

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

JÉSSICA CRISTINA DA SILVA SOUSA

OPERAÇÃO EM EMERGÊNCIA DE TRANSFORMADORES DE
POTÊNCIA CONSIDERANDO RISCOS E CONTRATOS DE
INTERRUPÇÃO

São Luís-MA

2017

JÉSSICA CRISTINA DA SILVA SOUSA

OPERAÇÃO EM EMERGÊNCIA DE TRANSFORMADORES DE
POTÊNCIA CONSIDERANDO RISCOS E CONTRATOS DE
INTERRUPÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Ronald
Saavedra Mendez

Co-orientador: Prof. Dr. Shigeaki Leite
Lima

São Luís-MA
2017

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Silva Sousa, Jéssica Cristina da.

Operação em emergência de transformadores de potência considerando riscos e contratos de interrupção / Jéssica Cristina da Silva Sousa. - 2017.

97 f.

Coorientador(a): Shigeaki Leite de Lima.

Orientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, Anexo de Sistemas de Potência-UFMA, 2017.

1. Aversão ao risco. 2. Contratos de interrupção. 3. Emergência. 4. Perda de vida útil. 5. Tomada de decisão. I. Lima, Shigeaki Leite de. II. Mendez, Osvaldo Ronald Saavedra. III. Título.

JÉSSICA CRISTINA DA SILVA SOUSA

OPERAÇÃO EM EMERGÊNCIA DE TRANSFORMADORES DE
POTÊNCIA CONSIDERANDO RISCOS E CONTRATOS DE
INTERRUPÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 03 de Abril de 2017.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez
Universidade Federal do Maranhão —DEE/UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. Shigeaki Leite Lima
Universidade Federal do Maranhão—DEE/UFMA
(Co-orientador)

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas
Universidade Federal do Maranhão—DEE/UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Luiz Carlos P. da Silva
Universidade Estadual de Campinas—DSEE/FEEC/UNICAMP
(Membro da Banca Examinadora)

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Federal do Maranhão por ter me aceitado em seu programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Maranhão pelo apoio financeiro.

Ao meu orientador Osvaldo Ronald Saavedra, pela orientação, apoio e conhecimento que recebi durante o período de estudo. Ao meu co-orientador Shigeaki Lima pelas observações, correções e sugestões que me foi dado. Agradeço também aos professores Leonardo Paucar, Eduardo Pessanha, Ginalber Luiz, Maria da Guia, Anselmo Barbosa, José Gomes e Luiz Antônio pelas sugestões e contribuições que recebi em sala de aula, nos corredores e durante o cafezinho.

Agradeço ainda a todos os meus amigos da Pós e do GSP, Sidney, Pedro, Ítalo, Magda, Caio, Diogo, Emanuelle, Ivano, Elson e Felipe, que cultivei ao longo destes anos e que me incetivaram, discordaram, corrigiram, me apoiaram com ideias e me motivaram.

Um agradecimento especial para minha mãe Cristina, ao meu pai Ideval e meu irmão Júnior pelo carinho e mensagens de apoio que recebi e principalmente ao meu esposo e companheiro de todos os momentos, Antonio Neto, que muito me apoiou nessa jornada além de acreditar e confiar no meu esforço.

Por fim agradeço a Deus por ter me abençoado nesta caminhada, pois sem ele nada disso seria possível.

RESUMO

Como consequência de uma contingência, sobrecargas severas podem ocorrer em transformadores de potência. Uma das maiores preocupações das concessionárias de energia, é operar estes equipamentos de forma que a vida útil seja preservada. No entanto esta diminui drasticamente em proporção ao nível de sobrecarga aplicado além do aumento do risco de falha. Este trabalho apresenta uma estrutura para o auxílio na tomada de decisões de operação em emergência de transformadores de potência, utilizando como variáveis de decisão contratos de interrupção conjugados com a decisão de aceitar um nível de sobrecarga baseado no risco. São usados modelos térmicos de envelhecimento do transformador para cálculo de perda de vida. Para atualização da probabilidade do risco de falha, são utilizadas informações de Análise de Gases Dissolvidos (DGA) e da perda de vida útil do transformador combinadas através de conceitos de teoria da informação. Os resultados são validados usando uma versão adaptada do sistema IEEE 14, mostrando-se eficaz como ferramenta de tomada de decisões nos estudos de caso apresentados.

Palavras-chave: Tomada de decisão, Perda de vida útil, Aversão ao risco, Emergência, Contratos de interrupção, teoria da informação.

ABSTRACT

As a result of a contingency, severe overloads may occur in a power transformer. One of the greatest concerns of energy utilities is to find a way to operate this equipment that ensures its useful life is preserved. However, there is a sharp reduction in the useful life in proportion to the level of overload and this increases the risk of failure. This paper sets out a framework for decision-making in emergency operations for power transformers, that rely on interruption contracts as decision variables and which take into account the risk of accepting any level of violation of the transformer's operating limits. The risk of failure is calculated by measuring the useful life of the transformer and the presence of dissolved gases. The useful life is estimated by means of the Arrhenius model of thermal damage, while incipient faults can be detected by Dissolved Gas Analysis (DGA). The risk of transformer failure is estimated by examining the data cited above, on the basis of information theory concepts. It is formulated as a multi-period optimization problem with linear objectives and nonlinear constraints and restricted to the risk of accepting transformer overloads. The results are validated by means of an adapted version of the IEEE14 system, which is shown to be effective as a tool for emergency decision-making in the case studies included here.

Keywords: Decision-making, Loss-of-life, Risk aversion, Interruptible contracts, Information theory.

LISTA DE FIGURAS

Figura - 2.1	Número de transformadores que falharam <i>versus</i> componentes. . .	21
Figura - 2.2	Principais causas de falhas em transformadores de potência. . . .	22
Figura - 2.3	Distribuição da idade dos transformadores.	23
Figura - 3.1	Relação entre a temperatura e formação dos gases.	29
Figura - 3.2	Triângulo de Duval.	33
Figura - 3.3	Medições de temperatura no topo óleo e ambiente.	34
Figura - 3.4	Medições de temperatura no ponto mais quente do enrolamento e ambiente.	34
Figura - 3.5	Matriz de riscos.	37
Figura - 3.6	Algoritmo de uma sub-rotina típica para alívio de sobrecargas em transformadores.	38
Figura - 4.1	Diagrama de bloco estrutural da metodologia.	43
Figura - 4.2	Elevações da temperatura máxima em função da classe de isolamento. . .	43
Figura - 4.3	Relação da expectativa de vida da isolamento em função da temperatura.	44
Figura - 4.4	Fator de aceleração de envelhecimento em função da temperatura. . .	45
Figura - 4.5	Curva de carga real e equivalente.	46
Figura - 4.6	Influência do σ na estimativa da pdf pela Janela de <i>Parzen</i>	55
Figura - 4.7	Superfície S_1 com conjuntos de pontos aleatórios da perda de vida causada por sobrecarga.	56
Figura - 4.8	Superfície S_2 com 5 conjuntos de pontos aleatórios da evolução de gases.	58
Figura - 4.9	Curva de "Hazard" convencional.	60
Figura - 4.10	Curva de "Hazard" para transformadores de potência.	61
Figura - 4.11	Probabilidade de falha antes e depois da correção.	62
Figura - 4.12	Relação entre preço do componente <i>versus</i> potência do transformador.	64
Figura - 4.13	Custos com transporte de transformadores de potência.	65
Figura - 4.14	Fluxograma do modelo de otimização.	70
Figura - 5.1	Sistema teste IEEE 14 barras.	73
Figura - 5.2	Probabilidade de falha antes e depois da correção.	74
Figura - 5.3	Perfil de risco em diferentes horários da curva de carga(a) Carregamento em condições normais (b) Carregamento em emergência. . .	75

Figura - 5.4	Perfil de risco em diferentes tipos de carregamento (a) Carregamento em condições normais (b) Carregamento em emergência. .	76
Figura - 5.5	Curva de risco.	77
Figura - 5.6	Perfil de risco para diferentes tipos de carregamentos (a) Carregamento em condições normais (b) Carregamento em emergência. .	79
Figura - 5.7	Caso I- montante de potência interrompido durante a emergência.	81
Figura - 5.8	Caso I- custos totais.	81
Figura - 5.9	Caso II- montante de potência interrompido durante a emergência.	83
Figura - 5.10	Caso II-custos totais.	83
Figura - 5.11	Curva de risco <i>versus</i> custos.	85
Figura - 5.12	Perfil de tensão nos barramentos do sistema (a) Caso I, (b) Caso II, (c) Caso III.	85

LISTA DE TABELAS

Tabela - 2.1	Número de falhas em função da idade do transformador	23
Tabela - 2.2	Preços estimados de transformadores de potência em 2011	25
Tabela - 2.3	Impacto financeiro causados por falhas em transformadores	26
Tabela - 3.1	Relações entre concentrações de gases pelo critério de Doernemburg	30
Tabela - 3.2	Relação entre gases para validação do método de <i>Doernemburg</i> . .	30
Tabela - 3.3	Definição dos códigos para o método de Rogers	31
Tabela - 3.4	Tabela de diagnóstico do método de Rogers	31
Tabela - 3.5	Tabela de diagnóstico do método de Rogers modificado	32
Tabela - 4.1	Limites de concentração do gás-chave dissolvido	50
Tabela - 4.2	Índice de desempenho para diferentes faixas de potência	51
Tabela - 4.3	Índice de desempenho para diferentes classes de tensão	51
Tabela - 4.4	limite de intervalo de concentração dos gases para validação de condição normal do transformador	57
Tabela - 4.5	Modelo de contrato de interrupção	66
Tabela - 5.1	Dados do transformador 2	73
Tabela - 5.2	Dados do carregamento em emergência	74
Tabela - 5.3	Distribuição do custo da falha em função da idade do transformador	76
Tabela - 5.4	Resumo dos contratos de interrupção	78
Tabela - 5.5	Redução máxima em cada intervalo e carregamento do transfor- mador	79
Tabela - 5.6	Gestão ótima dos contratos de interrupção com 100% de aversão ao risco	80
Tabela - 5.7	Ótimo gerenciamento dos contratos de interrupção com 70% de aversão ao risco da sobrecarga	82
Tabela - 5.8	Diferentes níveis de risco e efeitos	84
Tabela - 1.1	Características dos transformadores de 65°C sob carga nominal .	96
Tabela - 1.2	Temperaturas Limites	96

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas
AGD: Análise de Gases Dissolvidos
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
CEEE-GTE: Companhia Estadual de Energia Elétrica de Geração e Transmissão Elétrica
COI: Centro de Operação Integrado
DGA: Dissolved Gas Analysis
DR: Demand Response
EPRI: Electric Power Research Institute
EUA: Estados Unidos da América
FDP: Função de Densidade de Probabilidade
IEC: International Electrotechnical Commission
IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers
LT: Linha de Transmissão
NERC: North America Electricity Reliability Council
ONS: Operador Nacional do Sistema
PB: Pagamento Base
PTDF: Power Transfer Distribution Factor
PVI: Parcela Variável por Indisponibilidade
RN: Resolução Normativa
SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition
SEP: Sistema Elétrico de Potência
TLR: Transmission Line Relief

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Motivação e justificativa	13
1.2	Objetivos do trabalho	15
1.3	Estrutura da dissertação	16
2	PROBLEMAS INERENTES À OPERAÇÃO	17
2.1	Introdução	17
2.2	Carregamento em emergência	17
2.3	O risco de falha	20
2.4	Os custos	24
2.5	Conclusão	26
3	DIAGNÓSTICO DE FALHAS E GESTÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	28
3.1	Introdução	28
3.2	Diagnóstico de falhas em transformadores	28
3.2.1	Método de Doernenburg	30
3.2.2	Método de Rogers original e modificado	30
3.2.3	Triângulo de Duval	32
3.3	Monitoramento térmico em tempo real	33
3.4	Planos de Manutenção Preventiva	35
3.5	Matriz de Riscos	36
3.6	Rejeição de Carga	37
3.7	Conclusão	39
4	METODOLOGIA PROPOSTA	41
4.1	Introdução	41
4.2	Motivação	41
4.3	Cálculo da perda de vida útil por sobrecargas	42
4.4	Análise de gases dissolvidos	49
4.5	Correção da taxa de falha	49
4.5.1	Teoria da informação	52
4.5.2	Atualização da taxa de falhas	56
4.5.3	Probabilidade de falha	59
4.6	Análise de risco	62

4.7	Contratos de interrupção	65
4.8	Análise de sensibilidade	67
4.9	Estrutura da metodologia	68
4.10	Conclusão	71
5	RESULTADO E DISCUSSÃO	72
5.1	Caso I- Total aversão ao risco	78
5.2	Caso II- Eliminação parcial da emergência	82
5.3	Cenário III- Eliminação total da emergência	84
6	CONCLUSÕES	87
6.1	Trabalhos futuros	88
	REFERÊNCIAS	89
A	APÊNDICE	95
A.1	Contribuições Bibliográficas em Anais de Congressos e Periódicos	95
A	ANEXOS	96

INTRODUÇÃO

Com a desregulamentação do setor elétrico, os agentes de geração, transmissão e distribuição passaram a ser independentes entre si, constituindo um vínculo por meio de um contrato de prestação de serviço gerenciado pelo órgão operativo e regulador existente. No Brasil, a remuneração pelos serviços de transmissão é definida no momento da concessão dos direitos da concessionária, a que permite exercer a função estabelecida com base na disponibilidade dos equipamentos de uso na operação. A concessão para a prestação de serviços é realizada por meio de leilões definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Logo, quando celebrado o contrato, a empresa ganhadora fica sujeita a diversas disposições relativas à qualidade de energia e disponibilidade das instalações.

A resolução Nº 270 da ANEEL [1] prevê multas pela indisponibilidade do serviço de transmissão. Estas multas levam em conta a Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) por desligamentos programados, além da parcela variável por desligamentos não programados, que equivale a 150% do valor do Pagamento Base (PB) recebido pela concessionária. No entanto, devido ao constante aumento da demanda de energia, os equipamentos devem operar próximo - e às vezes acima - da capacidade nominal. Caso não haja uma política interna bem definida quanto ao gerenciamento dos ativos, estes equipamentos ficam sujeitos à falhas, ocasionando a retirada instantânea de operação e gerando custos elevados com manutenção corretiva, assim como multas pela indisponibilidade, além de transtornos sociais para o usuário.

Dentre os componentes que integram o sistema de transmissão, os transformadores de potência apresentam uma peculiar importância por serem equipamentos com alto custo de aquisição (chegando na casa dos milhões de reais), volumosos (por isso a substituição

se torna onerosa e demorada) e em caso de falha, podem acarretar a interrupção imediata de fornecimento de um grande bloco de consumidores [2].

Caso ocorra uma contingência que cause a saída de uma unidade transformadora, haverá aumento no nível de carregamento dos transformadores remanescentes. Logo, como é necessário manter a continuidade do fornecimento de energia, os demais transformadores irão permanecer expostos às sobrecargas até que a contingência seja sanada.

Os contratos de interrupção fazem parte do programa de gerenciamento pelo lado da demanda (*DR-Demand Response*), no qual os consumidores permitem que as concessionárias interrompam parte do fornecimento de energia em troca de uma compensação financeira [3]. Desta forma é possível avaliar dentre todas as soluções, uma que estabeleça o equilíbrio entre a exposição ao risco e o impacto financeiro decorrente de uma contingência.

Contudo, as soluções obtidas estão sujeitas à inúmeras restrições como: restrições técnicas (em virtude da capacidade de carregamento do transformador), operacionais (devido ao fluxo ótimo de potência) e econômicas (oriundas dos contratos de interrupção). Neste trabalho é proposto uma junção dessas restrições como elementos que ajudem na tomada de decisão, quando da necessidade de colocar o transformador em sobrecarga, devido a alguma contingência ou solicitação do ONS.

1.1 Motivação e justificativa

Os transformadores de potência como qualquer equipamento de uma subestação podem falhar e a falha pode causar danos técnicos e/ou financeiros a empresa. Situações de falha que implicaram em problemas técnicos e financeiros têm ocorridos em todo o mundo e retratam bem esse custo. Em 2016 um transformador da companhia elétrica *Lakeland Electric* falhou, e como a substituição (aproximadamente \$2,5 Milhões) não ocorreria a curto prazo, a estimativa do prejuízo pela compra da energia de outras concessionárias seria de \$ 15 Milhões [4], considerando o intervalo de tempo da substituição.

A usina nuclear *Indian Point* em 2015 apresentou uma falha elétrica em um dos transformadores, o qual levou a uma explosão e derrame de 3 mil galões de óleo no rio *Hudson*. Além do prejuízo pelo equipamento a empresa foi penalizada com multa pelo desastre ambiental de aproximadamente \$1,2 Milhões [5]. Em outro caso, a falha ocasionou a explosão de dois transformadores da empresa de alumínio *Alcan* em *Quebec* gerando um prejuízo de \$10 Milhões pela paralisação da produção da empresa [6].

De fato, os transformadores são equipamentos confiáveis e com taxa de falha relativamente baixa [7]. No entanto, as falhas oriundas deste equipamento são caracterizadas

como de baixa frequência e alta consequência, uma vez que muitas falhas ocasionarem explosões com danos materiais.

Baseado em algumas Normas, as empresas tem realizado estudos a partir de dados de histórico de falhas em transformadores ao longo dos anos, procurando estabelecer uma taxa de falha que represente esses equipamentos.

Um estudo realizado pelo CIGRÉ *Internacional Council on Large Electric Systems* contabilizou mais de 1.000 falhas em transformadores de potência durante os anos de 1968 a 1978, [8]. Desta forma, foi calculada uma taxa de falha de 2 % chegando a 5 % para transformadores de alta-tensão (>138 kV). Os principais fatores estavam relacionados à deficiência no sistema de isolamento e/ou componentes com defeito.

No guia do IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers* C57.117-1986 [9] é apresentado os resultados de uma pesquisa que reuniu 164 falhas com características que levam à mesma conclusão. O EPRI *Electric Power Research Institute* apresentou um estudo com cerca de 25 % dos transformadores instalados do EUA e verificou 45 falhas, sendo constatado que a maioria das falhas estavam associadas com isolamento deficiente e defeito nas buchas [10].

A maioria das falhas em transformadores de potência são originadas de faltas internas [11]. Estas faltas possuem evolução lenta devido a degradação gradual no sistema de isolamento do equipamento (papel-óleo) e podem durar meses ou anos. Geralmente as faltas internas possuem mais de uma causa, por exemplo: superaquecimento e/ou arcos elétricos podem ter como causa um curto-circuito nos enrolamentos; já descargas parciais (efeito corona) podem ter como causa o excesso de umidade no óleo e isso dificulta a localização da falta.

É necessário portanto um procedimento de análise e acompanhamento das condições internas do transformador para que seja possível elaborar programas de manutenção e/ou gerenciamento da operação eficaz destes equipamentos. Uma ferramenta de diagnóstico é a AGD (Análise de Gases Dissolvidos). A AGD é uma técnica bem conhecida e difundida, por meio da qual surgiram diversos métodos mais aprofundados para identificação de faltas em transformadores de potência.

As técnicas baseadas em AGD consistem em acompanhar a evolução dos principais gases combustíveis presentes no isolante líquido. Porém, conforme em 1, recorrentemente são aplicadas sobrecargas gradativas em transformadores, que eventualmente excedem o limite resultando em temperaturas excessivas, envelhecimento prematuro do isolamento e em faltas internas.

Além disso, dentre a população de transformadores que já falharam, a maior representatividade é formada por aqueles que já ultrapassaram 20 anos de operação [12] e

[13]. Este assunto foi bem discutido em [14] por meio de tabelas que mostram a relação de taxa de falhas em diferentes transformadores em função da idade.

Também é conhecida a existência de uma relação intrínseca entre a evolução dos gases combustíveis existentes no interior do líquido isolante, a degradação acelerada do sistema de isolamento, a aplicação de sobrecargas em transformadores e a taxa de falha destes equipamentos. Logo, é importante encontrar uma ferramenta que agregue em um único modelo matemático, todas estas informações de modo que possa conduzir a uma taxa de falha mais próxima da realidade de cada equipamento.

A correção dessa taxa de falha é muito importante para identificar o grau do risco envolvido durante a operação de um transformador. Uma vez conhecida a curva de risco é possível encontrar medidas de que possam aliviar as operações de sobrecarga de modo que assegure uma extensão da vida do equipamento.

Uma alternativa para aliviar a sobrecarga de um transformador de potência é a utilização dos contratos de interrupção. Ao incorporar essa opção (bastante empregada no programa de gerenciamento pelo lado da demanda [15] e [3]) é possível encontrar uma solução que minimize o impacto da degradação do transformador com um menor custo. Para isso, é necessário definir quais devem ser os contratos a serem acionados, permitindo o alívio ou eliminação da sobrecarga, assim como estabelecer a sobrecarga admissível dentro de uma margem de aversão ao risco.

1.2 Objetivos do trabalho

A proposta desta dissertação tem como objetivo geral propor uma metodologia para auxílio à tomada de decisão na operação em emergência de transformadores de potência, considerando a perda de vida útil acumulada conjugada com a existência de faltas incipientes no interior do equipamento. Na tomada de decisão são considerados contratos de interrupção bem como o grau de aversão ao risco do operador.

Os objetivos específicos são:

- Propor a atualização da probabilidade de falha do transformador incluindo o efeito da perda de vida útil acumulada e faltas incipientes utilizando conceitos de teoria da informação;
- Integrar dentro de um sistema de tomada de decisão o estado atual de vida útil do transformador, a probabilidade de falhas atualizada (usando como variáveis de decisão contratos de interrupção) e a sobrecarga admissível (dentro de um risco considerado razoável pelo operador);

- Formular a tomada de decisão como um problema de otimização que acopla a probabilidade de falha e o risco através de uma restrição;
- Prover soluções realísticas para a operação em emergência que minimize ou evite o corte de carga para uma taxa de aversão ao risco;
- Integrar os contratos de interrupção na tomada de decisão em emergência.

1.3 Estrutura da dissertação

O texto está organizado da seguinte forma:

O capítulo 2 apresenta a problemática do tema abordado, focando nas principais consequências advindas durante a operação em emergência dos transformadores de potência;

O capítulo 3 é dedicado à revisão do estado da arte em relação à operação em emergência;

O capítulo 4 apresenta a metodologia proposta desenvolvida no trabalho. Inicialmente é apresentada a estrutura principal da ferramenta de apoio à decisão e em seguida o desenvolvimento de cada componente;

O capítulo 5 apresenta as simulações e resultados obtidos. Para facilitar a compreensão, um sistema teste de pequeno porte foi utilizado;

O capítulo 6 finaliza com as conclusões gerais e propostas para trabalhos futuros.

PROBLEMAS INERENTES À OPERAÇÃO

2.1 Introdução

As empresas detentoras de transformadores de potência vêm enfrentando o problema de um previsível aumento da taxa de falha, principalmente à medida que estes equipamentos se aproximam do fim da vida útil projetada. Uma pesquisa apresentada em [16] revela que mais de 40 % dos transformadores já passaram dos 40 anos de operação. Essa situação impulsiona as concessionárias a investigarem meios que agreguem informações suficientes de caracterização do estado do transformador, a fim de tomarem as devidas providências e evitar as possíveis ocorrências de falhas. Uma das formas é através de técnicas de manutenções preventivas, no entanto, a manutenção realizada isoladamente não é capaz de evitar falhas, caso a operação destes equipamentos seja realizada de forma inconsequente. A gestão deve então ser realizada desde o momento da operação com base em critérios econômicos e estratégicos. Neste Capítulo são destacados quais os principais problemas enfrentados pelas empresas de energia durante a operação dos transformadores de potência e o porquê dessa situação se agravar durante uma emergência.

2.2 Carregamento em emergência

A prática usual das concessionárias quando se tratava do carregamento de transformadores era de não ultrapassar o limite da potência nominal do equipamento em operações normais,

porém se excedia razoavelmente o limite nominal quando se tratava de uma operação em emergência.

O estudo em [17] sugere que transformadores possam ser sobrecarregados acima da capacidade nominal durante o horário de pico da operação, desde que tenham sido carregados bem abaixo da capacidade nominal em intervalos anteriores. Isso pressupõe aceitar um certo nível de risco para perda de vida útil e para falhas, uma vez que o equipamento deve durar muitos anos devido estar submetido na maioria do tempo a carregamentos leves.

Todavia, no cenário competitivo atual, os transformadores operam quase ininterruptamente próximo dos limites operacionais e as concessionárias procuram rever maneiras de reduzir os custos, de forma que não afete a confiabilidade do equipamento. Diante deste cenário, torna-se necessário encontrar estratégias que possam ser aplicadas, a fim de determinar o nível de carregamento permitido e mantendo um padrão de confiabilidade.

De acordo com o guia IEEE C57.96 [18], a vida referencial mínima para o sistema de isolamento de um transformador de potência é de 180.000 horas (aproximadamente 20.5 anos). A expectativa de vida é baseada na temperatura do ponto mais quente do enrolamento. Para o transformador de classificação 65 °C, a temperatura do ponto mais quente do enrolamento não poderá ultrapassar 110 °C, estando sujeito à deterioração acelerada da celulose do papel que isola os enrolamentos e ao surgimento de gases combustíveis no líquido isolante.

O máximo aproveitamento da operação de um transformador ocorre quando são aplicadas cargas em intervalos de tempo pré-definidos, de modo que não comprometa a vida útil, o qual é baseada na perda de vida útil do sistema de isolamento. A deterioração da isolação ocorre em função do tempo e temperatura [19], por isso não existe um valor fixo de temperatura que permita concluir o momento exato do início da deterioração.

