

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Suelen Cristiane Freitag

**ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHA APLICADO A
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Santa Maria, RS
2017

Suelen Cristiane Freitag

**ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHA APLICADO A
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Drº. Maurício Sperandio

Santa Maria, RS
2017

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Freitag, Suelen Cristiane
Análise de Modos e Efeitos de Falha Aplicado a
Transformadores de Potência / Suelen Cristiane Freitag. –
2017.
125 p.; 30 cm

Orientador: Mauricio Sperandio
Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2017

1. Failure Mode and Effect Analysis – FMEA 2. Risk
Priority Number – RPN 3. Transformador de Potência 4.
Manutenção I. Sperandio, Mauricio II. Título.

¹ © 2017

Todos os direitos autorais reservados a Suelen Cristiane Freitag. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

End.: Av. Roraima nº 1000 – Centro de Tecnologia – CT, Pavilhão de Laboratório – Prédio 10 – Sala 524, Cidade Universitária, Bairro Camobi, Santa Maria – RS, CEP: 97105-900

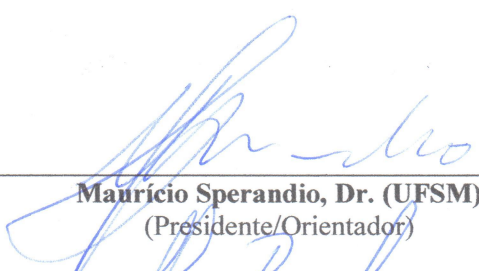
Fone: (0xx) 55 98148-2412; E-mail: suelenfreitag@gmail.com

Suelen Cristiane Freitag

**ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHA APLICADO A
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 21 de julho de 2017:



Maurício Sperandio, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



Flávio Antônio Becon Lemos, Dr. (UFRGS)



Tiago Bandeira Marchesan, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS
2017

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais Plínio e Lúcia, por sua capacidade de acreditar e investir em mim, também pelo exemplo de coragem e persistência em suas metas. A minha irmã Rosângela por toda compreensão e ajuda até hoje, que de forma especial e carinhosa me deu força e coragem, me apoiando nos momentos de dificuldades. Vocês fazem parte da concretização deste sonho.

AGRADECIMENTOS

A concretização deste trabalho ocorreu, principalmente, pelo auxílio, compreensão e dedicação de várias pessoas. Agradeço a todos que, de alguma forma, contribuíram para a conclusão deste estudo e, de maneira especial, agradeço:

- a Deus pela força e coragem durante essa caminhada e por tudo que me proporciona na vida.

- aos meus pais Plínio Armando Freitag e Lúcia Freitag, pelo amor, incentivo e apoio incondicional. Vocês são tudo na minha vida!

- a minha irmã Rosângela Daniela Freitag de Andrade por ser minha fonte de admiração, inspiração e perseverança, pelo exemplo de profissionalismo e dedicação em tudo que faz;

- aos meus preciosos sobrinhos Otávio e João (à caminho) meus melhores e maiores presentes.

- ao meu namorado Pablo Fernando Soardi Costa, obrigado pela paciência, pelo incentivo, pela força e principalmente pelo carinho. Valeu a pena toda a compreensão e força diária que necessitamos em todos os momentos nessa caminhada. Valeu a pena esperar. Hoje estamos colhendo, juntos, os frutos de nosso empenho. Está vitória é nossa.

- ao meu professor orientador Dr Mauricio Sperandio pela oportunidade concedida, pela confiança em mim depositada, pela paciência na orientação e incentivo que tornaram possível a conclusão desta dissertação, grata pela orientação.

- aos amigos e colegas do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência - CEESP pela amizade, compreensão, ajuda e incentivo;

- aos professores do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica por contribuírem de uma forma ou de outra pela conquista desse título;

- e por fim, a todos aqueles de que alguma forma estiveram e estão próximos de mim, fazendo parte de minha formação. Meu muito Obrigado!

*“Tente uma, duas, três vezes
e se possível tente a quarta, a quinta
e quantas vezes for necessário.
Só não desista nas primeiras tentativas,
a persistência é amiga da conquista.”*

(Bill Gates)

RESUMO

ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHA APLICADO A TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

AUTORA: Suelen Cristiane Freitag
ORIENTADOR: Mauricio Sperandio

Este trabalho apresenta uma metodologia que visa fornecer apoio técnico-científico para agilizar as tomadas de decisões referentes às ações de manutenção preditiva reforços, renovação dos transformadores de potência, e ampliações da subestação e suas conexões, propiciando uma maior assertividade dos investimentos por parte das concessionárias. O método está organizado em três fases, as quais são subdivididas em etapas que constituem as atividades a serem realizadas. A primeira fase contempla o uso da metodologia *Failure Modes and Effects Analysis* (FMEA) aplicada aos componentes do transformador, que tem o intuito de definir e identificar falhas potenciais do sistema, além de fornecer valores que serão utilizados para determinação dos parâmetros de taxa de falha na fase seguinte. A segunda fase corresponde ao uso da FMEA aplicada ao equipamento transformador, envolvendo a avaliação do impacto da perda deste para o sistema elétrico. A última fase consiste na análise comparativa entre os resultados obtidos nas fases anteriores, com o objetivo de pontuar e ranquear os transformadores pelo seu valor de risco para o sistema, a fim de viabilizar a otimização de um cronograma de manutenção. O método proposto foi aplicado aos transformadores da área de concessão de transmissão da CEEE-GT a partir da análise do histórico de operação e falhas.

Palavra Chave: Failure Mode and Effect Analysis – FMEA; Risk Priority Number – RPN; Transformadores de Potência; Manutenção.

