de cada estado do sistema. Se as falhas dos componentes do sistema forem estatisticamente independentes, a probabilidade $P(x)$ é dada pelo produto das probabilidades individuais de cada componente.

A avaliação do desempenho de cada estado do sistema é feita por meio de funções testes $F(x)$. O objetivo destas funções testes é verificar se uma determinada configuração de unidades geradoras e equipamentos de transmissão são capazes de atender à uma determinada demanda. Por exemplo, a função $F(x)$ pode

representar o valor do corte de carga requerido para aliviar as violações das restrições de operação. Neste caso, diz-se que *x* é um estado de falha se *F(x)* > 0, ou seja, se há corte de carga associado ao estado *x*. Entretanto, se a função *F(x)* = 0, indica que *x* é um estado de sucesso, o qual supre toda a carga de forma adequada. Como *x* é um vetor aleatório, *F(x)* é uma variável aleatória, cujo valor esperado é calculado por:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x)P(x) \tag{2.1}$$

O índice LOLP (loss of load probability – probabilidade de perda de carga), é calculado pela Equação 2.1, de acordo com funções testes adequadas.

2.2.1 Enumeração de estados

O objetivo do método de enumeração de estados é analisar todos os estados do sistema. Entretanto, a explosão combinatorial do número de estados é inevitável, devido ao crescimento do número de componentes (para *m* componentes modelados a dois estados, o número de estados do sistema será 2^m). Assim, deve-se enumerar apenas um subconjunto $X' \subseteq X$ e calcular os limites inferior (*inf*) e superior (*sup*) das estimativas, conforme as expressões (2.2) e (2.3):

$$\tilde{E}[F]_{inf} = \sum_{x \in X'} F(x)P(x) + F_{inf}(1 - P(x')) \tag{2.2}$$

$$\tilde{E}[F]_{sup} = \sum_{x \in X'} F(x)P(x) + F_{sup}(1 - P(x')) \tag{2.3}$$

sendo *P(X')* a probabilidade acumulada dos estados $x \in X'$, e F_{inf} e F_{sup} são, respectivamente, limites inferior e superior estimados para *F(x)* com $x \notin X'$.

Para a avaliação do índice LOLP, como exemplo, F_{inf} pode ser feita igual a zero (não há corte de carga para todos os estados não pertencentes a *X'*) e F_{sup} será então igual a (1) um. Por conseguinte:

$$LOLP_{inf} = \sum_{x \in X'} F(x)P(x) \tag{2.4}$$

$$LOLP_{sup} = LOLP_{sup} + \left(1 - P(x')\right) \tag{2.5}$$

O valor $(1 - P(x'))$ correspondente à diferença entre as estimativas limites para o índice LOLP, definidos por (2.4) e (2.5), e é relacionado com a probabilidade acumulada dos estados $x \notin X'$, ou seja, com a soma das probabilidades dos estados não examinados. Se esta é muito pequena, ou seja, se a probabilidade acumulada dos estados $x \in X'$ é significativamente próxima de um, é possível obter uma boa estimativa para o índice LOLP com baixo esforço computacional.

2.2.2 Simulação Monte Carlo não-sequencial

Para a simulação Monte Carlo não-sequencial os estados do sistema são baseados na distribuição de probabilidade de seus componentes. As distribuições de probabilidade utilizadas podem ser acessadas pelas representações dos modelos de Markov, conforme mostrado na Figura 2.1. A probabilidade de ocorrência dos estados ($Prob$) são conhecidas e os estados dos componentes são calculados por uma amostra da distribuição de probabilidade uniforme U[0,1], conforme a Equação 2.6. Quando a probabilidade $P(x_i) \leq P_{DN}$, os componentes i, estão em estado de falha ou em alarme, caso contrário, ele encontra-se em estado bom ou saudável. Pode-se determinar o vetor x^k e as probabilidades $P(x)$ e as suas funções testes associadas $F(x)$.

$$P(x_i) = U, \qquad U = 1, \dots, m \tag{2.6}$$

O processo é repetido NS vezes até a estimação do valor de $\tilde{E}[F]$ como a média dos valores de cada estado do vetor x^k amostrado.

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{NS}\sum_{k=1}^{NS} F(x^k) \tag{2.7}$$

Como $F(x)$ é uma variável aleatória, a sua média amostral também é uma variável aleatória, e possui variância dada por:

$$V\left(\tilde{E}(F)\right) = \frac{V(F)}{NS} \tag{2.8}$$

A função $V(F)$ é a variância amostral da função $F(x)$.

A incerteza do processo é calculada pelo coeficiente de variação β segundo a expressão (2.9):

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}(F)}}{\tilde{E}(F)}\ x\ 100\% \tag{2.9}$$

A convergência do processo de simulação é verificada pelo valor de β.

As funções teste utilizadas para o cálculo da LOLP (probabilidade de perda de carga) e da EPNS (potência esperada não suprida) são apresentadas nas expressões (2.10) e (2.11).

$$F_{LOLP}(x^k) = \begin{cases} 0 & ;se\ x^k\ \text{é}\ estado\ de\ sucesso \\ 1 & ;se\ x^k\ \text{é}\ estado\ de\ falha \end{cases} \tag{2.10}$$

$$F_{EPNS}(x^k) = \begin{cases} 0 & ;se\ x^k\ \text{é}\ estado\ de\ sucesso \\ \Delta P_k & ;se\ x^k\ \text{é}\ estado\ de\ falha \end{cases} \tag{2.11}$$

Sendo $\triangle P_k$ o valor de corte de carga ocorrido no estado x^k. O índice LOLE (expectativa de perda de carga no período de estudo) pode ser calculado a partir do índice LOLP. A Equação para o cálculo do índice LOLE é:

$$LOLE = LOLP \text{ x T} \tag{2.12}$$

Sendo T o período de análise e equivale a 8760 horas por ano.

O algoritmo para a simulação não-sequencial é apresentado a seguir:

a) faça o número de sorteios $NS = 0$
b) sorteie um vetor $x^k \in X$ a partir de sua distribuição de probabilidade $P(x_k)$, atualize NS.
c) calcule $F(x^k)$ para o vetor amostrado.
d) estime $\tilde{E}[F]$ como a média dos valores encontrados.
e) calcule a incerteza relativa através do coeficiente de variação β da estimativa $\tilde{E}[F]$.
f) se β é aceitável (menor que a tolerância especificada), pare, senão, retorne ao passo b.

Um fato importante e atrativo da simulação Monte Carlo não sequencial é a independência do número de amostras (NS) usados para estimar o valor de $\widetilde{\mathrm{E}}[\mathrm{F}]$ e o número de estados $x \subseteq X$ [PB92].

2.3 MODELO DE MARKOV NÃO-AGREGADO COM MÚLTIPLOS NÍVEIS

As cargas de um sistema de potência podem ser representadas de diversas maneiras. Vários modelos podem retratar de forma aproximada o seu comportamento. A quantidade e qualidade das informações definem a precisão dos modelos de carga. O modelo de carga utilizado neste trabalho de dissertação é o modelo de Markov. Usualmente as curvas cronológicas da carga possuem 8760 pontos horários para a utilização no sistema elétrico de potência [LMMB00].

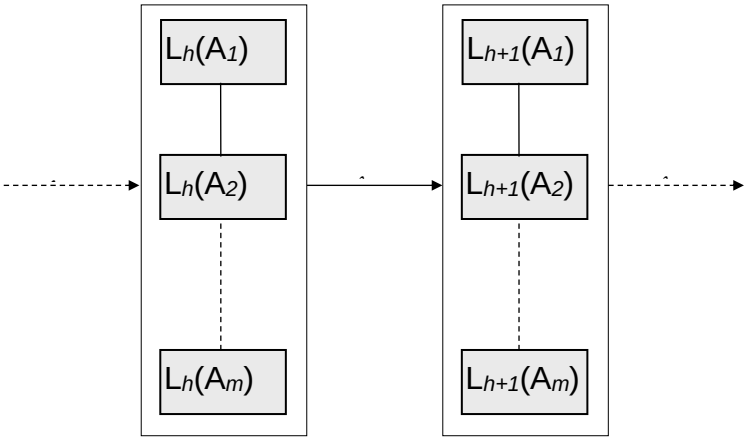

Figura 2.2 – Modelo de Markov não-agregado com múltiplos níveis

Para explicar o modelo de Markov não-agregado com múltiplos níveis a Figura 2.2 pode ser composta em um conjunto de T níveis múltiplos que são conectados na mesma ordem em que aparecem no histórico da carga. Esse modelo utiliza taxas de transição constante $\lambda_L = 1/\Delta t$, onde Δt é a unidade de tempo, utilizada para discretizar o período T de análise. Em cada m área considerada, é apresentado um nível de carga para cada intervalo de tempo. A carga $L_h(A_m)$ representa o nível de carga da hora h apresentada pela área m. De acordo com a Figura 2.2, quando a carga da área 1 transita do estado 1 para o estado 2, i. e. de $L_h(A_1)$ para $L_{h+1}(A_1)$, o mesmo ocorre para as demais áreas, ou seja, $L_h(A_2)$ transita para $L_{h+1}(A_2)$, … e $L_h(A_m)$ transita para $L_{h+1}(A_m)$ É interessante observar que, para uma dada transição de estado, o patamar de carga pode elevar em uma ou mais áreas e decair em outras. Como todas as taxas de transição são iguais, todas as cargas permanecem, em média, ΔT horas em cada estado, bem como o período de análise, que terá, em média, *T* horas.

Esse modelo de Markov de múltiplos níveis mostrado na Figura 2.2 é utilizado por ser muito flexível e bem superior a maioria dos modelos de Markov apresentados na literatura [MLM99]. A grande vantagem desse modelo é manter de forma aproximada, a representação cronológica, que na hora *h*, em média, corresponderá à hora *h* da curva cronológica da carga.

2.4 CONCLUSÕES

Neste capitulo foi feita uma revisão do método de avalição da confiabilidade utilizando a representação por espaço de estados. A enumeração de estados foi apresentada por um modelo focado na análise de todos os estados considerados. Porém, quando é considerado todos os estados, a explosão combinacional é inevitável. Para realizar o processo de análise, é feito uma enumeração com apenas um subconjunto dos estados.

Para a simulação Monte Carlo não-sequencial, são utilizadas distribuições de probabilidades que podem ser acessadas por representações markovianas, conforme a Figura 2.2. As probabilidades de ocorrências dos estados são conhecidas e os estados dos componentes são determinados por uma amostra na distribuição uniforme considerada.

A modelagem da curva de carga também foi apresentada através do modelo de Markov não-agregado com múltiplos níveis, que representa a carga do sistema de potência. Para o fornecimento das amostras dos estados operativos do sistema de potência via simulação Monte Carlo não-sequencial, a amostragem é realizada sorteando a hora (*h)* da curva de carga. O número de estados avaliados para a representação do vetor x^k depende do número de componentes do sistema de potência analisado.

CAPÍTULO 3 ANÁLISE DE DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES

3.1 INTRODUÇÃO

O estudo de desempenho de transformadores oferece muitas opções e metodologias para seu controle e monitoramento. Pode-se citar desde as diversas metodologias de gestão de ativos até as diversas técnicas de manutenção para controle do equipamento. O desempenho de transformadores está diretamente relacionado à gestão estratégica da manutenção nas empresas. Nas últimas décadas, houve uma maior integração entre os processos produtivos e as políticas de manutenção.

Os tipos de manutenção praticados nas empresas tendem para a aplicação de técnicas baseadas na prevenção. Desta forma, tem-se a manutenção preventiva, que tem o foco em ações que evitem ou reduzam falhas no equipamento. Essas ações de manutenção, podem ser implementadas com o auxílio de fabricantes, práticas de mercado ou até mesmo elaboradas pelas próprias empresas.

Para o caso específico de transformadores, as políticas de manutenção mais utilizadas são as com ações de manutenção preditiva. A manutenção preditiva está inserida dentro do conceito da preventiva, feita antes da falha. A manutenção preditiva pode ser chamada de manutenção baseada na condição. Que em transformadores, através de análise da modificação de seus parâmetros característicos, pode realizar diagnósticos do equipamento.

3.2 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES UTILIZANDO POLITICAS DE MANUTENÇÃO OFF-LINE

Neste item da dissertação são abordadas as principais políticas de manutenção *off-line* empregadas na avalição do desempenho de transformadores imersos em óleo

isolante. Como será visto, essas políticas de manutenção são empregadas no acompanhamento da operação dos transformadores [CIGRE07], para monitorar e acompanhar as tendências dos vários parâmetros do transformador.

3.2.1 Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) em transformadores imersos em óleo isolante

Foi realizado um estudo de aplicação da metodologia MCC [S05a] a transformadores imersos em líquido isolante. O estudo é resultado de um projeto piloto do Cigré Brasil [CIGRE07], que contou com a participação de vários grupos de trabalho. Neste projeto, estão contidas contribuições de muitos profissionais e empresas interessadas em um estudo de caso, que sirva como referência para futuras consultas de profissionais interessados na aplicação da MCC em transformadores.

O guia desenvolvido [CIGRE07] pode ser utilizado como um roteiro para a aplicação da MCC em transformadores imersos em óleo isolante, podendo ser adaptado para vários tipos e aplicações diferentes de transformadores nas indústrias e nas concessionárias de energia elétrica. Foram registradas nesse trabalho, inúmeras falhas e modos de falhas possíveis nos transformadores. A principal contribuição desse trabalho é a recomendação sobre as políticas de manutenção e suas frequências, que podem ser adotadas pelas empresas. Somando-se a isso, pode-se considerar que este guia reflete um certo conhecimento e maturidade das empresas acerca dos processos de falha nos transformadores. Sabe-se que, em quase todas as atividades de manutenção escolhidas, a experiência vivida pelas empresas, tem um papel preponderante na tomada de decisão para optar por essa ou aquela técnica de manutenção [CIGRE07].

A elaboração do guia seguiu a sequência típica da aplicação da MCC a uma instalação [S05a]. Definiu-se o transformador como uma instalação, depois, a divisão da instalação em sistemas funcionais para a análise do guia. Em seguida, são descritos e delimitados, todos os componentes que compõem cada sistema. Após relacionar os componentes com todos os sistemas e todas as suas funções. Assim, são associadas a cada função suas possíveis falhas, explicando as

possíveis perdas de funcionalidade. Em seguida, são descritas todas as formas de como os componentes podem falhar através dos principais mecanismos de falha. Após os passos citados anteriormente, é feita a associação dos modos de falhas com as falhas funcionais que podem provocar. Em uma planilha tipo FMECA [S05a, CIGRE07] (*Failure Modes, Effects and Criticality Analysis* – Análise de modos de falha e efeitos) foram registrados os impactos que ocorrem nas funcionalidades do transformador. Já nas etapas finais do trabalho, foram selecionadas as atividades mais adequadas e efetivas para a prevenção do surgimento dos modos de falha.

Na Figura 3.1 são apresentados os dados do grupo de trabalho conjunto B3.01 [CIGRE07], que definiu os impactos dos modos de falha no transformador por sistema. Observa-se uma elevada preponderância de impactos críticos nos sistemas de preservação de óleo e no sistema ativo.

É interessante observar como os sistemas de preservação de óleo e o sistema ativo do transformador são importantes para o transformador. Os modos de falha representam anormalidades em componentes nos sistemas definidos em [CIGRE07], para o transformador. Esses componentes são monitorados através das atividades de manutenção de acordo com as políticas adotadas pelas empresas.

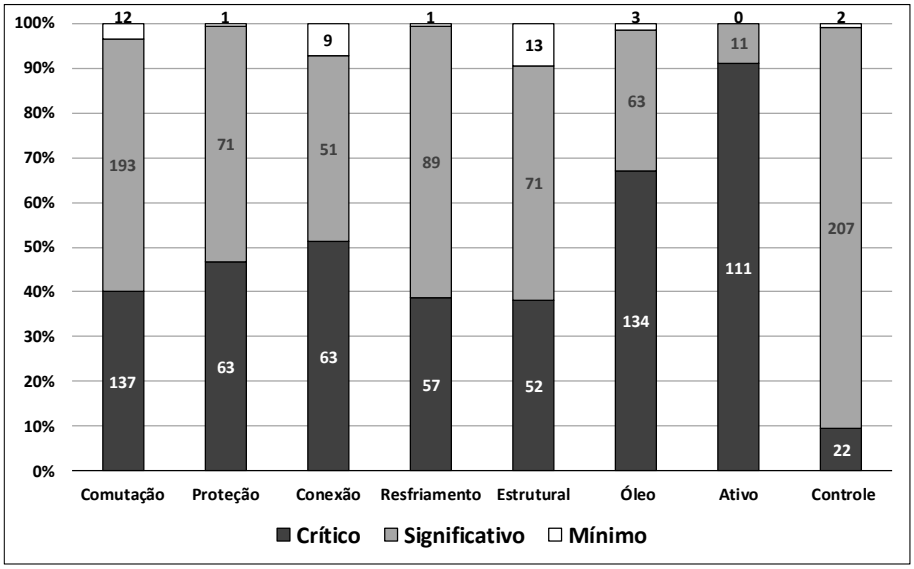

Figura 3.1 – Percentual de criticidade dos modos de falha por sistema

Finalizadas todas as etapas citadas, foi elaborado um *Plano de Manutenção* reunindo todas as atividades de manutenção propostas e suas respectivas frequências. Esse plano de manutenção, pode ser citado, como a principal contribuição da metodologia MCC [S05a, P08].

3.2.2 Plano de Manutenção em transformadores

Os planos de manutenção em transformadores são baseados em manutenção preventiva (*antes da falha*), pois as corretivas não podem ser foco das atividades de manutenção em transformadores, devido ao alto risco operacional a que estes são normalmente submetidos, seja em concessionárias de energia ou na indústria de maneira geral.

A manutenção preventiva é dividida essencialmente em manutenção baseada no tempo ou na condição. Para transformadores, o enfoque principal é na manutenção preventiva baseada na condição, conhecida como manutenção preditiva, e é utilizada como avaliação de tendências [S05a, L01].

3.2.3 Manutenção Preditiva em Transformadores

Esta política de manutenção baseia-se nas aplicações de técnicas sistemáticas de análises de predição, ou seja, utilizam-se técnicas de monitoramento *off-line*, que são inseridas na rotina dos planos de manutenção dos transformadores. Um dos objetivos mais importantes da manutenção preditiva é coordenar e prever as ações de manutenção preventiva que possam ocorrer devido a algum alarme. Esses alarmes podem ser baseados em parâmetros fornecidos por normas ou baseados na experiência dos operadores e mantenedores [S05a, CIGRE07].