Logo, a conclusão é que para todas as temperaturas ocorre a deterioração e isso depende do tempo da exposição. Desta forma, havendo um intervalo de tempo controlado, pode-se chegar a uma temperatura em que o nível de deterioração seja considerado aceitável e a sobrecarga poderá ser aplicada com “segurança”. Para isso, foram elaboradas Normas (ABNT 5416, IEC354 e IEEE C57.96-1999) que possuem um procedimento para aplicação de sobrecargas em transformadores, havendo quatro tipos de carregamentos que podem ser aplicados: [19],[18] e [20]:

- Carregamento para expectativa de vida normal: este tipo de carregamento é aquele no qual, em nenhum momento, é excedida a temperatura do topo do óleo ou a do ponto mais quente do enrolamento para a condição normal, mesmo que, em parte do ciclo, seja ultrapassada a potência nominal.

- Carregamento planejado acima da capacidade nominal: são permitidas transgressões dos limites de temperatura do ponto mais quente, chegando até 130°C, se diferenciando do carregamento em emergência por não caracterizar como situação de contingência.
- Carregamento em emergência de longa duração: permite que as temperaturas limites do ponto mais quente do enrolamento sejam ultrapassadas durante horas devido a saídas prolongadas de algum elemento do sistema. Uma vez ocorrida a sobrecarga esta poderá se repetir periodicamente, por algumas horas do ciclo de carga diário até a eliminação total da contingência.
- Carregamento em emergência de curta duração: é o carregamento que envolve maior risco pois os enrolamentos são submetidos a temperaturas elevadíssimas, por isso o tempo dessa operação não pode durar mais que a constante de tempo térmica do transformador e depende da temperatura da operação antes da emergência. Devido a baixa frequência de ocorrência deste tipo de operação (sem que ofereça algum funcionamento anormal imediato), torna-se atrativo sobrecarregar o transformador durante um pequeno intervalo de tempo, até que medidas operativas seja tomadas para conduzir o carregamento do transformador de volta aos limites toleráveis do carregamento de longa duração.

O foco deste trabalho de dissertação se concentra nos carregamentos em emergência, por perceber que este tipo de carregamento vem sendo comumente utilizado nas concessionárias a pedido do agente operador do sistema, cuja finalidade é mitigar as consequências da contingência. No entanto, a ausência de monitoramento adequado pode levar ao desgaste prematuro do transformador e aumentar a probabilidade de falhas. Devido a este cenário, alguns fatores devem ser considerados durante aplicação de sobrecargas em período de emergência, tais como:

- Evolução de gases combustíveis no líquido isolante, podendo levar a redução da rigidez dielétrica;
- Diminuição da resistência mecânica do condutor e da estrutura do isolamento;
- Deformação nos condutores causada pela expansão térmica;
- Acúmulo de pressão nas buchas, resultando em fugas, vazamento de óleo e falha dielétrica;

- Expansão do óleo superior acima da capacidade de retenção do tanque resultando em vazamento, etc.

Caso o transformador seja exposto a este tipo de operação mais de uma vez e não seja corretamente administrado, todos os fatores citados se agravam e colaboram para o aumento da taxa de falhas.

2.3 O risco de falha

Atualmente o quadro de investimentos com novos ativos em sistemas de transmissão tem sido o menor de todos os tempos (menos de 2 %),[21]. Para agravar, o carregamento aplicado em transformadores continua a crescer com um consumo de energia aumentando a uma taxa de 2.5 % ao ano [22]. Desta forma, muitas empresas estão buscando soluções de gerenciamento do ciclo de vida dos transformadores. Uma técnica muito importante e utilizada no processo de gerenciamento do ativo é a avaliação de risco, na qual inclui a “incerteza” de um evento ocorrer associado à “gravidade da consequência”.

Durante todo o curso da vida do equipamento é comum o transformador de potência sofrer impactos resultantes de esforços térmicos, mecânicos, químicos, elétricos e eletromagnéticos, tanto em condições normais ou temporárias de carregamento. Uma falha só ocorre quando qualquer estresse operacional excede os limite nominais.

A capacidade do transformador resistir a estes estresses, tende a diminuir naturalmente ao longo da vida em função de vários processos de envelhecimento, no entanto esses processos podem ser acelerados de acordo com a influência de alguns agentes de deterioração, quando algum procedimento fora das condições normais de operação ocorra.

Existem processos reversíveis (geralmente denominados como faltas ou defeitos) e processos irreversíveis (conhecidos como falhas). Idealmente tais condições podem ser detectadas preventivamente com ajuda de testes e diagnósticos. Os testes realizados permitem prover informações pertinentes ao processo de envelhecimento do transformador e extrair as informações necessárias para a avaliação de risco do equipamento.

O desempenho dos transformadores vem sendo sistematicamente avaliado por normas reguladores quanto à disponibilidade e a confiabilidade, sendo os principais indicadores que compõem esta avaliação são as taxas de disponibilidade e taxa de falhas.

As taxas de disponibilidade estão associadas com atividades de manutenção e variam de acordo com o histórico de cada empresa para um dado equipamento enquanto que, as taxas de falhas estão relacionadas à quantidade de falhas que um dado equipamento foi

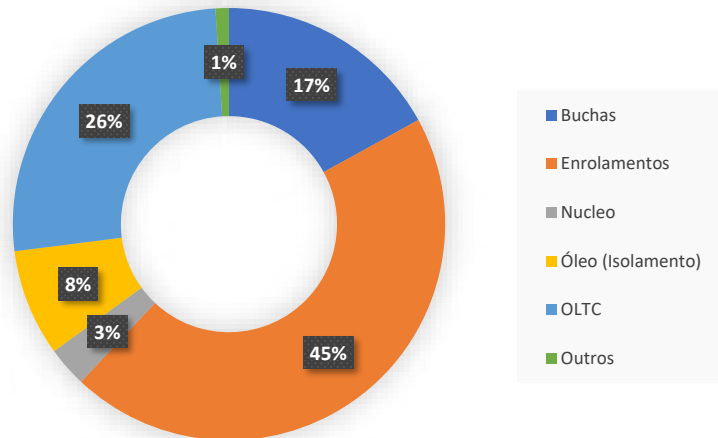
submetido ao longo do tempo dado o tamanho da população exposta à falha conforme mostra em (2.1):

$$\lambda = \frac{n^\circ \text{ Falhas por unidade de tempo}}{n^\circ \text{ Equipamentos expostos à falha}} \quad (2.1)$$

Foram realizadas algumas pesquisas com o objetivo de obter a taxa de falha em transformadores, porém quando um transformador falha, diferentes componentes são afetados. Logo, é importante considerar a origem da localização da falha no componente falhado e como esta falha específica pode afetar a distribuição de falhas em todo o transformador.

É ilustrado no gráfico da Figura - 2.3 a porcentagem de componentes que foram danificados em faltas que levaram à indisponibilidade de transformadores entre o período de 1980 a 2012. De acordo com [23], os componentes mais afetados foram os enrolamentos (45 %), comutador de derivação sob carga (26 %) e buchas (17 %).

Figura 2.1: Número de transformadores que falharam *versus* componentes.



Fonte: [23]

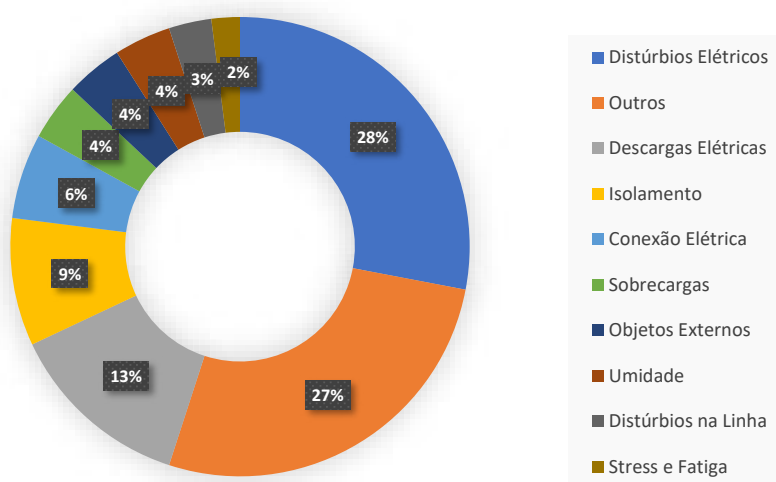
O sistema de isolamento de um transformador de potência é composto por duas partes, o isolamento sólido (constituído pela celulose) e o líquido (composto pelo óleo), sendo a maior parte composta pelo óleo. De acordo com o gráfico, a retirada de um transformador em operação devido a problemas somente no isolamento representa apenas 8 % dos casos registrados em 30 anos. No entanto a degradação do sistema de isolamento reflete um dos principais fatores que levam à falhas elétricas em transformadores [24].

O envelhecimento do sistema de isolamento depende tanto da degradação do óleo quanto da celulose, sendo que através do diagnóstico do óleo é possível observar o estado da

celulose (é possível extrair amostras para avaliação com o transformador energizado), já da celulose o processo é complexo, sendo possível apenas com o transformador desenergizado. Pode-se observar quando os indicadores que informam a degradação do óleo, por exemplo água, oxigênio entre outras substâncias da decomposição aumentam, maior será o risco de falha elétrica no transformador.

Dentre as principais falhas ocorridas em transformadores nos últimos 10 anos, o maior percentual tem como causa falhas elétricas. Um estudo realizado por uma empresa de seguros levantou as principais falhas ocorridas em transformadores de potências de várias concessionárias de energia durante 20 anos nos Estados Unidos [25]. De acordo com a Figura - 2.2 o maior causador das falhas ocorridas nestes equipamentos foram distúrbios elétricos incluindo fenômenos como surtos de comutação, picos de tensão e arcos elétricos.

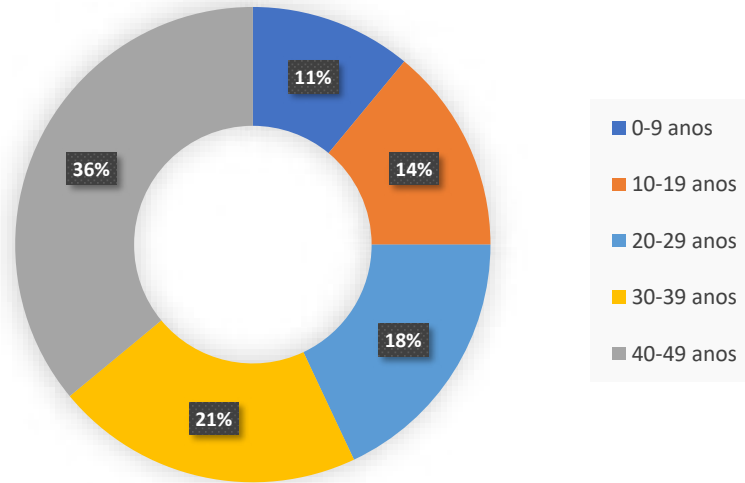
Figura 2.2: Principais causas de falhas em transformadores de potência.



Fonte: [25]

À medida que os transformadores envelhecem, as estruturas internas sofrem degradação e o risco de falha tende a aumentar. As falhas geralmente são desencadeadas por condições severas e transitórias. Um transformador novo consegue suportar estresses mecânicos, elétricos e eletromagnéticos, porém com o tempo de operação o transformador perde a capacidade de suportar tais eventos, principalmente se no decorrer da vida útil tenha sido submetido à condições acima dos limites operacionais.

A distribuição de faixa etária de transformadores está refletida globalmente com grande porcentagem para os que já ultrapassaram 20 anos, conforme ilustrado em Figura - 2.3.

Figura 2.3: Distribuição da idade dos transformadores.

Fonte : [26]

Segundo a ANEEL [27] o tempo de vida médio de um transformador é de aproximadamente 40 anos, no entanto muitos transformadores ainda em operação já ultrapassaram essa margem. Isso requer estratégias no gerenciamento do ativo para minimizar os riscos de falhas.

A norma do IEEE [18], revela que as taxas de falhas para transformadores de potência foram aproximadamente iguais para todas as faixas etárias. Foi observada uma taxa ligeiramente superior para transformadores distribuídos entre os primeiros anos de vida e as unidades que se aproximam do fim da vida. Além disso, nota-se que a taxa de falha é demasiadamente superior para transformadores com classe superiores a 10 MVA.

Tabela 2.1: Número de falhas em função da idade do transformador

Classe do Equipamento (KVA)	idade (anos)	Número de Unidades	Número de Falhas	Taxa de Falha
300 a 10.000	1 a 10	638	19	0.0072
300 a 10.000	11 a 25	715	47	0.0053
300 a 10.000	>25	397	36	0.0060
>10.000	>25	9	2	0.0126

Fonte:[28]

Uma pesquisa realizada pelo IEEE [28] concluiu que a taxa de falha de um transformador imerso em óleo é de 0.0052 falhas/unidade ao ano. Para transformadores acima de 10 MVA operando em tensões maiores que 15 KV a taxa de falha pode triplicar alcançando o

valor de 0.0184 falhas/unidade ao ano. Isso significa que o transformador terá uma falha dentro dos próximos 54 anos, logo em um grupo de 10 transformadores um irá falhar em pouco mais de 5 anos, assim a taxa de falha aumenta na proporção do número de transformadores.

As consequências de uma falha em um transformador são diversas. A mais importante está relacionada com a segurança da vida humana, para isso é necessário avaliar a classificação do local da instalação, frequência de pessoas que transitam entre outros aspectos. Um aspecto afetado é a qualidade de serviço da rede, visto que põe em risco a segurança do sistema e a entrega da energia, além do fator ambiental pelo risco de contaminação no solo e liberação de produtos tóxicos. Outro fator importante é o impacto financeiro, o qual relaciona o custo da substituição e/ou reparação do ativo, custo da energia não fornecida, multas, indenizações e custos adicionais com seguradoras, entre outros.

A avaliação para ponderação das possíveis consequências varia de acordo com a empresa detidora do equipamento, pois está relacionada com os critérios de aversão ao risco, da gestão de ativos, da filosofia e valores da empresa. O fator de ponderação tratado neste trabalho será caracterizado essencialmente pelo impacto econômico oriundo de uma falha que venha a retirar o transformador de operação.

2.4 Os custos

Sem dúvida os transformadores representam uma parte essencial nos sistemas de potência, permitindo a transferência de grandes blocos de energia dentro do SEP. Como muitos dos ativos no cenário de pós-desregulamentação, os transformadores estão em processo de envelhecimento e deteriorização. Algumas concessionárias estão com um grande percentual de ativos que apresentam taxas de falhas crescentes e o montante de capital necessário para substituir toda a infra-estrutura torna a aplicação inviável.

Vários são os fatores que colaboram para os custos elevados com transformadores. Estes fatores vão desde mão de obra qualificada até os custos com matéria prima. Por exemplo, os custos com cobre, aço inoxidável e outras matérias primas dos transformadores teve um crescimento acelerado nos últimos 10 anos [29]. Só em 2007 os preços das *commodities* de cobre aumentaram mais de 25 %. O preço do metal subiu nos últimos dois anos e continua a crescer de forma acelerada. segundo [30] o custo de reposição de um transformador sofreu uma taxa de inflação anual de 5.5 % nos últimos 10 anos. Caso este ritmo continue, o custo de uma nova unidade dobraria a cada 12 anos. Em 1960, o

custo de um transformador de potência era de US\$ 500.000, nos dias atuais possui um custo de reposição de cerca de US\$ 4.000.000 [31].

Os custos dos transformadores de potência variam de acordo com o fabricante, condições do mercado e localização da instalação. Em 2010 o custo aproximado de um transformador com capacidade nominal entre 75 MVA a 500 MVA foi estimado entre valores de US\$ 2 milhões a US\$ 7.5 milhões nos Estados Unidos. Estes valores correspondem apenas aos custos de fabricação, excluindo os custos de transporte, instalação e outras despesas associadas que agregam 25 % a 30 % do custo total. Sem dúvida os fatores que mais encarecem o preço final do transformador estão relacionados com o preço da matéria prima em especial o cobre e aço. Além disso o transporte é um elemento significativo na composição do custo final, visto que algumas unidades podem chegar a pesar mais 410 toneladas (Tabela - 2.2).

Tabela 2.2: Preços estimados de transformadores de potência em 2011

Tipo	Faixa de Tensão	Capacidade (MVA)	Preço Aproximado (US\$)	Peso Aproximado
Sistema de Transmissão				
3 ϕ	230-115 kV	300	2.000.000,00	170 tons
	345-138 kV	500	4.000.000,00	335 tons
	765-138 kV	750	7.500.000,00	410 tons
1 ϕ	765-345 kV	500	4.500.000,00	235 tons
Sistema de Geração				
3 ϕ	115-13.8 kV	75	4.500.000,00	110 tons
	354-13.8 kV	300	1.000.000,00	185 tons
1 ϕ	354-22 kV	300	2.500.000,00	225 tons
	765-26 kV	500	5.000.000,00	325 tons

Fonte : [32]

Os transformadores de potência têm sido alvo de preocupações muito maiores nas empresas seguradoras. Nos últimos anos os transformadores tem sido classificados no *top* cinco por companhias seguradoras de equipamentos em termos de reclamações. Em apenas um ano, uma companhia de seguros relatou mais de 25 reclamações de problemas em transformadores [31]. Quando um transformador falha os custos diretos e indiretos são atrelados ao impacto financeiro decorrente da falha, como por exemplo, o custo de substituição por outra unidade, custo de reparo, custo pela perda generalizada da produção e serviço, além de outros custos colaterais.

O maior número de reivindicações vem ocorrendo no setor de subestações de energia elétrica, porém a maior perda financeira já registrada devido à falha de um transformador ocorreu no ano 2000 em uma usina de geração de energia levando a custos somente de interrupção dos negócios, superiores a US\$ 86 milhões [32]. É possível observar que de acordo com a Tabela - 2.3, apesar do índice de reivindicações de transformadores ter alcançado um pico de 25 reivindicações, foi no ano de 2000 o maior impacto financeiro [33].

Tabela 2.3: Impacto financeiro causados por falhas em transformadores

Ano	Nº de falhas	Total de perdas	Danos à propriedade	Interrupção dos negócios	Custo/MVA
1997	19	US\$ 40,779.507	US\$ 25,036.673	US\$ 15,742.834	US\$ 7,969
1998	25	US\$ 24,932.235	US\$ 24,897.114	US\$ 35,121	US\$ 4,379
1999	15	US\$ 37,391.591	US\$ 36,994.202	US\$ 397,389	US\$ 14,967
2000	20	US\$ 150,181.779	US\$ 56,858.084	US\$ 93,323.695	US\$ 12,849
2001	15	US\$ 33,343.700	US\$ 19,453.016	US\$ 13,890.684	US\$ 7,748
TOTAL	94	R\$ 286,628.812	R\$ 163,239.089	R\$ 123,389.722	

Fonte :[34]

Ainda na Tabela - 2.3 o custo médio considerando apenas os danos materiais foi de aproximadamente US\$ 9,000 por MVA ou US\$ 9 por kVA. De fato, os custos aumentam em função da capacidade de cada transformador, o que é preocupante do ponto de vista da operação em concessionárias de transmissão que geralmente são as empresas que detém a maior parcela de transformadores de grande porte.

2.5 Conclusão

A população mundial de transformadores de potência está envelhecendo e conseqüentemente chegando próximo ao fim da vida projetada, o processo de degradação do sistema de isolamento aumenta e a capacidade de resistir a estresses operacionais diminui. Além disso, com a demanda por energia aumentando a uma taxa de 2.5 %, o equipamento passa a ser mais requisitado, fazendo com que muitas vezes exceda a capacidade de utilização máxima, elevando o grau de exposição ao risco de falha.

Quando ocorre uma contingência no sistema elétrico que implique na saída de outro transformador, por exemplo para que não seja interrompido o fornecimento de energia no sistema, o ONS exige que as concessionárias de forma “segura” sobrecarreguem as unidades de transformação, a fim de manter a continuidade do serviço prestado.

No entanto, muitos operadores têm se confrontado diariamente com a dúvida entre permitir ou não a sobrecarga das unidades de transformação, uma vez que não possuem mecanismos que ajudem a mitigar o risco de falha, pois os custos provenientes da falha são elevados em função da perda material (ativo) como também interrupções nos negócios (multas).

O problema é a dificuldade no desenvolvimento de uma ferramenta de gestão *on-line* que possa atualizar diariamente as condições operacionais do equipamento e obter as informações do histórico de emergência, de modo a compor uma novo índice de medição da confiabilidade do transformador.

Há algumas metodologias na literatura atual que abordam o problema e que podem ser aplicadas para o gerenciamento do risco em transformadores a gestão do tempo de vida útil e o custos envolvidos nesses procedimentos.

DIAGNÓSTICO DE FALHAS E GESTÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

3.1 Introdução

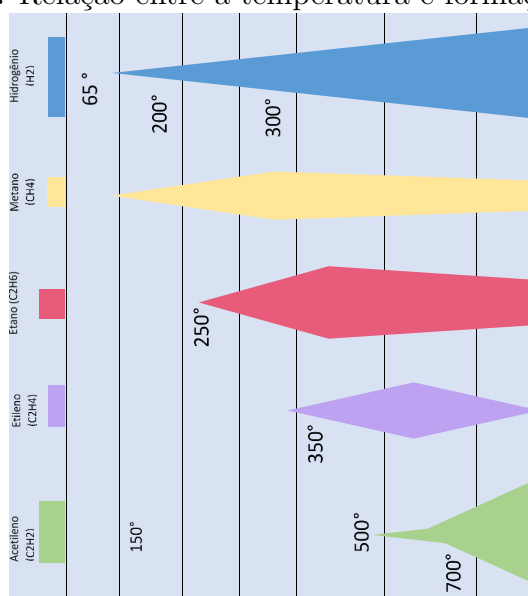
O mercado de energia elétrica está cada vez mais competitivo e isso induz as concessionárias a buscarem soluções que aliem a confiabilidade dos serviços prestados em parceria com a redução de custos com investimentos e operação, além da rentabilização dos ativos. Diante deste contexto é preciso entender quais são os métodos aplicados para uma gestão eficaz durante a operação do transformador, que formas de análises das condições de operação estão sendo investidas no setor de transmissão e quais alternativas são elegíveis na tomada de decisão por parte do operador. Portanto, neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica do estado da arte das principais metodologias que vem sendo aplicadas para obtenção do melhor gerenciamento do ciclo de vida de um transformador.

3.2 Diagnóstico de falhas em transformadores

O transformador está sujeito a um constante aumento de temperatura interna, o que resulta em processos de envelhecimento do óleo e em desgaste no papel isolante *kraft* dos enrolamentos. Durante o processo de envelhecimento é natural que sejam gerados produtos advindos das reações químicas ocorridas no interior do óleo.

O óleo isolante dos transformadores é basicamente constituído por hidrocarbonetos, logo quando a temperatura aumenta ocorrem reações químicas que provocam o surgimento de gases (Figura - 3.1).

Figura 3.1: Relação entre a temperatura e formação dos gases.



Fonte : Elaborado pelo autor

Na Figura - 3.1 é possível observar que as falhas estão relacionadas com uma faixa de temperatura e quando uma falha ocorre uma quantidade de energia é liberada causando a degradação do óleo. No entanto, o modo como a energia é liberada e a intensidade, ocorre em função da quantidade dos gases gerados [35].

Ao longo dos anos foram criados métodos para diagnosticar falhas em transformadores utilizando a análise de gases dissolvidos (*DGA-Dissolved Gas Analysis*). Com base nas análises cromatográficas dos gases dissolvidos no óleo é possível aplicar essa técnica e avaliar as concentrações e evolução dos gases e relacionar com possíveis faltas incipientes que estejam ocorrendo no transformador [36] e [37].

Basicamente, a técnica de interpretação dos gases é baseada no nível de concentração de cada um dos principais gases existentes e que influenciam no tipo de falta. Com o tempo, mais pesquisadores elaboraram outros métodos para o diagnóstico de falhas utilizando como base teórica a cromatografia gasosa.

3.2.1 Método de Doernenburg

O método de *Doernenburg* baseia-se na relação entre seis gases principais associando valores relativos das relações diretamente com as faltas. O método utiliza apenas duas relações sendo duas relações principais e duas auxiliares conforme indicado na Tabela - 3.1.

Tabela 3.1: Relações entre concentrações de gases pelo critério de Doernenburg

Tipo de Falha	Relações Principais		Relações Auxiliares	
	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₂ /CH ₄
Ponto Quente	>1	<0,75	>0,4	<0,3
Descarga Parcial	<0,1	Não Significativo	>0,4	<0,3
Outros tipos de descarga	<1 e >0,1	>0,75	<0,4	>0,3

Fonte :[35]

O método de *Doernenburg* estabelece condições de validade para a aplicação do método, no entanto, não estabelece critérios para a condição do estado de normalidade do transformador, além disso, segundo a norma IEEE C57.104, [38] o método só é válido para concentrações de gases em que pelo menos uma das concentrações de gases tenha o dobro do valor em p.p.m (parte por milhão) do valor apresentado na Tabela - 3.2, e pelo menos a relação auxiliar apresente o valor de concentração superior ao da relação principal.

Tabela 3.2: Relação entre gases para validação do método de *Doernenburg*

Gás	H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Concentração (ppm)	200	50	15	60	15

Fonte : [35]

3.2.2 Método de Rogers original e modificado

O método de Rogers utiliza cinco gases chaves e quatro relações de concentrações para identificação do tipo de falha e quantificar a severidade da falta. Primeiramente é estabelecida uma codificação entre as variações das concentrações que serão associadas a um tipo de falha característica. Na Tabela - 3.3 é apresentada as relações dos gases, a faixa de variação e o código atribuído.