ABSTRACT

FAILURE MODE AND EFFECT ANALYSIS APPLIED TO POWER TRANSFORMERS

AUTHOR: Suelen Cristiane Freitag

ADVISOR: Mauricio Sperandio

This work presents a methodology that aims to provide technical-scientific support to expedite the decision-making regarding the actions of predictive maintenance reinforcements, renewal of power transformers, and extensions of the substation and its connections, propitiating a greater assertiveness of the investments by the concessionaires. The method is organized in three phases, which are subdivided into steps that constitute the activities to be performed. The first phase includes the use of the Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) methodology applied to the transformer components, which is intended to define and identify potential system failures, as well as to provide values that will be used to determine the failure rate parameters in the next phase. The second phase corresponds to the use of FMEA applied to the transformer equipment, involving the evaluation of the impact of the loss to the electrical system. The last phase consists of a comparative analysis between the results obtained in the previous phases, with the aim of punctuating and ranking the transformers by their risk value for the system, in order to make possible the optimization of a maintenance schedule. The proposed method was applied to the transformers of the transmission concession area of the CEEE-GT from the analysis of the operation history and failures

Keywords: Failure Mode and Effect Analysis – FMEA; Risk Priority Number – RPN; Power Transformer; Maintenance.

LISTRA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Sistema de Transmissão – Horizonte 2015.....	35
Figura 2 - Desligamentos forçados analisados – Rede Básica e Complementar.....	36
Figura 3 - Estratificação dos desligamentos forçados analisados.....	37
Figura 4 - Evolução da Manutenção.....	38
Figura 5 - Transformador de Potência.....	42
Figura 6 - Locais de Falha em Transformadores de Transmissão.....	46
Figura 7 - Curva da Banheira.....	53
Figura 8 - Composição da Curva da Banheira.....	53
Figura 9 - Função densidade de probabilidade $f(t)$ para um tempo t	56
Figura 10 - Diagrama de Transição de Dois Estados.....	58
Figura 11 - Procedimento Geral da FMEA.....	64
Figura 12 - Metodologia Proposta.....	69
Figura 13 – Modelo de Confiabilidade do Transformador.....	77
Figura 14 - Área de Concessão da Transmissão CEEE.....	82
Figura 15 - Distribuição das Falhas nos Componentes dos Transformadores de Potência 230kV - CEEE-GT.....	83
Figura 16 - Exemplo Matriz de Risco para os Componentes.....	86
Figura 17 – RPN dos Componentes do Transformador pela Análise FMEA.....	86
Figura 18 - Exemplo Matriz de Risco para os Equipamentos.....	90
Figura 19 - RPN dos Equipamentos pela Análise FMEA.....	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Número de Circuitos e Transformadores da Rede Básica.....	36
Tabela 2 - Grandezas monitoradas	48
Tabela 3 - Formulário FMEA.....	64
Tabela 4 - Guia de detecção para sistema FMEA (escala qualitativa de 1 a 10).....	67
Tabela 5 – Guia de ocorrência para sistema FMEA (escala qualitativa de 1 a 10).....	68
Tabela 6 – Guia de severidade para sistema FMEA (escala qualitativa de 1 a 10).....	68
Tabela 7 - Níveis de Ocorrência de Risco	71
Tabela 8 - Níveis de Severidade de Risco	72
Tabela 9 - Níveis de Detectabilidade de Risco.....	72
Tabela 10 - Níveis de Aceitabilidade de Risco.....	73
Tabela 11 - Matriz de Risco	73
Tabela 12 - Índice de Severidade - Análise de Contingências ANAREDE®	76
Tabela 13 - Probabilidade de Risco - Índice de Ocorrência	78
Tabela 14 - Níveis de Detecção conforme detectabilidade do Operador	79
Tabela 15 - Exemplos de Modo de Falha	84
Tabela 16 - Exemplos de Causas de Falha e Índice de Ocorrência.....	84
Tabela 17 - Exemplos de Efeitos da Falha e Índice de Severidade.....	85
Tabela 18 - Exemplos de Identificação da Falha e Índice de Detecção	85
Tabela 19 - Exemplos de cálculos do RPN para os Componentes.....	85
Tabela 20 - Exemplo de Análise de Contingência	88
Tabela 21 - Exemplo Índice de Severidade dos Equipamentos.....	88
Tabela 22 - Exemplo das Taxas de Falha	88
Tabela 23 - Matriz de Transição do Diagrama de Estados da Figura 9	88
Tabela 24 - Exemplo das Probabilidades de estar em cada Estado	89
Tabela 25 - Exemplo Índice de Ocorrência aos Equipamentos.....	89
Tabela 26 - Exemplo Índice de Detecção aos Equipamentos.....	90
Tabela 27 - Exemplos de cálculos do RPN para os Equipamentos	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEEE-GT	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
D	Detectabilidade
EENS	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPNS	<i>Expected Power Not Supplied</i>
FMEA	<i>Failure Mode and Effect Analysis</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
KDD	<i>Knowledge Discovery in Databases</i>
KDT	<i>Knowledge Discovery from Text</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
MCC	Manutenção Centrada em Confiabilidade
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MME	Ministério de Minas e Energia
MTBF	<i>Mean Time Between Failure</i>
MTTF	<i>Mean Time To Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time to Repair</i>
O	Ocorrência
ONS	Operador Nacional do Sistema
O&M	Operação e Manutenção
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
R/A/M	<i>Reliability/Availability/Maintainability</i>
RAP	Receita Anual Permitida
RCM	<i>Reliability Centred Maintenance</i>
RPC	<i>Risk Priority Category</i>
RPN	<i>Risk Priority Number</i>
RPR	<i>Risk Priority Rank</i>
RS	Rio Grande do Sul
S	Severidade
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TR	Transformador
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria

LISTA DE ABREVIATURAS DAS SUBESTAÇÕES

ALE2	Alegrete
CAM	Camaquã
CAX2	Caxias
CNA1	Canoas
CBO	Campo Bom
CIN	Cidade Industrial
ELD	Eldorado do Sul
GAR1	Garibaldi
GRA2	Gravataí
GUA2	Guaíba
GRT	Guarita
LAJ2	Lajeado
LIV	Livramento
MBR	Maçambará
OSO2	Osório
PAL	Porto Alegre
PEL3	Pelotas
PPE	Polo Petroquímico
QUI	Quinta
SAG2	Santo Ângelo
SBO2	São Borja
SCR1	Santa Cruz do Sul
SMA3	Santa Maria
SRO	Santa Rosa
SVI	São Vicente do Sul
TAQ	Taquara
UPRE	UHE Passo Real
URU5	Uruguaiana
VAI	Venâncio Aires

LISTA DE SÍMBOLOS

$\lambda(t)$	taxa de falha no instante t
t	tempo
Δt	intervalo de tempo ($t-1$)
n_f	número de falhas
n_e	número de equipamentos
$R(t)$	função confiabilidade
$F(t)$	função distribuição acumulada de falha
N_s	número de itens não falhados
N_0	número de itens não falhados no início do período
N_f	número de itens falhados
A	disponibilidade
$f(t)$	função densidade de probabilidades
$h(t)$	taxa instantânea de falha
i	estado atual
j	próximo estado
p_{ij}	probabilidade de transição do estado i para j
P	matriz de probabilidade de transição
k	Número de estado
x_0	vetor probabilidade do estado inicial
x_i	Vetor probabilidade do instante i
T	período de tempo observado
λ_F	taxa de falha
T_0	tempo do equipamento em operação observado em T
λ_S	taxa de sobrecarga
n_s	número de sobrecargas
T_S	tempo do equipamento em sobrecarga observado em T
λ_M	taxa de manutenção
n_m	número de manutenções programadas
T_M	tempo do equipamento em manutenção observado em T
λ_D	taxa de desligamento
n_d	número de desligamentos
T_D	tempo do equipamento desligado observado em T
λ_{SD}	taxa de sobrecarga que ocasione desligamento
n_{sd}	Número de sobrecargas que ocasionaram desligamento
T_{SD}	Tempo do equipamento desligado devido à sobrecarga observado em T
μ	taxa de reparo
r_f	tempo da i -ésima falha observado em T
μ_S	taxa de reparo sobrecarga
r_s	tempo da i -ésima sobrecarga observada em T
μ_D	taxa de reparo desligamento
r_d	tempo do i -ésima desligamento observado em T

SÚMARIO

CAPÍTULO 1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS	29
1.1. INTRODUÇÃO.....	29
1.2. RELEVÂNCIA NO TEMA.....	30
1.3 OBJETIVOS.....	31
1.4. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	32
CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	35
2.1. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	35
2.2. MANUTENÇÃO.....	37
2.2.1. Tipos de Manutenção	40
2.2.2. Manutenção no Setor Elétrico	40
2.3. TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA	41
2.3.1. Manutenção em Transformadores.....	46
2.3.2. Confiabilidade em Transformadores.....	49
CAPÍTULO 3 – CONFIABILIDADE	51
3.1. CONCEITOS BÁSICOS ASSOCIADOS À CONFIABILIDADE.....	51
3.1.1. Taxa de Falha.....	52
3.1.2. Função de Confiabilidade	54
3.1.3. Modelo de Markov	57
3.2. MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE	60
3.2.1. Definições.....	61
3.3. ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHA	62
3.3.1. Avaliação de Risco	64
3.3.2. Risk Priority Number.....	67
CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA.....	69
4.1. METODOLOGIA PROPOSTA	69
4.2. FASE I - FMEA APLICADA AOS COMPONENTES.....	70
4.2.1. Conhecimento dos Componentes	70
4.2.2. Determinação dos Modos Potenciais de Falha.....	70
4.2.3. Determinação das Causas de Cada Falha e do Índice de Ocorrência	71
4.2.4. Verificação dos Efeitos de cada Falha e do Índice de Severidade.....	71
4.2.5. Determinação do Grau de Detecção de cada Falha.....	72

4.2.6. Cálculo do RPN	72
4.2.7. Identificação dos Componentes Críticos	72
4.3. FASE II - FMEA APLICADA AOS EQUIPAMENTOS	73
4.3.1. Conhecimento dos Equipamentos.....	73
4.3.2. Histórico de Falhas.....	74
4.3.3. Análise de Contingências.....	74
4.3.4. Análise de Sobrecarga	75
4.3.5. Severidade no Sistema	75
4.3.6. Modelo de Confiabilidade de um Transformador	76
4.3.7. Detectabilidade do Operador.....	78
4.3.8. Cálculo RPN	79
4.3.9. Identificação dos Equipamentos Críticos	79
4.4. FASE III - PONTUAR E PRIORIZAR OS RISCOS NOS TRANSFORMADORES.....	79
4.4.1. Análise dos Resultados.....	80
CAPÍTULO 5 – ESTUDO DE CASO	81
5.1 SISTEMA CEEE-GT	81
5.2 FMEA APLICADA AO COMPONENTE	82
5.3. FMEA APLICADA AO EQUIPAMENTO.....	87
5.4 ANÁLISE DE RESULTADOS	91
CAPÍTULO 6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
6.1. CONCLUSÕES	95
6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	96
REFERÊNCIAS	99
APÊNDICE A – FORMULÁRIO FMEA APLICADO AOS COMPONENTES DO TRANSFORMADOR.....	103
APÊNDICE B – MATRIZ DE RISCO PARA OS COMPONENTES DO TRANSFORMADOR.....	105
APÊNDICE C – RELAÇÃO DE TRANSFORMADORES CEEE-GT CONSIDERADOS PARA O ESTUDO, CLASSE DE TENSÃO E POTÊNCIA NOMINAL	107
APÊNDICE D – ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA – CASOS SEVEROS.....	109
APÊNDICE E – TAXAS DE FALHA E REPARO DOS TRANSFORMADORES.....	111
APÊNDICE F – SCRIPT DO MATLAB® PARA CALCULAR AS PROBABILIDADES DOS ESTADOS	115