As atividades e técnicas de manutenção preditiva utilizadas nas indústrias e nas concessionárias de energia elétrica em transformadores, concentram-se mais intensamente nos sistemas de preservação de óleo e no sistema ativo (*núcleo e enrolamentos*) [CIGRE07]. Devido ao fato de esses sistemas concentrarem os modos de falhas mais críticos aos transformadores conforme descrito na Figura 3.1, como por exemplo, a degradação da celulose (papel isolante), responsável pela isolação sólida do transformador.

As análises mais importantes para o acompanhamento do desempenho do transformador são feitas através dos ensaios no óleo isolante. Essas análises são: análises físico-químicas, análises cromatográficas e análise de furfuraldeído (2-FAL), que é utilizada para relacionar o teor de furfural dissolvido no óleo isolante com o grau de polimerização (GP) do papel isolante [A07b, P05]. Existe ainda, a medição do GP do papel isolante, feita através de coletas de papel na parte ativa do transformador [ABNT09]. A medição do GP é feita para avaliar o estado da isolação sólida. Quando o valor do GP se aproxima de 200 monômeros, diz-se que o transformador está próximo do seu fim de vida útil [A07b].

Os ensaios físico-químicos avaliam o teor de água, tensão interfacial do óleo, perdas dielétricas (fator de dissipação ou fator de potência), índice de neutralização (Acidez), rigidez dielétrica, cor e aparência [ABNT12].

O teor de água pode ser proveniente do ar atmosférico ou do envelhecimento do papel isolante. Quando o valor do teor de água é baixo, diz-se que a água está dissolvida. Quando a temperatura de operação do transformador aumenta, o teor de água no óleo aumenta. A água deve ser controlada e mantida dentro de níveis aceitáveis [A07b, ABNT12, M84]. Patamares elevados de teor de água aceleram a degradação química do papel isolante, além de diminuir a rigidez dielétrica do óleo, o que provoca a perda de suas propriedades dielétricas.

A rigidez dielétrica tem forte correlação com o teor de água e mede a capacidade que o óleo tem de suportar arcos elétricos sem romper a capacidade isolação.

A análise cromatográfica ou cromatografia gasosa é realizada durante a operação do transformador através de coletas de óleo [NP07]. Os esforços térmicos e elétricos acarretam processos de decomposição química no óleo e no papel isolante. Esses processos de degradação resultam em formação de gases que se dissolvem no óleo isolante, ao longo de sua operação, e variam em função da velocidade de como são gerados. Os principais gases encontrados em um transformador em operação são: hidrogênio (H_2), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), etileno (C_2H_4), etano (C_2H_6) e acetileno

(C_2H_2) [IEEE08], As análises das taxas de concentração desses gases permite detectar defeitos incipientes no transformador.

Neste trabalho são usados para as análises de desempenho do transformador os gases monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2). As taxas de concentração desses gases dissolvidos no óleo isolante e mais a razão entre eles, são indicadores da degradação térmica do papel isolante [IEEE08].

O teor de 2-furfuraldeido (2-FAL) é utilizado para a avaliação do estado de envelhecimento do papel isolante (isolação celulósica sólida) [A07b, ASR07].

Determina o estado de envelhecimento do papel isolante, através da análise dos derivados de compostos furanos, dissolvidos no óleo isolante. Essa técnica preditiva possibilita o acompanhamento do estado da isolação sólida ao longo dos anos, fazendo a comparação entre o envelhecimento e a idade cronológica do transformador. Os valores de 2-FAL dissolvidos no óleo isolante são comparados através de um gráfico de correlação [A07b] entre os valores de furanos e o grau de polimerização (GP).

O grau de polimerização (GP) é obtido através de coletas de papel isolante da parte ativa do transformador. O resultado é a determinação do número médio dos anéis de glicose que é formada a molécula polimérica da celulose. Para papel isolante novo o GP varia em torno de 1000 monômeros [ABNT97]. Para transformadores considerados em fim de vida tem-se valores abaixo de 200 monômeros [A07b, ABNT97, SBK98]. Quando o valor de GP está em torno de 450 monômeros diz-se que o papel isolante está com a sua resistência mecânica pela metade [A07b].

3.3 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES UTILIZANDO POLITICAS DE MANUTENÇÃO ON-LINE

A seguir, são abordadas as principais políticas de manutenção *on-line,* empregadas atualmente na avalição do desempenho de transformadores. Como será visto, para essas políticas de manutenção podem ser utilizadas duas filosofias: com um único sistema integrado ou com um sistema descentralizado [AP13]. A escolha da melhor

opção depende da filosofia de cada empresa e do contexto operacional do transformador.

3.3.1 Manutenção Preditiva em Transformadores imersos em óleo isolante utilizando sistema de monitoramento on-line

Esta política de manutenção utiliza na verdade, todas as técnicas de manutenção preditiva descritas na seção 3.3.2, referidas à manutenção convencional *off-line*. Entretanto, utilizando o monitoramento *on-line* a equipe de manutenção tem, além da manutenção preditiva tradicional, análises de tendências dos parâmetros do transformador *on-line*. A previsibilidade e a mitigação de falhas permitidas pela técnica *on-line* são alguns dos principais benefícios citados na literatura [A09, AAMC08, AP13, SFA11]. Pode-se afirmar que, por avaliar o estado do transformador alguns minutos após a ocorrência de um evento interno (e.g. curto-circuito entre espiras), esse monitoramento apresenta vantagens sobre as técnicas *off-line*.

3.3.1.1 Sistema de monitoramento on-line usando arquitetura integrada (Centralizada)

Estes sistemas baseiam-se na aquisição de dados mediante sensores e transdutores, que são instalados nos transformadores mediante uma arquitetura integrada por um elemento centralizador [AR09, AP13], instalado no próprio transformador. Além disso, utilizam-se plataformas de aquisição de dados e protocolos de comunicação para transferência das informações. Nesse caso, os sinais coletados no transformador pelos sensores, são enviados ao elemento centralizador. Ele integra as informações e as enviam para o programa de monitoração que realiza os diagnósticos especializados. O acesso a essas informações pode ser feito via arquitetura de internet, através de acesso remoto de qualquer computador. Essa filosofia de monitoramento integrada, pode ainda oferecer várias opções em termos de funções a serem monitoradas.

3.3.1.2 Sistema de monitoramento on-line usando arquitetura descentralizada

Estes sistemas baseiam-se na aquisição de dados mediante dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), instalados nos transformadores de forma descentralizada [AAMC08, AP13]. Os sinais coletados pelos sensores são então enviados via comunicação serial, para um computador em alguma sala de controle, onde são executados os programas para a realização de diagnósticos e prognósticos, e também um banco de dados para armazenamento das variáveis monitoradas.

A utilização dos dispositivos IEDs descentralizados e que são interligados ao sistema através de portas seriais, podem ser utilizados mediante a escolha da função monitorada. O tipo de arquitetura descentralizada proporciona uma modularidade ao sistema, permitindo uma livre escolha das variáveis para o sistema de monitoração. Muitos fatores podem ser levados em consideração para a escolha das variáveis adequadas. Pode-se citar, o tipo de transformador monitorado, como por exemplo, um transformador de forno elétrico, ou um transformador inserido em um sistema de transmissão. O custo do transformador também pode ser um fator preponderante, bem como, o risco operacional das instalações.

As informações fornecidas pelos IEDs instalados no transformador são enviadas a um computador que é responsável pela execução dos programas de monitoração, com funções de monitoração para avaliação dos dados e transformá-los em informações relevantes para as equipes de operação. As funções de monitoração podem conter algoritmos com vários tipos de cálculos matemáticos com o objetivo de avaliar o estado atual do transformador e também, o estado futuro geralmente por meio de prognósticos baseados em extrapolações de algumas variáveis de interesse.

3.4 CONCLUSÃO

A utilização das políticas de manutenção *off-line* em transformadores permite o acompanhamento do desempenho do transformador de acordo com os planos de

manutenção pré-definidos pelas filosofias de gerenciamento de cada empresa. Essas políticas são importantes para o controle e registro dos eventos, como intervenções e ocorrências de falhas, pois compõem um poderoso aliado na construção de históricos de manutenção e da vida útil do equipamento.

A manutenção centrada em confiabilidade (MCC) [S05a, CIGRE07] constitui um importante marco da manutenção em transformadores no Brasil, pois aliou o conhecimento e a expertise de vários setores, como as empresas concessionárias de energia elétrica, fabricantes de transformadores e fabricantes de equipamentos que compõem os transformadores, como comutadores de TAP, instrumentos de proteção física, etc.. Assim, foi obtida diversas informações de atividades de manutenção aplicadas na prática, que contribuem para melhorar a operação e a manutenção dos transformadores.

A manutenção preditiva tem sido o foco quando o assunto é manutenção em transformadores, pois trabalha em função de análises baseadas na condição do equipamento. Essa política de manutenção tem sido a tônica dos planos de manutenção por avaliarem as tendências das principais variáveis monitoradas nos transformadores, que podem indicar as anormalidades em função do histórico, e realizar prognósticos do estado do transformador.

Atualmente, para um controle mais eficiente~~,~~ é empregado o monitoramento *online* em transformadores. Esse controle proporciona um acompanhamento em tempo real, no que se refere a coleta de informações dos parâmetros do óleo isolante. Caso ocorra um evento inesperado (e.g. curtos-circuitos externos aos transformadores, como queima de para-ráios, ou surtos oriundos de descargas atmosféricas) no circuito externo ao transformador, é possível avaliar esses eventos em poucos minutos e acompanhar os valores das variáveis afetadas (e.g. formação de hidrogênio) e suas possíveis tendências.

Para a avaliação do desempenho dos transformadores o monitoramento online torna-se mais interessante para as equipes de operação e manutenção, pois além de detectar falhas em seu estágio inicial através do controle dos parâmetros do óleo isolante, é possível acompanhar as variáveis associadas ao envelhecimento

Nos próximos capítulos são feitas avaliações dos índices de probabilidade propostos através da simulação Monte Carlo não sequencial. São avaliados quatro transformadores em diferentes aplicações para verificação da metodologia proposta.

CAPÍTULO 4 CONFIABILIDADE PREVENTIVA APLICADA NO DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES

4.1 INTRODUÇÃO

Para a avaliação do desempenho de transformadores é utilizada a metodologia da confiabilidade preventiva, a qual é aplicada na avalição da confiabilidade de grandes Sistemas de Potência.

Na análise da confiabilidade preventiva para transformadores, é feita uma divisão dos seus estados operativos em cinco grupos: estados de risco muito baixo, baixo, médio, alto e muito alto.

O transformador opera no estado de risco muito alto (MA) quando um conjunto de variáveis monitoradas viola certas restrições pré-estabelecidas. E opera numa situação de risco muito baixo (MB), quando todas as variáveis monitoradas não violam as restrições pré-estabelecidas, seja por valores definidos por norma ou definidos através da experiência dos operadores e mantenedores do transformador.

Durante o processo de avaliação da confiabilidade preventiva são obtidos os índices de confiabilidade: Probabilidade {Prob} e Horas de Operação em Risco {HOR}.

A avaliação do desempenho dos transformadores supõe a utilização de sistemas de monitoramento on-line, os quais podem conter uma arquitetura centralizada ou descentralizada.

Nesta dissertação, são utilizadas informações fornecidas por um sistema de monitoramento com uma arquitetura modular e descentralizada, sendo utilizados vários tipos de dispositivos eletrônicos inteligentes chamados de IEDs. Estes dispositivos são utilizados para a aquisição de medições das variáveis de interesse

no transformador. Podem ser escolhidas diversas variáveis para a monitoração on-line.

A utilização de um monitor *on-line* de gás dissolvido, pode fornecer desde o monitoramento de apenas um gás (e.g. hidrogênio), até o fornecimento da análise cromatográfica completa do óleo isolante e também seu teor de umidade.

Conforme descrito na subseção 3.2.3, para este trabalho foram consideradas as variáveis que estão diretamente relacionadas com a vida útil do sistema de isolação sólida do transformador (papel isolante). As quantidades de monóxido de carbono (CO) e de dióxido de carbono (CO_2), são dadas em *ppm* (partes por milhão). O teor de água no óleo isolante, é dado pelo valor percentual de saturação da água no óleo. O grau de polimerização (GP), é dado em monômeros e o fator de aceleração do envelhecimento (FAA), é dado em p.u.. Essas são as variáveis escolhidas para a análise de desempenho dos transformadores.

4.2 DEFINIÇÃO DOS ESTADOS DAS VARIÁVEIS DE INTERESSE

As variáveis utilizadas para o controle e monitoramento dos transformadores são escolhidas dos parâmetros do óleo isolante e que são associadas ao envelhecimento do sistema de isolação sólida (papel isolante). Essas variáveis compõem o vetor x^k que representa o estado operativo do transformador.

A quantidade de água dissolvida no óleo isolante é representada pelo valor de sua saturação no óleo isolante. O valor da saturação é dividido em quarto estados, conforme os valores estabelecidos em [IEEE06]. Os valores são percentuais e indicam a possibilidade de formação da água em suspensão no óleo isolante. Quando o transformador opera em temperaturas elevadas a água presente no papel isolante tende a ir para o óleo isolante, aumentando o valor de saturação da água no óleo, o que aumenta o seu teor de umidade [IEEE06, A07b]. As faixas de valores da saturação da água no óleo, e as respectivas condições do papel isolante são representadas conforme valores sugeridos em [IEEE6], e são apresentadas na Tabela 4.1. Cada faixa representa um estado dentro do vetor x^k, para a saturação da água.

Tabela 4.1 – Faixas de valores de saturação da água no óleo

Estado	Saturação [%]	Condição do papel isolante
1	0 - 5	Isolação seca
2	6 -20	Teor de umidade moderado
3	21 -30	Teor de umidade alto
4	> 30	Teor de umidade extremamente alto

As taxas de concentração de CO_2 e CO, a razão entre eles e mais o aumento dessas concentrações, indicam a degradação térmica do papel isolante [ABNT97]. Essas taxas de concentrações dos gases podem indicar que o transformador está operando a altas temperaturas, o qual promove uma quebra de ligações de glicose da isolação sólida (papel isolante), que por sua vez promove a formação de água. Os valores das concentrações de CO_2 e CO, podem ser divididos em quatro estados, conforme as faixas definidas em [IEEE08]. Na Tabela 4.2 são apresentados os valores para a classificação dos estados dentro do vetor x:

Tabela 4.2 – Concentração de gases dissolvidos no óleo

Estado	**Descrição**	**Concentração de CO (ppm)**	**Concentração de CO_2 (ppm)**
1	**Condição 1**	350	2.500
2	**Condição 2**	351 - 570	2.500 - 4.000
3	**Condição 3**	571 - 1400	4.001 - 10.000
4	**Condição 4**	> 1.400	> 10.000

O fator de aceleração de envelhecimento (FAA) é uma variável obtida através da temperatura do ponto mais quente do transformador (*hot spot*) [IEEE95]. A curva de temperatura é monitorada por um sensor instalado no tanque do transformador.

O FAA é dado pela equação 4.1:

$$FAA = EXP^{\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273}} \tag{4.1}$$

Onde:

- FAA é o fator de aceleração do envelhecimento para cada intervalo de tempo dado em p.u.;
- Θ_H é a temperatura do ponto quente do transformador.

Quando o fator de aceleração do envelhecimento é maior que 1, significa que o transformador opera com temperaturas do ponto mais quente (*hot spot*) acima das temperaturas nominais (para a classe de 65º C a temperatura de *hot spot* é de 110ºC). Quando o fator de aceleração do envelhecimento é menor que 1, significa que o transformador opera com temperaturas do ponto mais quente (*hot spot*) inferiores as temperaturas nominais [S05b]. Entretanto, para a classificação dos estados do vetor x^k foram considerados quatro valores para o fator de aceleração do envelhecimento (FAA). Essas faixas de valores foram definidas de forma empírica, baseando-se na experiência de operadores e mantenedores de transformadores, conforme mostra a Tabela 4.3:

Tabela 4.3 – Valores de FAA considerados para os estados

Estado	Faixas FAA [p.u.]	Aceleração do Envelhecimento [%]
1	0,0001 - 0,001	Envelhecido 0,01%
2	0,01 - 0,001	Envelhecido 0,1%
3	0,1 - 0,01	Envelhecido 1%
4	> 0,1	Envelhecido > 10%

A quinta variável do vetor x^k é o valor do grau de polimerização (GP), que pode ser obtido pela correlação entre a concentração de furanos no óleo isolante e o grau de polimerização (GP) do papel isolante [A07b], ou pode-se utilizar o valor do GP direto, obtido através da análise do papel isolante em laboratório. Como a retirada de papel isolante para a análise do grau de polimerização direto é mais complicada, devido à intervenção no transformador, é mais interessante manter um controle periódico de análise do 2- furfuraldeído (2-FAL) ou furfural, para a verificação do teor de compostos furânicos no óleo isolante do transformador. Essa análise é feita através de amostras de óleo isolante. Então, dessa forma pode-se obter por correlação o valor do GP.

De posse do teor de furfural no óleo isolante do transformador é possível saber se o envelhecimento é prematuro ou é final de vida. Conforme descrito por [A07b, SBK98], o transformador está prematuramente envelhecido quando o teor de furfural indicar um envelhecimento 20% superior à sua idade real (cronológica). É definido que o GP em função do teor de furanos pode situar em 5 (cinco) estados possíveis, indo do estado 1(um), mais brando, até o estado 5 (cinco), mais crítico, conforme mostrado na Tabela 4.4 [SBK98].

Tabela 4.4 – GP x Condição do papel isolante

Estado	Faixa de GP	Condição do papel isolante
1	444 - 1200	75% de vida útil do transformador
2	333 - 443	Avaliar a cada 6 meses
3	237 - 332	Avaliar a cada 3 meses
4	217 - 236	Avaliação mensal
5	< 217	Estrago do papel é irreversível

Com a definição dos estados individuais de cada variável considerada no acompanhamento do desempenho do transformador, é possível acessar todos os estados em que o transformador pode residir. Isto será realizado pela simulação Monte Carlo não-sequencial.