Tabela 3.3: Definição dos códigos para o método de Rogers

Relação de Gases	Faixa de Variação	Código
CH ₄ /H ₂	$\leq 0,1$	5
	$> 0,1; < 1$	0
	$\geq 1; < 1$	1
	≥ 3	2
C ₂ H ₆ /CH ₄	< 1	0
	≥ 1	1
C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	< 1	0
	$\geq 1; < 3$	1
	≥ 3	2
C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	$< 0,5$	0
	$\geq 0,5; < 3$	1
	≥ 3	2

Fonte :[35]

Tabela 3.4: Tabela de diagnóstico do método de Rogers

CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₂ /CH ₄	Diagnóstico
0	0	0	0	Normal
5	0	0	0	Descargas parciais
1/2	0	0	0	Sobreaquecimento abaixo de 150°C
1/2	1	0	0	Sobreaquecimento 150°C – 200°C
0	1	0	0	Sobreaquecimento 200° C – 300°C
1	0	1	0	Sobreaquecimento de Condutores
1	0	2	0	Corrente de circulação no tanque, núcleo e conexões
0	0	0	1	Descargas contínuas
0	0	0	1	Arco de Alta energia
0	0	1/2	1/2	Arco com alta energia
0	0	2	2	Descarga continua de baixa energia
5	0	0	1/2	Descargas parciais envolvendo o papel

Fonte :[35]

O método de Rogers passou por vários ajustes durante anos, com a coleta de dados de concentrações de gases no óleo de transformadores que falharam para incorporar no método e assim obter resultados com maior taxa de acerto. Com isso, houveram várias modificações na interpretação dos valores e algumas variações nos limites das relações.

Após as modificações nos limites de fronteira dos gases, foi estabelecido um novo critério de Rogers denominado método de Rogers modificado com as concentrações

apresentadas na Tabela - 3.5 e que atualmente está previsto na norma brasileira NBR 7274 [39].

Tabela 3.5: Tabela de diagnóstico do método de Rogers modificado

C2H2/CH4	CH4/H2	C2H6/C2H4	Diagnóstico
<0,1	0,1 a 1,0	<0,1	Envelhecimento Normal
<0,1	<0,1	<0,1	Descargas parciais de Baixa Energia
0,1 a 0,3	<0,1	<0,1	Descarga Parcial de Alta Energia
>0,1	0,1 a 1,0	>0,1	Arco – Descarga de Baixa Energia
0,1 a 0,3	0,1 a 1,0	>0,3	Arco – Descarga de Alta Energia
<0,1	>0,1	<0,1	Sobreaquecimento <150°C
<0,1	>0,1	1,0 a 3,0	Sobreaquecimento 150°C <t <300° C
<0,1	>0,1	>0,3	Sobreaquecimento 700° C

Fonte :[39]

3.2.3 Triângulo de Duval

Este método é utilizado para identificar as possíveis faltas em transformadores a partir da análise somente das concentrações percentuais de três gases: Acetileno (C_2H_2), Etileno (C_2H_4) e Metano (CH_4). Isto porque, as falhas típicas de transformadores possuem duas origens: térmicas e elétricas que de acordo com Duval são originadas a partir destes três gases. O princípio do diagnóstico por meio do método de Duval pode ser melhor compreendido a partir da análise da Figura - 3.2.

Em que:

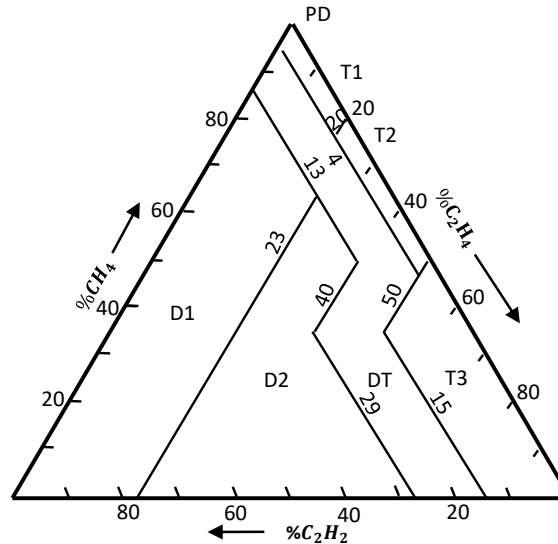
$$\%C_2H_2 = \frac{100x}{x + y + z} \quad (3.1)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100y}{x + y + z} \quad (3.2)$$

$$\%CH_4 = \frac{100z}{x + y + z} \quad (3.3)$$

Embora esses sejam os três métodos clássicos para o diagnóstico de falhas a partir da DGA, foram surgindo métodos mais modernos que agregam técnicas com o uso de inteligência artificial, as incertezas da análise e sistemas especialistas. Além disso, surgiram técnicas de análise baseadas em outros elementos como o monitoramento térmico, risco de

Figura 3.2: Triângulo de Duval.



Fonte : [39]

falha e gestão do ativo. No entanto, a maioria utiliza essencialmente os mesmos padrões das técnicas clássicas vistas anteriormente.

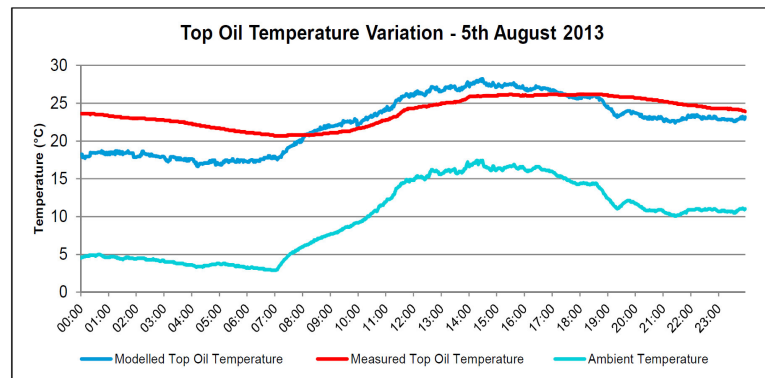
3.3 Monitoramento térmico em tempo real

O envelhecimento ocorre em todos os componentes do transformador, contudo devido ao envelhecimento relativamente lento da estrutura mecânica, a vida do transformador é basicamente função do isolamento constituído pelo sistema papel-óleo. Geralmente o envelhecimento é atribuído a três processos: hidrólise(água), oxidação(oxigênio) e pirólise(calor). Embora a exposição à água e oxigênio possa ser controlada, o aumento de temperatura depende do carregamento no transformador, no qual o maior crescimento de envelhecimento térmico ocorre quando a temperatura atinge o ponto mais quente no ciclo de carga, denominado *hottest-spot*.

A partir dessa informação foi possível projetar *softwares* que permitem monitorar o desempenho térmico do transformador durante o carregamento. Isso permite antecipar o impacto de etapas de carregamento antes que ocorram e também podem fornecer aos operadores do sistema tempo para tomarem medidas preventivas.

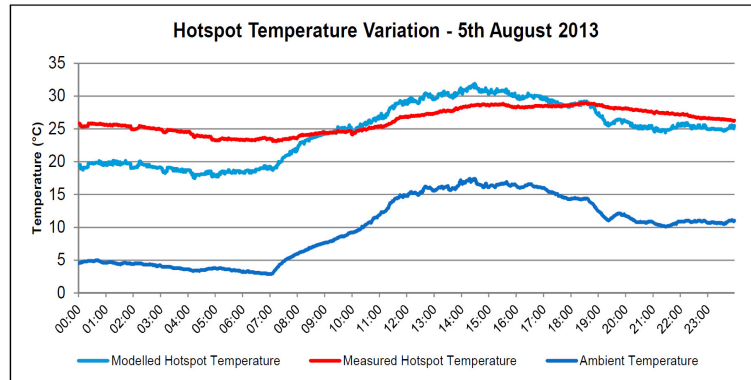
Em ([40]) é apresentado um módulo de carga em tempo real com objetivo de avaliar as condições dos ativos fornecendo instantaneamente as temperaturas ambiente, do topo do óleo, dos enrolamentos, do *hottest-spot* e o tempo de operação restante para o carregamento. Na Figura - 3.3 e Figura - 3.4 são ilustrados os resultados de uma avaliação realizada em transformadores reais na subestação de Zona Coleambally na Austrália.

Figura 3.3: Medições de temperatura no topo óleo e ambiente.



Fonte : [40]

Figura 3.4: Medições de temperatura no ponto mais quente do enrolamento e ambiente.



Fonte : [40]

Os resultados da modernização no gerenciamento térmico dos transformadores de potência têm sido bastante positiva pela economia obtida nos processos de manutenções, além do aumento de confiabilidade devido a possibilidade de haver comunicação entre os *softwares* dos equipamentos com o sistema de aquisição de dados (SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*) da empresa.

A principal desvantagem do monitoramento térmico, são as limitações deste tipo de solução. Por exemplo, direcionar este tipo de monitoramento para aplicações de

carregamento em um período de ciclo de carga em que ocorra situações de emergência, não irá impedir o transformador de ser carregado e nem será capaz de promover alternativas auxiliares para aliviar a sobrecarga. Apesar de ser um gerenciamento muito útil para obtenção de planos de ações futuros, não oferece mecanismos de proteção para o transformador.

3.4 Planos de Manutenção Preventiva

A maioria das faltas quando não tratadas evoluem para falhas críticas levando o transformador a sair de operação. As avaliações das condições baseadas em manutenções juntamente com o controle dos principais componentes, contribuem para o gerenciamento do ciclo de vida dos transformadores, permitindo um prolongamento da vida útil e melhorando a performance e eficiência operacional [41].

As manutenções preventivas se baseiam em atividades que são realizadas periodicamente e que incluem revisões básicas ou específicas, além de diagnósticos e avaliações das condições do transformador. Contudo, os principais desafios das manutenções é manter (ou em alguns casos retornar) as boas condições de funcionamento do equipamento. Para o transformador as manutenções devem garantir no mínimo que sistema continue operando.

A manutenção preventiva visa reduzir ou evitar a ocorrência de falhas, queda da qualidade de funcionamento desde que siga um plano estratégico previamente elaborado e baseado em intervalos pré-definidos.

Se os testes periódicos com manutenções forem realizados logo nos primeiros anos de vida do transformador, vários serão os benefícios, como por exemplo, a capacidade de estabelecer um padrão que permita o usuário identificar anomalias ou deterioração no início e com isso gerar um conjunto de dados para construir um perfil histórico do equipamento.

Em casos que não seja possível trabalhar com esses dados históricos se torna mais difícil julgar as condições atuais e traçar planos de manutenções futuras. Outro benefício das manutenções de rotina é a possibilidade de mitigar ou excluir as possibilidades de um condição anormal desenvolver danos maiores e irreversíveis [42].

As manutenções preventivas quando bem administradas melhoram a confiabilidade e a robustez do transformador, trazendo os maiores benefícios para o equipamento, pois permitem evitar custos desnecessários com reparos ou substituições prematuras.

3.5 Matriz de Riscos

Foi observado que as manutenções ajudam na detecção preventiva de faltas e prolongam o tempo de vida do equipamento. No entanto a desvantagem é que algumas partes do transformador podem sofrer danos antes da manutenção ocorrer. Neste caso as manutenções não devem ser realizadas de modo a considerar somente o estado de condição conhecida do equipamento, sendo necessário avaliar o grau de importância do equipamento.

Devido a isso foram criadas matrizes de risco, as quais são baseadas nas condições e na tabela de prioridades de manutenção. Este método avalia diferentes critérios como a criticidade do carregamentos, impacto na estabilidade, possibilidade de falha e a consequência.

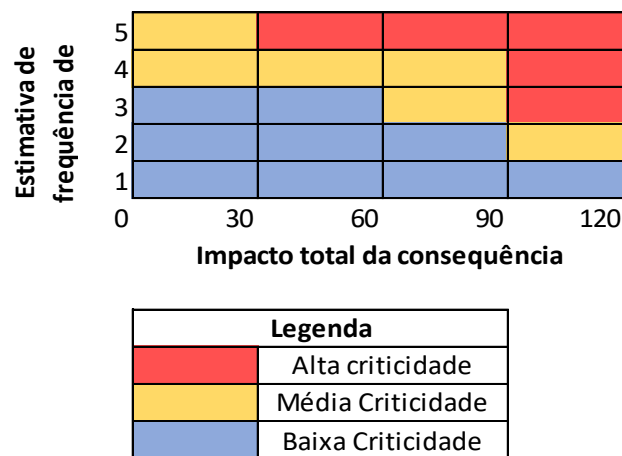
De acordo com [43], para elaborar a matriz de riscos é necessário conhecer alguns pré-requisitos que servirão como fatores de ponderação para compor o nível de criticidade do equipamento. Geralmente estas informações são classificadas em grupos de acordo com a natureza, tais como:

- *Identificação do transformador*: compreende o número de série, operação, fabricante, tensão, potência nominal, ano de fabricação, tempo de operação, além de incluir históricos de ocorrências de falhas anteriores em diferentes componentes do transformador;
- *Estimativa da frequência de falha*: abrange a frequência de falhas do transformador, dado um conjunto de dados relevantes do equipamento para compor esta estimativa;
- *Impacto da consequência*: neste grupo são levantados o percentuais de perdas prováveis devido a falha do transformador. O impacto compreende tempo de reparo, custo do reparo, impacto operacional, social e meio ambiente;
- *Criticidade total*: é o produto do impacto total pela estimativa de frequência de falha;
- *Exposição ao risco*: por fim é calculada a porcentagem da exposição ao risco de cada componente do transformdor em função da criticidade total.

Após o levantamento de todos os grupos é possível contruir a matriz de risco que será representada de forma simplificada na Figura - 3.5. É possível observar que quanto maior o impacto da consequência e a estimativa de frequência, maior a criticidade do risco.

Com o desenvolvimento da matriz de riscos é esperado um ganho significativo na produção mediante o prolongamento da vida útil do equipamentos, além de redução de custos com manutenções desnecessárias e redução de taxas de falhas. A matriz de risco também permite alicerçar o gerenciamento financeiro, a partir da seleção das melhores priorizações de investimentos na manutenção.

Figura 3.5: Matriz de riscos.



Fonte :[43]

3.6 Rejeição de Carga

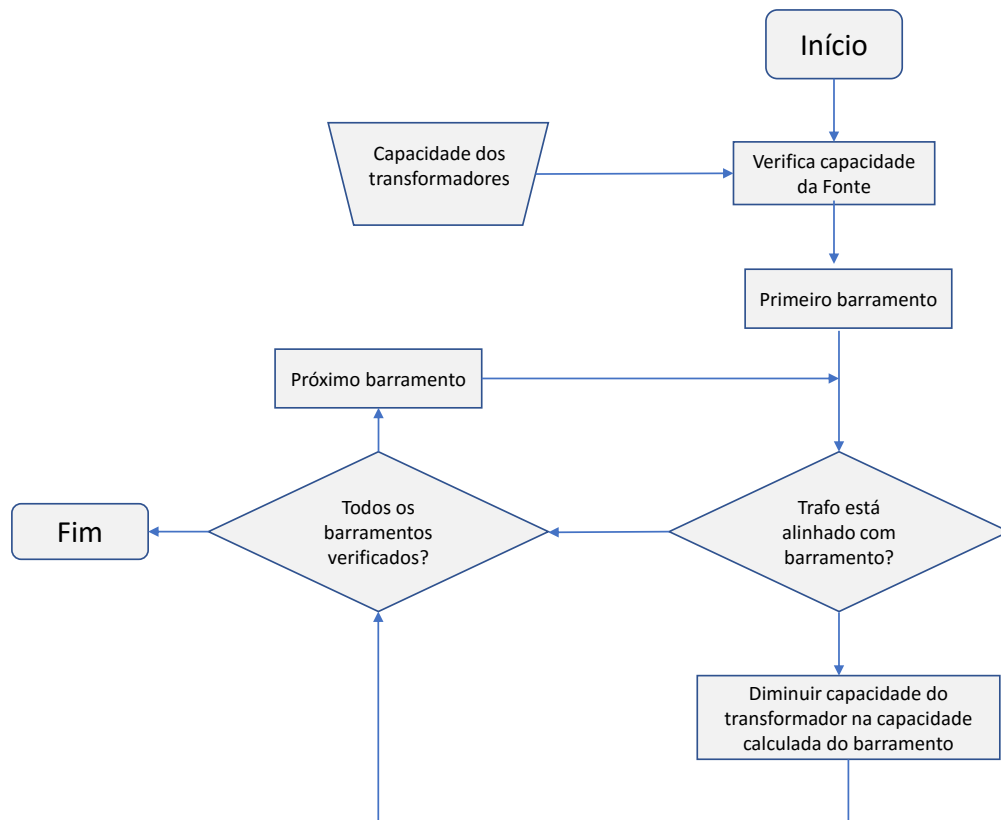
Relembrando, o consumo de energia elétrica está aumentando, logo investimentos são necessários para repotencializar as subestações de forma a suportar este crescimento o mais confiável possível. Contudo, como estes investimentos são altos, a solução imediata é aumentar a utilização dos transformadores já existentes ou criar medidas para gerenciar a carga.

Diversas técnicas de controle e redução de cargas estão sendo implementadas para aliviar sobrecargas em transformadores. É possível encontrar na literatura a técnica de rejeição de carga como alternativa para aumentar a eficiência e estender o tempo de vida dos transformadores. O *Load Shedding* é um método empregado em sistemas de potência, o qual consiste na eliminação seletiva de cargas não prioritárias ou excedentes, de forma a não comprometer a segurança do sistema [44].

Quando um transformador é sobrecarregado a topologia do sistema não muda, no entanto compromete a capacidade do barramento e isso pode interferir na confiabilidade do equipamento. Na Figura - 3.6 é ilustrado uma subrotina aplicada em algumas subestações

para os esquemas de rejeição de carga, a forma como é executada e o processo para a seleção das cargas que serão priorizadas.

Figura 3.6: Algoritmo de uma sub-rotina típica para alívio de sobrecargas em transformadores.



Fonte : [44]

Outra técnica de rejeição de carga que vem sendo utilizada é a resposta da demanda (*Response Demand*). Em [45] o gerenciamento de um transformador inteligente utilizando técnicas de multi-agente foi proposto para implementar a resposta à demanda no nível de carregamento de transformadores. O estudo em [46] propõe uma unidade terminal em transformadores baseado na integração de controle de carga para gerenciar o sistema. Já em [47] investiga o impacto que a rejeição de carga no tempo de vida do transformador por meio da otimização de temperatura interna.

O conceito de resposta à demanda relaciona a possível alteração do consumo de clientes de acordo com incentivos financeiros. Este procedimento dependendo das razões técnicas e/ou econômicas é realizado de forma planejada, logo a chamada por esta redução

é geralmente programada. Esta técnica tem sido bem explorada nos últimos anos, principalmente no que diz respeito ao máximo aproveitamento do sistema de energia. Em [48] foi apresentado um modelo de otimização baseado na resposta à demanda conjugado com alternativas como compartilhamento de carga para outra subestação e corte de carga.

No sistema elétrico brasileiro algumas concessionárias utilizam monitoramento *online* de carregamento para poder aplicar rotinas de rejeição de carga baseado em cortes e transferências de cargas. A Empresa Energisa [49] disponibiliza no *site*, várias rotinas de rejeição de carga que são utilizadas pelo Centro de Operação Integrado (COI), como medidas de alívio no carregamento. Isto é realizado por meio da priorização de cargas separadas em categorias, sendo que as cargas menos necessárias constituem o topo da lista e são as mais suscetíveis ao corte [50].

De forma semelhante, em [44] é apresentado um trabalho para aplicação de alterações topológicas de sistemas utilizando chaveamento de LT's e transformadores, além da alteração na configuração de subestação com o objetivo de proporcionar o alívio de sobrecargas, principalmente em situações de emergência. As restrições de segurança são inseridas no modelo e os chaveamentos são considerados as variáveis de controle na determinação de um ponto ótimo durante a análise da contingência, e isto tem permitido bons resultados.

3.7 Conclusão

Neste capítulo foi apresentada uma revisão das metodologias atualmente utilizadas para gerenciamento da gestão de vida útil de um transformador como forma de assegurar um prolongamento de vida, como também mitigar os casos de falhas. As metodologias foram classificadas desde manutenções preventivas até rotinas de rejeição de carga. De fato, as técnicas desde que bem empregadas e corretamente administradas trazem uma melhora considerável em termos de confiabilidade e segurança para a empresa.

No entanto é percebido que algumas destas metodologias para serem aplicadas demandam planejamento e isso requer ações a longo prazo, são os casos das manutenções preventivas que ocorrem periodicamente obedecendo a um calendário de manutenções e cujo objetivo é reverter um possível quadro de falhas e o gerenciamento de risco, que é útil para tomadas de decisões futuras e desde que bem alinhadas podem promover uma melhor solução a rotinas das manutenções.

O monitoramento térmico é bastante importante pois sinaliza ao operador o estado das condições do sistema de isolamento em tempo real. No entanto isolado de outras

metodologias, serve apenas como instrumento de sinalização sem ter como funcionalidade medidas imediatas para solução do problema em emergência.

Por fim, existem as rotinas de rejeição de carga que são utilizadas quando há sobrecargas em equipamentos, de forma a proteger o transformador e a segurança da rede. Neste caso, algumas cargas não prioritárias são desligadas e o carregamento no transformador é aliviado. O problema de se utilizar este método são as consequências que podem resultar em perdas econômicas, além de afetar a disponibilidade no sistema.

A solução mais abrangente seria o uso conjugado de várias técnicas de forma a compensar os erros de medição e interpretação e auxiliar na tomada de decisão para o corte de cargas, no qual seja possível ponderar as perdas econômicas e as perdas técnicas com o alívio de carga.

METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada uma proposta de metodologia para auxiliar operadores de transformadores de potência na tomada de decisões durante a operação em emergência. Para isso, é necessário incorporar algumas técnicas já conhecidas para compor as ferramentas da análise de risco que servirão como base de apoio nas decisões do operador.

4.2 Motivação

Considerando um estudo de caso de uma concessionária de energia que possui um transformador próximo da metade da vida útil projetada e que já passou por situações de sobrecargas anteriores, além de ter apresentado recentemente algumas faltas incipientes. Neste momento ocorre uma contingência, como uma saída prolongada de um transformador em uma subestação nas proximidades. Em seguida, o operador nacional liga para a empresa e informa que deverá sobrecarregar a unidade de transformação como medida de segurança para o sistema.

No entanto, a concessionária possui contratos com alguns clientes conectados ao transformador que permitem em troca de uma compensação financeira a interrupção do fornecimento de energia durante um determinado intervalo de tempo. Neste caso, é possível permitir a sobrecarga durante horas e expor o transformador ao risco de falha, assumir apenas uma parte da sobrecarga e a outra dividir entre os contratos ou não arriscar o equipamento e acionar os contratos, a fim de aliviar toda a sobrecarga.

Esta não é uma decisão trivial pois não se conhece o verdadeiro grau de exposição ao risco do equipamento e a tomada de decisão se torna arbitrária, baseada em suposições e em estimativas. No entanto, ao promover os dados mais fiáveis da verdadeira condição do transformador é possível optar por decisões que envolvam graus de aversão ao risco.

O método proposto é ilustrado na Figura - 4.1 em que o núcleo central é composto por um processo de auxílio à tomada de decisão ótima para o operador, frente ao surgimento de uma emergência no transformador. O operador se depara com a dúvida de evitar a sobrecarga total ou parcialmente avaliando o custo do uso de contratos de interrupção e as condições operacionais. Estas últimas são avaliadas através dos seguintes processos:

- (a) *Perda de vida útil acumulada*- referente aos anos de operação e somados com a perda de vida útil acelerada devido às sobrecargas que ocorreram no equipamento; e
- (b) *Análise de Gases Dissolvidos (AGD)* - para avaliar a presença de gases que indiquem faltas incipientes;

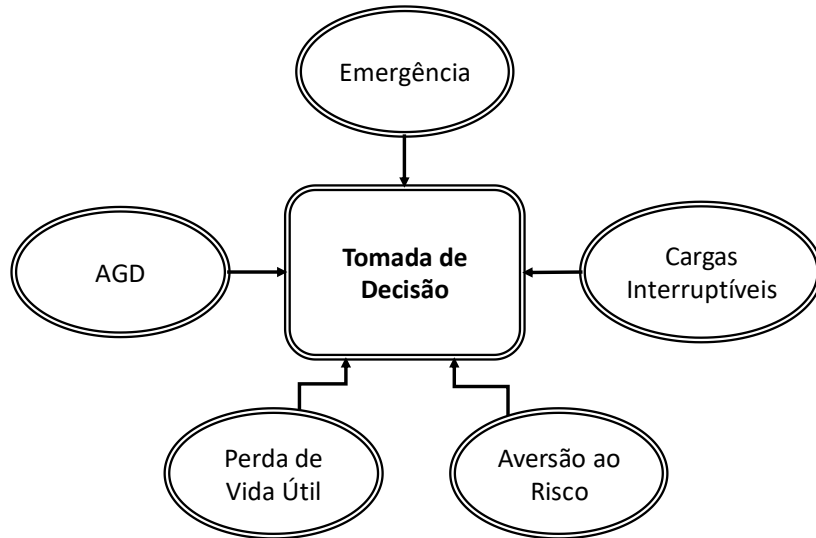
Para poder realizar esta tomada de decisão de forma integrada é necessário modelar estes componentes dentro do processo de otimização, incorporando também o grau de aversão ao risco do operador. Ainda é necessário estabelecer uma relação que atualize de forma realista a probabilidade de falhas históricas (relacionadas com uma mesma família de transformadores) de tal forma que sejam incorporadas as análises dos itens (a) e (b). Para isto, um modelo baseado na entropia poderá ser empregado para atualizar a taxa de falha, por meio da maximização da informação contida em ambas análises.

4.3 Cálculo da perda de vida útil por sobrecargas

Uma das principais grandezas que influenciam a vida útil dos transformadores em operação é a temperatura. Para chegar em um diagnóstico de envelhecimento do transformador é necessário que o sistema de isolamento tenha sido afetado durante o ciclo de vida, e o principal fator que contribui para a degradação do isolamento é a temperatura ao longo do tempo.