APÊNDICE G – PROBABILIDADES DOS ESTADOS	117
APÊNDICE H – SUBESTAÇÕES – DETECTABILIDADE DO OPERADOR	121
APÊNDICE I – CÁLCULO RPN PARA OS EQUIPAMENTOS	123
APÊNDICE J – GRÁFICO RPN DOS EQUIPAMENTOS	125

CAPÍTULO 1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

1.1. INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência constituem um dos principais equipamentos para o sistema elétrico e ainda um dos elementos de maior custo. A sua importância está diretamente vinculada à continuidade do fornecimento de energia elétrica, uma vez que a sua perda por falha ou defeito significa a interrupção no fornecimento de energia, resultando em problemas operacionais, elevado custo financeiro e de difícil substituição devido ser um equipamento de grande porte.

Neste sentido, as concessionárias de transmissão de energia vêm investindo em programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para aumentar a confiabilidade dos transformadores, procurando aprimorar suas técnicas de manutenção e a detecção prévia de defeitos, visto que são fiscalizadas e penalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Operador Nacional do Sistema (ONS) em caso de interrupção dos serviços por falha em equipamentos.

Com a publicação do Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Rede do ONS que estabelece os procedimentos para implementação de melhorias e reforços em instalações de transmissão, e a Resolução Normativa nº 643 de 2014, a qual estabelece que até o 1º de fevereiro de cada ano, as concessionárias de transmissão deverão encaminhar à ANEEL, ao ONS, à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e ao Ministério de Minas e Energia (MME), a relação dos equipamentos com vida útil remanescente de até quatro anos, incluindo aqueles com vida útil esgotada, considerando-se a vida útil calculada a partir das taxas de depreciação estabelecidas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) e dos equipamentos que não têm mais possibilidade de continuar em operação (ANEEL, 2015). Desta forma, as concessionárias devem buscar estratégias e técnicas de diagnosticar seus equipamentos a fim de ranquear aqueles que possuem maior risco de falha no sistema elétrico de potência.

Essa dissertação faz parte do projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) intitulado “Estratégias para Substituição de Transformadores de Potência em Subestações Considerando Risco de Falha, Fator de Impacto para o Sistema e Análise Monetária de Acordo com Panorama da Concessionária”, cadastrado junto a ANEEL. Este projeto pertence ao Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) em parceria com a Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) e a empresa DIAGNO Materiais e Meio

Ambiente. O projeto é financiado pela CEEE, porém, a metodologia a ser desenvolvida também poderá ser aplicada a qualquer outra concessionária, requerendo apenas introdução no sistema computacional de condições específicas dos transformadores de seu parque, para a adequação das diferentes realidades de cada empresa

O projeto considera as condições de operação dos transformadores de potência (fator de risco de falha), considera também o fator de impacto destes equipamentos para o sistema, possibilitando realizar o ranqueamento dos transformadores, a fim de se elencar a prioridade de substituição dos transformadores nas subestações, ou seja, os equipamentos que possuem maior risco de falha.

Desta forma, este estudo tem por objetivo propor a aplicação de uma metodologia para ranquear os transformadores com maior risco para o sistema, visando direcionar ações preditivas de manutenção, reforços, ampliações ou sua substituição, a fim de elevar os índices de confiabilidade dos sistemas de transmissão de energia elétrica com a utilização da técnica análise de modos e efeitos de falha traduzido do inglês *Failure Modes and Effects Analysis* - FMEA para permitir a identificação dos equipamentos e processos de maior risco dentro do sistema. O estudo fornecerá o ranking FMEA como dados de entrada para adicionar a avaliação global da metodologia proposta no projeto.

Como estudo de caso, é analisado o parque de transformadores da concessionária Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT). A partir do conhecimento do sistema, componentes, suas ligações, histórico de falhas e manutenção em transformadores de potência, dados de carga e configuração do sistema é realizada análise de contingência e sobrecarga. Ainda serão desenvolvidos o modelo de confiabilidade do transformador e a modelagem dos modos de falha para que de posse de todos esses dados torne-se possível realizar o procedimento da FMEA e gerar o ranqueamento dos transformadores para indicação do componente e equipamento crítico para o sistema.

A finalidade deste estudo é alertar o operador do sistema e a concessionária sobre iminentes problemas nos transformadores a fim de que sejam tomadas as ações preventivas ou corretivas apropriadas. Essas ações visam aos investimentos na melhoria da qualidade dos transformadores.

1.2. RELEVÂNCIA NO TEMA

As empresas concessionárias de energia elétrica possuem um grande número de transformadores de potência instalados e, em função de sua vida útil, podem ocorrer falhas que

acarretam a necessidade de sua substituição, provocando a perda operacional da unidade ou uma manutenção não programada. Desta forma, comprometendo a confiabilidade do sistema elétrico, e exigindo a utilização de equipamentos reservas, gerando custos adicionais e a necessidade de atendimentos de emergência.