Conforme descrito anteriormente o vetor x^k representa o estado do sistema transformador. Cada posição do vetor representa um parâmetro associado ao envelhecimento do sistema de isolação elétrica. Logo, ao se amostrar o vetor X^k via simulação Monte Carlo não-seqüencial, estabelece-se o estado do transformador na hora sorteada. O vetor x^k é representado por (4.2):

$$x^k = [Sat(H_2O), CO_2, CO, FAA, GP] \tag{4.2}$$

Onde:

- $Sat.(H_2O)$ é o valor do percentual de saturação da água dissolvida no óleo isolante medida por um monitor de umidade;

- CO_2 é a taxa de concentração de dióxido de carbono dissolvido no óleo isolante dado em ppm (partes por milhão);
- CO é a taxa de concentração de monóxido de carbono dissolvido no óleo isolante dado em ppm (partes por milhão);
- FAA é o fator de aceleração de envelhecimento;
- GP é o grau de polimerização (GP) do papel isolante dado pela correlação entre a concentração de furanos e o GP do papel isolante.

As variáveis, monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2) e o grau de polimerização (GP), são utilizadas na análise com seus valores extraídos em normas e em trabalhos publicados sobre o tema.

Na seção 4.5 é apresentado o procedimento para classificação dos estados x^k entre os cinco grupos definidos.

4.3 MODELO DE MARKOV NÃO-AGREGADO COM MULTIPLOS NÍVEIS PARA REPRESENTAÇÃO DAS VARIÁVEIS MONITORADAS ON-LINE

A precisão do modelo depende da qualidade e quantidade de informações disponíveis. Para este trabalho de dissertação é considerada uma curva de temperatura e uma de teor de água no óleo, que foram monitoradas *on-line*, amostradas a cada quinze minutos. O modelo de Markov pode ser utilizado para a modelagem do comportamento do teor de água no óleo e da temperatura/carga, e por conseguinte, da temperatura de operação do transformador. A Figura 4.1 ilustra o modelo considerado. Usualmente as curvas cronológicas da carga possuem 8760 pontos horários para a utilização no sistema elétrico de potência [LMMB00]. No caso particular da temperatura de ponto quente e do teor de água, é utilizado um total de 35040 pontos para uma curva anual. Nesta dissertação, o modelo de Markov não-agregado é utilizado para um transformador, mas pode ser estendida a análise para vários transformadores simultâneos, (e.g. transformadores ligados em anel através de subestações de distribuição em uma planta de uma usina siderúrgica integrada).

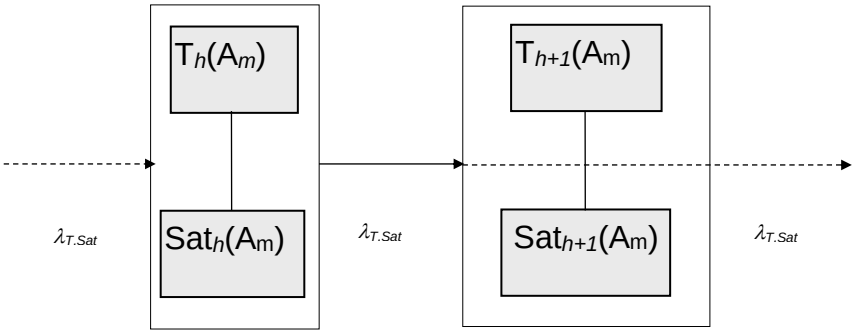

Figura 4.1 – Modelo de Markov não-agregado - Temperatura e saturação

O modelo de Markov não-agregado com múltiplos níveis conforme a Figura 4.1 pode ser composto por um conjunto de T (temperaturas) e Sat (saturação da água) como níveis múltiplos, que são conectados na mesma ordem em que aparecem no histórico de coletas nos monitores de temperatura e de teor umidade. Esse modelo utiliza taxas de transição constante $\lambda_{T,Sat} = 1/\Delta t$ onde Δt é a unidade de tempo utilizada para discretizar o período T de análise. Em cada *m* transformador considerado, é apresentado um estado amostrado *h/4* e o próximo estado *h*. Na figura 4.1, $\mathrm{T}_h(A_m)$ e $\mathrm{Sat}_h(A_m)$ representam o nível de temperatura e de saturação de água no óleo do estado *h* no transformador *m*, e $\lambda_{T,Sat}$ é a taxa de transição da temperatura e da saturação monitoradas. Quando a temperatura do transformador 1 transita do estado *h* para o estado *h*+1, i. e. de $\mathrm{T}_h(A_m)$ para $\mathrm{T}_{h+1}(A_m)$, o mesmo ocorre para a saturação (Sat), ou seja, $\mathrm{Sat}_h(A_m)$ transita para $\mathrm{Sat}_{h+1}(A_m)$. Se fossem representados outros parâmetros do transformador que fornecessem informações *on-line* como, por exemplo, gases dissolvidos no óleo, estes poderiam ser representados por $Z_h(A_m)$ transitando para $Z_{h+1}(A_m)$. Este modelo mantem a correlação temporal entre a temperatura e a saturação da água no óleo.

4.4 CONFIABILIDADE PREVENTIVA UTILIZANDO A SIMULAÇÃO MONTE CARLO NÃO SEQUENCIAL

O modelo de Markov pode ser usado para representar de forma aproximada o comportamento da temperatura do ponto mais quente do transformador e do valor de saturação da água dissolvida no óleo isolante. Ambas as variáveis são coletadas no transformador por monitores tipo IED's acoplados ao transformador. Essas

variáveis reproduzirão de forma aproximada o comportamento real do transformador.

Os estados das variáveis consideradas para monitoração *on-line e off-line* do transformador, definem o estado x^k do transformador. Os índices de confiabilidade preventiva são obtidos a partir do valor esperado de funções testes que avaliam os estados do transformador, e são amostrados via sorteios não-sequenciais.

A temperatura do ponto quente e a saturação da água óleo são monitoradas *on-line* e enviadas para a saída dos monitores, e são obtidas através de algoritmos embarcados dentro dos IED's.

Os valores das taxas de concentração dos gases CO e CO_2 e mais o valor do grau de polimerização (GP) do papel isolante são considerados *off-line*.

4.4.1 Índices de Probabilidade Utilizados

A função teste utilizada para avaliar a probabilidade $Prob_i$ do grupo de estados é:

$$F_{Prob_i} = \begin{cases} 1; & se \quad x^k \quad \in \quad \Omega_i \\ 0; & se \quad x^k \quad \notin \quad \Omega_i \end{cases} \tag{4.3}$$

Sendo Ω_i o grupo de estados operativos i do transformador, e i uma das cinco subdivisões de classificação para o risco da operação: muito baixo (MB), baixo (B), médio (M), alto (A) e muito alto (MA).

A função teste para a probabilidade de se encontrar o transformador operando nos cinco estados definidos para a avaliação de seu desempenho é calculada por (4.3).

4.4.2 Índice de Desempenho Horas de Operação em risco (HOR)

O índice de horas de operação em risco pode ser calculado a partir dos índices de probabilidade {Prob}. A função teste designada para estimar as probabilidades de ocorrências dos estados do vetor x^k, depende somente da função de probabilidade associada aos estados do transformador. E que também depende das distribuições

de probabilidades para as variáveis consideradas neste trabalho. O índice HOR pode ser obtido multiplicando a probabilidade por 8760 horas por ano.

Para tanto, se a curva de temperatura é representada pelo modelo de Markov não-agregado com múltiplos níveis, a simulação não-sequencial pode fornecer estimativas não tendenciosas para o índice desejado HOR, conforme (4.4).

$$\mathrm{HOR} = \mathrm{Prob}\,.\,\Delta\mathrm{t}$$

$$F_{HOR_i} = \begin{cases} \Delta\mathrm{t}; & se \quad x^k \quad \in \quad \Omega_i \\ 0; & se \quad x^k \quad \notin \quad \Omega_i \end{cases} \tag{4.4}$$

Onde $\Delta\mathbf{t}$ é o período de análise e corresponde a 8760 horas por ano.

4.5 DEFINIÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DOS ESTADOS DO VETOR x^k UTILIZANDO O MÉTODO DOS MÍNIMOS QUADRADOS

Para a classificação dos estados do transformador é proposto um polinômio classificador ajustado via método dos mínimos quadrados [RL88]. Através de sorteios a cada 15 minutos, analisam-se os pontos da curva de temperatura e da saturação da água. Juntamente com este sorteio no instante *h*, verificam-se os valores do grau de polimerização e das taxas de concentração dos gases CO_2 e CO, obtidos *off-line*. Assim, tem-se uma amostra das cinco variáveis que compõem o vetor x^k.

É proposta uma metodologia para a obtenção de um polinômio de classificação dos estados operativos do transformador. A seguir, é apresentada a Equação (4.5), representada pela função $f(u)$ que delimita e distingue as faixas de valores com os pesos para a classificação proposta.

$$f(u) = \begin{cases} 1, \quad se\ (0 < z < 1).\dfrac{\Delta x_k}{\Delta u} \\ 2, \quad se\ (1 < \sum x_k \leq 3).\ \dfrac{\Delta x_k}{\Delta u} \\ 3 \quad se\ (3 < \sum x_k \leq 7).\ \dfrac{\Delta x_k}{\Delta u} \\ 4 \quad se\ (7 < \sum x_k \leq 15).\ \dfrac{\Delta x_k}{\Delta u} \\ 5 \quad se\ (15 < \sum x_k \leq 31).\ \dfrac{\Delta x_k}{\Delta u} \end{cases} \tag{4.5}$$

Sendo que:

- $z = \sum x^k$, representa a soma do vetor x^k .
- $\Delta x_k = 16$, representa o range ou a faixa do total de estados considerados;
- $\Delta u = 2^i - 1$, representa o número de intervalos considerados para a classificação dos estados operativos do transformador.

Na Tabela 4.5 são apresentadas as faixas de valores dos limites mínimo e máximo para a classificação dos estados operativos do transformador. As faixas são determinadas multiplicando-se a razão entre $\Delta x_k/\Delta u$ pelos valores sorteados que estarão nas faixas consideradas.

Tabela 4.5 – Classificação dos estados operativos de transformadores

Estado	Descrição	Limite ($\Delta x_k/\Delta u$)	
		Mínimo	Máximo
1	MB	0	$\frac{16}{31}$
2	B	$\frac{16}{31}$	$3.\frac{16}{31}$
3	M	$3.\frac{16}{31}$	$7.\frac{16}{31}$
4	A	$7.\frac{16}{31}$	$15.\frac{16}{31}$
5	MA	$15.\frac{16}{31}$	$31.\frac{16}{31}$

O polinômio classificador pode ser obtido utilizando os dados da Tabela 4.5. Os pontos e suas denominações foram baseados na experiência dos operadores de transformadores. Sendo considerado que, a probabilidade de ocorrência de estados de riscos muito bons, são remotos, tendo em vista a natureza estocástica das variáveis consideradas.

Tabela 4.6 – Intervalos de classificação dos estados operativos

Intervalos	Classificação	$f(Z)$	$\sum_k x_k$
1	MB	1	5,0000
2	B	2	5,5333
3	B	2	6,0667
4	M	3	6,6000
5	M	3	7,1333
6	M	3	7,6667
7	M	3	8,2000
8	A	4	8,7333
9	A	4	9,2667
10	A	4	9,8000
11	A	4	10,3333
12	A	4	10,8667
13	A	4	11,4000
14	A	4	11,9333
15	A	4	12,4667
16	MA	5	13,0000
17	MA	5	13,5333
18	MA	5	14,0667
19	MA	5	14,6000
20	MA	5	15,1333
21	MA	5	15,6667
22	MA	5	16,2000
23	MA	5	16,7333
24	MA	5	17,2667
25	MA	5	17,8000
26	MA	5	18,3333
27	MA	5	18,8667
28	MA	5	19,4000
29	MA	5	19,9333
30	MA	5	20,4667
31	MA	5	21,0000

A partir dos dados da Tabela 4.6 é obtido um polinômio de grau três, que melhor se ajusta aos dados fornecidos pela Tabela 4.5. A partir da obtenção do polinômio, é feita a classificação polinomial dos estados, conforme a Equação 4.6.

$$classificação(z) = \varphi(z) = -3{,}5935 + 1{,}3142.z - 0{,}0670.z^2 + 0{,}0011.z^3 \qquad (4.6)$$

Na Figura 4.2 é mostrado o gráfico que representa o polinômio obtido através da aplicação do método dos mínimos quadrados [RL88] utilizando os dados da Tabela 4.6.

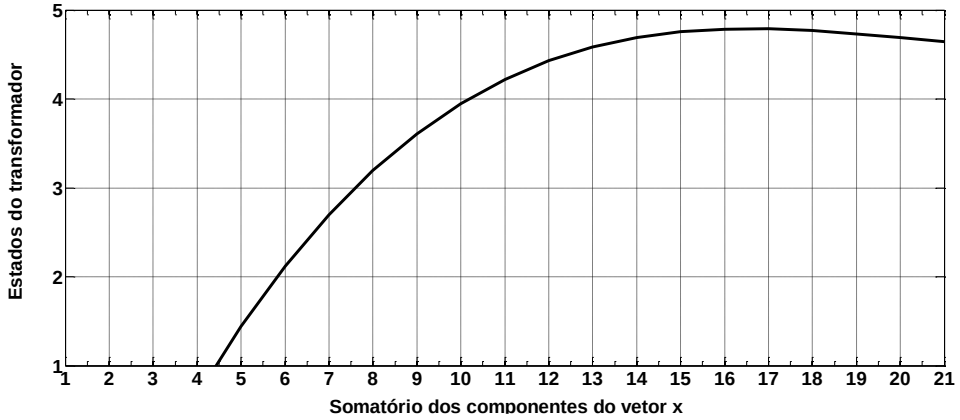

Figura 4.1 – Curva do polinômio classificador

A cada sorteio é feita a soma dos componentes individuais do vetor x^k para iniciar a classificação dos estados operativos do transformador. Se a soma dos componentes do vetor x^k for mínima, neste caso, igual a cinco, tem-se que o transformador está em condições muito boas. Ao contrário, se a soma dos componentes do vetor x^k for máxima, neste caso igual a vinte e um, tem-se o transformador em condições de risco muito alto, pois todas as variáveis que representam o vetor x^k estarão em suas piores condições.

Depois de finalizada a soma dos componentes do vetor x^k é feita a classificação dos estados do vetor através do algoritmo proposto na metodologia.

4.6 SIMULAÇÃO MONTE CARLO NÃO SEQUENCIAL

O algoritmo básico para a implementação é descrito a seguir através dos seguintes itens:

a) Faça o número de sorteios NS=0;
b) amostre um estado $x^k \in X$, baseado em sua distribuição de probabilidade $P(x^k)$; atualize NS;
c) some os componentes do vetor x^k e classifique o estado amostrado através do polinômio classificador.
d) calcule $F(x^k)$ para o vetor x^k amostrado;
e) estime $\tilde{E}[F]$ como a média dos valores encontrados;
f) analise o desempenho do transformador através das probabilidades obtidas: $P(MA)$, $P(A)$, $P(M)$, $P(B)$, $P(MB)$, e vá para o passo seguinte.
g) avalie o coeficiente de variação β. Se a convergência desejada não é obtida, retorne ao passo "b", caso contrário, pare após avaliar os índices: $P(MA)$, $P(A)$, $P(M)$, $P(B)$, $P(MB)$.

A amostragem dos estados das variáveis, saturação de água no óleo $Sat(H_2O)$ e o fator de aceleração de envelhecimento FAA, são feitas via sorteios não sequenciais, de acordo com os pontos das curvas que correspondem a hora (h/4), ou seja, a cada 15 minutos.

As demais variáveis que compõem o vetor x^k: dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO) e o grau de polimerização (GP), são inseridas no algoritmo através de valores *off-line*, obtidas de análises do óleo em laboratório.

Os índices $\{Prob_i\}$ e $\{HOR_i\}$ são estimados no passo (C) através da função teste $F(x^k)$ do algoritmo até atingir a convergência desejada.

4.7 INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A APLICAÇÃO

Nesta seção são apresentadas algumas considerações sobre a aplicação da metodologia proposta. Os casos estudados possuem monitoramento *on-line* que utilizam IEDs (dispositivos eletrônicos inteligentes). As taxas de concentração dos gases CO e CO_2 e os valores do GP são introduzidos na análise através de valores

obtidos nas rotinas de manutenção e operação *off-line* dos transformadores. As curvas de temperatura e de saturação de água operam em diferentes níveis.

A metodologia proposta utiliza um algoritmo elaborado no *software* Matlab para a avaliação do desempenho dos transformadores. O objetivo é avaliar os índices de probabilidade {Prob} e as horas de operação em risco {HOR}.

Os transformadores considerados na aplicação da metodologia operam em diferentes segmentos, indústria e concessionária de energia. As considerações são as seguintes:

i) o teor de água (H_2O) é considerado através do valor de saturação da água dissolvida no óleo, que é obtida através da medição de umidade dissolvida no óleo isolante por um monitor de umidade acoplado ao transformador. A coleta é feita a cada 15 minutos.

ii) as taxas de concentração dos gases dióxido de carbono (CO_2) e monóxido de carbono (CO) são obtidas *off-line*, por meio de análises cromatográficas do óleo isolante.

iii) a temperatura considerada é a do ponto mais quente do transformador (*hot spot*) obtida da medição das temperaturas dos enrolamentos com um monitor de temperatura acoplado ao transformador.

iv) o grau de polimerização (GP) é obtido *off-line* com análises do 2-FAL no óleo ou pela análise do papel isolante em laboratório.

4.8 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentados os conceitos básicos de confiabilidade preventiva aplicadas em uma nova metodologia. As curvas de temperatura e da saturação da água podem ser consideradas como um modelo de markov não agregado, sem qualquer agregação de estados entre os pontos definidos na curva. A partir desse modelo, e utilizando a simulação Monte Carlo não-sequencial, é

possível obter de forma precisa e bem eficiente os índices de probabilidade para a estimação do desempenho dos transformadores.

Podem ser utilizados outros parâmetros do óleo isolante (e.g. taxa de concentração de oxigênio) para acrescentar mais variáveis ao processo de análise. Entretanto, a composição do vetor x^k, contendo as variáveis sugeridas atendem à análise de desempenho proposta neste trabalho de dissertação.

Através das aplicações da metodologia, pode-se observar que esta fornece subsídios para a definição de estratégias de manutenção e operação dos transformadores, baseadas em simulações probabilísticas. Nestas simulações é possível ter sempre uma expectativa de quanto tempo o transformador tenderá a permanecer em determinado estado, baseado nos parâmetros considerados e na curva de temperatura do ponto quente *(hot spot).*

No Capítulo 5, todos os conceitos de confiabilidade e as considerações desenvolvidas na metodologia são aplicados em quatro transformadores de potência de grande porte. Os resultados dos índices calculados são detalhados e analisados.