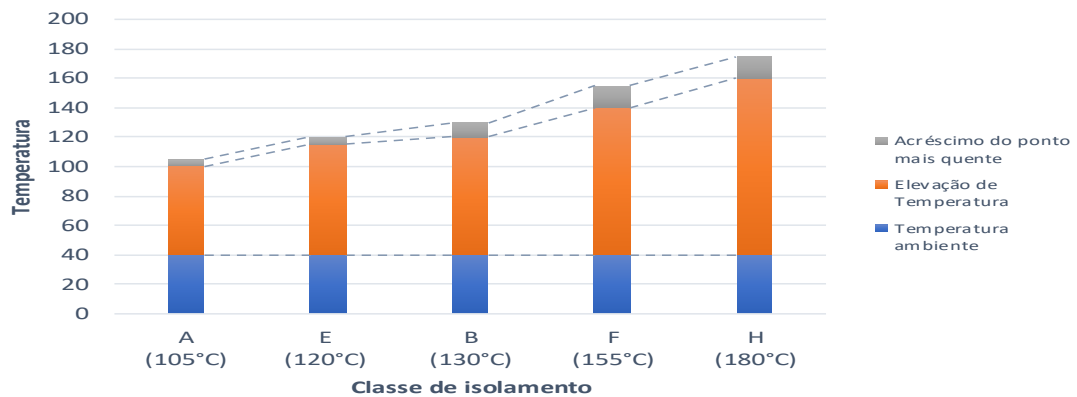
Para este estudo é utilizada a teoria térmica de Arrhenius, na qual estabelece que o logaritmo da vida do isolamento seja uma função do inverso da temperatura absoluta. Isso permite conjecturar a respeito do comportamento térmico do isolamento durante ciclos normais de carregamento e durante a presença de sobrecarga.

O conhecimento do ponto mais quente do enrolamento (*hottest-spot*) é fundamental para avaliação da evolução do desgaste do sistema. Para a temperatura chegar no

Figura 4.1: Diagrama de bloco estrutural da metodologia.

Fonte : Elaborada pelo autor

hottest-spot é preciso um intervalo de tempo, pois esta não evolui instantaneamente. Esse processo de evolução da temperatura pode ser analisada por meio da Figura - 4.2, na qual é ilustrada, para diferentes classes de isolamento, o *hottest-spot* como a composição da temperatura ambiente e a elevação de temperatura do óleo. Para realizar a modelagem térmica é importante conhecer a classe de isolamento¹ do transformador, o qual determina o valor máximo que a temperatura poderá atingir.

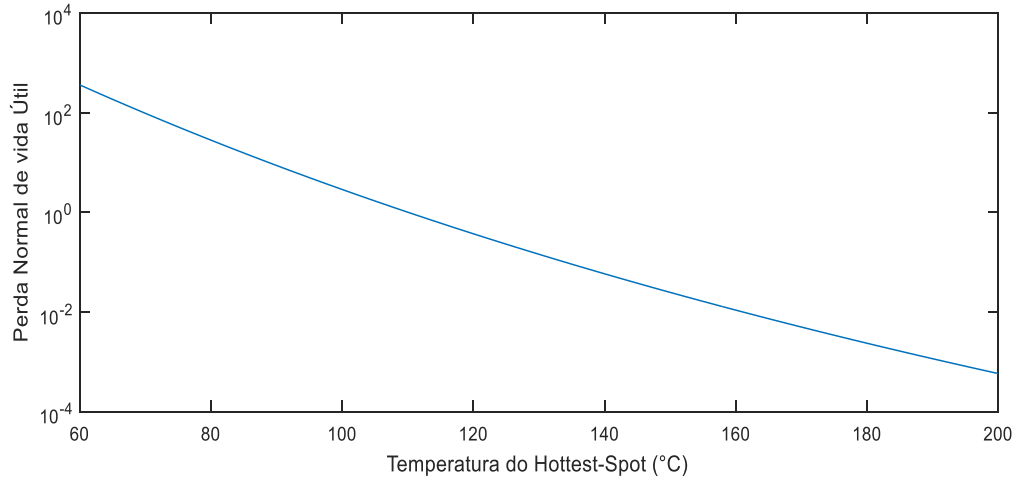
Figura 4.2: Elevações da temperatura máxima em função da classe de isolamento.

Fonte : [51]

¹No Anexo I há uma tabela com as diferentes classes de transformadores de potência

O final da vida útil de um transformador de potência é caracterizado pelo envelhecimento do papel isolante. Quando as condições do papel que isola os enrolamentos chega a um ponto de desgaste que se torna irreversível, então é possível concluir que o ciclo de vida do isolamento chegou ao fim. O envelhecimento natural do papel é agravado quando ocorre aquecimento excessivo, principalmente pelo fato de o papel estar permanentemente em contato com as partes ativas que são sobre-aquecidas pelo aumento de carga. A norma [52] ilustra por meio do gráfico da Figura - 4.3 a relação entre o tempo de vida de um sistema de isolamento de classe $65^{\circ}C$ quando exposto à variação de temperatura.

Figura 4.3: Relação da expectativa de vida da isolação em função da temperatura.



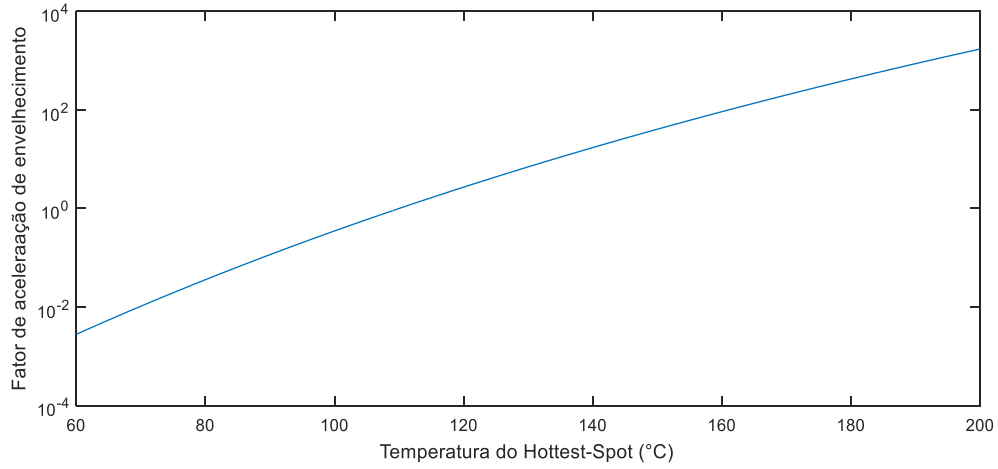
Fonte : [52]

Esta curva permite concluir que a temperatura é um dos fatores que mais afeta a vida térmica do sistema de isolamento. Para valores acima de 1, as temperaturas do *hottest-spot* são maiores que $110^{\circ}C^2$ e para valores menores que 1 as temperaturas são abaixo de $110^{\circ}C$. Isto pode ser apresentado pela seguinte formulação:

$$PV_{util} = 9.80 \times 10^{-18} e^{\left[\frac{1500}{\Theta_H + 273}\right]} \quad (4.1)$$

A curva de expectativa de vida serve como base para o cálculo do fator de aceleração do envelhecimento. Conforme ilustrado na Figura - 4.4, para temperaturas de *hottest-spot* maiores que $110^{\circ}C$ o fator de aceleração é maior que 1 e para temperaturas menores que $110^{\circ}C$ o fator de aceleração é menor que 1. Ou seja, temperaturas mais elevadas contribuem demasiadamente para o processo de envelhecimento da isolação.

²Valor de temperatura considerado ideal para que o transformador opere durante toda a vida útil projetada.

Figura 4.4: Fator de aceleração de envelhecimento em função da temperatura.

Fonte : [52]

A equação (4.3) pode ser usada para calcular o fator de aceleração de envelhecimento. Este fator é o mesmo utilizado para transformadores de qualquer classe, além de transformadores de distribuição pelo fato do papel isolante ser contituído em todos os casos por celulose.

$$FAA = e^{\left[\frac{1500}{383} - \frac{1500}{\Theta_H + 273}\right]} \quad (4.2)$$

Desta forma, o primeiro passo a ser estabelecido para a determinação do percentual de perda de vida útil decorrente de sobrecarga é o levantamento das temperaturas que regem o processo térmico no interior do sistema de isolamento, durante o período de carregamento do transformador. Para isso é necessário o conhecimento da curva de carga típica do equipamento e extrair as informações pertinentes à potência base e de ponta.

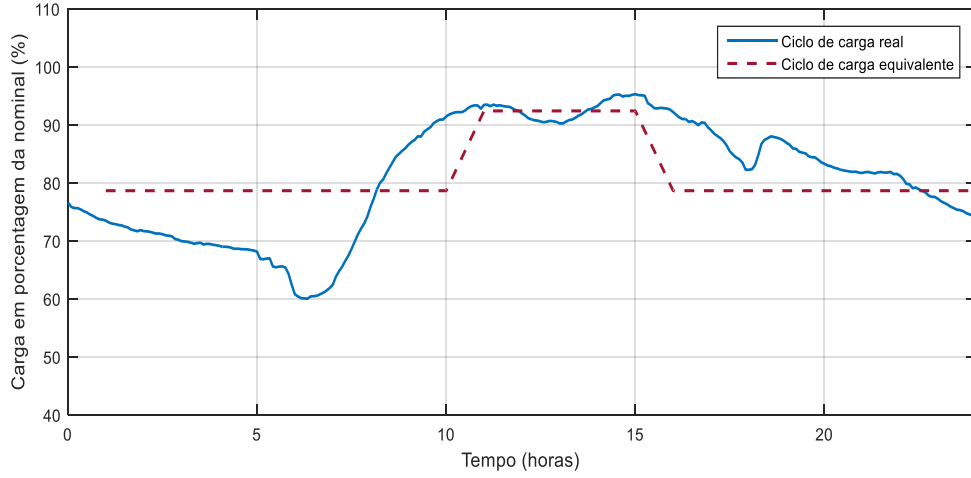
Os transformadores são usualmente operados durante um ciclo de carga de 24 horas. Um ciclo de carga real de um transformador da transmissora Eletronorte em São Luís- MA é ilustrado na Figura - 4.5, no qual pode ser observado que flutuações de carga ocorrem durante todo o período do dia. Contudo, para iniciar os cálculos de modelagem térmica é necessário transformar a curva de carga real em uma curva retangular do equivalente térmico que descreve um período de carga base e de pico.

Devido as características de armazenamento térmico dos materiais de um transformador, uma carga constante que gera as mesmas perdas totais de uma carga flutuante pode ser considerada como uma carga equivalente do ponto de vista da temperatura. A conversão de um ciclo de carga diário em um ciclo de carga equivalente é expressa por:

$$Carga_{equiv} = \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n}} \quad (4.3)$$

Em que $S_1, S_2, S_3, \dots, S_n$ são os vários degraus de carga em percentagem, p.u ou kVA e $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$ são os intervalos de tempo de cada carga.

Figura 4.5: Curva de carga real e equivalente.



Fonte : Elaborada pelo autor

O ciclo de carga equivalente é composto por duas componentes de carga: a carga equivalente básica e a carga equivalente da ponta. A primeira representa o valor médio quadrático da carga, obtido em (4.3), ao longo dos períodos anteriores e posteriores ao pico da carga. A segunda componente também é obtida pelo valor médio quadrático para o período limitado com a maior parte da carga da ponta. Uma vez conhecidas as potências que compõem a curva de carga retangular é possível dar início aos cálculos para determinação das temperaturas do sistema de isolamento.

As características predominantes para determinação dos parâmetros do circuito térmico equivalente dependem principalmente das características intrínsecas dos materiais, o que de fato também influencia na performance de cada equipamento e manufatura dos transformadores. No anexo A é fornecido algumas informações retiradas das normas [53] e [54] de classe de isolamento e potência de diferentes transformadores.

Fundamentalmente a temperatura do *hottest-spot* é formada pelo somatório de três componentes de temperaturas conforme pode apresentado como:

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H \quad (4.4)$$

Em que Θ_H é a temperatura do *hottest-spot*, Θ_A é a temperatura ambiente, $\Delta\Theta_{TO}$ é a elevação da temperatura no topo do óleo sobre a temperatura ambiente e $\Delta\Theta_H$ é a elevação da temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo.

Relembrando, a temperatura não varia de forma instantânea, logo o cálculo da elevação de temperatura do topo do óleo sobre a ambiente e a do enrolamento sobre a do óleo são obtidas exponencialmente conforme:

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i})(1 - e^{-\frac{1}{\tau_{TO}}}) + \Delta\Theta_{TO,i} \quad (4.5)$$

$$\Delta\Theta_H = (\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,i})\left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_w}}\right) + \Delta\Theta_{H,i} \quad (4.6)$$

No qual $\Delta\Theta_{TO,i}$ e $\Delta\Theta_{TO,U}$ são as elevações iniciais e finais do topo do óleo sobre a temperatura respectivamente apresentadas em (4.7) e (4.8), e $\Delta\Theta_{H,i}$ e $\Delta\Theta_{H,U}$ são as elevações iniciais e finais do ponto mais quente do enrolamento sobre o topo do óleo. A constante t representa o intervalo de tempo do ciclo de carga, τ_{TO} e τ_w são as constantes de tempo térmica do óleo e do *hottest-spot* respectivamente.

$$\Delta\Theta_{TO,i} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(k_i^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (4.7)$$

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(k_U^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (4.8)$$

No qual $\Delta\Theta_{TO,R}$ é a temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente sob carga nominal, k é relação entre carga durante o pico e a nominal, R é a relação entre perdas em carga sob carga nominal e a perda em vazio e n é o expoente usado no cálculo da elevação de temperatura do topo do óleo, o qual depende do tipo de resfriamento utilizado (Anexo A).

$$\Delta\Theta_{H,i} = \Delta\Theta_{H,R} K_i^{2m} \quad (4.9)$$

Uma vez conhecida a temperatura do ponto mais quente do enrolamento é possível calcular a perda de vida útil decorrente da sobrecarga no transformador. A temperatura limite para o transformador durar cerca de 40 anos conforme a referência estabelecida é de 110 °C. A vida percentual referencial em um determinado intervalo do ciclo de carga pode ser descrito como:

$$PV_n(\%) = 10^{-\left(\frac{B}{273+\Theta_{en}} + A\right)} \cdot \Delta t_i \cdot 100 \quad (4.10)$$

Em que Θ_{en} representa o limite da temperatura máxima que o ponto mais quente do enrolamento poderá apresentar para que a perda de vida útil seja proporcional à planejada durante o intervalo de tempo Δt_i (de no máximo 15 min.) do ciclo de carga. A e B são constantes³ da curva de expectativa da vida da isolação de papel. Desta forma é possível calcular a perda de vida útil percentual para cada intervalo de tempo do ciclo de carga em que ocorre a sobrecarga, sendo descrito como :

$$PV_s(\%) = 10^{-\left(\frac{B}{273+\Theta_{es}}+A\right)} \cdot \Delta t_i \cdot 100 \quad (4.11)$$

Em que Θ_{es} é a temperatura do ponto mais quente do enrolamento durante o intervalo i do ciclo de carga. A temperatura é dada em $^{\circ}C$, sendo necessário a conversão para *Kelvin*:

$$Ten[^{\circ}K] = 273 + \Theta_{en} \quad (4.12)$$

$$Tes[^{\circ}K] = 273 + \Theta_{es} \quad (4.13)$$

No qual $Ten[^{\circ}K]$ e $Tes[^{\circ}K]$ são respectivamente as temperaturas absolutas do limite em carga.

Dividindo a (4.11) pela (4.10) é obtido o fator multiplicador associado à perda de vida útil adicional devido à sobrecarga, como definido em:

$$Vfs_i = 10^{B \cdot \left(\frac{1}{Ten} - \frac{1}{Tes}\right)} \quad (4.14)$$

Desta forma, o cálculo para a determinação da perda de vida útil adicional gerada pela sobrecarga é realizado por meio da média ponderada do produto do fator Vfs_i pelo intervalo de tempo do ciclo de carga em que ocorre a sobrecarga, conforme é definido em:

$$PV_{total} = \frac{\sum_{i=1}^n Vfs \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i} \quad (4.15)$$

No qual PV_{total} é a perda total referente ao período da sobrecarga e n é o número total de intervalos estratificados de duração da sobrecarga.

³A igual a -14,13(transformador de 55 $^{\circ}C$), -13,39 (transformador de 65 $^{\circ}C$) e B igual a 6.972,15

4.4 Análise de gases dissolvidos

Durante a operação de sobrecarga, ocorre a elevação da temperatura no interior do óleo, as moléculas de hidrocarbonetos reagem liberando gases. Conforme apresentado na seção 2.3, a distribuição desses gases está relacionada com futuras faltas incipientes no transformador.

Os principais gases de faltas/falhas gerados a partir da operação do transformador são: Metano (CH_4); Etano (C_2H_6); Etileno (C_2H_4); Acetileno (C_2H_2); Hidrogênio (H_2); Nitrogênio (N_2), Monóxido e Dióxido de oxigênio (CO) e (CO_2). Dependendo da intensidade da sobrecarga e duração o volume e densidade desses gases variam e podem progredir gradualmente para um tipo de falha específica.

Em condições normais de operação o transformador também pode liberar gases com uma tolerância dentro de uma faixa limite, a qual não compromete o estado de conservação do material isolante. A norma IEC C.57.104 [38] apresenta o método de análise de gases dissolvidos no óleo isoladamente para operação contínua em vários níveis de gás combustível. Este critério utiliza tanto as concentrações de gases⁴ separados como as relações entre estes gases.

O diferencial deste tipo de análise é a possibilidade de verificar a condição normal de um transformador, analisando as concentrações de cada gás que serve como um indicador da condição do estado do isolamento do transformador, conforme apresentado na Tabela - 4.1. É possível verificar diferentes níveis de condições do estado do óleo, relacionando apenas a concentração presente na amostra. O diferencial desse método é que estabelece os limites dos principais gases combustíveis em L/L (ppm) para uma condição de classificação como “normal”. Este aspecto será utilizado como referência de parâmetro para a condição do sistema de isolamento a ser implantado no módulo de ajuste da taxa de falha, o qual irá auxiliar na tomada de decisão.

4.5 Correção da taxa de falha

A taxa de falha em transformadores de potência é expressa em função do número de falhas pelo tempo de operação. Esta taxa pode ser obtida observando um conjunto de transformadores durante um período de tempo e dividindo o número total de falhas deste conjunto pelo número total de anos de transformadores em operação, conforme descrito em 2.3. Algumas empresas adotam fórmulas padronizadas e particularizadas para determinar

⁴os números mostrados são em parte por milhão (ppm) volumetricamente e baseados em grandes transformadores de potência com milhares de litros de óleo

Tabela 4.1: Limites de concentração do gás-chave dissolvido

Gás muL/L (ppm)	Normal	Atenção	Anormal	Perigo
Hidrogênio (H ₂)	100	101-700	701-1800	>1800
Metano (CH ₄)	120	121-400	401-1000	>1000
Acetileno (C ₂ H ₂)	1	2-9	10-35	>35
Etileno (C ₂ H ₄)	50	51-100	101-200	>200
Etano	65	66-100	101-150	>150
Monóxido de Carbono (CO)	350	351-570	571-1400	>1400
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2500	2500-4000	4001-10000	>10000

Fonte :[38]

a taxa de falha em equipamentos. A metodologia adotada pelo CIGRÉ [55] para o cálculo da taxa de falha aborda a seguinte metodologia:

$$\lambda = 100 \frac{\sum_{i=1}^i n_i}{\sum_{i=1}^i N_i} (\%) \quad (4.16)$$

Em que n_i é o número de transformadores que falharam no i^{th} ano e N_i é o número de transformadores em operação durante o i^{th} ano.

O CDE/GCOI [56] adota a seguinte metodologia para o cálculo da taxa de falha:

$$\lambda = \frac{\sum Nf}{\sum N\phi \cdot \Delta t} (\%) \quad (4.17)$$

Em que $\sum Nf$ é o número de falhas de um conjunto de equipamentos pertencentes a mesma família; $N\phi$ e Δt é o período de observação em anos.

O ONS em parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina elaborou o relatório de desenvolvimento para cálculo de índices de desempenho em componentes do sistema de geração e transmissão [57]. Este projeto contempla os cálculos para taxa de falha baseado na metodologia do CDE/GCOI [56]. Porém, as taxas de falhas para transformadores de potência variam conforme a classe nominal e tensão. Na Tabela - 4.2 são apresentados os índices de desempenho dos transformadores agregados por faixa de potência. Já na Tabela - 4.3 é apresentado os índice de desempenho de transformadores para diferentes classes de tensão.

No Brasil os transformadores de potência já vem sendo observados durante muitos anos e atualmente a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adota uma taxa de

Tabela 4.2: Índice de desempenho para diferentes faixas de potência

Faixa de Potência	Exposição (unidades.ano)	Tempo Total de Reparo (h)	Nº de Ocorrência	Taxa de Falha falhas/(unidades.ano)
1-29 MW	5.759,1700	14510,6826	2031	0,3528
30-59 MW	4.012,4200	18384,7248	2067	0,5154
60-199 MW	4815,9668	47496,5892	2637	0,5482
200-499 MW	1980,2190	38502,8475	821	0,4155
500-999 MW	874,36320	9179,4660	386	0,4420

Fonte : [57]

falha típica para transformadores do sistema elétrico em condições normais de operação, o valor correspondente de 1,73%/ano conforme a resolução normativa RN Nº 513 [58].

Tabela 4.3: Índice de desempenho para diferentes classes de tensão

Classe de Tensão	Exposição (unidades.ano)	Tempo Total de Reparo (h)	Nº de Ocorrência	Taxa de Falha falhas/(unidades.ano)
138 kV	8282,3193	14510,6826	2031	0,3528
230 kV	5273,8081	18384,7248	2067	0,5154
345 kV	1814,5311	47496,5892	2637	0,5482
440 kV	1493,4194	38502,8475	821	0,4155
500 kV	1493,4194	9179,4660	386	0,4420
750 kV	144,1230	2030,7505	23	0,1598

Fonte : [57]

Durante a vida operacional do transformador existirão situações de operação em emergência, com sobrecargas, evolução atípica de gases combustíveis, faltas, esforços operacionais, estresses eletromagnéticos e todas outras situações que contribuem para o aumento da taxa de falha.

Para proporcionar ao operador ferramentas que auxilie na tomada de decisão é necessário o levantamento de dados que permitam modelar as condições do equipamento. Logo, a taxa de falhas atualmente utilizada na RN 513 [58], não se encaixa nos padrões da condições apresentadas por um transformador em momento de operação anormal, além disso, existe o contexto histórico que também deve ser introduzido, uma vez que o transformador já tenha apresentado sobrecargas anteriores e faltas. A taxa de falha

então passará por um processo de atualização que será específico para cada tipo de transformador durante a operação em emergência.

Em [59] foi proposta uma metodologia para corrigir a taxa de falha destes equipamentos. Este estudo levou em consideração a existência de sobrecargas e a evolução de gases através dos resultados da cromatografia gasosa. O trabalho apresenta bons resultados, no entanto não considera a idade do equipamento. Conforme mencionado em 2.3 um fator que contribui para aumento de taxa de falha é o tempo de vida operacional, desta forma transformadores mais “idosos” correm mais risco de falhar que transformadores “jovens”. Portanto, a taxa de falha utilizada deve proporcionar ao operador uma análise de risco mais confiável, pois se aproxima do estado atual do transformador.

4.5.1 Teoria da informação

A ideia de corrigir a taxa de falha utilizando o conceito de entropia surge da busca de uma forma de convoluir informações atuais e históricas que influenciam a probabilidade da ocorrência de uma falha futura.

Os primeiros estudos sobre entropia na área da engenharia foram na década de 1950, quando o engenheiro Clause Shannon incluiu na teoria da comunicação [60] conceitos fundamentais que originaram a teoria da informação, entre os quais a entropia.

Inicialmente, a área de conhecimento que mais empregou a teoria da informação foi a de comunicações, solucionando o problema de distorções na codificação e decodificação de mensagens digitais. Segundo Shannon, tudo que não é fundamental para ser entendido em uma determinada mensagem é dito como complementar, ou seja é a medida de entropia para que a mensagem possa ser compreendida.

Segundo a teoria da informação quando menor for a quantidade de informação acerca de um determinado evento, maior será a entropia. Ou seja, se o conteúdo de uma mensagem é totalmente conhecido então o conteúdo de informação é nulo, enquanto que menos previsível for o conteúdo de uma mensagem, maior será o conteúdo de informação. Desta forma, Shannon definiu matematicamente a entropia de uma distribuição discreta de probabilidade como:

$$H(p) = \sum p_i \cdot \log(1/p_i) \quad (4.18)$$

Em que p_i indica a probabilidade de um evento da distribuição de probabilidades de uma variável aleatória discreta.

Uma desvantagem na entropia de Shannon consiste no exaustivo somatório dos logaritmos de probabilidades, desta forma não se torna tão atrativo para estimação da

entropia. Foi então que Rényi [61] em 1976 buscou uma definição geral para as medidas de informação, de modo que preservasse a atividade de eventos independentes. Por exemplo, se fosse assumido que os eventos $x_1, x_2, \dots, x_n$ pudessem ter probabilidades diferentes $p_k = P(x = x_k)$ com $k = 1, 2, \dots, N$, e que cada um possuísse uma informação $H_{R\alpha}(P)$, então a quantidade total de informação seria dado por:

$$H_{R\alpha}(P) = \frac{1}{1 - \alpha} \log \sum_{k=1}^N p_k^\alpha, \text{ com } \alpha > 0, \alpha \neq 1 \quad (4.19)$$

Em que $H_{R\alpha}(P)$ é a entropia diferencial de Rényi de ordem α de uma variável aleatória x é a variável aleatória, e p_k a função de densidade de probabilidade.

Lembrando que $\lim_{\alpha \rightarrow 0} H_\alpha(X) = H(X)$ ou seja, equivale a entropia de *Shannon*. Isso permite conjecturar que a entropia de *Rényi* quando $\alpha \rightarrow 0$, conforme definido em:

$$\begin{aligned} \lim_{\alpha \rightarrow 0} H_\alpha(X) &= \lim_{\alpha \rightarrow 0} \frac{1}{1 - \alpha} \log \int p^\alpha(x) dx \\ &= - \int p(x) \log p(x) dx = H(X) \end{aligned} \quad (4.20)$$

Ao comparar as duas definições de entropia (4.18) e (4.19), é possível perceber que enquanto Shannon utiliza o $\log(p_i)$ ponderado pela probabilidade, Rényi utiliza o logaritmo externo á soma e isso permite um ganho computacional considerável, o qual torna o método mais atrativo.