Torna-se importante ressaltar que embora os transformadores de potência apresentam um índice muito baixo de falhas, busca-se reduzi-la ainda mais, dado a adversidade causada por um defeito imprevisto deste equipamento (BENETTI, 2012).

Os transformadores, além de serem fundamentais para o sistema elétrico, representam uma parte significativa de investimentos. Acompanhar e monitorar suas condições operativas e as condições de funcionamento de seus componentes são ações essenciais para reduzir os custos associados ao seu ciclo de vida, de modo que possa garantir sua confiabilidade.

Em um mercado elétrico competitivo, busca-se a utilização de métodos para o aumento da eficiência no processo de manutenção, redução de custo e maior assertividade, e para estender o tempo de vida dos equipamentos. A manutenção centrada em confiabilidade do inglês *Reliability Centred Maintenance (RCM)* e a técnica FMEA tem sido continuamente melhorada para atender a essa necessidade. Estudos de RCM para transformadores de potência têm sido de grande interesse, tanto baseado no índice de vida útil, contexto de prazo de manutenção programadas, como também em gerenciamento de manutenção.

Desta forma, o crescente número de transformadores envelhecidos que operam perto do final de sua vida útil, ou mesmo acima dela, ressalta a necessidade de melhores estratégias de gerenciamento desses ativos.

1.3 OBJETIVOS

O presente trabalho apresenta um estudo para quantificar o risco das falhas potenciais através de um indicador obtido pela técnica FMEA, a fim de gerar um ranking para a priorização de ações de manutenção referente aos transformadores de potência.

Neste contexto, pretende-se identificar os principais modos de falha do transformador, quantificar sua gravidade, ocorrência e probabilidade de detecção, para utilizar essas informações no cálculo de risco.

Esta pesquisa tem como objetivos específicos:

- aplicar o uso da FMEA aos componentes do transformador, com o intuito de definir e identificar falhas potenciais, além de fornecer valores que serão

utilizados para determinação dos parâmetros de taxa de falha nas próximas etapas;

- realizar a modelagem dos modos de falha dos transformadores e, a partir deste modelo determinar os parâmetros referentes às taxas de falha, reparo, sobrecarga, manutenção e desligamento;
- elaborar um modelo de confiabilidade do transformador;
- aplicar o uso da FMEA aos equipamentos (transformador) do sistema, envolvendo a análise do impacto da perda do equipamento;
- pontuar e priorizar os riscos nos transformadores, ou seja, realizar a comparação entre os resultados obtidos nas análises FMEA para componentes e equipamentos a fim de identificar os transformadores críticos no sistema.

1.4. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho encontra-se dividido em seis capítulos. Inicialmente este capítulo apresentou as considerações iniciais, que inclui introdução, relevância do tema, assim como o objetivo e justificativa do estudo.

O segundo capítulo apresenta uma revisão teórica sobre o tema abordado na dissertação. Inicialmente uma breve introdução sobre o sistema elétrico e sua manutenção, em especial em transformadores de potência, e uma breve revisão de trabalhos publicados nos últimos anos referente ao tema, a fim de dar suporte ao entendimento deste estudo e demonstrar alguns campos onde o estudo vem sendo aplicado.

O terceiro capítulo apresenta uma verificação sobre tópicos básicos sobre confiabilidade e análise de falhas necessárias à compreensão do trabalho, o que engloba seus conceitos e principais funções utilizadas. Há ainda explicações sobre a técnica a ser implementada para análise: a FMEA que inclui definições de modo de falha, efeito de falha, causa de falha, métodos de detecção e avaliação de risco, a fim de dar suporte ao entendimento dessa ferramenta.

A metodologia está presente no quarto capítulo, no qual é apresentado o desenvolvimento do uso da FMEA como base para determinar a ocorrência, severidade e detectabilidade das falhas em transformadores de potência, e um índice que representa o equipamento e o componente com maior risco ao sistema.

No capítulo cinco, é apresentada a aplicação do procedimento proposto nos transformadores da área de concessão de transmissão da CEEE-GT, finalizando pela

comparação dos resultados obtidos (itens críticos) com a FMEA. Apresenta ainda medidas que minimizem a probabilidade a ocorrência de falhas.

No último capítulo, são apresentadas as principais conclusões do trabalho, como as devidas considerações. No final do trabalho encontram-se os Apêndices, os quais apresentam as tabelas completas elaboradas durante aplicação do procedimento proposto, tais como tabela FMEA, tabela de equipamentos considerados para análise, tabela de taxa de falha e as probabilidades, e demais parâmetros utilizados no presente estudo.

CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

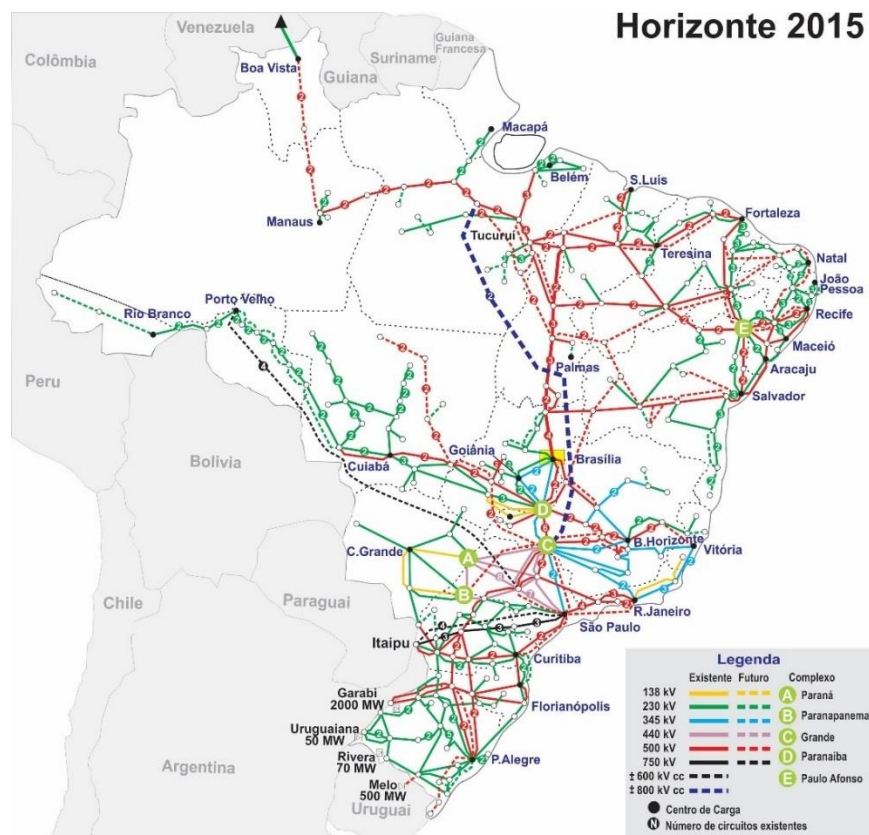
O presente capítulo tem como objetivo realizar uma breve introdução sobre o sistema elétrico, os tipos de manutenção, em especial a manutenção em transformadores de potência, e uma revisão de trabalhos publicados nos últimos anos referente a este tema, a fim de dar suporte ao entendimento deste estudo e demonstrar alguns campos onde o estudo vem sendo aplicado.

2.1. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Uma das variáveis para definir um país como desenvolvido é a facilidade de acesso à energia, pois a energia é o fator determinante para o desenvolvimento econômico e social ao fornecer apoio mecânico, térmico e elétrico às ações humanas.

O Brasil tem estruturado um Sistema Interligado Nacional (SIN), que inclui o conjunto de instalações para geração e toda a infraestrutura de transmissão de energia que abrange todo território nacional. Essa imensa “rodovia elétrica” é apresentada na Figura 1, onde estão representados os principais corredores de transmissão (de diversos níveis de tensão) e os principais blocos de geração (usinas).

Figura 1 - Sistema de Transmissão – Horizonte 2015



Fonte: (ONS, 2016)

Na Figura 1 o Sistema de Transmissão brasileiro considerando o horizonte de 2015 era composto por 129.258 km de linhas de transmissão e 321.936 MVA de potência de transformação instalada (ANEEL, 2016).

No Brasil, de acordo com os indicadores de desempenho do SIN do site da ONS em 2015, existem em operação 1.080 circuitos (linha de transmissão) e 1.266 transformadores, conforme apresentado na Tabela 1.

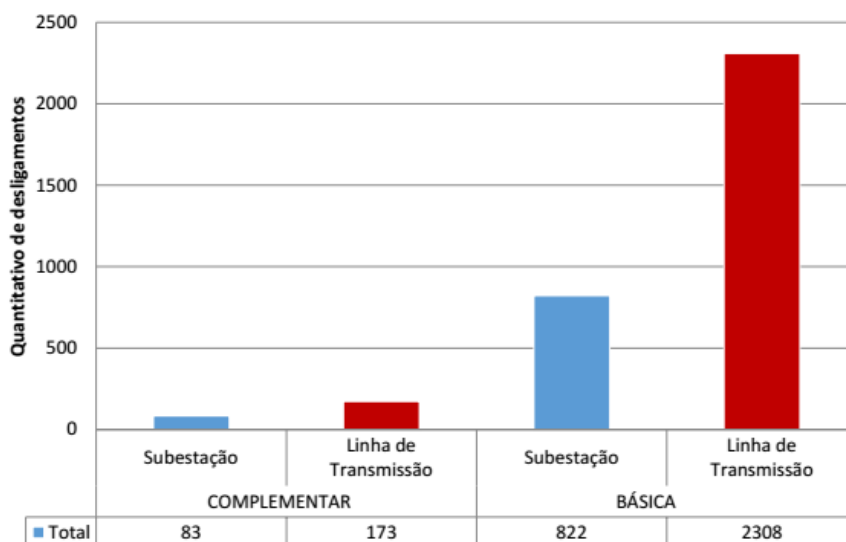
Tabela 1 - Número de Circuitos e Transformadores da Rede Básica

Tipos de Componentes	Quantidade de Componentes				
	2011	2012	2013	2014	2015
Linhas de Transmissão	888	931	971	1.020	1.080
Transformadores	1.012	1.067	1.136	1.207	1.266

Fonte: Autoria Própria

No período de 1º de agosto de 2014 a 31 de julho de 2015, ocorreram 3.386 desligamentos forçados, de origem interna ou secundária, em equipamentos e linhas de transmissão da Rede Básica² e da Rede Complementar³ do Sistema Interligado Nacional – SIN. A Figura 2 mostra a estratificação desses desligamentos.