CAPÍTULO 5 RESULTADOS

5.1 INTRODUÇÃO

No Capítulo 4 foi apresentada a metodologia proposta da confiabilidade preventiva em transformadores imersos em óleo isolante. Nessa nova abordagem pode ser entendida como a análise de confiabilidade probabilística preditiva (análise de risco) [SL14]. Nesta nova aplicação, foi definido que o transformador pode residir em cinco grupos de estados operativos de riscos: muito alto, alto, médios, baixos e muito baixos. Estes estados foram divididos para avaliar a condição de operação do transformador.

Neste capítulo é apresentada a aplicação da simulação Monte Carlo não-sequencial na avaliação do desempenho de transformadores. Esta aplicação é apresentada por quatro casos, os quais operam em quatro condições distintas. Os dados referentes a estes transformadores estão descritos na seção 5.2. O algoritmo proposto na seção 4.5 foi implementado no *software* Matlab ®. O objetivo é calcular os índices de desempenho dos transformadores. De posse dos resultados, o mantenedor terá mais subsídios para a tomada de decisões.

Conforme definido no Capítulo 4, as variáveis consideradas são as seguintes: a quantidade de água (H_2O) dissolvida no óleo isolante, representada pelo percentual de saturação da água (H_2O), as quantidades de dióxido de carbono (CO_2) e monóxido de carbono (CO), fator de aceleração de envelhecimento (FAA) e o grau de polimerização do papel isolante (GP), obtido através das análises de $2\,FAL$ no óleo isolante ou obtidas diretamente de amostras de papel isolante da parte ativa do transformador.

5.2 APRESENTAÇÃO DOS CASOS ESTUDADOS

Nesta seção são apresentados os quatro casos de transformadores aplicando a metodologia proposta para a avaliação de seus respectivos desempenhos. O caso 1 possui um regime de operação cuja temperatura do ponto quente varia aproximadamente entre 45º C a 60º C, tensão de 500/230/13,8 kV, potência de 240/320/400 MVA e é usado como autotransformador em uma concessionária de energia elétrica. O caso 2 possui um regime de operação no qual a temperatura do ponto quente varia aproximadamente entre 35º C a 55º C, tensão de 88/13,8 kV, potência de 40/60 MVA e é usado como transformador de distribuição em uma concessionária de energia elétrica. O caso 3 possui um regime de operação em que a temperatura do ponto quente varia aproximadamente entre 35º C a 50º C, tensão de 84 /13,8 kV, potência de 84 / 131,635 MVA e é usado como transformador de distribuição em uma indústria siderúrgica. O caso 4 possui um regime de operação no qual a temperatura do ponto quente varia aproximadamente entre 45º C a 60º C, tensão de 138 / 13,8 kV, potência de 40 MVA e é usado como transformador de distribuição em uma concessionária de energia elétrica. Na Tabela 5.1 são apresentados os dados característicos dos transformadores estudados.

Tabela 5.1 – Características dos transformadores estudados

TRANSFORMADORES			
CASO	**TIPO**	**Tensão (kV)**	**Potência (MVA)**
1	Autotransformador de Potência	500/230/13,8	240/320/400
2	Distribuição	88/13,8	40/60
3	Distribuição	138 / 13,8	84 / 131,635
4	Distribuição	138 / 13,8	40

Nestas aplicações são realizadas simulações com a curva de temperatura submetida à ação das outras variáveis consideradas na aplicação da metodologia, conforme descrito na seção 4.2

Na Tabela 5.2 são mostradas algumas características dos casos apresentados. São mostrados a Média (μ) e o Desvio Padrão (σ) das variáveis monitoradas *on-line*.

Tabela 5.2 – Características da temperatura *hot spot* e da saturação da água

Transformadores	Temperatura hot spot		Saturação da Água	
	Média (μ)	Desvio Padrão (σ)	Média (μ)	Desvio Padrão (σ)
Caso 1	61,8049	4,6595	5,8493	0,2808
Caso 2	50,3020	8,2023	16,1892	2,0566
Caso 3	49,2812	6,0329	4,6534	0,3562
Caso 4	56,4706	6,2527	19,3027	3,2020

Para efeito de ilustração, são mostradas na Figura 5.1 as curvas de temperatura de uma semana típica dos quatro casos de transformadores reais estudados. Observa-se uma variação acentuada da temperatura nos Casos 2 e 3, e nos Casos 1 e 4 observa-se pouca variação, com vales menores. As temperaturas de ponto quente *(hot spot)* são coletadas através dos monitores de temperaturas acoplados aos equipamentos. Entretanto, as variações de temperatura de ponto quente *(hot spot)* entre as curvas devem ser avaliadas com outros parâmetros, para que ser possa ter um diagnóstico mais preciso. O teor de umidade no óleo isolante deve ser avaliado em conjunto com as curvas de temperatura para acompanhamento do desempenho do transformador. A análise dos paramentos do óleo de forma isolada, é insuficiente para a realização de um diagnóstico. É necessário avaliar outros parâmetros para monitoramento do equipamento com mais eficiência.

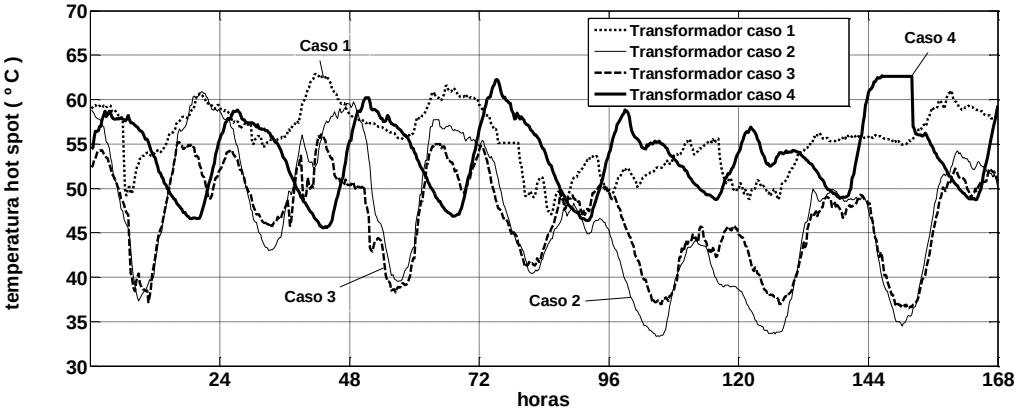

Figura 5.1 – Temperaturas *hot spot*: Semana típica

São mostradas na Figura 5.2 as curvas de saturação da água no óleo isolante para uma semana típica dos quatro casos de transformadores estudados. Para a saturação da água observa-se uma diferença entre os casos 4 e 2 e os casos 1 e 3. Os casos 2 e 4 apresentam valores elevados de saturação da água no óleo, que podem aumentar o nível do risco operacional do transformador.

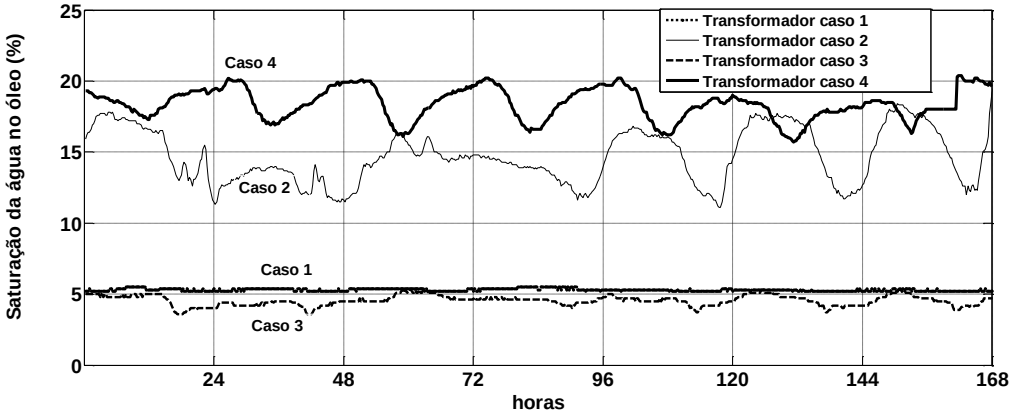

Figura 5.2 –Saturação da água no óleo isolante

Como descrito no Capítulo 4, um modelo Markoviano sem qualquer agregação entre os seus estados é gerado a partir das curvas anuais de temperatura e saturação da água do transformador. As duas curvas são correlacionadas no tempo para a utilização na simulação Monte Carlo não-sequencial. O critério de parada adotado foi a obtenção de um coeficiente de incerteza (β) igual a 3% para os índices de probabilidade $(Prob)$ e de horas de operação em risco (HOR).

É analisada a curva de temperatura do ponto quente (*hot spot*) e a da saturação da água dos transformadores estudados. Para as análises são consideradas duas situações. A primeira considera a curva original obtida da monitoração da temperatura, e para a segunda situação, é considerada uma incerteza de 10% na curva de temperatura, considerando um provável sobre carregamento do equipamento. A curva de temperatura coletada pelo monitor corresponde a um ano de coletas feitas a cada quinze minutos, e que fornecem 35040 pontos por ano. Essa curva define a repetição de todas as semanas no ano

5.2.1 Aplicação no Auto-transformador (Caso 1)

Nesta subseção é apresentada a aplicação da metodologia proposta para o Caso 1. Na Figura 5.3 é representada uma semana típica com 672 pontos. Para todos os casos é considerada a mesma representação.

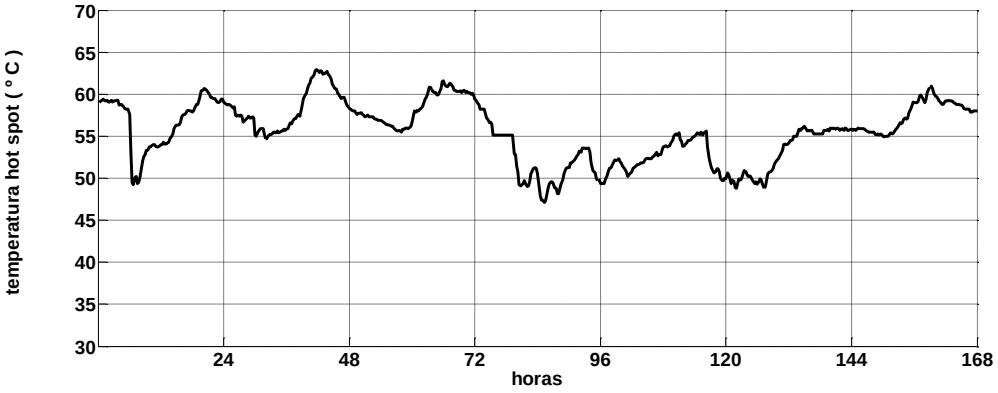

Figura 5.3 – Temperatura *hot spot*: Semana típica do Caso 1

Nas Tabelas de 5.3 a 5.10 são apresentados os índices de confiabilidade estimados pelo algoritmo da simulação Monte Carlo não sequencial. Para as simulações realizadas, a curva da Figura 5.2 é avaliada ao longo de um ano.

Nas Tabelas 5.3 e 5.4 o GP é igual a 822 monômeros, que equivale ao ponto médio da primeira faixa proposta por [SBK98], o qual indica que o papel isolante está praticamente novo [ABNT97], ou seja, resistência mecânica em ótimas condições. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.3 – Índices de probabilidade Individual do Caso 1: GP=822

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	97,08	79,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	2,92	20,09	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00
M	0,00	0,69	100,00	99,12	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,00	0,00	0,67	100,00	100,00	100,00	100,00
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 5.4 – Índices de horas de operação em risco do Caso 1: GP=822

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	8504,38	6939,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	255,62	1759,88	0,00	18,05	0,00	0,00	0,00	0,00
M	0,00	60,44	8760,00	8682,91	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,00	0,00	59,04	8760,00	8760,00	8760,00	8760,00
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera 97,08 % do tempo no estado muito baixo e 2,92 % no risco baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, opera 79,22% do tempo no estado de risco muito baixo e 20,09% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco bom a muito bom, devido às taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 1, além do GP representar um papel isolante novo.

Na condição 2, o transformador opera 100 % do tempo no estado médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, opera 0,67% no estado de risco alto, 99,12% do tempo no risco médio e 0,21% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco médio a baixo, devido às taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 2.

E nas condições 3 e 4, o transformador opera em média 100 % do tempo no estado de risco alto, e com a mesma incerteza de 10 % na curva de temperatura, mantém-se no mesmo estado de risco alto em 100% do tempo.

Pode-se concluir que, com o GP aproximadamente igual a 822 monômeros, o transformador encontra-se em boas condições operacionais mesmo considerando uma incerteza de 10% na curva de temperatura. Opera em condições de risco alto, somente quando há um aumento alarmante das taxas de concentração de CO_2 e

CO, que podem indicar a degradação térmica do papel isolante. Essa conclusão é para todos os casos apresentados.

Nas Tabelas 5.5 e 5.6 o valor do GP é considerado igual a 388 monômeros, que equivale ao ponto médio da segunda faixa proposta por [SBK98], ou seja, resistência mecânica está degradada, necessitando ser avaliada a cada 6 (seis) meses [A07b, SBK98]. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.5 – Índices de probabilidade Individual do Caso 1: GP=388

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	100,00	99,15	0,00	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00
M	0,00	0,62	100,00	99,08	0,00	0,00	0,00	0,00
R	0,00	0,00	0,00	0,70	100,00	100,00	100,00	99,00
MR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabela 5.6 – Índices de horas de operação em risco do Caso 1: GP=388

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	19,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	8760,00	8685,54	0,00	19,45	0,00	0,00	0,00	0,00
M	0,00	54,49	8760,00	8679,06	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,00	0,00	61,50	8760,00	8760,00	8760,00	8672,40
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	87,60

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera 100% do tempo médio no estado de risco baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, opera 99,15% do tempo no estado de risco baixo, 0,23% no risco muito baixo e 0,62% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco médio, baixo e muito baixo, devido as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 1.

Na condição 2, o transformador opera 100 % do tempo no estado de risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, opera 99,08% do tempo no estado de risco médio e 0,22% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% tem um impacto negativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto, cerca de 0,70%, o que equivale a um aumento do tempo médio de permanência no estado de risco muito alto, cerca de 61,50 horas por ano.

Na condição 3, o transformador opera 100 % do tempo no estado alto, sem e com incerteza de 10 % na curva de temperatura. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, mantendo-se em risco alto em ambos os casos, e com as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO em níveis elevados.

Na condição 4, o transformador opera 100% do tempo no estado de risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura opera 99% do tempo no estado de risco alto e cerca de 1% no risco muito alto. Nesse caso, a incerteza de 10% tem um impacto negativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto em cerca de 1%, o que equivale a um aumento do tempo de residência no estado de risco muito alto, cerca de 87 horas por ano.

Pode-se concluir que, com o GP aproximadamente igual a 388 monômeros, o transformador encontra-se em boas condições operacionais, mesmo considerando uma incerteza de 10% na curva de temperatura. O papel isolante como o GP nesse valor ainda possui boa resistência mecânica. Opera em condições de risco alto, somente quando há um aumento alarmante da taxa de concentração dos gases CO_2 e CO, que provocam a degradação térmica do papel isolante. Essas conclusões são para todos os transformadores apresentados.

Vale ressaltar que, quando há o aumento dos gases CO_2 e CO nas condições 2, 3 e 4, a incerteza de 10% na curva de temperatura poderá causar um impacto significativo nos índices de probabilidade. Se o transformador for um equipamento crítico, as horas contabilizadas a mais podem aumentar o risco da operação e comprometer a confiabilidade do seu sistema.

Nas Tabelas 5.7 e 5.8 o valor do GP é considerado igual a 285 monômeros, que equivale ao ponto médio da terceira faixa proposta por [SBK98], ou seja, a isolação sólida encontra-se danificada, necessitando ser avaliada a cada 3 (três) meses [A07b, SBK98]. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.7 – Índices de probabilidade individual do Caso 1: GP=285

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	97,11	79,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	2,89	20,76	96,93	77,79	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,00	3,07	22,21	100,00	100,00	98,00	78,81
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	21,19

Tabela 5.8 – Índices de horas de operação em risco do Caso 1: GP=285

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	8507,19	6941,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	252,81	1818,40	8491,13	6814,08	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,00	268,87	1945,92	8760,00	8760,00	8584,80	6903,58
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	175,20	1856,42

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 2,89% do tempo no estado de risco médio e 97,11% no risco baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, opera 20,76% do tempo no estado de risco médio e 79,24% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco médio a baixo, devido as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 1.

Na condição 2, o transformador opera 3,07% do tempo no estado de risco alto e 96,93% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, opera 22,21% do tempo no estado de risco alto e 77,79% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% tem um impacto negativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto, cerca de 22,21%, o que equivale a um aumento do tempo de residência no estado de risco alto em cerca de 1.667,05 horas por ano.

Na condição 3, o transformador opera 100 % do tempo no estado de risco alto, sem e com a incerteza de 10 % na curva de temperatura. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, mantendo-se em risco alto em ambos os casos, e com as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO na condição 3.

Na condição 4, o transformador opera 98% do tempo no estado de risco alto e 2% no de risco muito alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura opera 78,81% do tempo no estado de risco alto e 21,19% no risco muito alto. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto. Os 21,19%, equivalem a cerca de 1856 horas por ano de permanência no estado de risco muito alto.

Pode-se concluir que, com o GP aproximadamente igual a 285 monômeros, o transformador opera em média, em condições de risco alto, somente quando há um aumento alarmante da concentração de CO_2 e CO, que provoca a degradação térmica do papel isolante.

Nas Tabelas 5.9 e 5.10 o valor do GP é considerado igual a 226 monômeros, que equivale ao ponto médio da quarta faixa proposta por [SBK98], ou seja, resistência mecânica do papel isolante no fim da vida útil. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.9 – Índices de probabilidade individual do Caso 1: GP=226

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	100,00	99,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,60	100,00	100,00	99,00	78,81	0,00	0,25
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	21,19	100,00	99,75

Tabela 5.10 – Índices de horas de operação em risco do Caso 1: GP=226

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	0,00	21,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	8760,00	8686,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	52,91	8760,00	8760,00	8672,40	6903,58	0,00	21,55
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	87,60	1856,42	8760,00	8738,45

É possível verificar que, na condição 1 o transformador opera em média 100 % do tempo no estado de risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, opera 99,16% do tempo também no risco médio, 0,60% no risco alto e 0,24% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco alto. Os 0,60%, equivalem a 52,91 horas por ano de permanência no estado de risco alto.