Após a década de 1960 alguns pesquisadores sugeriram vários métodos para estimar as funções de propabilidade. A intenção desses autores objetivava a estimação de densidade a partir de uma gama de funções que não são restritas a um conjunto paramétrico de funções. Em [62] e [63] são abordadas várias formas de estimação não-paramétrica ⁵ de uma função densidade de probabilidade (FDP).

Atualmente, o método de estimação não-paramétrica da PDF (*probability density function*) mais utilizado é a estimação de *Kernel* por meio do conceito de janelas de Parzen. A janela de Parzen é um método que consiste em estimar uma PDF de uma variável aleatória a partir de uma amostra discreta de N pontos de um espaço N -dimensional. Essa técnica utiliza uma função de núcleo *Kernel* com o centro em cada ponto da amostra. O ponto da amostra é então substituído por um conjunto contínuo baseado na PDF descrita pelo *Kernel* na forma:

$$P_X(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N G(x, \sigma, \mu) \quad (4.21)$$

⁵A estimação não paramétrica consiste na aplicação de técnicas em que não são exigidas suposições quanto à variável populacional. Isso faz com que se torne qualitativamente melhor a aplicação.

No qual $G(x, \sigma, \mu)$ é a função de *Kernel* suave, sendo mais utilizada a função Gaussiana.

Neste aspecto, um modelo baseado na entropia através da maximização da informação contida em conjunto de pontos oriundos tanto da análise de perda de vida útil como na evolução dos gases no interior do transformador permite extrair o (“*manifold*”) de informações contidas nestes dois conjuntos e assim, determinar a PDF de cada conjunto. Posteriormente esta informação será utilizada como uma medida de pertinência combinada com uma condição de falha.

A aplicação da entropia em mais de uma variável aleatória favoreceu o desenvolvimento de novas medidas estatísticas, como é o caso da correntropia. Em [64] é demonstrado como a correntropia pode ser utilizada para medir a similaridade entre instantes temporais de duas variáveis aleatórias. Segundo [65] a ideia é utilizar uma medida que consegue quantificar o tamanho e a forma de um conjunto de dados no espaço e no tempo, para gerar a informação da distribuição estatística em um espaço de entrada, uma vez que a função da entropia baseada no *Kernel* da janela de parzen gera a informação da distribuição baseada no espaço das amostras, o qual torna interessante a aplicação de verossimilhança entre duas ou mais variáveis, tal como foi definida a correntropia:

$$V_x(t, s) = E(\delta(x_t - x_s)) = \int \delta(x_t - x_s) \rho(x) dx \quad (4.22)$$

Usando a teoria de *Kernel* a correntropia pode ser estimada como:

$$V_x(t, s) = E(k(x_t - x_s)) \quad (4.23)$$

Para duas variáveis aleatórias a estimação da correntropia é definida por:

$$V_\sigma(X, Y) = E [K_\sigma (X - Y)] \quad (4.24)$$

Em que K_σ é o kernel Gaussiano definido em (4.25), o qual foi escolhido por apresentar uma resolução mais conveniente da integral, além de manter a forma funcional sob convolução e permitir um cálculo computacional mais simples devido a propriedade de ser derivável. No entanto, qualquer função definida positiva com picos na origem poderiam ser perfeitamente utilizadas no cálculo de estimação, apesar de tornar o procedimento mais complexo [66].

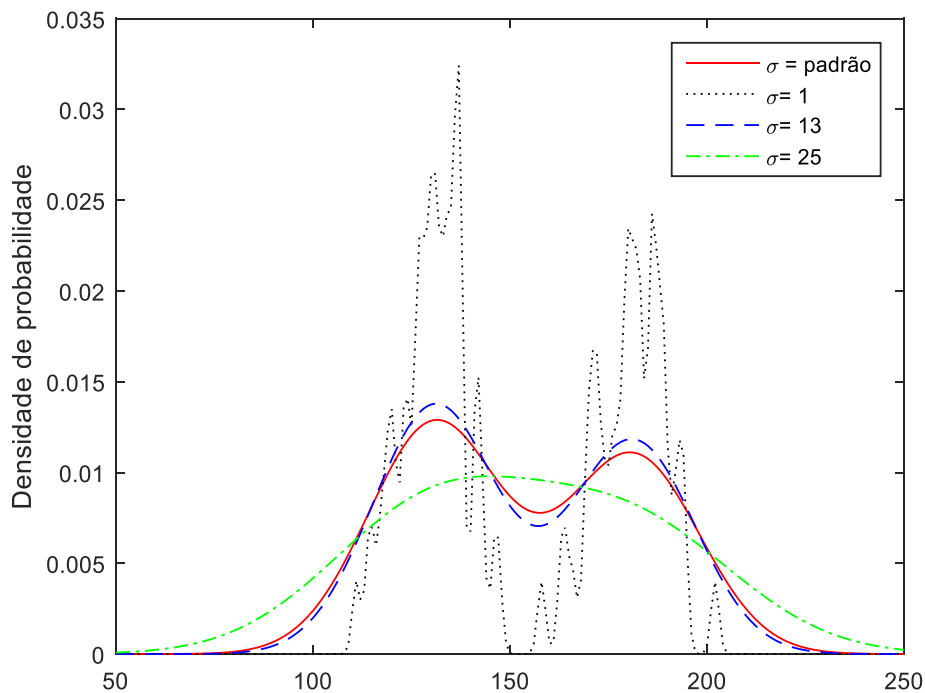
$$G(x, y) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}(x_i - y_i)^2} \quad (4.25)$$

Em que σ é o tamanho da janela de Parzen.

Neste contexto, o tamanho da janela de Parzen assume fundamental importância, pois ao estimar valores elevados de σ , pontos muito afastados da amostra são afetados de forma relevante fazendo com que a estimativa seja composta por superposições de funções lentas e genarilazadas, enquanto que valores de σ muito pequenos permitem que pontos muito próximos da amostra sejam relevantemente afetados pela janela, causando uma superposição de funções com “picos agudos” com centro nas amostras e gerando uma estimativa bastante ruidosa.

É ilustrada por meio da Figura - 4.6 a influência da largura da janela durante a estimação da PDF. Ao assumir uma janela muito estreita a estimativa se torna ruidosa e com vários picos, enquanto que para valores mais elevados da largura, a função se torna muito generalizada e conseqüentemente perde informação. Um valor estimado entre essas duas janelas apresenta um comportamento sem grandes ruídos de forma que suavizasse a PDF em torno da original sem perder qualidade da informação.

Figura 4.6: Influência do σ na estimativa da pdf pela Janela de *Parzen*.



Fonte : Elaborada pelo autor

O método de janelamento de Parzen vem sendo altamente utilizado na estimação da entropia em sistemas que não possuem forma correta da distribuição de uma determinada ocorrência, alguns trabalhos utilizam a metodologia para estimação de fenômenos ou

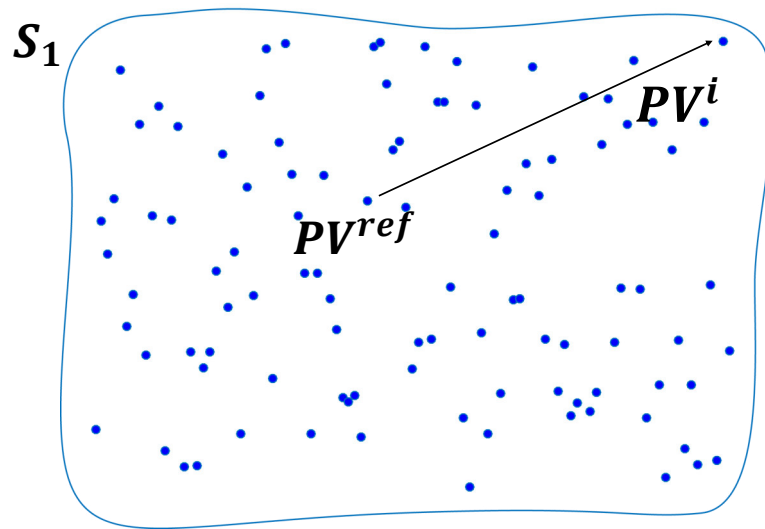
comportamentos de certos eventos e servem como modelos de previsão associadas ao apoio da operação de sistemas reais, [65, 67].

4.5.2 Atualização da taxa de falhas

O padrão evolutivo da perda de vida útil e dos gases combustíveis ao longo do tempo pode ser visto como conjuntos representados por nuvens de pontos centralizados em uma ponto de referência. Isso permite estabelecer características destes conjuntos, tais como os meios de determinar a região de maior densidade. Utilizando o conceito de correntropia, o qual permite medir o grau de desordem de um sistema no espaço de tempo, é plausível medir e maximizar as informações contidas nessa desordem.

Na Figura - 4.7 é ilustrada uma superfície S_1 formada por um conjunto de dados aleatórios com o centro em Pv_{ref} referente à perda de vida referencial para um transformador de 40 anos. Cada ponto do conjunto representa uma amostra para diferentes casos históricos de perda de vida, causados por diferentes níveis de sobrecarga. As sobrecargas mais severas geram valores de perda de vida mais elevadas e que determinam o limite da fronteira da superfície. Atualmente o valor utilizado como referência para perda de vida em condições normais de operação é fornecido em [58]. Contudo, valores que vão se distanciando da referência ou sofrendo um desvio ao longo do tempo tendem a alterar o resultado da taxa de falha.

Figura 4.7: Superfície S_1 com conjuntos de pontos aleatórios da perda de vida causada por sobrecarga.



Fonte : Elaborada pelo autor

Além da análise da perda de vida resultante de sobrecargas outro fator que deve ser considerado para compor a nova taxa é a distribuição quantitativa dos gases combustíveis no interior do óleo. Conforme foi visto na Tabela - 3.2 a evolução dos gases segue um padrão que é referenciado por valores limites presentes nas concentrações das amostras do óleo em ppm (parte por milhão) ao longo da vida. Com o avanço da idade os valores padrões de referência das concentrações de gases tendem a se modificar.

Em virtude disso foi realizado pela norma IEC-60599/1999 [68] um levantamento do quadro da saúde de transformadores mediante análise cromatográfica de uma robusta quantidade de amostras e enquadrrou em função da idade e de um intervalo de concentrações os transformadores em condição “saúdável” (Tabela - 4.4). A medida que os valores das concentrações se desviam dos valores de referência (para cada um dos 5 conjuntos dos principais gases) o valor contido nesta informação tende a fornecer um indicativo de falhas incipientes no equipamento.

Tabela 4.4: limite de intervalo de concentração dos gases para validação de condição normal do transformador

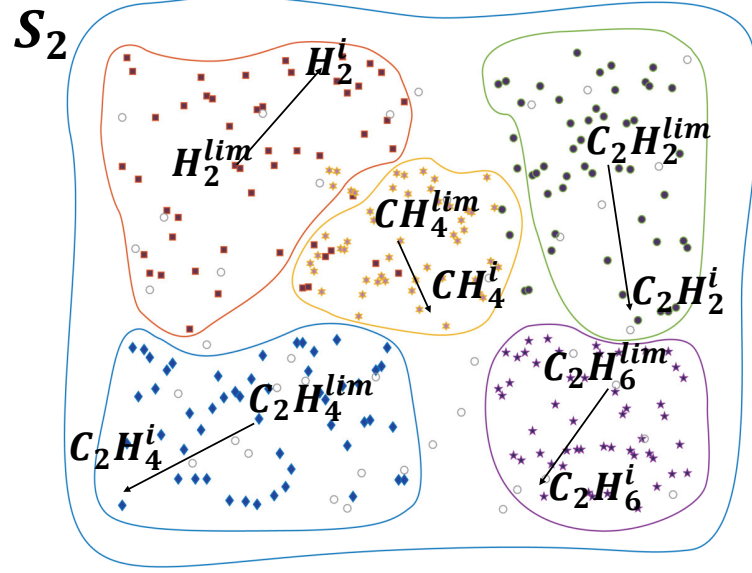
Gás	Até 4 anos	De 4 a 10 anos	Acima de 10 anos
Hidrogênio (H ₂)	100/150	200/300	200/300
Metano (CH ₄)	50/70	100/150	200/300
Etileno (C ₂ H ₄)	100/150	150/200	200/400
Etano (C ₂ H ₆)	30/50	100/150	800/1000
Acetileno (C ₂ H ₂)	20/30	30/50	100/150
Monóxido de Carbono (CO)	200/300	400/500	600/700
Dióxido de carbono (CO ₂)	3000/3500	4000/5000	9000/12000

Fonte :[68]

Na Figura - 4.8 é ilustrada a superfície composta por 5 conjuntos de gases, sendo que cada conjunto de gás está atrelado a um ponto central definido como limite máximo de concentração do gás para a condição classificada como “normal”. Os pontos que limitam a fronteira são referentes aos valores máximos registrados das concentrações obtidas de um conjunto massivo de amostras da cromatografia gasosa de transformadores em operação.

Ainda na Figura - 4.8, conforme os valores das amostras se distanciam dos valores padrões, a probabilidade de falha aumenta. A correntropia é então utilizada como medida de generalização de duas variáveis no domínio do tempo. Considerando que a taxa de falha atualmente registrada pela norma é $\lambda = 1,73\%$, e que de acordo com as condições do equipamento, essa taxa pode ser maior, então é razoável atualizar λ através de um multiplicador δ_λ para agregar a análise de risco do transformador.

Figura 4.8: Superfície S_2 com 5 conjuntos de pontos aleatórios da evolução de gases.



Fonte : Elaborada pelo autor

Este multiplicador é obtido pela convolução de duas funções de *Kernel* que individualmente incorporam o fator de perda de vida e presença de gases combustíveis, ambas em função da idade do equipamento e definidas como:.

$$G(pv^{ref}, pv^i) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(-pv^{ref} - pv^i)^2}{2\sigma^2}} \quad (4.26)$$

$$G(g_k^{lim}, g_k^i) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{\left(-\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (g_k^{lim} - g_k^i)^2\right)}{2\sigma^2}} \quad (4.27)$$

Em que pv^{ref} é a perda de vida normal do transformador designado para operar em média 40 anos; pv^i é a perda de vida causada pela sobrecarga de magnitude i ; g_k^i representa a amostra i com o valor da concentração do gás k ; e g_k^{lim} é o valor limite de concentração do gás k para ser considerado como referência de uma condição “normal”.

A escolha da janela de Parzen σ , segue a proposta de determinação da semelhança entre as variáveis de perda de vida e concentração dos gases em relação à amostra central de referência e considerando o fator tempo. Dessa forma, a determinação deste parâmetro fica estabelecida da seguinte forma:

$$\sigma = \frac{(tp - ta, tp)}{tp} \quad (4.28)$$

Em que tp e ta é o limite de idade referencial para um transformador (segundo a Norma [58]) e a idade atual do equipamento respectivamente.

Finalmente a taxa de falha em transformadores poderá ser atualizada como:

$$\lambda_{new} = \lambda_{old} + \Delta\lambda \cdot \lambda_{old} \quad (4.29)$$

Neste caso, o interesse não está em diagnosticar o tipo de falta incipiente relacionada com cada concentração de gás da amostra, mas calcular um fator responsável para compor o elemento que irá ponderar a penalidade na correção da taxa de falha. Os dois elementos considerados são a perda de vida acelerada por sobrecarga e a evolução de gases combustíveis. Essa escolha foi adotada a partir da verificação de que tais elementos são fundamentais para implicar em diferentes direcionamentos da probabilidade de falha.

4.5.3 Probabilidade de falha

Relembrando, a taxa de falha é uma medida em função da quantidade falhas e do tempo, podendo ser reescrita da seguinte forma, sem que ocorra perda de informação:

$$\lambda = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (4.30)$$

Em que, $f(t)$ é a função de densidade de probabilidade de falha e $R(t)$ a função de sobrevivência ou confiabilidade do transformador. Uma vez que é definido $f(t) = \frac{-dR(t)}{dt}$, então:

$$\lambda(t) = \frac{-1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt} \quad (4.31)$$

Integrando em ambas os lados:

$$\int \frac{1}{R(t)} \cdot dR(t) = \int_0^t -\lambda(t)dt \quad (4.32)$$

$$\ln R(t) = \int_0^t -\lambda(t)dt \quad (4.33)$$

$$R(t) = e^{[-\int_0^t -\lambda(t)dt]} \quad (4.34)$$

A curva de taxa de falhas em transformadores se aproxima de casos de equipamentos que não possuem partes móveis, em que a maior parte da vida útil se concentra na região

(2) da curva de *hazard* ilustrada na Figura - 4.9 (conhecida como curva da banheira), cuja taxa de falha permanece constante.

Figura 4.9: Curva de "Hazard" convencional.



Fonte : Elaborada pelo autor

A curva tradicional da banheira possui uma alta mortalidade nos primeiros anos de operação de um equipamento. No entanto, se tratando de transformadores de potência, por ser um equipamento com elevados custos de aquisição, instalação e manutenção, está sujeito a rígidos processos de comissionamento e inspeções durante a etapa de fabricação para que a taxa de falha durante esta fase seja mitigada. Deste modo, o estágio que compreende em falhas aleatórias causadas por eventos transitórios, caso o transformador seja operado em condições normais é o período com a menor taxa de falha e que se mantém constante. A curva apresenta um elevado crescimento à medida que o transformador envelhece indicando o estágio final da vida útil (Figura - 4.10).

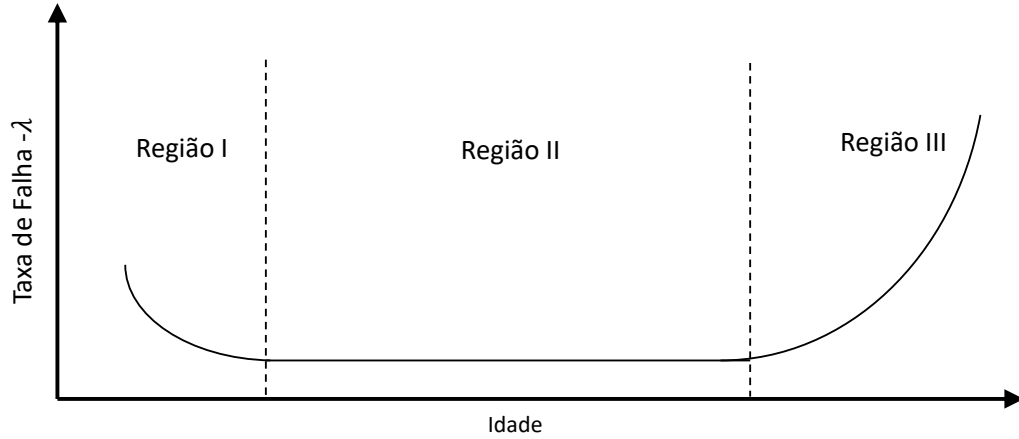
A região II conhecida como a região de vida útil ou de maturidade é caracterizada pela taxa de falha constante. Desta forma, durante a vida útil do transformador a taxa de falha é caracterizada com sendo constante, desde que operada dentro das condições normais, ou seja:

$$\lambda(t) = \lambda = \text{constante} \quad (4.35)$$

Deste modo, a confiabilidade $R(t)$ durante o tempo de vida útil do transformador pode ser finalmente calculado da seguinte forma:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (4.36)$$

Figura 4.10: Curva de "Hazard" para transformadores de potência.



Fonte : [69]

A probabilidade de falha $Q(t)$ do transformador em função de $R(t)$ é expressa da seguinte forma:

$$Q(t) = 1 - R(t) \quad (4.37)$$

Logo:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (4.38)$$

Para a nova taxa de falha obtida em (4.29) a probabilidade de falha será:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda_{novot}} \quad (4.39)$$

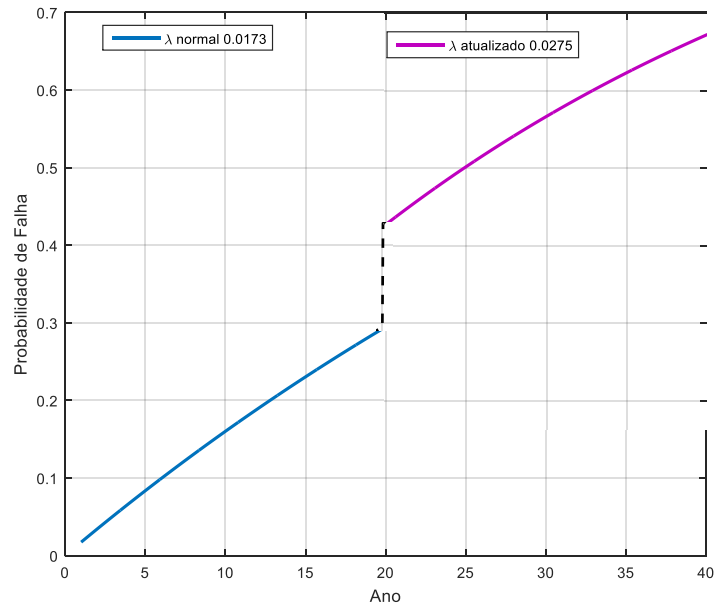
A probabilidade de falha é então conhecida como uma distribuição exponencial representando a função de sobrevivência de um transformador durante um tempo t , desde que a taxa de falha se mantenha constante.

Contudo, a taxa de falha será maior caso o equipamento seja exposto às condições anormais, como sobrecargas e crescimento de gases combustíveis no óleo isolante. Deste modo, a probabilidade de falha será em função da nova taxa de falha calculada em (4.29). Na Figura - 4.11 é ilustrado como a probabilidade de falha ao longo do tempo é afetada quando ocorre a atualização de λ :

A curva azul representa a probabilidade de falha em função do tempo, utilizando o valor da taxa de falha de referência (retirado da norma [58]) para transformadores

de potência no SEP sob condições normais de operação, enquanto que a curva violeta representa a probabilidade de falha ao longo do tempo para o mesmo transformador, no entanto com a taxa de falha atualizada segundo as condições reais do equipamento.

Figura 4.11: Probabilidade de falha antes e depois da correção.



Fonte : Elaborada pelo autor

4.6 Análise de risco

Em se tratando de componentes do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, os transformadores desempenham um papel decisivo para a disponibilidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Estes fatores são de fundamental importância porque determinam o desempenho financeiro e a sustentabilidade econômica deste tipo de negócio.

As complexidades técnicas, os elevados custos de capital e a longa expectativa de vida dos transformadores reflete em desafios únicos durante a tomada de decisões para os gestores de ativos. Modelos baseados em gerenciamento de ativos, vem sendo rigorosamente revisados e deficiências na determinação da probabilidade de falha tem sido encontradas, podendo resultar em cálculos de riscos incorretos e tomadas de decisões erradas.

O estudo realizado em [70] descreve que as incertezas e gestão de risco estão se tornando um processo importante e essencial no planejamento da operação da energia elétrica.

Nos últimos anos, incertezas quanto ao crescimento da carga, custos de capital, padrões regulatórios tem desafiado os operadores e planejadores do sistema.

O risco é basicamente definido como sendo o somatório do produto entre a probabilidade de um evento o correr e a consequência ou impacto [71]. No meio empresarial a consequência ou importância significa dinheiro, logo o impacto do transformador normalmente é calculado em função dos custos resultante de uma falha.

$$Risco(t) = \sum_{t=1}^T Q_{novo}(t) \cdot C_{falha} \quad (4.40)$$

Em que $Q(t)$ é a nova probabilidade de um transformador falhar durante o intervalo t de emergência, calculado em (4.39).

O principal objetivo de considerar o risco na tomada de decisão é mitigar ou aliviar a consequência financeira de um cenário de operação em emergência. Durante a emergência pode ser requisitado ao transformador elevados níveis de sobrecarga durante um intervalo de tempo t . Por meio da análise de risco o operador pode optar por um nível de aversão ao risco para um determinando equipamento.

Neste aspecto, a percepção do risco assume um papel importante para o julgamento das partes interessadas quanto a gravidade do risco de falha e como essa percepção irá influenciar no impacto financeiro. Logo, a aceitabilidade do risco depende de como o operador ou “*stakeholder*” observa a possibilidade dos danos potenciais.

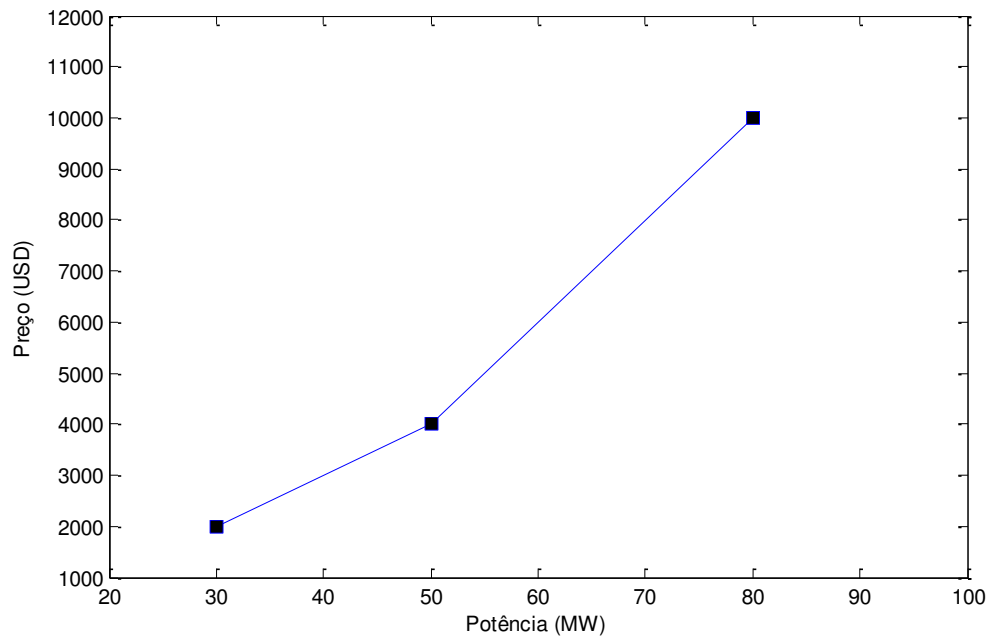
No entanto, existe muitas razões pelas quais as percepções e aceitabilidade do risco variam entre pessoas e companhias de energia. Ou seja, algumas empresas de energia apresentam uma posição mais aversa ao risco enquanto outras são mais conservadoras quanto ao risco, isso porque cada companhia possui sua própria metodologia de aversão ao risco que depende dos valores da empresa, nível de conservação do equipamento, histórico de sobrecargas e outros requisitos.