Figura 2 - Desligamentos forçados analisados – Rede Básica e Complementar



Fonte: (ANEEL, 2016)

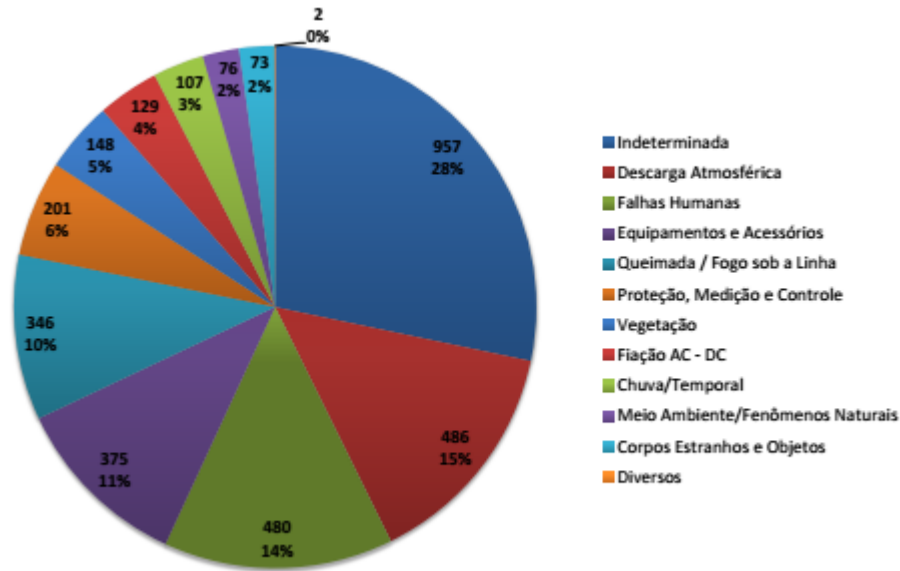
Por meio dessa estratificação percebe-se que 73,3% dos desligamentos ocorreram em linhas de transmissão e 92,4% na Rede Básica (ANEEL, 2016). Com relação às classificações

² É a rede oficialmente definida e regulamentada pela ANEEL

³ : É a rede fora dos limites da rede básica, cujos fenômenos têm influência significativa na operação ou no desempenho da rede básica

dos desligamentos, a Figura 3 demonstra a situação no período, apresentando as principais causas dos desligamentos.

Figura 3 - Estratificação dos desligamentos forçados analisados



Fonte: (ANEEL, 2016)

Pode-se observar que uma grande parcela (42%) dos desligamentos é oriunda de causas indeterminadas ou falhas humanas, o que reforça a necessidade da aplicação de uma metodologia como a FMEA e melhoria nos processos de operação e manutenção das empresas desse setor.

2.2. MANUTENÇÃO

As atividades de manutenção vêm passando por muitas mudanças nos últimos anos, sendo essas alterações consequências do aumento, bastante rápido, do número e da diversidade dos itens físicos (instalação, equipamentos) que têm que ser mantidos, projetos muito mais complexos, novas técnicas de manutenção, e a importância da manutenção como função estratégica para melhoria dos resultados do negócio e aumento da competitividade das organizações.

Segundo Kardec e Nascif (2009) as empresas devem reagir rápido às mudanças, incluindo uma crescente conscientização de quanto uma falha de equipamento afeta a segurança e o meio ambiente, maior conscientização da relação entre manutenção e qualidade de produto, maior pressão para se conseguir alta disponibilidade e confiabilidade da instalação, ao mesmo tempo em que se busca a redução de custos. Essas alterações estão exigindo novas atitudes e

habilidades das pessoas da manutenção, desde gerentes, passando pelos engenheiros e supervisores, até chegar a execução.

A evolução da manutenção conforme apresentada por Kardec e Nascif (2009) pode ser dividida em quatro estágios conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Evolução da Manutenção

MANUTENÇÃO E FALHAS								
EVOLUÇÃO DA MANUTENÇÃO								
Ano	Primeira Geração	Segunda Geração	Terceira Geração	Quarta Geração				
	1940	1950	1960	1970	1980	1990	2000	2010
Aumento das expectativas em relação à Manutenção	. Conserto após a falha		. Necessidade de disponibilidade crescente . Maior vida útil do equipamento		. Aumenta a disponibilidade . Melhor relação custo-benefício . Preservação do meio ambiente		. Maior disponibilidade e confiabilidade . Preservação do meio ambiente . Maior Segurança . Influência nos resultados e gerência dos ativos	
Visão quanto à falha do equipamento	. Todos os equipamentos se desgastam com a idade e, por isso, falham		. Todos os equipamentos se comportam de acordo com a curva da banheira		. O conceito de confiabilidade começa a ser aplicado - MCC (Manutenção Centrada na Confiabilidade)		. Consolidação da MCC e da Engenharia de Manutenção	
Mudança nas técnicas de Manutenção	. Habilidades voltadas para o reparo Manutenção Corretiva		. Planejamento manual da manutenção . Computadores grandes e lentos . Manutenção Preventiva (por tempo)		. Monitoramento da condição. Manutenção Preditiva . Análise de risco . Computadores pequenos e rápidos . Softwares potentes . Grupos de trabalho multidisciplinares . Projetos voltados para confiabilidade . Contratação por mão de obra e serviços		. Maior confiabilidade . Maior disponibilidade . Preservação do meio ambiente . Segurança . Influir nos resultados . Gerenciar os ativos	

Fonte: (KARDEC; NASCIF, 2009)

A primeira geração abrange o período antes da Segunda Guerra Mundial, quando a indústria era pouco mecanizada, os equipamentos eram simples e na grande maioria superdimensionados e a questão de produtividade não era prioritária. Em vista disso, não era

necessária uma manutenção sistematizada, apenas serviços de limpeza, lubrificação e reparo após quebra, ou seja, uma manutenção fundamentalmente corretiva, não planejada.