Na condição 2, o transformador opera em média 100 % do tempo no estado de risco alto, com e sem a incerteza de 10 % na curva de temperatura. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, mantendo-se em risco alto em ambos os casos.

Na condição 3 o transformador opera em média 99,00 % do tempo no estado de risco alto e de 1% no risco muito alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera 78,81% do tempo no estado de risco alto e 21,19% no risco muito alto. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto. Os 21,19%, equivalem a cerca de 1856 horas por ano de permanência no estado de risco muito alto.

Na condição 4 o transformador opera praticamente todo o tempo no estado de risco muito alto, pois tem-se grande concentração de CO_2 e CO e um valor de GP que representa praticamente o fim da vida útil do papel isolante.

Pode-se concluir que, com o GP igual a 226 monômeros, o transformador está evidentemente danificado e deve ser avaliado com menor frequência [A07b, SBK98]. O transformador opera em média em condições de risco alto e muito alto, nas condições 2 a 4. O GP na faixa de 236 a 217 monômeros é sinal de alerta para os operadores e mantenedores do transformador. Quando há um aumento alarmante das taxas de concentração dos gases CO_2 e CO, nas condições 2, 3 e 4, a incerteza de 10% na curva de temperatura poderá causar um impacto significativo nos índices de probabilidade.

O transformador do caso 1 está em boas condições operacionais, com carregamento estável, refletido pela temperatura de ponto quente, e com valores moderados de saturação da água no óleo isolante.

5.2.2 Aplicação no transformador de distribuição (Caso 2)

Nesta subseção é apresentada a aplicação da metodologia proposta para o caso 2. Nas Tabelas de 5.11 a 5.18 são apresentados os índices de confiabilidade estimados pelo algoritmo da simulação Monte Carlo não sequencial, proposto na metodologia de avaliação de desempenho dos transformadores. Para as simulações a curva da Figura 5.4 é avaliada ao longo de um ano.

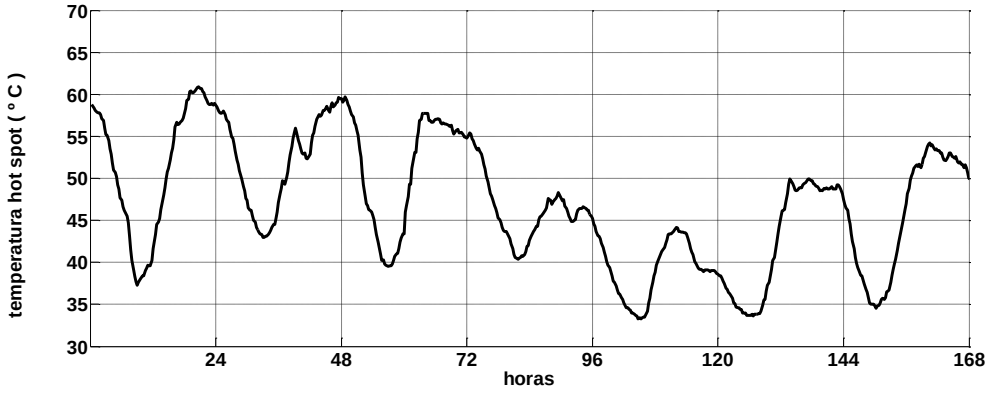

Figura 5.4 – Temperatura *hot spot*: Semana típica do Caso 2

Nas Tabelas 5.11 e 5.12 o GP é igual a 822 monômeros, que equivale ao ponto médio da primeira faixa proposta por [SBK98], o qual indica que o papel isolante está praticamente novo [ABNT97], ou seja, a resistência mecânica do papel isolante está em ótimas condições. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.11 – Índices de probabilidade individual do Caso 2: GP=822

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	3,62	9,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	95,79	89,04	2,31	6,86	0,00	0,00	0,00	0,00
M	0,59	1,23	97,10	91,73	1,00	6,00	0,00	0,00
A	0,00	0,00	0,59	1,41	99,00	94,00	100,00	99,00
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabela 5.12 – Índices de horas de operação em risco do Caso 2: GP=822

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	317,11	852,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	8391,38	7799,90	202,71	601,11	0,00	0,00	0,00	0,00
M	51,51	107,92	8505,96	8035,20	87,60	525,60	0,00	0,00
A	0,00	0,00	51,33	123,69	8672,40	8234,40	8760,00	8672,40
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	87,60

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 0,59 % do tempo no estado de risco médio, 95,79% no risco baixo, e 3,62% no risco muito baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 1,23% do tempo no estado de risco médio, 89,04% no risco baixo e 9,73% no risco muito baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco médio a muito bom, devido às taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 01.

Na condição 2, o transformador opera em média 0,59% do tempo no estado de risco alto, 97,10% no risco médio e 2,31% no risco baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera 1,41% do tempo no estado de risco alto, 91,73% no risco médio e 6,86% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco alto. Os 1,41%, equivalem a cerca de 123,69 horas de permanência no estado de risco alto.

Na condição 3, o transformador opera em média 99% do tempo no estado de risco alto e 1% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera 94% do tempo no estado de risco alto e 6% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa impacto significativo, pois reduz a expectativa de residência no estado de risco alto, em cerca de 5% do tempo, o que equivale a uma redução de permanência no estado de risco alto de 438 horas por ano.

Na condição 4, o transformador opera em média 100% do tempo no estado de risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 1% do tempo no estado de risco muito alto e 99% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto, cerca de 1%, o que equivale a um

aumento do tempo de residência no estado de risco muito alto cerca de 87 horas por ano.

Pode-se concluir que, com o GP aproximadamente igual a 822 monômeros, o transformador encontra-se em boas condições operacionais mesmo considerando uma incerteza de 10% na curva de temperatura. Opera em condições de risco alto, somente quando há um aumento alarmante das taxas de concentração de CO_2 e CO, que provocam a degradação térmica do papel isolante.

Nas Tabelas 5.13 5.14 o GP é considerado igual a 388 monômeros, que equivale ao ponto médio da segunda faixa proposta por [SBK98], ou seja, situação de resistência mecânica do papel degradada, necessitando ser avaliado a cada 6 (seis) meses [A07b, SBK98]. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.13 – Índices de probabilidade individual do Caso 2: GP=388

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	2,42	7,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	95,74	87,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	1,85	5,45	98,04	94,81	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,01	1,96	5,19	100,00	99,00	98,00	95,00
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,00	5,00

Tabela 5.14 – Índices de horas de operação em risco do Caso 2: GP=388

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	211,64	645,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	8386,47	7636,27	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00
M	161,88	477,24	8588,48	8305,14	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,53	171,52	454,43	8760,00	8672,40	8584,80	8322,00
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	87,60	175,20	438,00

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média1,85% do tempo no estado de risco médio, 95,74% no de risco baixo e 2,42% no de risco muito baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera 5,45% do tempo no estado de risco médio, 87,17% no risco baixo e 7,37% no risco muito baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco bom a muito bom, devido as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 1.

Na condição 2, o transformador opera em média 1,96% do tempo no estado de risco alto e 98,04% no de risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 5,19% do tempo no estado de risco alto e 94,81% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco alto. Os 5,19%, equivalem a 454,43 horas por ano de residência no estado de risco alto.

Na condição 3, o transformador opera em média 100% do tempo no estado de risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 1% do tempo no estado de risco muito alto e 99% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto. O 1%, equivale a 87 horas por ano de permanência no estado de risco muito alto.

Na condição 4, o transformador opera em média 2% do tempo no estado de risco muito alto e 98% no risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 5% do tempo no estado de risco muito alto e 95% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10%, também causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto. Os 5%, equivalem a 438 horas por ano de permanência no estado de risco muito alto.

Pode-se concluir que, com o GP aproximadamente igual a 388 monômeros, o transformador encontra-se em boas condições operacionais, mesmo considerando uma incerteza de 10% na curva de temperatura. O papel isolante com o GP nesse valor ainda possui boa resistência mecânica. Opera em condições de risco alto, somente quando há um aumento da taxa de concentração dos gases CO_2 e CO, que provocam a degradação térmica do papel isolante.

Nas Tabelas 5.15 e 5.16 o valor do GP é igual a 285 monômeros, que equivale ao ponto médio da terceira faixa proposta por [SBK98], ou seja, a isolação sólida encontra-se danificada, necessitando ser avaliada a cada 3 (três) meses [A07b, SBK98]. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO definidas em [IEEE08] .

Tabela 5.15 – Índices de horas de operação em risco do Caso 2: GP=285

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 01		Condição 02		Condição 03		Condição 04	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	3,38	9,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	96,48	90,08	4,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,14	0,39	96,00	92,00	98,00	94,00	43,47	47,30
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	6,00	56,53	52,70

Tabela 5.16 – Índices de horas de operação em risco do Caso 2: GP=285

Estado	Horas de Operação em Risco - OPER (h/ano)							
	Condição 01		Condição 02		Condição 03		Condição 04	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	296,09	834,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	8451,82	7890,66	350,40	700,80	0,00	0,00	0,00	0,00
A	12,09	34,51	8409,60	8059,20	8584,80	8234,40	3807,91	4143,53
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	175,20	525,60	4952,09	4616,47

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 0,14% do tempo no estado de risco alto, 96,48% no risco médio e 3,38% no de risco baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 0,39% do tempo no estado de risco alto, 90,08% no risco médio e 9,53% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo,

pois o equipamento encontra-se em condições de risco bom a muito bom, devido as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 1.

Na condição 2, o transformador opera em média 96% do tempo no estado de risco alto e 4% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 92% do tempo no estado de risco alto e 8% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa impacto significativo, pois reduz a expectativa de residência no estado de risco alto em cerca de 4% do tempo, o que equivale a uma redução de permanência no estado de risco alto de 350 horas por ano.

Na condição 3, o transformador opera em média 2% do tempo no estado de risco muito alto e 98% no risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 6% do tempo no estado de risco muito alto e 94% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto. Os 6% equivalem a 525 horas por ano de residência no estado de risco muito alto.

Na condição 4, o transformador opera em média 56,53% do tempo no estado de risco muito alto e 43,47% no risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 52,70% do tempo no estado de risco muito alto e 47,30% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% tem um impacto favorável, pois reduz a expectativa de residência no estado de risco muito alto em cerca de 3,83% do tempo, o que equivale a uma redução de permanência no estado de risco alto de 335,62 horas por ano.

Pode-se concluir que, com o GP aproximadamente igual a 285 monômeros, o transformador opera em média, em condições de risco alto, somente quando há um aumento alarmante da concentração de CO_2 e CO que provocam a degradação térmica do papel isolante.

Nas Tabelas 5.17 e 5.18 o valor do GP é considerado igual a 226 monômeros, que equivale ao ponto médio da quarta faixa proposta por [SBK98], ou seja, a resistência mecânica do papel isolante atingiu o fim de vida útil. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.17 – Índices de probabilidade individual do Caso 2: GP=226

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	98,02	94,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A	1,98	5,30	100,00	100,00	39,28	41,42	0,92	3,20
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	60,72	58,58	99,08	96,80

Tabela 5.18 – Índices de horas de operação em risco do Caso 2: GP=226

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	8586,38	8295,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A	173,62	464,44	8760,00	8760,00	3440,88	3628,67	80,24	280,23
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	5319,12	5131,33	8679,76	8479,77

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 1,98% do tempo no estado de risco alto e 98,02% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 5,30% do tempo no estado de risco alto e 94,70% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco alto. Os 5,30%, equivalem a 464,44 horas por ano permanência no estado de risco alto.

Na condição 2, o transformador opera em média 100% do tempo no estado de risco alto, com e sem a incerteza de 10 % na curva de temperatura.

Na condição 3, o transformador opera em média 60,72% do tempo no estado de risco muito alto e 39,28% no risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 58,28% do tempo no estado de risco muito alto e 41,42% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto tão significativo, pois o transformador encontra-se em um estado de operação de risco muito alto.

Na condição 4, o transformador opera 99,08% do tempo no estado de risco muito alto e 0,92% no risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera 96,80% do tempo no estado de risco muito alto e 3,20% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% também não causa um impacto tão significativo, pois o transformador encontra-se em um estado de operação de risco muito alto.

Pode-se concluir que, com o GP aproximadamente igual a 226 monômeros, o transformador está evidentemente danificado e deve ser avaliado com menor frequência [A07, SBK98]. O transformador opera em média em condições de risco alto e muito alto, nas condições 2 a 4, pois seu papel isolante está bem danificado. O GP na faixa de de 236 a 217 monômeros é sinal de alerta para os operadores e mantenedores do transformador. Quando há um aumento alarmante das taxas de concentração dos gases CO_2 e CO nas condições 2, 3 e 4, a incerteza de 10% na curva de temperatura poderá causar um impacto significativo nos índices de probabilidade.

O transformador do caso 2 está em boas condições operacionais, com carregamento baixo, refletido pela temperatura de ponto quente, porém com valores de saturação da água elevados. É necessário um acompanhamento rigoroso para que essas condições não levem o transformador a valores de risco muito alto.

5.2.3 Aplicação no transformador de distribuição (Caso 3)

Nesta subseção é apresentada a aplicação da metodologia proposta para o caso 3. Nas Tabelas de 5.19 a 5.26 são apresentados os índices de confiabilidade estimados pelo algoritmo da simulação Monte Carlo não sequencial, proposto na metodologia de avaliação de desempenho dos transformadores. Para as simulações realizadas, a curva da Figura 5.5 é avaliada ao longo de um ano.

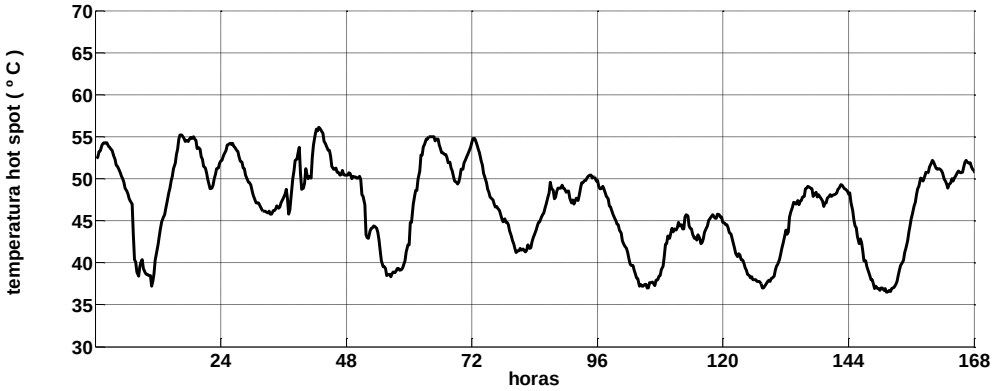

Figura 5.5 – Temperatura *hot spot*: Semana típica do Caso 3

Nas Tabelas 5.18 e 5.19 o GP é igual a 822 monômeros, que equivale ao ponto médio da primeira faixa proposta por [SBK98], o qual indica que o papel isolante está praticamente novo [ABNT97], ou seja, as condições da resistência mecânica do papel isolante estão ótimas. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.19 – Índices de probabilidade individual do Caso 3: GP=822

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	99,95	97,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	0,05	2,16	9,30	15,10	0,00	0,00	0,00	0,00
M	0,00	0,03	90,70	84,88	8,93	11,56	1,00	0,00
A	0,00	0,00	0,00	0,02	91,07	88,44	99,00	100,00
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 5.20 – Índices de horas de operação em risco do Caso 3: GP=822

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	8755,62	8568,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	4,38	189,39	815,03	1322,76	0,00	0,00	0,00	0,00
M	0,00	2,28	7944,97	7435,31	782,14	1013,06	87,60	0,00
A	0,00	0,00	0,00	1,93	7977,86	7746,94	8672,40	8760,00
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 0,05% do tempo no estado de risco baixo e 99,95% no risco muito bom.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 0,03% do tempo no estado de risco médio, 2,16% no risco baixo e 97,81% no risco muito baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco bom a muito bom, devido as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 01.

Na condição 2, o transformador opera em média 90,70% do tempo no estado de risco médio e 9,30% no risco baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 0,02% do tempo no estado de risco alto, 84,88% no risco médio e 15,10% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto favorável, pois reduz a expectativa de residência no estado de risco alto em cerca de 5,82% do tempo, o que equivale a uma redução de permanência no estado de risco alto de 509,66 horas por ano.

Na condição 3, o transformador opera em média 91,07% do tempo no estado de risco alto e 8,93% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 88,44% do tempo no estado de risco alto e 11,56% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% tem um impacto favorável, pois reduz a expectativa de

residência no estado de risco alto em cerca de 2,63% do tempo, o que equivale a uma redução de permanência no estado de risco alto de 230 horas por ano.

Na condição 4, o transformador opera em média 99% do tempo no estado de risco alto e 1% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 100% do tempo no estado de risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco alto, devido à condição 04.

Pode-se concluir que, com o GP aproximadamente igual a 822 monômeros, o transformador encontra-se em boas condições operacionais, mesmo considerando uma incerteza de 10% na curva de temperatura. Opera em condições de risco alto, somente quando há o aumento das taxas de concentração de CO_2 e CO, que provocam a degradação térmica do papel isolante.

Nas Tabelas 5.21 5.22 o valor do GP é considerado igual a 388 monômeros, que equivale ao ponto médio da segunda faixa proposta por [SBK98], ou seja, a resistência mecânica do papel isolante está degradada, necessitando ser avaliada a cada 6 (seis) meses [A07b, SBK98]. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO, definidas em [IEEE08].

Tabela 5.21 – Índices de probabilidade individual do Caso 3: GP=388

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R	0,00	0,00	0,00	0,03	96,00	92,00	100,00	100,00
M	0,00	0,01	97,82	91,60	4,00	8,00	0,00	0,00
B	83,34	78,78	2,18	8,37	0,00	0,00	0,00	0,00
MB	16,66	21,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 5.22 – Índices de horas de operação em risco do Caso 3: GP=388

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,00	0,00	2,63	8409,60	8059,20	8760,00	8760,00
M	0,00	0,70	8569,38	8024,51	350,40	700,80	0,00	0,00
B	7300,93	6900,78	190,62	732,86	0,00	0,00	0,00	0,00
MB	1459,07	1858,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 83,34% do tempo no estado de risco baixo e 16,66% no risco muito baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 0,01% do tempo no estado de risco médio, 78,78% no risco baixo e 21,22% no risco muito baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco bom a muito bom, devido as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 1.