Além da probabilidade de falha um outro fator responsável por compor o risco de falha do transformador é o custo. A determinação do custo referente a falha não é uma tarefa trivial, isso porque envolve o levantamento de custos diretos e indiretos decorrentes da falha, conforme pode ser observado na Tabela - 2.2 e Tabela - 2.3 na seção 2.4. De forma geral, os custos decorrentes de falhas incluem as despesas com a substituição de um novo transformador, além de outros fatores como, o custo de reparo da peça, transporte, custo por energia não fornecida entre outros, etc..

O custo de um novo dispositivo ou peça não é quantitativamente constante. Por exemplo o preço de um comutador de um transformador de 20 MW não é o mesmo de um de 50

MW. Na Figura - 4.13 é ilustrada a relação entre o preço de um componente e a potência do transformador.

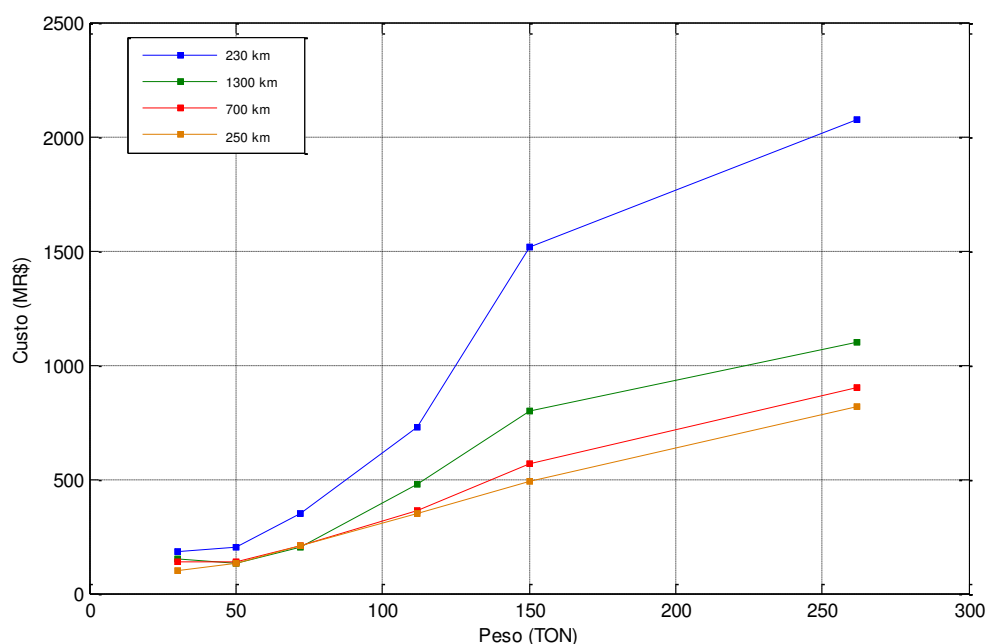
Figura 4.12: Relação entre preço do componente *versus* potência do transformador.



Fonte : [72]

Outro componente do custo de falha é o custo do reparo, pois o tempo em que o transformador é interrompido enquanto o problema é resolvido é independente do estado de garantia. O custo de reparo depende do custo de aquisição do transformador a ser reparado, da possibilidade de haver a peça defeituosa em estoque, do tempo de reparo e principalmente da idade do transformador. O custo com o transporte também é muito importante devido a robustez do equipamento e das dificuldades encontradas no deslocamento. De modo geral, o preço é computado em função do peso em tonelada (TON) e da distância em Km. Por meio da Figura - 4.13 é ilustrado os valores em R\$ [73], levando em consideração o seguro, os impostos e a carga e descarga do equipamento.

Existe o custo relativo ao não fornecimento de energia devido às multas que são impostas a concessionária. As multas por indisponibilidade resulta da soma de 2 parcelas: a primeira em função do período em que as instalações permaneceram fora de serviço para manutenção preventiva e a segunda resultante da manutenção corretiva. Quando o transformador falha, a multa por indisponibilidade é aplicada em função da segunda parcela. Neste aspecto, é importante compreender que esta multa é quinze vezes maior que a multa motivada pela primeira parcela [74].

Figura 4.13: Custos com transporte de transformadores de potência.

Fonte : [73]

4.7 Contratos de interrupção

Desde a desregulamentação do mercado de energia ao longo das últimas duas décadas (1990), muitas concessionárias de energia têm se esforçado em mudar as formas de gerenciar os negócios para atender as necessidades de um mercado exigente. Com isso, muitas procuram por uma gestão mais eficiente nos sistemas de políticas tarifárias e investimento de capital nos sistemas de geração, transmissão e distribuição.

Em resposta às reduções das margens operacionais, particularmente existentes em mercados desregulamentados, os contratos de interrupção podem atuar como uma ferramenta útil para o operador do sistema podendo ser aplicada em condições críticas do sistema e fornecer a redução da demanda que pode ser ativada em um curto espaço de tempo.

O programa de contratos de interrupção ou cargas interruptíveis (*Interruptible Load Contract*) compreende um dos programas do gerenciamento pelo lado da demanda 3.6.

No programa de cargas interruptíveis, o cliente assina um contrato com a concessionária de energia da região para que tenha total controle para redução da demanda, desde que solicitado. A empresa de energia é beneficiada pela redução da carga em períodos críticos poupando os ativos, reestabelecendo a qualidade dos serviços e garantia da confiabilidade. O cliente é beneficiado pela redução dos custos fornecidos pela empresa

ou em troca recebe uma compensação financeiro em proporção ao montante de energia interrompido.

Este programa de gerenciamento da demanda tem ganhado importância nos últimos anos, principalmente em mercados competitivos, como ferramenta de gerenciamento de risco. Por exemplo, empresas que recorrem aos contratos de cargas interruptíveis para satisfazer (parcialmente) a demanda de eletricidade dos clientes é beneficiado com a interrupção da carga o suficiente para evitar pagamentos de preços de atacados, mais elevados e que normalmente ocorrem durante uma contingência ou no pico da demanda.

Neste trabalho, o uso dos contratos de interrupção serve como um mecanismo aliado à aversão ao risco para o gerenciamento de sobrecarga no transformador durante o período da emergência.

Os contratos de interrupção tem sido praticado em muitos países, principalmente na América do Norte. De acordo com o *North America Electricity Reliability Council-NERC*, o programa foi reconhecido como um dos principais serviços em contingência [75]. O operador de interconexão do sistema de Nova York (*New York ISO -NYSIO*) possui uma esquema de cargas interruptíveis que tem encorajado os consumidores a reduzirem a demanda durante horários de pico [76]. Na Europa, o serviço de mercados elétricos do Reino Unido tem se tornado mais competitivo após a inserção do programa de cargas interruptíveis [77].

Os contratos se diferenciam em vários aspectos, tais como o tempo mínimo e máximo de interrupção, a quantidade do montante interrompido anualmente, o tempo mínimo de notificação e o preço. Na Tabela - 4.5 é apresentado um exemplo de modelo de diferentes contratos. É possível notar que dependendo da estrutura do mercado e da percepção do consumidor os contratos podem se tornar atrativos e apropriados para as cargas interruptíveis, o que favorece o aumento da eficiência e flexibilidade do sistema.

Tabela 4.5: Modelo de contrato de interrupção

Name	Tempo de notificação	Montante mínimo de interrupção	Estrutura de pagamento
Contrato 1	1 dia a 1 semana	Consumidores industriais, 5 MW, 6 hs por dia.	Desconto de 50%
Contrato 2	1 dia, 4 hs e 1 h	Todos consumidores, até 6 hs por interrupção menor que 100 hs ao ano.	Dependente do tempo de notificação.

Os participantes do programa são submetidos a uma redução do montante de carga (MW) ao longo de um intervalo de tempo horário por um preço estipulado previamente

no contrato (\$/MWh). Para efetuar uma ótima programação dos contratos é necessário determinar o menor preço a ser pago para os clientes pelo mínimo de interrupção, o qual é necessário para retirar o transformador da sobrecarga.

4.8 Análise de sensibilidade

As decisões tomadas pelo operador com o objetivo de aliviar ou até mesmo eliminar a sobrecarga, são baseadas na análise de risco e na escolha ótima dos contratos a serem usados. Para identificar as cargas com contratos elegíveis, utiliza-se análise de sensibilidade.

A análise de sensibilidade baseada na redução de carga é realizada através de alguns fatores de sensibilidade do sistema como o caso do PTDF (*Power Transfer Distribution Factor*) e TLR's (*Transmission Line Relief*)[78]. Ambas metodologias medem a sensibilidade do fluxo em relação à linha em que o transformador em sobrecarga está conectado. Enquanto o PTDF determina a sensibilidade do fluxo de potência da linha de uma única transferência de potência, o TLR mede a sensibilidade do fluxo da linha em função das várias transferências de potência da rede.

Desta forma, os valores de sensibilidade em todos os barramentos em que existe os contratos de interrupção em relação ao transformador em sobrecarga está conectado, serão úteis para indentificar o montante de corte necessário para aliviar a sobrecarga.

A sensibilidade na barra da carga interruptível na barra i para um transformador com terminais $k - m$ no intervalo do transformador em sobrecarga no intervalo j é $S_{i,j}^{km}$ é dada por:

$$S_{km}^{i,j} = -\frac{\Delta P_j^{km}}{\Delta P_{i,j}} \quad (4.41)$$

A potência excedida do transformador da linha $k - m$ é:

$$\Delta P_j^{km} = P_j^{km} - \overline{P_j^{km}} \quad (4.42)$$

Em que P_j^{km} é a potência atual do transformador km no intervalo j da emergência e $\overline{P_j^{km}}$ é a potência máxima permitida no carregamento do transformador.

A relação custo sensibilidade para as cargas interruptíveis N_{LI} elegíveis é dada por:

$$\mu_{i,j}^{km} = \left(1 - \frac{S_{i,j}^{km}}{\sum_{k=1}^{N_{LI}} S_{i,j}^{km}} \right) \cdot Cost_{i,j}^{int} \quad (4.43)$$

No qual $Cost_{i,j}^{int}$ é o custo da interrupção do contrato da carga i no intervalo j .

A cada horário da emergência é realizada uma análise com as cargas mais elegíveis ao corte. Estas cargas oferecem no intervalo horário uma maior sensibilidade de custo/-potência que as demais.

Para retirar um transformador da situação de sobrecarga é necessário reduzir a carga. No entanto, esse despacho entre as cargas que possuem contrato de interrupção não é realizado de modo tão simples, pois o valor calculado considera somente o fator custo, sendo provável que o corte seja realizado de forma ineficiente, ou seja, com aquelas cargas que menos contribuem para a sobrecarga no transformador. Todavia, no instante em que se utiliza o fator custo aliado com a sensibilidade do fluxo de potência de cada barra (com relação à linha do transformador) a decisão será ótima.

4.9 Estrutura da metodologia

Considerando todas as observações apresentadas é possível iniciar o processo de otimização. A tomada de decisão para os transformadores de potência em emergência é formulado como um problema de otimização multi-período com objetivo linear incluindo o risco de aceitar a sobrecarga no transformador e que consiste na minimização dos custos incorridos mediante esta decisão.

O fluxograma da Figura - 4.14, ilustra o processo decisório a partir dos elementos-chave durante a operação. Logo, o problema pode ser formulado da seguinte forma:

$$f = \text{Min} \sum_{j=1}^T \left(\sum_{i=1}^{N_{LC}^{int}} \mu_{i,j}^{km} LC_{i,j}^{int} + \sum_{i=1}^{N_{LC}^{noint}} c_{L_{i,j}}^{km} LC_{i,j}^{Noint} \right) \quad (4.44)$$

Sujeito às seguintes restrições:

Restrições operacionais:

$$\underline{V}_{i,j} \leq V_{i,j} \leq \overline{V}_{i,j} \quad (4.45)$$

$$\underline{P}_{Gi,j} \leq P_{Gi,j} \leq \overline{P}_{Gi,j} \quad (4.46)$$

Restrições dos contratos:

$$0 \leq LC_{i,j}^{int} \leq LC_{i,j}^{int\max} \quad (4.47)$$

$$0 \leq LC_{i,j}^{no_{int}} \leq LC_{i,j}^{no_{int}^{max}} \quad (4.48)$$

$$ILH_{i,j}^{accum} \leq ILH_{i,j}^{max} \quad (4.49)$$

Restrição do risco:

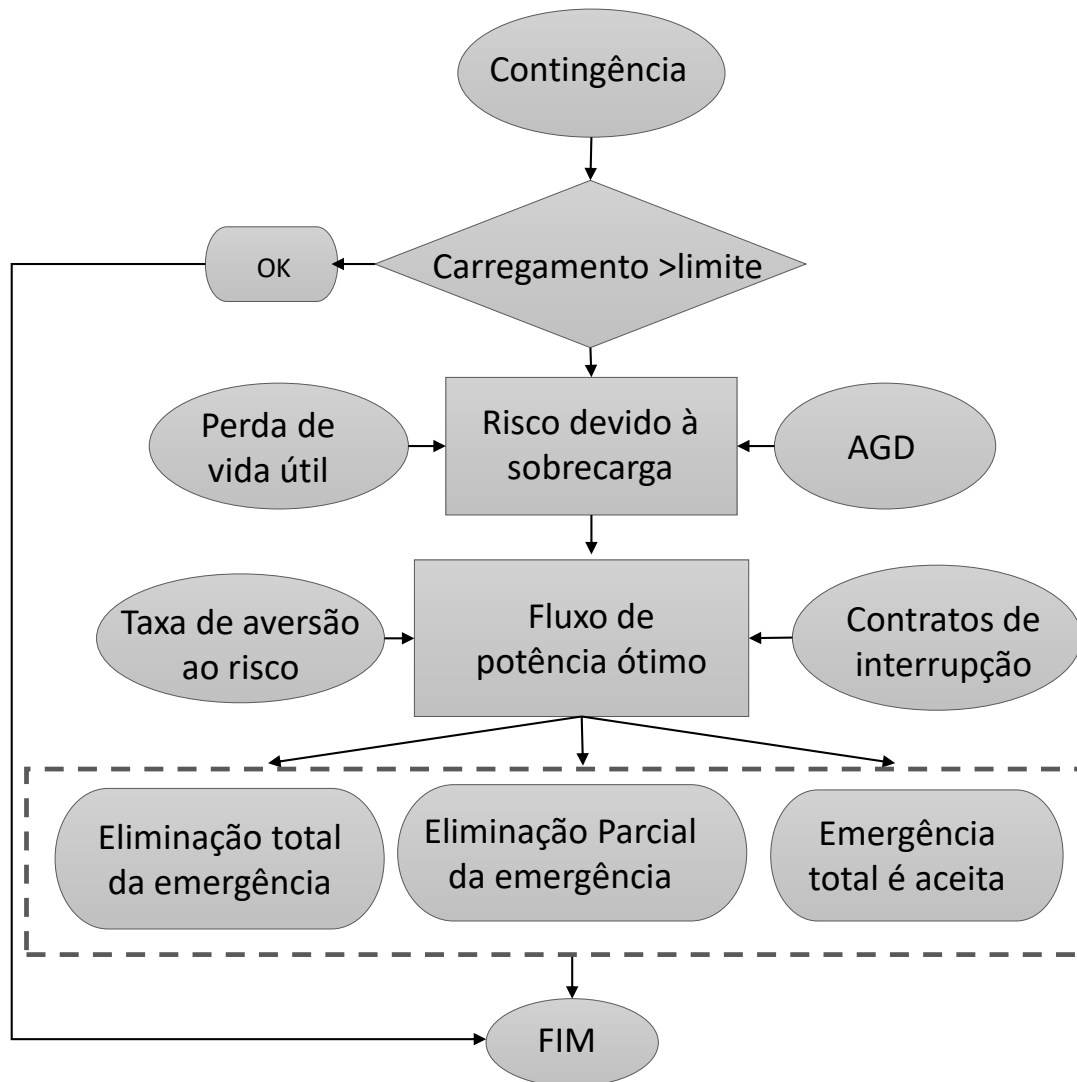
$$S_{i,j} \leq S_{i,j}^{\alpha} \quad (4.50)$$

Restrição de balanço de potência:

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{G_{i,j}} - \sum_{i=1}^{NL} P_{L_{i,j}} + \sum_{i=1}^{N_{LC}^{int}} LC_{L_{i,j}} + \sum_{i=1}^{N_{LC}^{no_{int}}} LC_{i,j}^{no_{int}} - P_{loss} = 0 \quad (4.51)$$

Em que $LC_{i,j}^{int}$ e $LC_{i,j}^{no_{int}}$ são as reduções na carga i no intervalo j ; $c_{L_{i,j}}^{km}$ é a penalidade pela interrupção das cargas não-interruptíveis; $\underline{V}_{i,j}$ e $\bar{V}_{i,j}$ são os limites máximo e mínimo de tensão na barra de carga i durante o intervalo j respectivamente; $LC_{i,j}^{int^{max}}$ é a máxima interrupção permitida pela carga interruptível i no intervalo j estabelecido pela cláusula no contrato de interrupção; $S_{i,j}^{\alpha}$ é a potência em MVA permitida no transformador i durante o intervalo j considerando uma taxa de aversão ao risco α obtida pela curva de aversão ao risco; $ILH_{i,j}^{accum}$ corresponde ao número de horas de interrupção acumulada no ano pela carga i ; $P_{G_{i,j}}$ é a potência injetada pelo gerador no intervalo j ; $\underline{P}_{G_{i,j}}$ e $\bar{P}_{G_{i,j}}$ são as potências de saída mínima e máxima de cada unidade de geração respectivamente; $P_{L_{i,j}}$ é a potência consumida em condições normais pela carga i no intervalo j ; P_{loss} são as perdas totais do sistema no intervalo j ; T é o tempo estimado em horas da duração total da emergência; NG é o número total de geradores do sistema; NL é o número total de cargas do sistema; N_{LC}^{int} é o número total de cargas interruptíveis no sistema; e $N_{LC}^{no_{int}}$ é o número total de cargas não-interruptíveis no sistema.

Inicialmente é observado o estado de contingência que pode por exemplo, ser acionado pela saída de um componente do sistema e em seguida é observado o carregamento no transformador. Nesta etapa os limites de carregamento do transformador são avaliados de forma que caso o limite seja excedido, o processo decisório é acionado.

Figura 4.14: Fluxograma do modelo de otimização.

Fonte : Elaborada pelo autor

Caso a potência no transformador seja excedida o operador é contestado com a possibilidade de falha em virtude da emergência. Assim é possível analisar o risco dessa emergência através de dois componentes: a perda de vida útil baseada na teoria de *Arrhenius* e por meio dos dados da AGD.

Depois de verificado o risco da falha o operador pode optar por um nível de aversão ao risco e analisar os contratos possíveis de interrupção para aquele instante da emergência.

Após a análise da relação risco/custos o operador decide optar pelas seguintes decisões:

- utilizar os contratos para eliminar toda a sobrecarga em virtude do alta exposição ao risco ou mesmo por estratégia de operação;

- utilizar os contratos para eliminar parcialmente a sobrecarga considerando uma tolerância do risco;
- ou finalmente pode optar por uma postura menos conservadora e aceitar a sobrecarga sem considerar nenhum grau de aversão ao risco.

4.10 Conclusão

Neste capítulo foi apresentada o *Framework* do trabalho por meio da exposição dos princípios, conceitos e fundamentos matemáticos da metodologia proposta. Também foram discutidos os elementos essenciais que irão compor a ferramenta de auxílio à tomada de decisão em operação em emergência do transformador, sendo apresentado os motivos de incorporar o estudo da correntropia para a atualização da taxa de falha e a aceitabilidade de um nível da sobrecarga através da análise de aversão ao risco.

Foram abordados os tipos de contratos de interrupção o qual permite a concessionária ter o total controle de interrupção da carga em troca de benefícios e incentivos financeiros por parte dos clientes, além do modelo matemático do fator custo/sensibilidade das cargas interruptíveis, com objetivo de melhorar a eficiência da otimização multi-período. Uma vez que as alternativas dos contratos forem extinguidas, o operador poderá optar pela interrupção das cargas que não possuem contratos.

RESULTADO E DISCUSSÃO

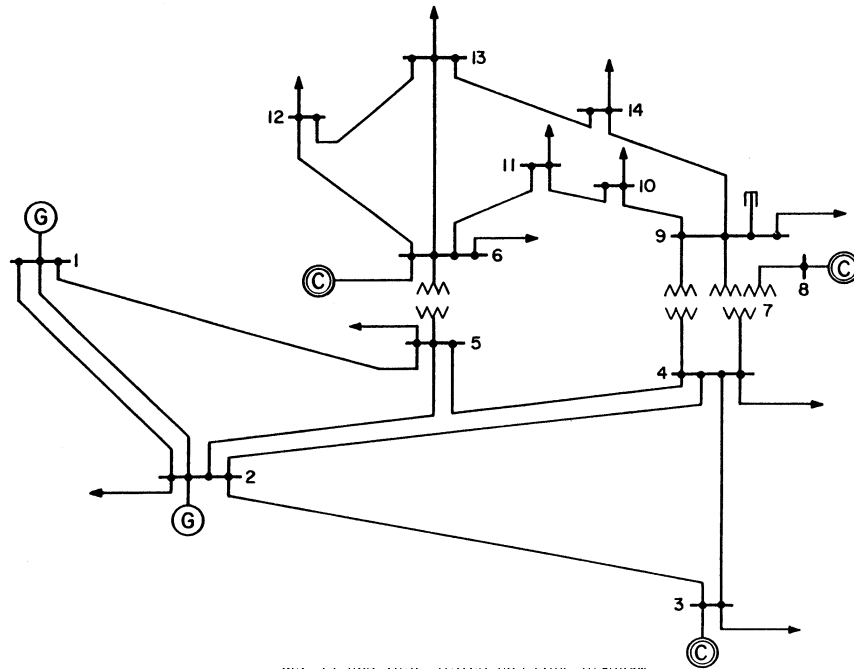
Para validar a metodologia proposta foi utilizado o sistema teste IEEE-14 [79] barras ilustrado na Figura - 5.1. Este sistema possui 3 transformadores de potência e 11 barras de carga. Foi assumido que as cargas 6, 9, 10, 11, 12, 13 e 14 possuem contratos de interrupção.

Assumindo que a emergência ocorra devido a uma contingência no transformador 3 ocasionando a saída, o nível de carregamento de todo o sistema tende a elevar. Para não comprometer a segurança da rede e permitir o continuidade do fornecimento de potência é requerido que o transformador 2 assuma a sobrecarga.

Inicialmente, as condições técnicas, construtivas e o histórico de perda de vida útil e evolução dos gases são examinadas para que sirvam de dados de entrada necessários para o avaliação de risco. São apresentadas na Tabela - 5.1 as características relativas ao transformador 2.

O cálculo da perda de vida útil acumulada foi realizada por meio de simulação de eventuais sobrecargas que foram incorridas no transformador durante a vida pregressa. As amostras do gases foram retiradas de amostras reais de um transformador das Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletrobras Eletronorte, com a mesma referência de idade e capacidade nominal.

Os dados apresentados na Tabela - 5.1 foram utilizados como dados característicos do transformador em análise, o qual em conjunto com os dados em emergência apresentados na Tabela - 5.2, são utilizados para o cálculo do multiplicador da taxa de falha (λ) baseado na entropia, por meio de (4.26) e (4.27).

Figura 5.1: Sistema teste IEEE 14 barras.

Fonte : [79]

Tabela 5.1: Dados do transformador 2

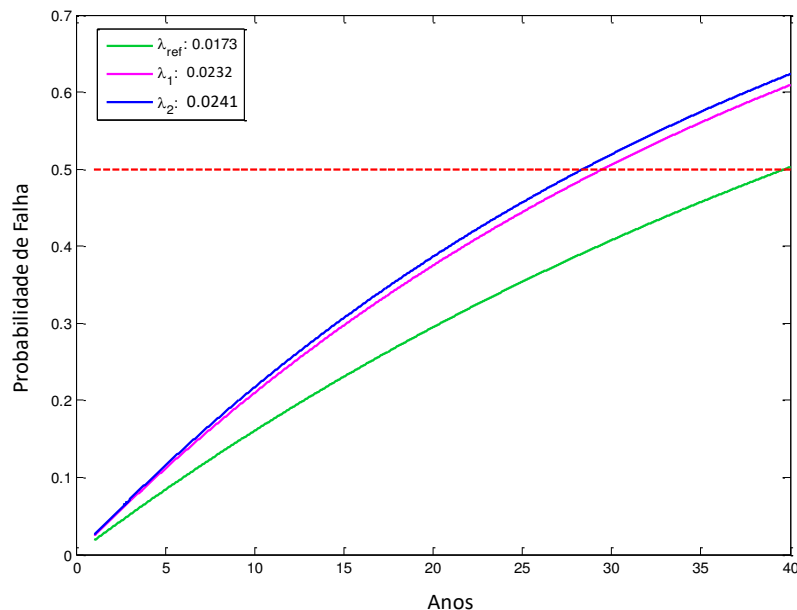
Capacidade Nominal	100 MVA
Classe	65 °C
Idade	25 anos
Método de Resfriamento	ONAF
Perda Acumulada de Vida Útil	29.65 anos
Amostra de Gases ¹ (ppm)	H_2 43
	CH_4 65
	C_2H_4 67
	C_2H_6 76
	C_2H_2 100

Foram fixadas as variação janela de Parzen de 0.375 a 1 em intervalos de 0.1 em (4.28) e utilizado tp igual a expectativa de vida do transformador (40 anos) e ta a idade atual do transformador em análise (25 anos). Para o levantamento das funções de densidade o valor do σ mais adequado foi o de 0.75. Na função de correntropia utilizada para análise dos gases, foram utilizados os gases chaves apresentados na Tabela - 5.1 e comparados com os limites de gases utilizados em Norma apresentados na Tabela - 4.1.