Na condição 2, o transformador opera em média 97,82% do tempo no estado de risco médio e 2,18% no risco baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 0,03% do tempo no estado de risco alto, 91,60% no risco médio e 8,37% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% também não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco médio a bom, devido as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 2.

Na condição 03, o transformador opera em média 96% do tempo no estado de risco alto e 4% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 92% do tempo no estado de risco alto e 8% no risco médio.

Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto favorável, pois reduz a expectativa de residência no estado de risco alto em cerca de 4% do tempo, o que

equivale a uma redução de permanência no estado de risco alto de 544,87 horas por ano.

Na condição 04, o transformador opera 100% do tempo no estado de risco alto, com e sem a consideração da incerteza de 10 % na curva de temperatura. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco alto devido a taxa de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 04.

Pode-se concluir que, com o GP aproximadamente igual a 388 monômeros, o transformador encontra-se em boas condições operacionais, mesmo considerando uma incerteza de 10% na curva de temperatura. O papel isolante com o GP nesse valor ainda possui boa resistência mecânica. O transformador opera em condições de risco alto, somente quando há o aumento da taxa de concentração dos gases CO_2 e CO, que provocam a degradação térmica do papel isolante.

Nas Tabelas 5.23 e 5.24 o valor do GP é igual a 285 monômeros, que equivale ao ponto médio da terceira faixa proposta por [SBK98], ou seja, a isolação sólida encontra-se danificada, necessitando ser avaliada a cada 3 (três) meses [A07b, SBK98]. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.23 – Índices de probabilidade individual do Caso 3: GP=285

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,29	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	99,67	96,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	0,05	2,28	99,95	97,67	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,00	0,05	2,33	100,00	100,00	100,00	97,00
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00

Tabela 5.24 – Índices de horas de operação em risco do Caso 3: GP=285

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	25,05	87,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	8730,92	8473,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	4,03	199,73	8755,97	8556,06	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,00	4,03	203,94	8760,00	8760,00	8760,00	8497,20
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	262,80

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 0,05% do tempo no estado de risco médio, 99,67% no risco baixo e 0,29% no risco muito baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 2,28% do tempo no estado de risco médio, 96,73% no risco baixo e 0,99% no risco muito baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco médio a muito baixo, devido às taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 1.

Na condição 2, o transformador opera em média 0,05% do tempo no estado de risco alto e 99,95% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 2,33% do tempo no estado de risco alto e 97,67% no de risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco alto em cerca de 2,33% do tempo, o que equivale a operar 203,94 horas por ano no estado de risco alto.

Na condição 3 o transformador opera 100% do tempo no estado de risco alto, considerando ou não a incerteza de 10 % na curva de temperatura. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco alto, devido às taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 3.

Na condição 4 o transformador opera em média 100% do tempo no estado de risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 3% do tempo no estado de risco muito alto e 97% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto. Os 3% equivalem a 62,80 horas por ano de permanência no estado de risco muito alto.

Pode-se concluir que, com o GP aproximadamente igual a 285 monômeros, o transformador opera em média, em condições de risco alto, somente quando há um aumento alarmante da concentração de CO_2 e CO, que provoca a degradação térmica do papel isolante.

Nas Tabelas 5.25 e 5.26 o valor do GP é igual a 226 monômeros, que equivale ao ponto médio da quarta faixa proposta por [SBK98], ou seja, a resistência mecânica do papel isolante atingiu o fim da vida útil. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.25 – Índices de probabilidade individual do Caso 3: GP=226

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	2,33	8,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	97,67	91,15	4,00	10,16	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,03	96,00	89,84	100,00	99,00	2,32	8,83
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	97,68	91,17

Tabela 5.26 – Índices de horas de operação em risco do Caso 3: GP=226

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	204,46	773,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	8555,54	7984,56	350,40	889,69	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	2,28	8409,60	7870,31	8760,00	8672,40	203,50	773,88
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	87,60	8556,50	7986,12

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 97,67% do tempo no estado de risco médio e 2,33% no risco baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 0,03% do tempo no estado de risco alto, 91,15% no risco médio e 8,83% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco bom a muito bom, devido as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO, estarem na condição 1.

Na condição 2, o transformador opera em média 96% do tempo no estado de risco alto e 4% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 89,84% do tempo no estado de risco alto e 10,16% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% tem um impacto favorável, pois reduz a expectativa de residência no estado de risco alto em cerca de 6,16% do tempo, o que equivale a uma redução de permanência no estado de risco alto de 539,29 horas por ano.

Na condição 3, o transformador opera 100% do tempo no estado de risco alto. Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera 1% do tempo no estado de risco muito alto e 99% no de risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto, cerca de 1% do tempo, o que equivale a operar 87 horas por ano neste estado.

Na condição 4, o transformador opera 97,68% do tempo no estado de risco muito alto e 2% no risco alto. Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura,

o transformador opera 91,17% do tempo no estado de risco muito alto e 8,83% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto favorável, pois reduz a expectativa de residência no estado de risco muito alto, cerca de 6,51% do tempo, o que equivale a uma redução de permanência no estado de risco muito alto de 570,38 horas por ano.

Pode-se concluir que, com o GP igual a 226 monômeros, o transformador está evidentemente danificado e deve ser avaliado com menor frequência [A07b], SBK98]. O transformador opera em média em condições de risco alto e muito alto, nas condições de 2 a 4, quando o papel isolante está bem danificado. O GP na faixa de 236 a 217 monômeros já é sinal de alerta para os operadores e mantenedores do transformador. Quando há um aumento alarmante das taxas de concentração dos gases CO_2 e CO, nas condições 2, 3 e 4, a incerteza de 10% na curva de temperatura poderá causar um impacto significativo nos índices de probabilidade.

O transformador do caso 3 está em boas condições operacionais, com carregamento baixo, refletido pela temperatura de ponto quente, e com valores moderados de saturação da água. Não apresenta expectativas de operação de risco alto e muito alto segundo seus parâmetros monitorados *on-line*.

5.2.4 Aplicação no transformador de distribuição (Caso 4)

Nesta subseção é apresentada a aplicação da metodologia proposta para o caso 4. Nas Tabelas de 5.27 a 5.34 são apresentados os índices de confiabilidade estimados pelo algoritmo da simulação Monte Carlo não sequencial, proposto na metodologia de avaliação de desempenho dos transformadores. Para as simulações, a curva da Figura 5.6 é avaliada ao longo de um ano.

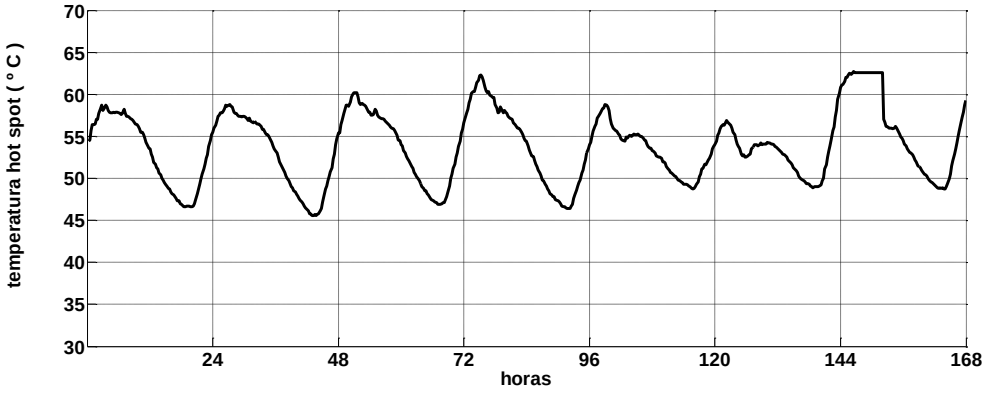

Figura 5.6 – Temperatura *hot spot*: Semana típica do Caso 4

Nas Tabelas 5.27 e 5.28 o GP é igual a 822 monômeros, que, equivale ao ponto médio da primeira faixa proposta por [SBK98], indicando que o papel isolante está praticamente novo [ABNT97], ou seja, a resistência mecânica do papel isolante está em ótima condição. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO definidas em [IEEE08].

Tabela 5.27 – Índices de probabilidade individual do Caso 4: GP=822

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	2,23	3,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	93,80	87,11	2,04	1,95	0,00	0,00	0,00	0,00
M	3,97	9,34	94,01	88,50	3,00	2,00	0,00	0,00
A	0,00	0,00	3,95	9,54	97,00	98,00	100,00	100,00
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 5.28 – Índices de horas de operação em risco do Caso 4: GP=822

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	195,17	311,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	8216,70	7631,01	178,80	171,19	0,00	0,00	0,00	0,00
M	348,12	817,83	8235,27	7752,78	262,80	175,20	0,00	0,00
A	0,00	0,00	345,93	836,03	8497,20	8584,80	8760,00	8760,00
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 3,97% do tempo no estado de risco médio, 93,80% no risco baixo e 2,23% no risco muito baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 9,34% do tempo no estado de risco médio, 87,11% no risco baixo e 3,55% no risco muito baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco médio a muito bom devido a taxa de concentração dos gases CO_2 e CO, estarem em condição 1.

Na condição 2, o transformador opera em média 3,95% do tempo no estado de risco alto, 94,01% no risco médio e 2,04% no risco baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 9,54% do tempo no estado de risco alto, 88,50% no risco médio e 1,95% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco alto. Esses 9,54%, equivalem a 345,93 horas por ano no estado de risco alto.

Na condição 3, o transformador opera em média 97% do tempo no estado de risco alto e 3% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 98% do tempo no estado de risco alto e 2% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco alto em cerca de 1% a mais do tempo, o que equivale a operar 87 horas a mais, por ano neste estado.

Na condição 4, o transformador opera em média 100% do tempo no estado de risco alto, considerando ou não a incerteza de 10% na curva de temperatura. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco alto, devido a taxa de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 4.

Pode-se concluir que, com o GP igual a 822 monômeros, o transformador encontra-se em boas condições operacionais mesmo considerando uma incerteza de 10%

na curva de temperatura. Opera em condições de risco alto, quando há um aumento alarmante das taxas de concentração de CO_2 e CO, que provocam a degradação térmica do papel isolante.

Nas Tabelas 5.29 e 5.30 o valor do GP é igual a 388 monômeros, que, equivale ao ponto médio da segunda faixa proposta por [SBK98], ou seja, situação de resistência mecânica degradada, necessitando ser avaliada a cada 6 (seis) meses [A07b, SBK98]. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.29 – Índices de probabilidade individual do Caso 4: GP=388

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	1,94	1,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	94,12	88,38	2,17	1,77	0,00	0,00	0,00	0,00
M	3,94	9,74	93,73	88,77	3,00	2,00	0,00	0,00
A	0,00	0,00	4,10	9,46	97,00	98,00	99,00	85,87
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	14,13

Tabela 5.30 – Índices de horas de operação em risco do Caso 4: GP=388

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	169,94	165,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	8244,56	7741,91	190,49	154,77	0,00	0,00	0,00	0,00
M	345,49	852,87	8210,75	7776,24	262,80	175,20	0,00	0,00
A	0,00	0,00	358,76	828,99	8497,20	8584,80	8672,40	7522,17
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	87,60	1237,83

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 3,94% do tempo no estado de risco médio, 94,12% no risco baixo e 1,94% no risco muito baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 9,74% do tempo no estado de risco médio, 88,38% no risco baixo e 1,89% no risco muito baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco médio a muito

baixo, devido as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 1.

Na condição 2, o transformador opera em média 4,10% do tempo no estado de risco alto, 93,73% no risco médio e 2,17% no risco bom.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 9,46% do tempo no estado de risco alto, 88,77% no risco médio e 1,77% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco alto em cerca de 9,46% do tempo, o que equivale a operar 828,99 horas por ano, neste estado.

Na condição 3, o transformador opera em média 97% do tempo no estado de risco alto e 3% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 98% do tempo no estado de risco alto e 2% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% tem um ligeiro impacto, pois leva o equipamento a operar em condições de risco alto em cerca de 1% a mais do tempo, o que equivale a operar 87 horas a mais por ano, neste estado.

Na condição 4, o transformador opera em média 1% do tempo no estado de risco muito alto e 99% no risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 14,13% no estado de risco muito alto e 85,87% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco muito alto em cerca de 14,13 % do tempo, o que equivale a operar 1.237,83 horas por ano, neste estado.

Pode-se concluir que, com o GP igual a 388 monômeros, o transformador encontra-se em boas condições operacionais, mesmo considerando uma incerteza de 10% na curva de temperatura. Com o GP nesse patamar o papel isolante ainda possui boa resistência mecânica no papel isolante. Opera em condições de risco alto, quando há um aumento alarmante das taxas de concentração dos gases CO_2 e CO, que provocam a degradação térmica do papel isolante.

Nas Tabelas 5.31 e 5.32 o valor do GP é igual a 285 monômeros, que equivale ao ponto médio da terceira faixa proposta por [SBK98], ou seja, a isolação sólida encontra-se danificada, necessitando ser avaliada a cada 3 (três) meses [A07b, SBK98]. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.31 – Índices de probabilidade individual do Caso 4: GP=285

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	2,29	3,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	97,71	96,09	2,00	4,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	0,33	98,00	96,00	93,00	89,47	2,34	3,69
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	10,53	97,66	96,31

Tabela 5.32 – Índices de horas de operação em risco do Caso 4: GP=285

Estado	Horas de Operação em Risco - OPER (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	1,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	200,60	312,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	8559,40	8417,13	175,20	350,40	0,00	0,00	0,00	0,00
A	0,00	29,26	8584,80	8409,60	8146,80	7837,89	204,97	323,13
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	613,20	922,11	8555,03	8436,87

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 97,71% do tempo no estado de risco médio e 2,29% no risco baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 0,33% do tempo no estado de risco alto, 96,09% no risco médio e 3,56% no de risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco médio a muito baixo, devido as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO estarem na condição 1.

Na condição 2, o transformador opera em média 98% do tempo no estado de risco alto e 2% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera 96% do tempo no estado de risco alto e 4% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa impacto significativo, pois reduz a expectativa de residência no estado de risco alto em cerca de 2% do tempo, o que equivale a uma redução de permanência no estado de risco alto de 175,2 horas por ano.

Na condição 3, o transformador opera em média 7% do tempo no estado de risco muito alto e 93% no risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 10,53% do tempo no estado de risco muito alto e 89,47% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco alto. Os 10,53%, equivalem a 922,11 horas por ano de permanência no estado de risco muito alto.

Na condição 4, o transformador opera em média 97,66% do tempo no estado de risco muito alto e 2,34% no risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 96,31% do tempo no estado de risco muito alto e 3,69% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco muito alto devido a taxa de concentração dos gases CO_2 e CO estarem condição 4.

Pode-se concluir que, com o GP aproximadamente igual a 285 monômeros, o transformador opera em média, em condições de risco alto, somente quando há um aumento alarmante da concentração de CO_2 e CO, que provoca a degradação térmica do papel isolante.

Nas Tabelas 5.33 e 5.34 o valor do GP é igual a 226 monômeros, que equivale ao ponto médio da quarta faixa proposta por [SBK98], ou seja, a resistência mecânica do papel isolante atingiu o fim da vida útil. As quatro condições dos valores de CO_2 e CO, são definidas em [IEEE08].

Tabela 5.33 – Índices de probabilidade Individual do Caso 4: GP=226

Estado	Prob. Individual (%)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	2,18	1,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	93,83	88,60	2,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A	3,99	9,54	98,00	98,00	2,32	3,68	1,98	1,95
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	97,68	96,32	98,02	98,05

Tabela 5.34 – Índices de horas de operação em risco do Caso 4: GP=226

Estado	Horas de Operação em Risco - HOR (h/ano)							
	Condição 1		Condição 2		Condição 3		Condição 4	
	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%	Orig.	10%
MB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	190,63	162,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M	8219,89	7761,56	175,20	175,20	0,00	0,00	0,00	0,00
A	349,48	835,63	8584,80	8584,80	203,12	322,76	173,27	171,17
MA	0,00	0,00	0,00	0,00	8556,88	8437,24	8586,73	8588,83

É possível verificar que na condição 1, o transformador opera em média 3,99% do tempo no estado de risco alto, 93,83 no risco médio e 2,18% no risco baixo.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 9,54% do tempo no estado de risco alto, 88,60% no risco médio e 1,86% no risco baixo. Nesse caso, a incerteza de 10% causa um impacto significativo, pois leva o equipamento a operar em condições de risco alto em cerca de 9,54% do tempo, o que equivale a operar 835,63 horas por ano, neste estado.

Na condição 2, o transformador opera em média 98% do tempo no estado de risco alto e 2% no risco médio.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera 98% do tempo no estado de risco alto e 2% no risco médio. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa impacto na operação do equipamento.

Na condição 03, o transformador opera em média 97,68% do tempo no estado de risco muito alto, 2,32% no risco alto.

Considerando a incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 96,32% do tempo no estado de risco muito alto e 3,68% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco muito alto devido a taxa de concentração dos gases CO_2 e CO, estarem na condição 3.

Na condição 4, o transformador opera em média 98,02% do tempo no estado de risco muito alto e 1,98% no risco alto.

Consideração da incerteza de 10 % na curva de temperatura, o transformador opera em média 98,05% do tempo no estado de risco muito alto e 1,95% no risco alto. Nesse caso, a incerteza de 10% não causa um impacto significativo, pois o equipamento encontra-se em condições de risco muito alto devido a taxa de concentração dos gases CO_2 e CO, estarem na condição 4.

Pode-se concluir que, com o GP igual a 226 monômeros, ou seja, o papel isolante atingindo o seu fim de vida útil, a confiabilidade do equipamento é pequena [A07b]. Neste caso, o transformador está evidentemente danificado e deve ser avaliado com menor frequência [A07b, SBK98]. O transformador opera em condições de risco alto e muito alto, nas condições 2 a 4, pois seu papel isolante está bem danificado. O GP na faixa de 236 a 217 monômeros já indica sinal de alerta para os operadores e mantenedores do transformador.

Quando as taxas de concentração dos gases CO_2 e CO, estiverem em alarme nas condições 2, 3 e 4, a incerteza de 10% na curva de temperatura poderá causar um impacto significativo nos índices de probabilidade. Se o transformador for um transformador crítico, as horas contabilizadas para cima podem aumentar o risco da operação e comprometer a confiabilidade do seu sistema.

O transformador do caso 4 está em boas condições operacionais, com carregamento baixo, refletido pela temperatura de ponto quente, porém com valores de saturação da água elevados. É necessário um acompanhamento para que essas condições não levem o transformador a valores de risco muito alto.

5.3 COMPARAÇÃO ENTRE OS QUATRO CASOS ESTUDADOS

Nesta seção são comparados os resultados dos quatro casos estudados. A comparação é feita separando os grupos de estados de risco definidos para os transformadores.

5.3.1 Horas de operação em risco muito baixo (MB)

Nos gráficos das Figuras 5.7 e 5.8 são apresentados os valores médios de horas anuais de operação em risco muito baixo. Para os casos 1 e 3, há uma expectativa de operação neste estado na maior parte do tempo quando o GP for igual a 822 monômeros e os gases CO e CO_2 na condição 1.

Para os casos 2 e 4, não há expectativa de operação no estado de risco muito baixo, mesmo se o GP for igual a 822 monômeros e os gases CO e CO_2 na condição 1. 1.

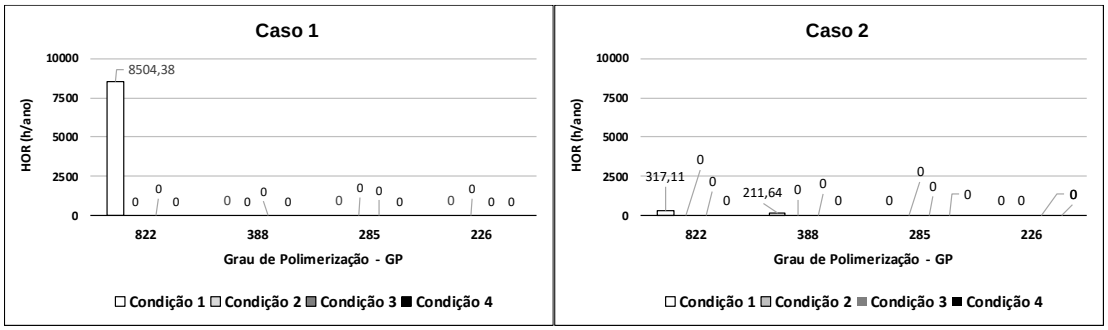

Figura 5.7 – Horas de operação em risco muito baixo (MB)

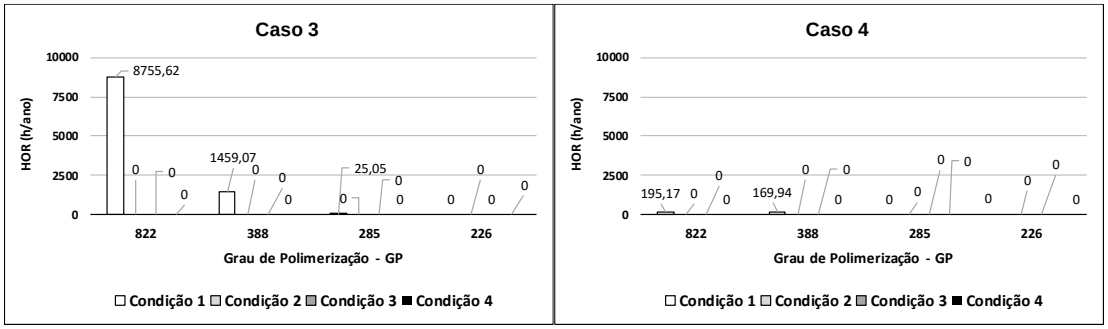

Figura 5.8 – Horas de operação em risco muito baixo (MB)

5.3.2 Horas de operação em risco baixo (B)

Nos gráficos das Figuras 5.9 e 5.10 são apresentados os valores médios de horas anuais de operação em risco baixo. Para os casos 2 e 4, há uma expectativa de operação neste estado na maior parte do tempo com o GP na faixa de 388 a 822 monômeros e os gases CO e CO_2 na condição 1.

Para os casos 1 e 3., há uma expectativa de operação no estado de risco baixo na maior parte do tempo, com o GP na faixa de 285 a 388 monômeros e os gases CO e CO_2 na condição 1.

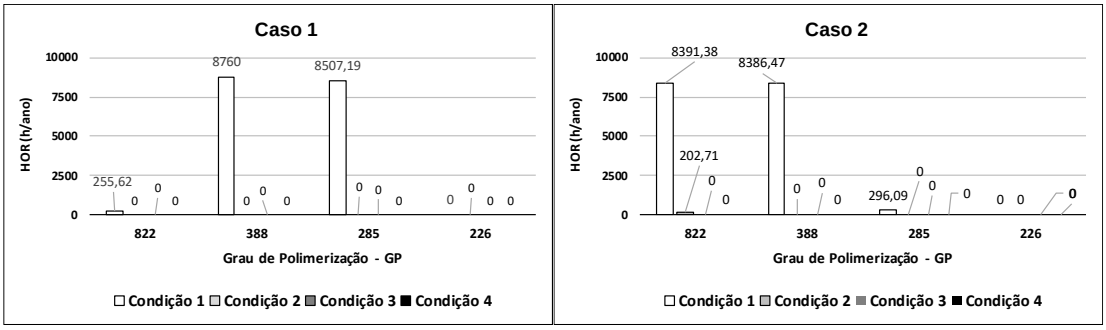

Figura 5.9 – Horas de operação em risco baixo (B)

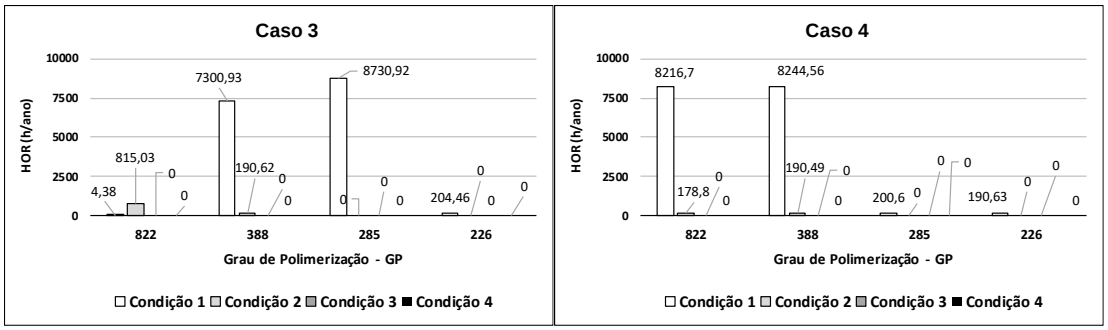

Figura 5.10 – Horas de operação em risco baixo (B)

5.3.3 Horas de operação em risco médio (M)

Nos gráficos das Figuras 5.11 e 5.12 são apresentados os valores médios de horas anuais de operação em risco médio. Para os Casos 2 e 4, há uma expectativa de operação neste estado na maior parte do tempo com o GP nas faixas de 388 a 822

e com os gases CO e CO_2 na condição 2, e para o GP na faixa de 226 a 285 monômeros e com os gases CO e CO_2 na condição 1.

Para os casos 1 e 3, há uma expectativa de operação no estado de risco médio na maior parte do tempo, com o GP na faixa de 285 a 822 monômeros e os gases CO e CO_2 na condição 2. E quando o GP for igual a 226 monômeros e os gases CO e CO_2 na condição 1.

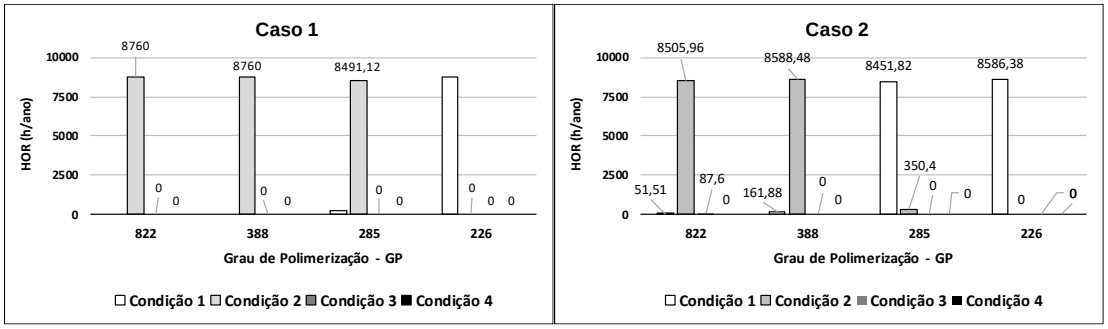

Figura 5.11 – Horas de operação em risco médio (M)

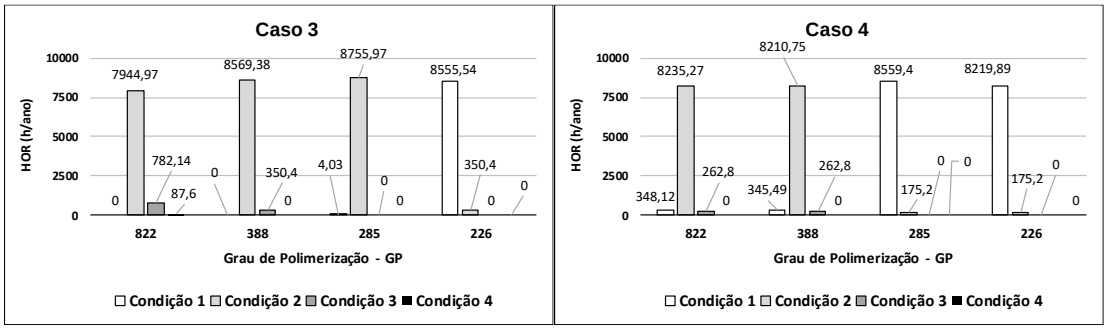

Figura 5.12 – Horas de operação em risco médio (M)

5.3.4 Horas de operação em risco alto (A)

Nos gráficos das Figuras 5.13 e 5.14 são apresentados os valores médios de horas anuais de operação em risco alto. Para os Casos 2 e 4, há uma expectativa de operação neste estado na maior parte do tempo com o GP na faixa de 388 a 822 monômeros, e com os gases CO e CO_2 nas condições 3 e 4. Opera também em risco alto na maior parte do tempo, quando o GP estiver em 285 monômeros e os gases CO e CO_2 estiverem nas condições 2 e 3.

Ainda em 285 monômeros, no caso 2, pode operar em risco alto com os gases CO e CO_2 na condição 4 em boa parte do tempo. E com o GP igual a 226 monômeros, opera a maior parte do tempo com os gases CO e CO_2 na condição 2 e boa parte do tempo se os gases CO e CO_2 estiverem na condição 3.

Para os casos 1 e 3, há uma expectativa de operação no estado de risco alto na maior parte do tempo com o GP na faixa de 285 a 822 monômeros, e os gases CO e CO_2 nas condições 3 e 4. E quando o GP for igual a 226 monômeros e os gases CO e CO_2 estiverem nas condições 2 e 3, também tem-se uma expectativa de operação em risco alto

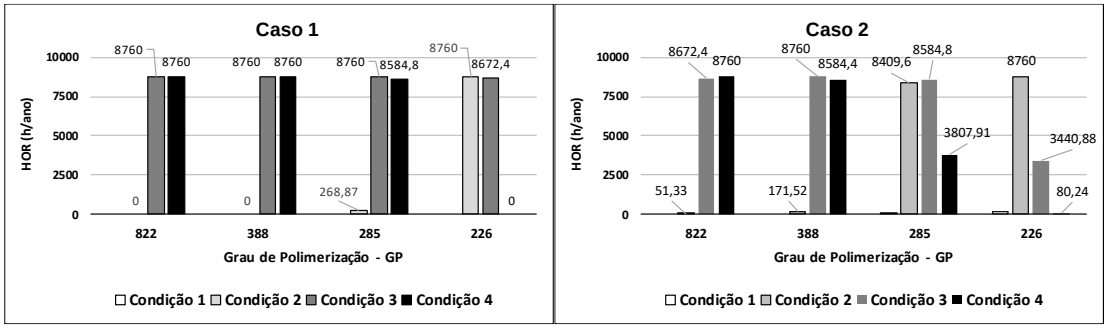

Figura 5.13 – Horas de operação em risco alto (A)

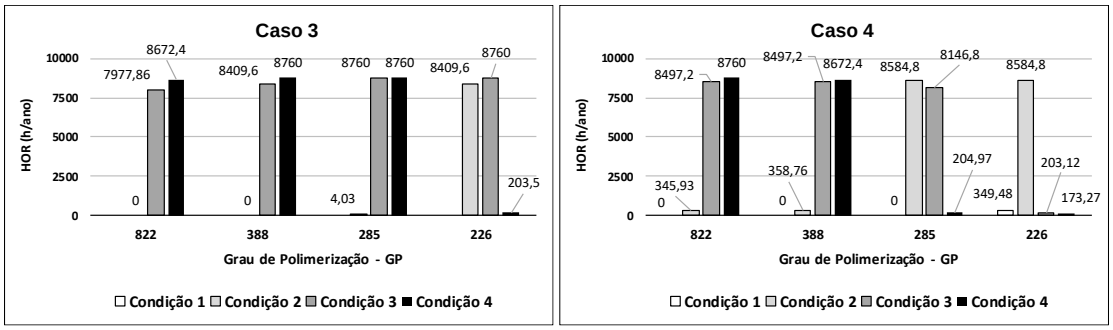

Figura 5.14 – Horas de operação em risco alto (A)

5.3.5 Horas de operação em risco muito alto (MA)

Nos gráficos das Figuras 5.1 e 5.16 são apresentados os valores médios de horas anuais de operação em risco muito alto. Para os casos 2 e 4., há uma expectativa de operação neste estado na maior parte do tempo com o GP na faixa de 226 a 285 monômeros e os gases CO e CO_2 nas condições 3 e 4.

Para os casos 1 e 3, há uma expectativa de operação no estado de risco muito alto na maior parte do tempo quando o GP for igual a 226 monômeros e os gases CO e CO_2 na condição 4.

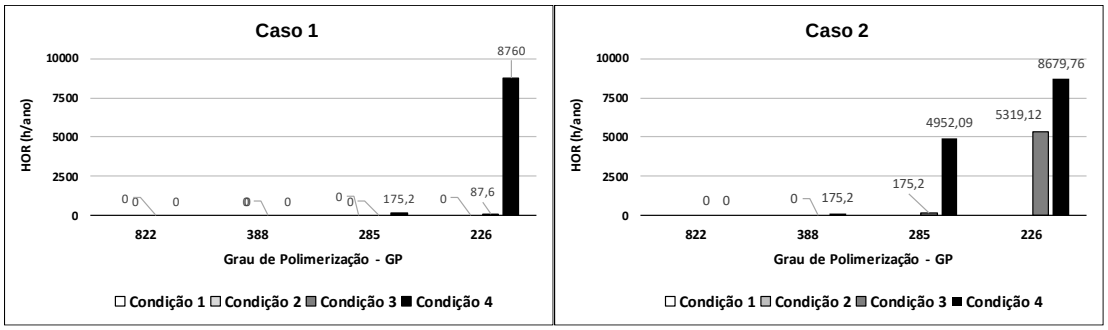

Figura 5.15 – Horas de operação em risco muito alto (MA)

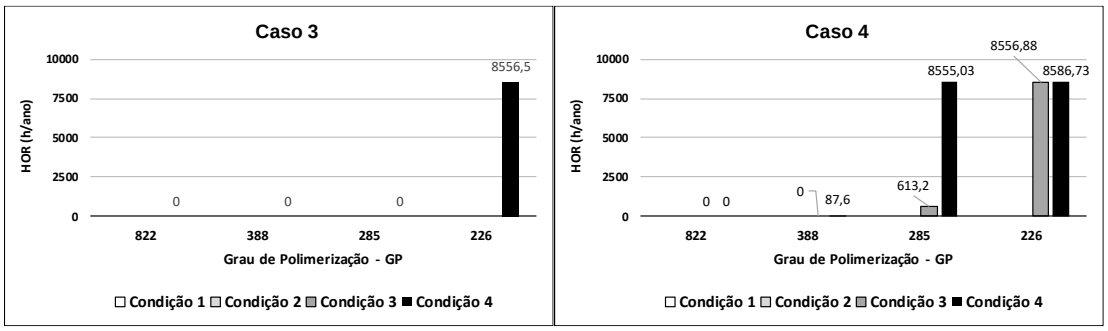

Figura 5.16 – Horas de operação em risco muito alto (MA)

Nos casos 2 e 4, os transformadores operam com temperaturas de ponto quente e valores de saturação da água, mais elevados, em relação aos transformadores dos casos 1 e 3. Com essas duas situações ligeiramente mais adversas, tem-se uma expectativa de operação em estados de risco muito alto (MA) com os valores dos gases CO e CO_2 em condição 4 e valores de GP ainda em 285 monômeros.

À medida que o tempo passa e a isolação sólida envelhece, o GP tende a diminuir, aumentando a expectativa do tempo de residência no estado de risco alto e muito alto.

5.3.6 Análise da metodologia proposta

A metodologia proposta oferece flexibilidade para a avaliação dos riscos operacionais envolvendo os transformadores dotados de sistemas de monitoramento on-line. Uma grande vantagem é poder escolher quais variáveis se deseja analisar para o acompanhamento da vida útil do transformador.

Pode-se utilizar os índices de confiabilidade calculados a fim de classificar os riscos de acordo com as filosofias de operação de cada empresa. Sabe-se que plantas como industrias siderúrgicas entre outras, poderão ser mais tolerantes. Entretanto, concessionárias de energia elétrica poderão ser mais conservadoras em relação ao nível de risco da operação dos transformadores. Na Figura 5.17 é apresentado um fluxograma para a aplicação da metodologia.