Tabela 5.2: Dados do carregamento em emergência

Tempretatura Ambiente	30 °C
carregamento Médio Inicial	80 %
Duração da Emergência	5 hour
Overload	até 145%
Temperatura do <i>hottest-spot</i>	Até 150° C

Conforme mencionado no capítulo 4 ao ponderar os fatores idade, perda de vida útil acelerada e concentração dos gases no levantamento da taxa de falha, a probabilidade de falha ao longo da vida do transformador é alterada. Um exemplo é apresentado no gráfico da Figura - 5.2 em que 3 curvas são levantadas: a primeira (na cor verde) representa a probabilidade de falha considerando a taxa de falha referencial da Norma [58], para um transformador em estado normal de operação (sem nunca ter passado por sobrecarga).

Figura 5.2: Probabilidade de falha antes e depois da correção.

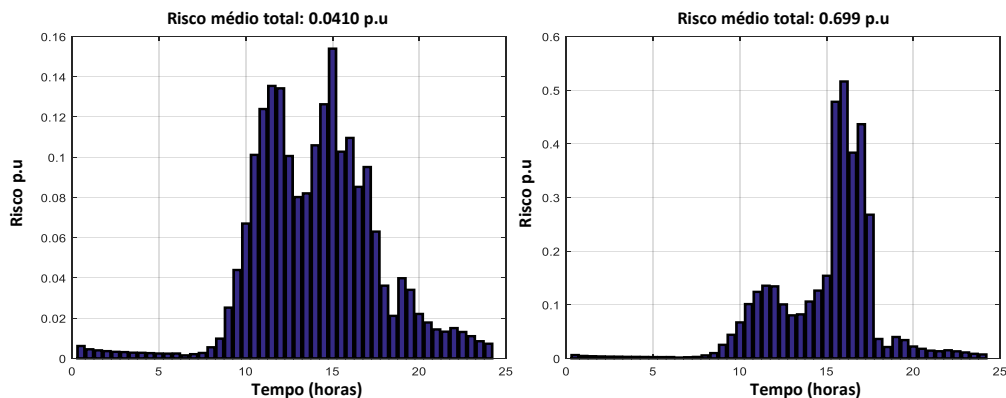
Fonte : Elaborada pelo autor

Desta forma, no final da vida útil (projetada para 40 anos), a probabilidade de falha chega a 50 %, ou seja durante todo esse período não há nenhum fator que altere essa taxa referencial de 1,73 %. Por outro lado, a curva na cor azul ilustra a probabilidade de falha utilizando uma taxa de falha corrigida, baseada no estudo de [80] em que a atualização é realizada com a junção da perda de vida útil e evolução dos gases, porém utilizando uma

metodologia mais empírica de análise. Já a curva lilás ilustra a nova probabilidade de falha baseada na entropia conforme proposto neste trabalho. É observada a semelhança entre as duas novas probabilidades, o qual leva a concluir que método apresentado em [80] reflete um comportamento mais conservador.

A elaboração do perfil de carregamento do transformador 2, foi obtida através de dados reais coletados a cada 15 min. do transformador da Eletronorte-MA. Analisando o perfil de carregamento durante uma operação normal é notado que o valor de pico da demanda chega ao máximo da capacidade nominal (100 MVA), mas em nenhum momento ultrapassa esta potência. Antes da sobrecarga o transformador estava operando com carga inicial média de 80 MVA. Para simular um cenário de emergência, foi gerado uma contingência hipotética durante o período de 5 horas, o qual resultou em sobrecargas de até 145 % conforme pode ser visualizado na Tabela - 5.2.

Figura 5.3: Perfil de risco em diferentes horários da curva de carga (a) Carregamento em condições normais (b) Carregamento em emergência.

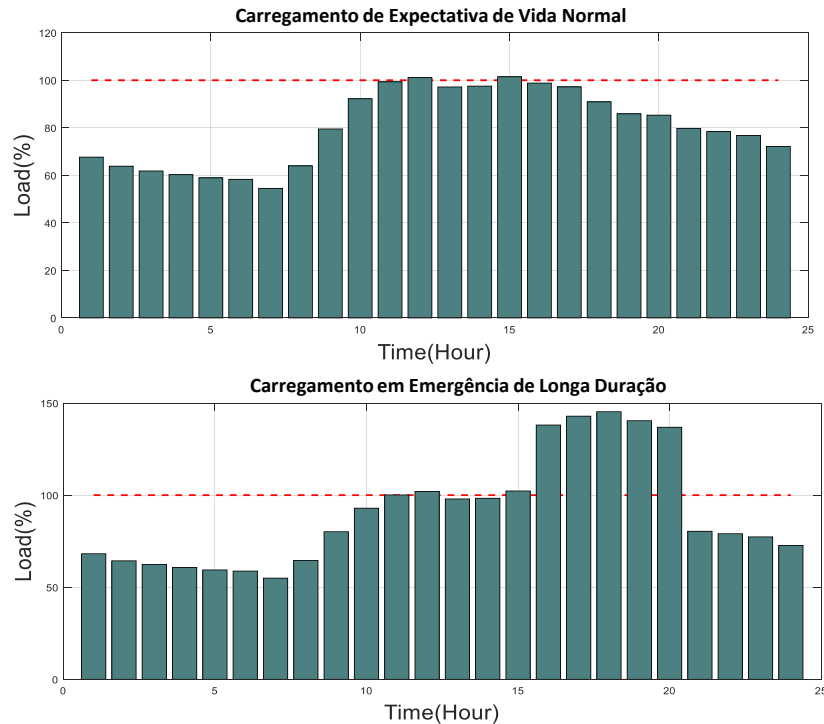


Aplicando (4.40) é possível descrever o perfil de risco em função do carregamento horário, conforme ilustrado em Figura - 5.5. Para isso, os custos utilizados na elaboração da curva de risco seguem conforme apresentados na Tabela - 5.3 de acordo com a idade do equipamento [81].

É apresentado na Figura - 5.4 o risco do transformador para cada intervalo horário de tempo do ciclo de carga. O risco é notoriamente maior em torno da carga mais pesada do período da emergência. Por exemplo, o risco médio para uma operação normal conforme a Figura - 5.4 (a) é de 0.0410 p.u. enquanto para a operação em emergência de longa duração apresentado na Figura - 5.4 (b) o risco médio aumenta para 0.699 p.u.

Na Figura - 5.5 é ilustrada a curva de risco em função da carga que varia de 80 % a 150 % e o grau de aversão ao risco aceito pela operação para que durante a emergência

Figura 5.4: Perfil de risco em diferentes tipos de carregamento (a) Carregamento em condições normais (b) Carregamento em emergência.



Fonte :Elaborada pelo autor

Tabela 5.3: Distribuição do custo da falha em função da idade do transformador

Idade dos transformadores no momento da falha (anos)	Número de faltas computadas	Custo da falha (R\$)
0-5	9	11.246,360
6-10	6	22.465,881
11-15	9	3.179,291
16-20	9	10.518,283
21-25	10	16.441,930
acima de 25	16	15.042,761
desconhecida	35	20.734,306

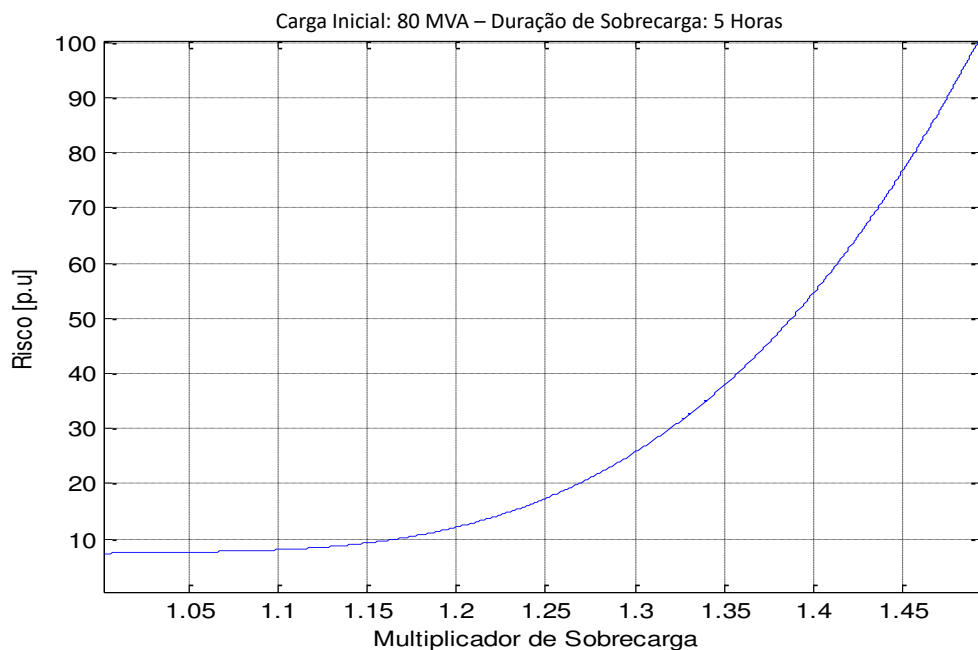
Fonte : [81]

possa optar pela aceitabilidade de um nível de sobrecarga. Desta forma é assumido o risco mediante a análise da curva.

Analisando a curva da Figura - 5.5 é verificado que o risco de falha para o carregamento de 150 % é praticamente 100 % ou seja, permitir uma sobrecarga desta magnitude no transformador e durante um tempo indeterminado ocasionaria uma falha grave e

consequentemente a retirada imediata do equipamento de operação. Por meio da curva o operador poderá optar pela aversão ao risco entre uma escala de 0 a 100 %. Se o operador optar por uma sobrecarga de 145 % o risco será de 85 % segundo o gráfico; ao optar por uma aversão de 50 % o transformador será submetido à sobrecargas de aproximadamente 23 % acima da nominal e o risco de falha seja de 13 %.

Figura 5.5: Curva de risco.



Fonte : Elaborada pelo autor

Uma outra opção é optar por ser totalmente avesso ao risco e portanto, não permitir nenhum nível de sobrecarga no equipamento. Por outro lado, assumindo um comportamento mais deliberado, poderia assumir totalmente o risco da sobrecarga e dessa forma, não tomar nenhuma medida corretiva ainda que essa atitude possa levar a um risco de falha de 85 %.

Antes de iniciar o estudo de caso para diferentes cenários de aversão ao risco é preciso conhecer os contratos estabelecidos por cada carga interruptível, para que as principais informações sejam extraídas e incorporadas no processo de otimização. Assim, para um gerenciamento eficaz dos contratos o operador deverá ter em consideração:

- Custos: os descontos a curto prazo (em R\$/MWh) oferecidos aos clientes que participam do programa de interrupção;
- Notificação prévia para redução de carga: o tempo mínimo em segundos, minutos, horas, dias para o cliente permitir a redução da demanda;

- Duração do corte: tempo limite de redução da demanda;
- Geração e características da rede: demanda espacial, fonte geradora, limites de produção da geração, tensão nos barramentos, fluxo das linhas;
- Segurança do sistema: garantir que o sistema possa “sobreviver” a uma lista prévia de contingência.

As informações mais relevantes são apresentadas na Tabela - 5.4 como o montante limite de interrupção por cada consumidor, o tempo mínimo de notificação e os custos entre outras. De forma adicional, as características de cada contrato para que sejam estimados os montantes permissíveis de interrupção de cada consumidor no intervalo de tempo j é necessário conhecer o perfil de carga destes consumidores. Para isso, é ilustrado na Figura - 5.6 a curva de carga de cada contrato de interrupção.

Tabela 5.4: Resumo dos contratos de interrupção

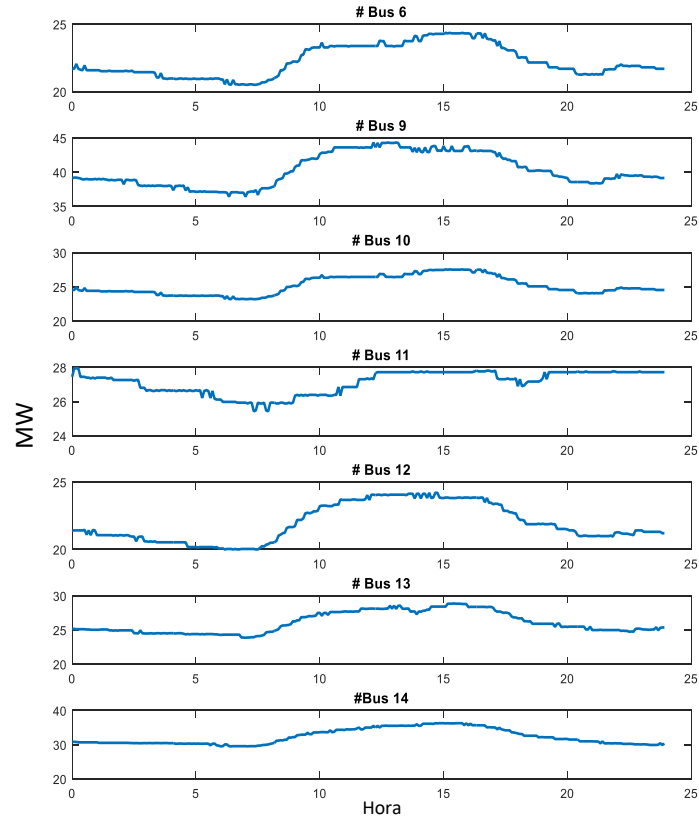
Tipo de Contrato	Carga	Limite de Interrupção	Notificação de Aviso Prévio	Interrupção Mínima	Interrupção Máxima	Estrutura de Pagamento R\$/MWh
1	11 / 12	6 hora/ano	1 hora/15 min	1 MWh por 3 horas	Até 50%	30.05/ 32.5
2	9 / 13	Nenhum	15 min	2 MWh por 1 hora	Até 50%	34.5 (fora de ponta) 36.5(ponta)
3	10	20 hora/ano	1 hora/sec	3 MWh por 4 horas	Até 50%	31.25/38.8 35.5(>4horas)
4	14	Nenhum	1 hora/15min	1 MWh por 2 horas	Até 50%	37.23/36.33
5	6	Nenhum	1 hora	1 MWh por 2 horas	Até 50%	36.8

Na Tabela - 5.5 é apresentado os montantes máximo em (MW) disponível das cargas interruptíveis durante cada intervalo horário da emergência e o nível de sobrecarga alcançado no transformador durante esse intervalo, sendo possível observar que durante a contingência, o transformador pode operar em um pico de até 45 % acima da capacidade nominal. Para analisar os resultados da metodologia proposta foram escolhidos três diferentes cenários de aversão ao risco.

5.1 Caso I- Total aversão ao risco

Neste caso, nenhum nível de sobrecarga será permitido ao transformador (total aversão ao risco). Esta operação assume um comportamento mais conservador pela implicação

Figura 5.6: Perfil de risco para diferentes tipos de carregamentos (a) Carregamento em condições normais (b) Carregamento em emergência.



Fonte : Elaborada pelo autor

Tabela 5.5: Redução máxima em cada intervalo e carregamento do transformador

Máxima Redução de Carregamento (MW)					
Tempo/Barra	1	2	3	4	5
#6	15.01	15.01	13.56	15.72	12.78
#9	24.15	24.99	25.41	24.57	20.47
#10	16.56	10.71	10.89	10.53	14.40
#11	15.87	10.26	10.44	10.11	15.73
#12	18.08	11.69	11.89	12.13	14.73
#13	17.25	17.85	18.15	17.55	15.14
#14	20.56	21.28	21.63	20.86	18.16
Sobrecarga no transformador 2 em %					
TR02	138.08	142.90	145.31	140.43	136.87

dos eventuais danos que a sobrecarga poderá causar no equipamento, logo preservando ao máximo do estado do transformador o operador pode optar por eliminar totalmente a sobrecarga.

Por outro lado, a eliminação completa da sobrecarga implica em um montante maior de potência a ser reduzido por parte dos contratos. Na Tabela - 5.6 é notado que ao assumir um comportamento 100 % aversão ao risco, a carga máxima aplicada ao transformador 2 não poderá ultrapassar os 100 MVA, desta forma, os contratos foram acionados para que durante cada intervalo horário o transformador voltasse a operar em condições nominais.

Tabela 5.6: Gestão ótima dos contratos de interrupção com 100% de aversão ao risco

		Período de Tempo (Hora)				
	#Bus	1	2	3	4	5
Redução de carga (MW)	6	0.00	0.00	0.00	14.56	9.32
	9	3.28	0.00	0.00	6.72	15.20
	10	0.00	17.13	17.42	16.84	11.99
	11	15.87	16.42	16.69	0.00	0.00
	12	18.07	18.70	19.02	0.00	0.00
	13	17.25	11.63	14.16	15.82	8.26
	14	0.00	0.00	0.00	8.26	12.01
Redução total de Carga (MW)		54.48	63.90	66.31	62.22	59.27
Custos Totais (\$)		1.811,6	2.008,7	2.128,7	2.195,5	2.119,4

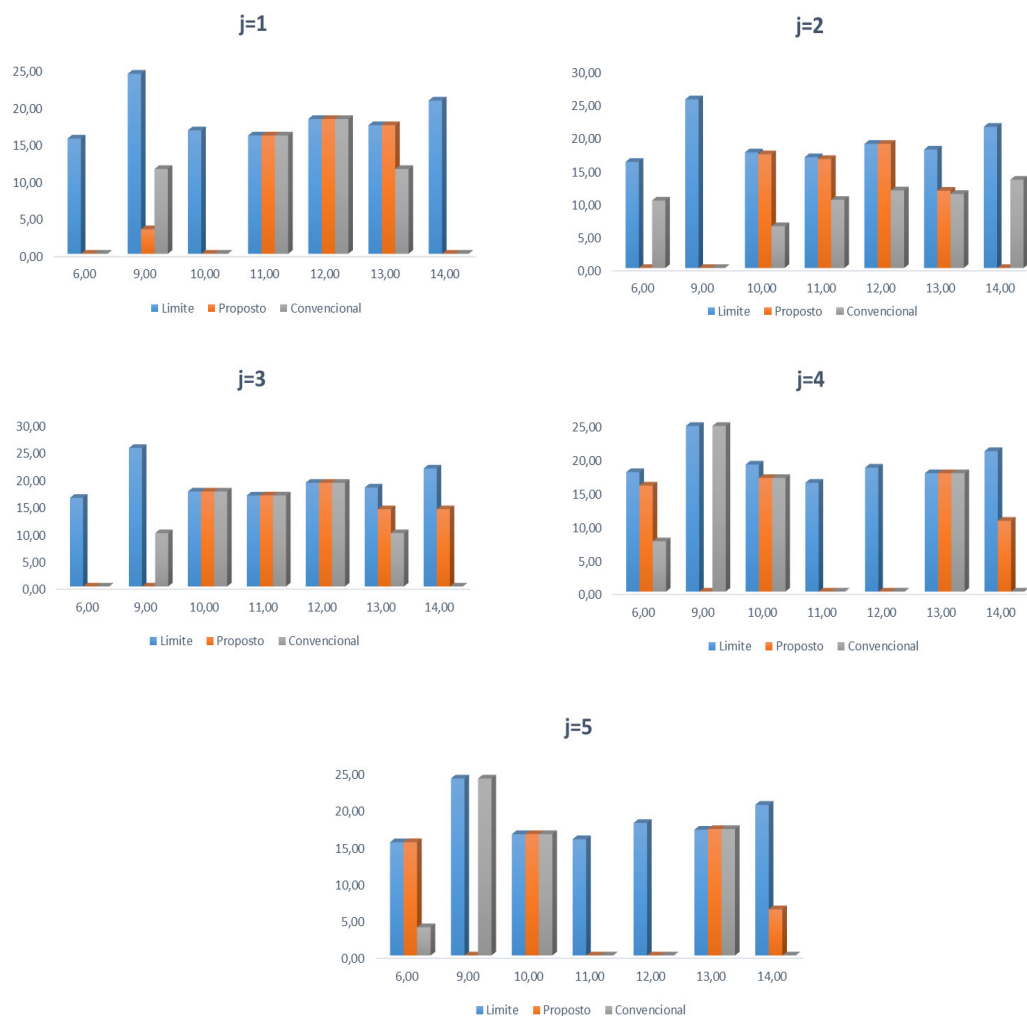
Contudo, como os custos estão relacionados com a quantidade de potência interrompida, consequentemente esse tipo de operação envolverá maiores gastos financeiros durante a tomada de decisão para preservar o estado do equipamento.

Como foi descrito no capítulo 4, o processo de otimização incorpora o fator custo na seleção das cargas e a sensibilidade do fluxo de potência. Logo, é possível comparar os custos resultantes da otimização que utilizam esse tipo de análise (metodologia proposta) e os custos resultantes da otimização tradicional (sem análise de sensibilidade).

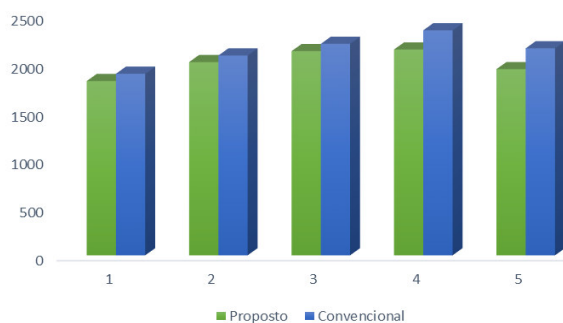
Para fins de comparação, os gráficos da Figura - 5.7 ilustram os montantes de potência interrompidas, considerando o método proposto com análise de sensibilidade e o método convencional.

O gráfico da Figura - 5.8 ilustra os custos totais resultantes das duas programações em cada intervalo horário. É observado que ao incorporar o fator custo/sensibilidade, os custos totais durante a operação em emergência diminuem, havendo um melhor gerenciamento dos contratos.

Neste caso, os custos totais para preservar o estado do transformador e não permitir sobrecarga durante as 5 horas de emergência (utilizando o função que incorpora a sensibilidade) foi de R\$ 10.017,77. Em contrapartida, a mesma programação para

Figura 5.7: Caso I- montante de potência interrompido durante a emergência.

Fonte : Elaborada pelo autor

Figura 5.8: Caso I- custos totais.

Fonte : Elaborada pelo autor

minimização de custos convencional gerou um total de R\$ 10.644,7 ou seja, uma economia de aproximadamente R\$ 640,00 durante esse período.

5.2 Caso II- Eliminação parcial da emergência

Para o caso em que o operador decida ativar os contratos para eliminar parcialmente a emergência ou seja, assumir um grau de aversão ao risco permitindo a aceitabilidade de um nível de sobrecarga.

Neste estudo em particular, foi utilizado um aversão ao risco de 70 %. Verificando a curva da Figura - 5.5, é notado que para um grau de aversão de 70 % é permitido uma sobrecarga de 131.5 MVA. O risco de falha resultante desta decisão de acordo com o gráfico da Figura - 5.5 é de aproximadamente 11 %. Na Tabela - 5.7 são apresentados os resultados para esta operação.

Tabela 5.7: Ótimo gerenciamento dos contratos de interrupção com 70% de aversão ao risco da sobrecarga

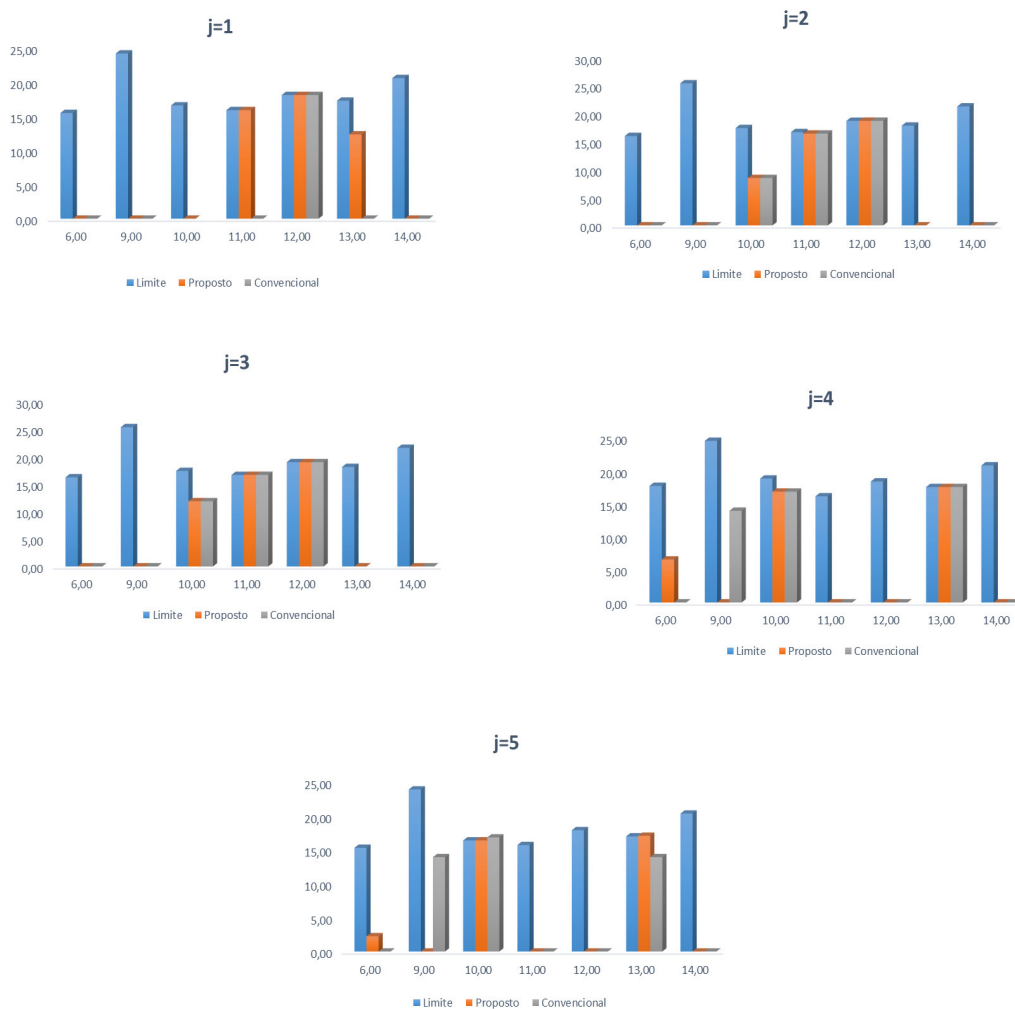
		Período de Tempo (Hora)				
	#Barra	1	2	3	4	5
Interrupção de Carga (MW)	6	0.00	0.00	0.00	6.70	6.07
	9	0.00	0.00	0.00	13.34	12.25
	10	0.00	9.57	11.79	7.54	6.85
	11	15.87	16.42	16.69	0.00	0.00
	12	18.07	18.70	19.02	0.00	0.00
	13	4.13	0.00	0.00	7.86	7.14
	14	0.00	0.00	0.00	10.20	9.34
Interrupção de Carga Total (MW)		38.08	44.70	47.51	45.62	41.67
Custos Totais(\$)		1,245.9	1,370.7	1,457.9	1,637.1	1,495.3

Em comparação com o caso anterior, como foi assumido um risco de 30%, então uma sobrecarga de até 115.0 MW é permitida durante a emergência. Consequentemente, um menor montante de potência deverá ser interrompida incorrendo em menores custos.