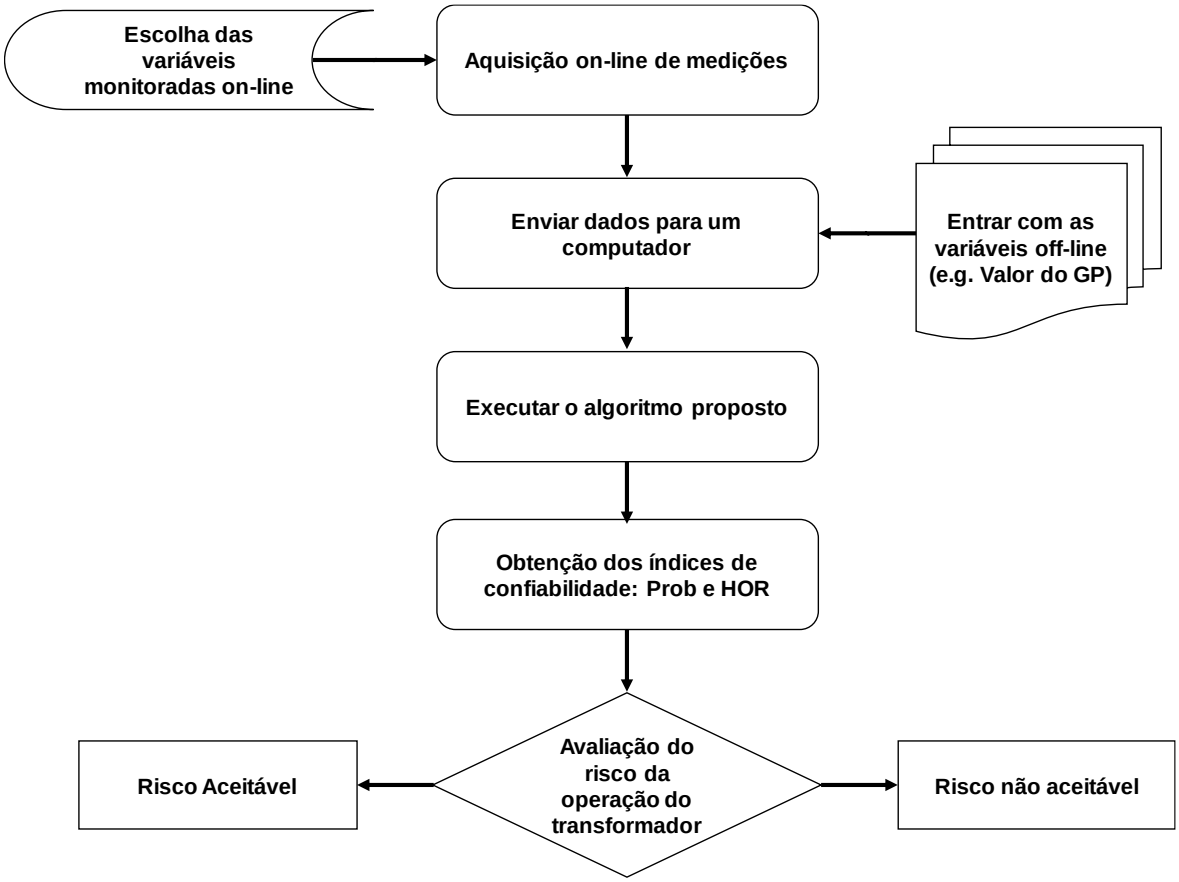

Figura 5.17 – Fluxograma para avaliação de desempenho de transformadores

5.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentada a aplicação da metodologia proposta no Capítulo 4 comparando quatro aplicações de transformadores reais em operação, e que possuem características diferentes, mostrando a importância da análise utilizando a curva de temperatura e as variáveis selecionadas para o acompanhamento do desempenho do transformador. A sensibilidade do algoritmo foi mostrada através da eficiência para a captura dos estados avaliados, demonstrando a importância do acompanhamento da operação do transformador utilizando políticas de manutenção com monitoramento *on-line*.

Para a classificação dos estados de risco muito alto, alto, médio, baixo e muito baixo, foi definido um vetor X contendo as variáveis de interesse, e que foram analisadas via simulação Monte Carlo não sequencial. Os estados classificados através do polinômio foram analisados e comparados para cada caso.

Os transformadores analisados através do algoritmo se mostraram bem sensíveis a algumas variáveis, como a saturação da água no óleo isolante e a temperatura do ponto quente (*hot spot*). Essas variáveis podem acelerar o envelhecimento e comprometer o desempenho do equipamento. A taxa de concentração dos gases CO e CO_2 e os valores do grau de polimerização (GP)~~,~~ são fornecidos ao algoritmo como valores de entrada *off-line*.

Os índices de confiabilidade dados pelas probabilidades individuais dos estados fornecem o grau de risco da operação do transformador. Simulando o algoritmo com dados reais e considerando algumas variáveis em estado crítico como dados de entrada, a metodologia, é validada estimando o tempo de operação de risco do transformador através das possíveis combinações das suas variáveis monitoradas.

CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES

Para a avaliação do desempenho dos transformadores de potência, são utilizadas várias políticas de manutenção e operação. Entretanto, com o aumento das expectativas das empresas em relação à redução de custos de manutenção e operação, e mais a expectativa por parte das seguradoras para a redução do risco operacional envolvendo grandes transformadores de potência, a filosofia de operação e manutenção sofre constantes mudanças. Implementações de sistemas de monitoramento *on-line* tendem a ser de grande importância para o futuro da operação dos transformadores, pois melhoram o acompanhamento das rotinas de manutenção, garantindo decisões mais adequadas, visando à preservação dos equipamentos.

De acordo com o contexto citado anteriormente são apresentadas as conclusões deste trabalho de dissertação.

- Foi escolhida para a avaliação do desempenho dos transformadores a simulação Monte Carlo não-sequencial. Mas, não foi objetivo deste trabalho de dissertação a comparação entre as várias técnicas de confiabilidade existentes.
- As políticas de manutenção *off-line* não devem ser prescindidas, pois são ainda a opção mais utilizada no mercado, por considerar uma gama de variáveis na análise. E pode ser a melhor opção para o caso de acompanhamento do desempenho de transformadores não críticos, como os transformadores de plantas industriais que possuem redundância. Por isso, uma política de manutenção híbrida pode ser utilizada nas empresas para unir esforços para a tomada de decisão no caso de transformadores mais críticos para o sistema.
- A avaliação do desempenho dos transformadores foi baseada nos conceitos da confiabilidade preventiva, dividindo os estados do transformador em cinco grupos: estado de risco muito alto, alto, médio, baixo e muito baixo. A classificação dos estados do transformador foi feita utilizando um polinômio classificador para a captura de cada estado amostrado nas simulações. No

entanto, outras classificações dos estados operativos podem ser propostas de acordo com a política de manutenção, mais ou menos conservadora.

- Foi utilizado o modelo Markoviano não agregado para a modelagem das curvas que representam a temperatura do ponto mais quente *(hot spot)* e a saturação da água no transformador. Estes modelos permitem à metodologia considerar a correlação temporária entre a temperatura e a saturação.
- A metodologia proposta calcula as probabilidades dos estados do transformador, utilizando determinadas variáveis para a análise do desempenho do equipamento. As probabilidades calculadas se mostraram coerentes com os valores das variáveis consideradas.
- A partir da análise das variáveis consideradas, podem-se identificar as probabilidades do transformador permanecer nas regiões de risco muito alto, alto, médio, baixo e muito baixo. O algoritmo mostrou-se bem sensível na captura dos estados em que as variáveis, consideradas mais importantes, estavam em seus valores limites, como o teor de gases CO_2 e CO e a saturação da água.
- Os estudos realizados com quatro casos de transformadores em operação comprovaram a boa sensibilidade da metodologia proposta, pois os transformadores encontram-se em diferentes aplicações e contextos operacionais, mostrando assim, a importância de uma política de manutenção que utiliza o monitoramento *on-line* associada às políticas de manutenção *off-line* (e.g. controle da medição do GP ao longo da vida útil do transformador). Os resultados obtidos podem ser usados para decidir quando será necessária a reforma de um transformador, ou até mesmo a sua substituição, baseado nos valores dos riscos calculados pela metodologia.
- A consideração da incerteza de 10% na curva de temperatura do ponto quente do transformador, mostrou-se impactante quando outras vaiáveis estirem em alarme, como o teor de umidade no óleo, levando o transformador a um patamar de risco mais elevado.
- Os resultados representados pelas probabilidades de residência nos cinco estados sugeridos na metodologia, mostraram-se bastante úteis e podem ser utilizados pelos operadores e mantenedores do transformador. As

probabilidades são um subsídio a mais para a tomada de decisão, em caso de um alarme que recomende a parada do equipamento (e.g., a geração excessiva de CO_2 e CO podem representar degradação térmica acelerada do papel isolante, devido a aquecimentos internos causados por arcos elétricos).

- Através dos estudos dos quatro casos, foi possível observar a importância da velocidade das informações monitoradas e ajustadas através da metodologia proposta. A correta interpretação dos resultados das variáveis são muito úteis para evitar equívocos durante a realização de diagnósticos e prognósticos futuros, pois transformadores de potência são ativos de grande valor agregado e podem causar uma série de transtornos em caso de uma falha catastrófica.

Através de estudos e análises realizadas no desenvolvimento deste trabalho de dissertação, podem-se apresentar algumas sugestões para a realização de trabalhos futuros conforme seguem:

- Investigação e implementação de ferramentas matemáticas para a classificação dos estados em que o transformador pode residir, como por exemplo, a implementação de lógica *fuzzy*, ou a utilização de redes neurais artificiais.
- Implementação dos cálculos dos índices de frequência e duração através da simulação Monte Carlo não-sequencial utilizada no algoritmo desenvolvido para os cálculos dos índices de probabilidades para esta dissertação.
- Implementação de todos cálculos realizados incluindo os índices de frequência e duração utilizando a simulação Monte Carlo sequencial. Nesta representação, é possível modelar aspectos complexos, como o comportamento cronológico da curva de temperatura e políticas de manutenção do transformador.
- Estudos para a implementação de mais variáveis na análise do desempenho do transformador. Pode ser inserida a taxa de concentração de outros gases dissolvidos no óleo isolante. Isso pode ser feito a partir da conexão de um cromatógrafo com o transformador, que avalie todo o espectro de gases gerados durante a operação do transformador.

REFERÊNCIAS

[A05] J. G. Arantes, “Diagnóstico de Falhas em Transformadores de Potência pela Análise de Gases Dissolvidos em Óleo Isolante Através de redes Neurais”, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá, 2005.

[A07a] M.E.G. Alves, “Experiência de Campo com a Monitoração On-Line de dois Transformadores de 150MVA 230kV com Comutadores Sob Carga”, Cigré International Technical Colloquium, September 12th e 13th, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

[A07b] T. C. B. N. Assunção, “Contribuição à Modelagem e Análise do Envelhecimento de Transformadores de Potência”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2007.

[A09] M.E.G. Alves, “Monitoração On-line de Transformador Regulador em Itaipu na SE Margem Direita”, Cigré VIII Eriac, Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré, Puerto Iguazú, Argentina – 24 a 28 de maio de 2009.

[AAMC08] M.E.G. Alves, D.C.P. Araújo, A. J. Severo, A.J.A.L. Martins, M. A. Costa, “Monitoração e Diagnóstico on-line de Transformadores de Potência com Óleo Vegetal”, Cigré, V Workspot – International Workshop on Power Transformers, Belém, PA – 15 a 18 de Abril de 2008.

[ABNT09] ABNT NBR IEC 60450:2009, Medição do grau de polimerização viscosimétrico médio de materiais celulósicos novos e envelhecidos para isolação elétrica.

[ABNT12] ABNT NBR–10576: 2012 - Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção, 2012.

[ABNT93] ABNT NBR–7037: 1993 - Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral, 1993.

[ABNT97] ABNT NBR–5416: 1997 – Aplicação de cargas em trasnformadores de potência – Procedimento, 1997.

[AP13] M.E.G. Alves, F. A. Pinto, “Aplicação de Sistemas de Monitoração On-line na Visão da Engenharia de Manutenção”, XXII SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, grupo XIII, grupo de estudo de transformadores, reatores, materiais e tecnologias emergentes, 13 a 16 de outubro, 2013.

[AR09] M.E.G. Alves e A. Roberto, “On-line monitoring of 345-138/13.8kv 150 MVA auto-transformer bank with on load tap changes”, Cigré International Colloquium Transformer Research and Asset Management, Cavtat, Croatia, November 12 – 14, 2009.

[ASR06] T.C.B.N. Assunção, J.L. Silvino, P. Resende, “Transformer Top-Oil Temperature Modeling and Simulation”, Enformatika, v. 15, p. 240-245, 2006.

[ASR07] T.C.B.N. Assunção, J.L. Silvino e P. Resende, “Estimativa da Vida Útil do Transformador pela Análise Furfural”, Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-Americano do Cigré (XII ERIAC), Foz do Iguaçú, 2007.

[BA94] R. Billinton e R. N. Allan, “Reability Evaluation of Power Systems”, 2nd Edition, Plenum Press, New York, 1994.

[BFK98] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad e R. Karki, "A New Approach to Adequacy Assessment of Small Isolated Power Generating Systems", Proc. of EMPD, Vol. 2, pp. 625 -630, 1998.

[BK99] R. Billinton e R. Karki, “Capacity Reserve Assessment Using System Well-Being Analysis”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 2, pp. 433-438, May 1999.

[CIGRE07] Cigré Brasil - Grupo de Trabalho B3/B5/A2.01 Transformadores Imersos em Líquido Isolante – Guia de Manutenção Centrada na Confiabilidade, 2007.

[CL09] J. G. C. Costa e A. M. Leite da Silva, “Dimensionamento Ótimo de Reserva Técnica de Transformadores de Subestações”, X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2009.

[D01] DUVAL, M., DEPABLA, A., “Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC10 databases”, Electrical Insulation Magazine, IEEE, v. 17, n. 2, pp. 31–41, march-april 2001.

[D97] A.C.T. Diogo,”Avaliação da Vida Útil de Transformadores de Potência através da Cromatografia Líquida de Alto Desempenho”, Anais do XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1997.

[GF99] L. Goel e C. Fenf, "Well-Being Framework for Composite Generation and Transmission System Reliability Evaluation", IEE Proc.-Gener. Trans. Distrib. , Vol. 146, No. 5, pp. 528-534, September 1999.

[IEEE06] IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment, IEEE C57.106-2006.

[IEEE08] IEEE Guide for Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Tranformers, IEEE Std C57.104™-2008.

[IEEE95] IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformer, IEEE Standard C.57.91, 1995.

[L01] J. R. B. Lafraia, “Manual de Confiabilidade, Mantenabilidade”, Editora Quality Mark, 2001.

[LMMB00] A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, J. C. O. Mello, e R. Billinton “Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 1, pp. 73-80, February 2000

[LRM04] A. M. Leite da Silva, L. C. Resende, L. A. F. Manso e R. Billinton, “Well-being Ana lysis for Composite Generation and Transmission Systems”, IEEE Tran. on Power Systems, Vol. 19, No. 4, pp. 1763-1770, November 2004.

[M14] K. G. Machado, “Otimização de Estoques de Transformadores em Sistemas de Potência via Simulação Monte Carlo Cronológica e Técnicas Metaheurísticas”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, 2014.

[M84] M. Milash, “Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante”, Editora Edgard Blusher, 1984.

[M99] L. A. F. Manso, “Um Ambiente Para Sistemas de Geracão e Transmissão Utilizando o Valor da Confiabilidade”, Tese de Doutorado, UNIFEI, 1999.

[ML04] L. A. F. Manso, A. M. Leite da Silva, “Modelagem de Cargas Variantes no Tempo na Avaliação da Confiabilidade Composta via Simulação Monte Carlo Não-Sequencial” , Revista Controle & Automação / Vol. 15 no. 01 / Janeiro, Fevereiro e Março, 2004.

[MLM99] L. A. F. Manso, A. M. Leite da Silva e J. C. O. Mello, "Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão Considerando Cargas Variantes no Tempo", XV SNPTEE, GPL11, Vol. 6, pp 43-50, outubro 1999.

[MLRSB04] L. A. F. Manso, A. M. Leite da Silva, L. C. Resende, W. S. Sales, R. Billinton, “Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas de Potência”, IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2004.

[NP07] J. Nunes e B. Pahlavanpour, “Os Recentes Desenvolvimentos na Análise de Gases Dissolvidos”, Décimo Tercer Encuentro Regional Ibero-Americano de Cigré (XIII ERIAC), Puerto Iguazú, 2009.

[P05] M. K. Pradhan, “On The Estimation of Elapsed Life of Oil-Immersed Power Transformers”, IEEE Tran. On Power Delivery, v. 20, no. 3, 2005.

[P08] F. E. L. Pereira, “Determinação do Intervalo de Manutenção Programada da Proteção de Linhas de Transmissão Considerando-se Penalidades Associadas à Indisponibilidade”, Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2008.

[PB92] M. V. F. Pereira e N. J. Balu, “Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation”, Proc. of the IEEE, Vol. 80, No. 4, pp. 470-491, April 1992.

[R02] L. C. Resende, “Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas de Potência”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, 2002.

[R78] ROGERS, R., “IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis”, Electrical Insulation, IEEE Transactions on, v. EI-13, n. 5, pp. 349–354, Oct 1978.

[RL88] M. A. G. Ruggiero, V. L. R. Lopes, “Cálculo Numérico – Aspectos Teóricos e Computacionais”, Editora McGraw-Hill, 1988.

[S05a] I. P. Siqueira, “Manutenção Centrada em Confiabilidade – Manual de Implementação”, Editora Quality Mark, 2005.

[S05b] J. R. Silva, “Modelagem para Monitoramento Térmico de Transformadores em Operação e Avaliação do Envelhecimento em função do Perfil de Carregamento”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2005.

[S09] W. S. Sales, “Planejamento da Reserva Operativa de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, 2009.

[SBK98] J. R. Sans, K. M. Bilgin, and J. J. Kelly, “Large-scale survey of furanic compounds in operating transformers and implications for estimating service life,” in Proc. IEEE Int. Symp. Conf. Rec. Elect. Insul., 1998, vol. 2, pp. 543–553.

[SFA11] J. A. A. Severo, K.V. Fantim e M. Alves, “Experiência com a Monitoração On-Line de Transformadores Elevadores da Usina de Tucuruí”, XXI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Florianópolis, SC – 23 a 26 de outubro de 2011.

[SL14] M. T. Schilling, A. M. Leite da Silva, “ Risco do Sistema Elétrico Brasileiro: passado, presente e futuro”., XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2014.

[V15] W. A. G. Valente, “ Reconhecimento de Padrões em Sistemas de Energia Elétrica através de uma Abordagem Geométrica Aprimorada para a Construção de Redes Neurais Artificiais”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2015.