O gráfico da Figura - 5.10 ilustra os custos totais resultantes das duas programações em cada intervalo horário.

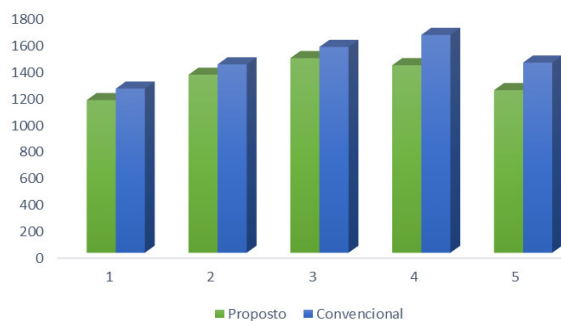
Do mesmo modo como apresentando no caso I, os custos totais resultantes da otimização pelo método proposto foram menores em todos os intervalos horários da emergência se comparado com a otimização tradicional. Mais uma vez demonstrando a eficiência do método.

Figura 5.9: Caso II- montante de potência interrompido durante a emergência.



Fonte : Elaborada pelo autor

Figura 5.10: Caso II-custos totais.



Fonte : Elaborada pelo autor

5.3 Cenário III- Eliminação total da emergência

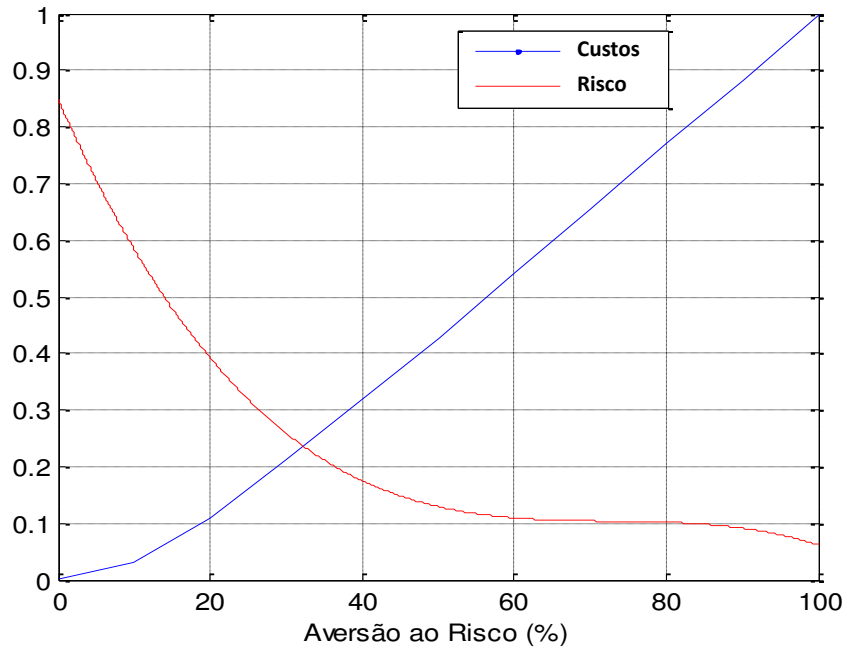
Neste caso, todo risco resultante da sobrecarga é negligenciado ou seja, é assumido uma aversão de 0 % do risco. Este tipo de comportamento geralmente é válido para transformadores mais jovens pela baixa probabilidade de falha. No entanto, para transformadores com maior tempo de operação, esta decisão é bem mais arriscada. Como pode ser observado no gráfico da Figura - 5.5, uma aversão de 0 % do risco, equivale a permitir a sobrecarga total no equipamento que é de 145 MVA por 3 horas. Caso o transformador opere neste nível de sobrecarga, o risco de falha aumenta para 85 %. Uma vez assumido o risco de falha não haverão custos com a ativação dos contratos.

Foram realizadas simulações computacionais variando a aversão ao risco entre 0 % a 100 % com a finalidade de levantar a curva de custos versus risco e identificar o ponto de compromisso entre as duas curvas. Na Figura - 5.5 é ilustrado que o comportamento da curva de risco não é linear e aumenta à medida que a sobrecarga aumenta. Por exemplo, caso o transformador opere com sobrecarga de 150 % a probabilidade chega a ser 100 %.

Já a curva de custos assume um comportamento linear para sobrecargas severas com custos bem elevados e para sobrecargas menos severas (abaixo de 40 %) a curva de custos assume um comportamento não linear, ou seja a diminuição de sobrecargas não afeta a margem dos custos com os contratos. Na Tabela - 5.8 é apresentado os resultados para diferentes níveis de aversão ao risco, os custos devido ao uso dos contratos e o risco de falha, a perda acelerada de vida útil e a carga máxima permitida no transformador.

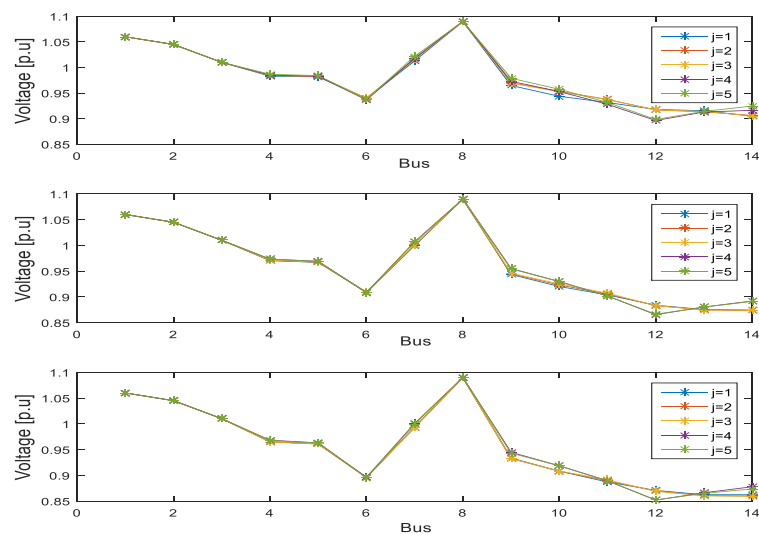
Tabela 5.8: Diferentes níveis de risco e efeitos

Aversão ao Risco	Carregamento Máximo (MVA)	Risco de Falha	Perda de Vida (dias)	Custos (R\$)
100%	100.0	5%	2.84	10.150,0
90%	104,50	9%	4.68	9.232,1
80%	109,00	10.2%	8.28	8.198,2
70%	113,50	10.4%	12.64	7.088,7
60%	118,00	11 %	21.09	5.986,9
50%	122,50	13%	33.20	4.886,8
40%	127,00	17.6%	52.27	3,080.7
30%	131.50	26%	82.20	1,665.0
20%	136,0	40%	129.27	772,45
10%	140,5	59%	203.15	650,28
0%	145,0	84.7%	319.37	0,00

Figura 5.11: Curva de risco *versus* custos.

Fonte : Elaborada pelo autor

Pela curva da Figura - 5.11 é possível notar que o ponto de “compromisso” ocorre em 34 % de aversão ao risco. Neste ponto o risco de falha é de 24 % e os custos totais seriam de R\$ 2.504,00.

Figura 5.12: Perfil de tensão nos barramentos do sistema (a) Caso I, (b) Caso II, (c) Caso III.

Fonte : Elaborada pelo autor

É ilustrado na Figura - 5.12 o nível de tensão nos barramentos do sistema para os 3 casos apresentados. Em nenhum momento do intervalo horário da emergência os limites de tensão são violados.

CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou uma ferramenta para auxiliar os operadores do sistema de transmissão, na tomada de decisão durante a emergência em transformadores de potência, considerando riscos e contratos de interrupção. Foi proposta uma metodologia de otimização multi-período baseada no risco, incluindo um mecanismo de correção da probabilidade de falha do transformador. Para isso, foi apresentada uma metodologia da correção de taxas de falhas de transformadores baseada na correntropia. A correção foi essencial para o levantamento da curva de risco pelo grau de sobrecarga no transformador. O grau de fidelidade da curva de risco incorporando as condições do transformador, permite a tomada de decisões mais efetivas e seguras.

A ferramenta abrangeu como solução de alívio de sobrecarga, os contratos de interrupção. Para que houvesse a minimização dos custos pela ativação destes contratos, foi incorporado análise custo-sensibilidade. Em que, durante o estágio multi-período, fosse levado em consideração não apenas os custos dos contratos, como também a análise de sensibilidade do fluxo de potência, para que um menor montante de potência pudesse ser reduzido para retirar o transformador da sobrecarga.

Por fim, foram realizadas simulações no sistema teste IEEE-14 barras, e classificados em 3 diferentes cenários. No primeiro cenário, o operador e detentor do transformador submetido à sobrecarga, decide optar por um perfil completamente avesso ao risco, ou seja, não admite nenhum nível de sobrecarga no transformador. A consequência desta decisão foi um risco de falha extremamente pequeno no entanto, os custos envolvidos nesta operação foram relativamente altos. Já no segundo caso, o operador decide aceitar um certo nível de sobrecarga, ou seja elimina parcialmente a sobrecarga aceitando um grau de risco. Os resultados deste tipo de operação desmostraram que o risco de falha elevou-se um pouco no entanto os custos necessários

para ativação dos contratos foram bem inferiores em relação ao caso anterior. Por último, no terceiro caso, o operador assume um perfil completamente deliberado e assume totalmente o risco desta emergência. Uma vez que se assume completamente o risco, toda a sobrecarga será permitida durante a operação em emergência, e nenhum contrato foi ativado. Por outro lado, o risco de o transformador falhar foi extremamente elevado, podendo comprometer a segurança do sistema.

As contribuições desta dissertação são:

- A correção da probabilidade de falha do transformador incluindo o efeito da perda de vida útil acelerada e evolução dos gases combustíveis usando o conceito da teoria da informação;
- Elaboração de um sistema de auxílio à tomada de decisão integrando o estado atual do ciclo de vida do transformador e probabilidade de falha corrigida;
- Incorporação das variáveis de decisão associadas à interrupção de contratos e aceitabilidade da sobrecarga considerando uma margem de risco pelo operador;
- Fornecimento de soluções realistas para a operação em emergência minimizando ou evitando o corte de carga para uma taxa de aversão ao risco.

6.1 Trabalhos futuros

As principais sugestões para a continuidade deste trabalho são:

- Aplicar a metodologia para sistemas de maior porte, considerando mais contratos e de maior complexidade;
- Incorporar no problema, os resultados de estudos anteriores sobre diagnóstico de falhas incipientes para caracterizar o tipo de risco (proveniente de falha térmica ou elétrica) do transformador;
- Propor uma interface gráfica para permitir uma melhor interação do centro de operação com o gerenciamento em tempo real dos contratos de interrupção.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. Resolução normativa n° 270 de junho de 2007. *Agência Nacional de Energia Elétrica*.
- [2] S. V. Kulkarni and S. A. Khaparde. *Transformer engineering: design and practice*, volume 25. CRC Press, 2004.
- [3] K. Y. Huang and Y. C. Huang. Integrating direct load control with interruptible load management to provide instantaneous reserves for ancillary services. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3):1626–1634, 2004.
- [4] C. Kaften. Despite Equipment Failure Lakeland Electric Succeeds in Keeping Fuel Rates Flat. <http://www.energymanagertoday.com>, 2016. Acessado em: 05 de janeiro de 2017.
- [5] RT News. New york’s troubled indian point nuclear plant to close. <https://www.rt.com/usa/373124-ny-indian-point-nuclear-close/>, 2015. Acessado em 05 de janeiro de 2017.
- [6] SIEMENS. Power transformers for rio tinto industrial applications. <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission>, 2015. Acessado em: 05 de Janeiro de 2016.
- [7] S. Tang, C. Hale, and H. Thaker. Reliability modeling of power transformers with maintenance outage. *Systems Science & Control Engineering*, 2(1):316–324, dec 2014.
- [8] CIGRÈ. Transformer Failures Survey ”Electra N°88,pp.20-48. 1983.
- [9] Ieee guide for reporting failure data for power transformers and shunt reactors on electric utility power systems. *ANSI/IEEE Std C57.117-1986*, pages 1–29, April 1988.
- [10] S. Victor. Typical failure and post modes from mortem and inspection. pages 1–14, 2006.
- [11] G. Gavrilovs and S. Vītoliņa. Identification of Power Transformer Failure and Risk Source. *Proceedings of the 52st annual international scientific conference*, (October):1–4, 2011.

-
- [12] D. Zhou, Z. Wang, P. Jarman, and C. Li. Data requisites for transformer statistical lifetime modelling - Part II: Combination of random and aging-related failures. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(1):154–160, 2014.
 - [13] J. Jagers and S. Tenbohlen. Evaluation of transformer reliability data based on national and utility statistics. *16th International Symposium on High Voltage ...*, 2009.
 - [14] CIGRÈ. Economics of Transformer Management Guide on Economics of Transformer Management Part 2 – Risk Management. 2004.
 - [15] M. M. Sahebi, E. A. Duki, M. Kia, A. Soroudi, and M. Ehsan. Simultaneous emergency demand response programming and unit commitment programming in comparison with interruptible load contracts. *Generation, Transmission & Distribution, IET*, 6(7):605–611, 2012.
 - [16] S. L. Lima. *Diagnóstico de falhas incipientes em transformadores de potência utilizando a teoria da expansão*. PhD thesis, UFMA, 2008.
 - [17] W. J. McNutt. Insulation thermal life considerations for transformer loading guides. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 7(1):392–401, 1992.
 - [18] IEEE, Standards Association. IEEE C57.96-1999 (Loading dry-type distribution and power transformers), 2004.
 - [19] IEC. Loading guide for oil-immersed power transformer. *IEC publication 60354*, 1991.
 - [20] ABNT. NBR 5416 - Aplicação de cargas em transformadores de potência. *Associação Brasileira de Normas Técnicas*, 1997.
 - [21] CERC. Transmission tariffs. *Central Electricity Regulatory Commission*, 2015.
 - [22] EIA. International Energy Outlook 2016, 2016.
 - [23] D. Ansgar, T. Schütte, and J. Czyzewski. Increasing Transformer Reliability by Proactive Bushing Fleet Management. 2016.
 - [24] J. H. Harlow. *Electric Power Transformer Engineering, Second Edition*. 2007.
 - [25] Energy. Large Power Transformers and the U.S. Electric Grid. *US Office of Electricity Delivery and Energy Reliability*, (April):52, 2014.
 - [26] L. M Geldenhuis. *Power transformer life management*. 2005.
 - [27] ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica – Aneel Resolução. (38), 2016.

-
- [28] IEEE. *IEEE Recommended Practice for The Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*, N^o 493, volume 2007. 1997.
- [29] ABB. Price peaks for raw materials lead to increased cost for transformer manufacturing, 2004.
- [30] HWI. Handy Whitman Index of Public Utility Construction Costs, 2014.
- [31] L. Will. The transformer problem.
- [32] ABB. Designing a transformer that is built to last. 2003.
- [33] The transformer problem. 2000.
- [34] William, H. Bartley, P.E. An Analysis of International Transformer Failures, Part 1, 2003.
- [35] D. A Pinheiro. Modelo para Diagnóstico de Falhas em Transformadores de Potência Utilizando DGA, year=2014. pages 1–7.
- [36] Z Moravej and S Bagheri. Condition Monitoring Techniques of Power Transformers : A Review. 3(1):71–82, 2015.
- [37] M Wang, A.J. Vandermaar, and K.D. Srivastava. Review of condition assessment of power transformers in service. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 18(6):12–25, 2002.
- [38] IEEE. *IEEE Std C57.146TM-2005, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Silicone-Immersed Transformers*, volume 2008. 2006.
- [39] ABNT. NBR 7274 - Interpretação da Análise dos Gases de Transformadores em Serviço. *Associação Brasileira de Normas Técnicas*, 1982.
- [40] B. Mcpherson. A Solution for the Efficient Utilization of Power Transformers. page 2005, 2005.
- [41] T. Suwnansri. Asset management of power transformer: Optimization of operation and maintenance costs. *Electrical Engineering Congress (iEECON), 2014 International*, pages 1–4, 2014.
- [42] J. F. Farias. Elementos de manutenção em transformadores de potência. 2014.
- [43] J. I. Lopes. Metodologia De Gerência De Riscos Na Operação E Manutenção De Transformadores De Potência. *Journal of Chemical Information and Modeling*, (9):71, 2010.
- [44]

-
- [45] T. T. Ku, C. S. Chen, C. H. Lin, and W. C. Shyu. Design of an intelligent transformer management system. *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, pages 1–5, 2014.
- [46] W. Khamphanchai, Manisa P., Murat K., J. Zhang, and S. Rahman. An approach for distribution transformer management with a multiagent system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(3):1208–1218, 2015.
- [47] J. Jargstorf, K. Vanthournout, T. De Rybel, and D. Van Hertem. Effect of Demand Response on transformer lifetime expectation. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, (1):1–8, 2012.
- [48] M. Humayun, A. Safdarian, M. Z. Degefa, and M. Lehtonen. Demand response for operational life extension and efficient capacity utilization of power transformers during contingencies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(4):2160–2169, July 2015.
- [49] Energisa. Conexão de geração ao sistema de distribuição de média tensão. *Energisa Sergipe Distribuidora de Energia SA*, pages 1–9.
- [50] S. G. Hajari and K. V. Ramamohan. Load Trimming scheme for Overload Protection of Power Transformer. 6(3):876–882, 2016.
- [51] ONS. Ensaio de elevação de temperatura de transformadores em sobrecarga, *Operador Nacional do Sistema Elétrico*.
- [52] IEEE. IEEE Stand. C57.91 - Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers, 1995.
- [53] ABNT. Transformadores de Potência, NBR 5356,. *Associação Brasileira de Normas técnicas*, 1993.
- [54] title = Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V., N 60273 IEC, Comissão Eletrotécnica Internacional.
- [55] A Bossi, J. E. Dind, J. M. Frisson, U. Khoudiakov, H. F. Light, D. V. Narke, Y. Tournier, and J. Verdon. An international survey on failures in large power transformers in service. *Cigré Electra*, 88:21–48, 1983.
- [56] GCOI/CDE. Relatório Técnico : Análise Estatística de Desempenho Transformadores, *Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalação*. Technical report, 1998.
- [57] Operador Nacional do Sistema Elétrico ONS. Sistemas de geração e transmissão sistema bdconf – volume i indicadores de desempenho probabilístico de componentes de geração e transmissão do sin. I, 2006.

-
- [58] ANEEL. Resolução normativa nº 513 de setembro de 2002. *Agência nacional de Energia Elétrica*.
 - [59] S. L. Lima. Diagnóstico de falhas incipientes e tomada de decisão em transformadores de potência. 2013.
 - [60] C. E. Shannon. A mathematical theory of communication, bell system technical journal 27: 379-423 and 623-656. *Mathematical Reviews (MathSciNet)*: MR10, 133e, 1948.
 - [61] A. Rényi. Some fundamental questions of information theory. *Selected Papers of Alfred Renyi*, 2(174):526-552, 1976.
 - [62] A V. Lazo and P. Rathie. On the entropy of continuous probability distributions (corresp.). *IEEE Transactions on Information Theory*, 24(1):120-122, 1978.
 - [63] D. V. Gokhale. Maximum entropy characterizations of some distributions. In *A Modern Course on Statistical Distributions in Scientific Work*, pages 299-304. Springer, 1975.
 - [64] I. Santamaría, P. P Pokharel, and J. Carlos. Generalized correlation function: definition, properties, and application to blind equalization. *IEEE Transactions on Signal Processing*, 54(6):2187-2197, 2006.
 - [65] A. Igor and R. Fontes. Uso de Correntropia na Generalização de Funções Cicloestacionárias e Aplicações para a Extração de Características de Sinais Modulados. 2015.
 - [66] J. A. Batista. Extensões Multidimensionais para Correntropia e suas Aplicações em Estimativas Robustas . Joilson Batista de Almeida Rêgo. 2014.
 - [67] L. Luttiane. Critério de Correntropia no Treinamento de Redes Fuzzy Wavelet Neural Networks para Identificação de Sistemas Dinâmicos Não Lineares. 2015.
 - [68] IEC. Mineral oil-impregnated electrical equipment in service guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis, N 60599/1999. *Comissão Eletrotécnica Internacional*.
 - [69] Qi Zhong. *Power Transformer End-Of-Life Modelling; Linking Statistics With Physical Ageing*. PhD thesis, The University of Manchester, 2011.
 - [70] Steven A Gabriel, M Ferudun Genc, and Swaminathan Balakrishnan. A simulation approach to balancing annual risk and reward in retail electrical power markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4):1050-1057, 2002.
 - [71] R. B. Jones. *Risk-Based Management A Reliability-Centered Approach*. Routledge, 2012.
 - [72] T. Sucena and P. Camelo. Risk Index for High Power Transformers. 2015.

-
- [73] UFPA. V workshop- international workshop on power transformers belém, pa – 15 a 18 de abril de 2008. *Universidade federal do Pará*, pages 1–7, 2008.
- [74] W. Li. *Risk assessment of power systems: models, methods, and applications*. John Wiley & Sons, 2014.
- [75] Y. Luo, Y. Xue, G. Ledwich, X. Yin, Z. Y. Dong, H. Liu, and W. Hu. A coordinative method for interruptible loads management in an electricity market. *2007 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC*, pages 825–830, 2007.
- [76] NERC. Interconnected Operations Services. *North American Electric Relianility Council*, 2001.
- [77] ACER. Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, 2013.
- [78] A. Ipakchi and F. Albuyeh. Grid of the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, 7(2):52–62, 2009.
- [79] Washington. No 14 Bus Power Flow Test Case.
- [80] S. L. Lima, O. R. Saavedra, and V. Miranda. A Two-Level Framework to Fault Diagnosis and Decision Making for Power Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(1):497–504, 2014.
- [81] H. Ouaddi, S. Baranowski, and N. Idir. High frequency modelling of power transformer: Application to railway substation in scale model. *Przegląd Elektrotechniczny*, pages 165–169, 2010.

APÊNDICE

A.1 Contribuições Bibliográficas em Anais de Congressos e Periódicos

A seguir são listadas as publicações em anais de congressos e periódicos decorrentes das pesquisas desenvolvidas durante o período do Mestrado.

- **J. C. Silva Sousa;** O. R. Saavedra; S. L. Lima. Decision-Making in Emergency Operation for Power Transformers with Regard to Risks and Interruptible Load Contracts. Submetido no *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2017.
- **J. C. Silva Sousa.;** O. R. Saavedra; S. L. Lima. Analysis of SOC Behavior of Battery Banks in Stand-Alone Microgrids with Renewable Sources. Aceito no *IEEE PES PowerTech Manchester*, 2017.
- **J. C. Silva Sousa;** O. R. Saavedra; S. L. Lima. Despacho Econômico e Ambiental sob Restrição de Combustível Utilizando Programação Linear Fuzzy. Apresentado no *XXI Congresso Brasileiro de Automática, Anais CBA*, Vitória, UFES, 2016.

ANEXOS

Tabela 1.1: Características dos transformadores de 65°C sob carga nominal

Método de Resfriamento	ONAN	ONAF <133%	ONAF 133%	OFAF	ODAF
Elevação de temperatura do ponto mais quente acima do ambiente em °C	80	80	80	80	tempo
Elevação de temperatura do topo do óleo acima do ambiente	55	60	45	45	45
Constante de tempo do topo do óleo, em horas (Tn)	3,0	2,0	1,25	1,25	1,25
Constante de tempo do topo do óleo, em horas (Te)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Relação entre perda no cobre e no ferro (R)	3,2	4,5	6,5	6,5	6,5
m (expoente do enrolamento) ¹	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
n (expoente do óleo) ²	0,8	0,90	0,90	1,0	1,0

¹ m= expoente da elevação de temperatura do enrolamento em função das perdas no cobre

² n =expoente da elevação de temperatura do topo do óleo em função das perdas totais.

Fonte :[20]

Tabela 1.2: Temperaturas Limites

Tubo de Enchimento	Temperaturas Limites			
	Classe			
	55°C		65°C	
	Temperatura			
Tipo de Carregamento	Óleo	Hottest-Spot	Óleo	Hottest-Spot
Normal	95	105	105	120
Emerg. Long Duração	105	120	110	130
Emerg. Curta Duração	105	130	110	140

Fonte :[20]