A segunda geração ocorre após a Segunda Guerra Mundial, entre os anos 50 e 70, havendo um período de forte aumento da mecanização, bem como da complexidade das instalações industriais devido à pressão do período de guerra por todo tipo de produto ao mesmo tempo em que a contingente de mão de obra reduzia sensivelmente. Buscando desta forma uma maior disponibilidade, bem como maior confiabilidade, para uma maior produtividade, ou seja, uma dependência da funcionalidade da máquina. Isto levou a ideia de que falhas dos equipamentos poderiam e deveriam ser evitadas, o que resultou no conceito de manutenção preventiva, sendo realizadas intervenções nos equipamentos feitas em intervalos fixos.

Na terceira geração, a partir da década de 70, acelerou-se o processo de mudança nas indústrias, o crescimento da automação e da mecanização passou a indicar que a confiabilidade e disponibilidade se tornaram postos-chave em setores tão distintos quanto saúde, processamento de dados, telecomunicações e gerenciamento de edificações. Desta forma, a terceira geração contribuiu para reforçar o conceito e a utilização da manutenção preditiva, o avanço da informática permitiu a utilização de *softwares* potentes para o planejamento, controle e acompanhamento dos serviços de manutenção, o conceito de confiabilidade começa a ser cada vez mais aplicado pela Engenharia e na Manutenção, além de o processo de Manutenção Centrada na Confiabilidade, apoiado nos estudos de confiabilidade da indústria aeronáutica.

A quarta geração inicia com a continuidade de algumas expectativas existentes na terceira. A disponibilidade é uma das medidas de desempenho mais importante da manutenção. Com o objetivo de intervir cada vez menos na planta, as práticas de manutenção preditiva e monitoramento de condição de equipamentos e do processo são cada vez mais utilizadas. Em consequência, há uma tendência de redução na aplicação da manutenção preventiva ou programada, pois esta geralmente promove a paralização dos equipamentos e sistemas, impactando negativamente na produção. O mesmo acontece em relação à manutenção corretiva não planejada, que se torna um indicador da ineficácia da manutenção. A sistemática adotada pelas empresas de classe mundial privilegia a interação entre as áreas de engenharia, manutenção e operação como fator de garantia de confiabilidade, disponibilidade e custo do ciclo de vida da instalação.

2.2.1. Tipos de Manutenção

O conceito predominante até a bem pouco tempo era de que a função da manutenção era o de restabelecer as condições originais dos equipamentos / sistemas. O conceito atual é de que a função da manutenção é garantir a disponibilidade dos equipamentos e instalações de modo a atender a um processo de produção ou de serviço, com confiabilidade, segurança, preservação do meio ambiente e custos adequados. Atualmente são definidos tipos básicos de manutenção conforme Kardec e Nascif (2009) que são abordados a seguir:

- **Manutenção Corretiva:** é a atuação para a correção da falha ou do desempenho menor que o esperado, onde a ação principal é corrigir ou restaurar, e pode ser dividida em duas classes: corretiva não planejada, onde a correção da falha é de maneira aleatória, e a corretiva planejada é executada por uma decisão gerencial, é função da qualidade de informações fornecidas pelo acompanhamento preditivo do equipamento.
- **Manutenção Preventiva:** é a atuação realizada de forma a reduzir ou evitar a falha ou queda no desempenho, obedecendo a um plano previamente elaborado, baseado em intervalos definidos de tempo. Inversamente à política de manutenção corretiva, a manutenção preventiva procura obstinadamente evitar a ocorrência de falha, ou seja, procura prevenir.
- **Manutenção Preditiva:** é a atuação realizada com base em modificações de parâmetro de condição ou desempenho, cujo acompanhamento obedece a uma sistemática. Através de técnicas preditivas é feito o monitoramento da condição e a ação de correção, quando necessário, é realizada através de uma manutenção corretiva planejada. Seu objetivo é prevenir falhas nos equipamentos ou sistemas através de acompanhamento de parâmetros diversos, permitindo a operação contínua do equipamento pelo maior tempo possível. Privilegia a disponibilidade à medida que não promove a intervenção nos equipamentos e sistemas, pois as medições e verificações são efetuadas com os equipamentos produzindo.

2.2.2. Manutenção no Setor Elétrico

A manutenção no setor elétrico brasileiro, mais especificamente, a manutenção de transformadores de potência, passou por fases similares às da manutenção industrial, sendo possível identificar os seus diversos tipos na manutenção praticada no setor.

A manutenção preventiva, largamente utilizada no setor elétrico a partir das décadas de 50 e 60, ainda é bastante utilizada como tipo de manutenção predominante (OSTERMANN, 2006). Um dos exemplos mais característicos neste caso é a abertura para limpeza, inspeção e troca de peças do comutador de transformadores de potência em intervalos fixos de tempo e/ou número de operações. Ainda segundo Ostermann (2006), boa parte das concessionárias atrela aos intervalos de manutenção determinados pelo comutador de derivação em carga, todas as atividades que fazem parte dos seus programas de manutenção preventiva relacionadas ao transformador de potência e aos equipamentos do módulo onde ele está instalado.

A busca cada vez maior de disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos e instalações, as novas regras do setor ou a simples constatação pelo pessoal de manutenção que a manutenção realizada a intervalos regulares e fixos acaba por provocar paradas desnecessárias, muitas vezes introduzindo defeitos nos equipamentos, vêm reduzindo a utilização da manutenção preventiva.

Conforme Ostermann (2006), a manutenção preditiva passa a ser utilizada no setor a partir da década de 70 com a utilização de técnicas para diagnóstico e avaliação do sistema isolante de transformadores de potência como a “Análise dos Gases Dissolvidos no Óleo” e a “Análise Físico-Química do Óleo”, que tornou possível a identificação de falhas incipientes e a avaliação da condição operativa destes equipamentos, permitindo uma atuação da manutenção a partir da condição operativa deste equipamento.

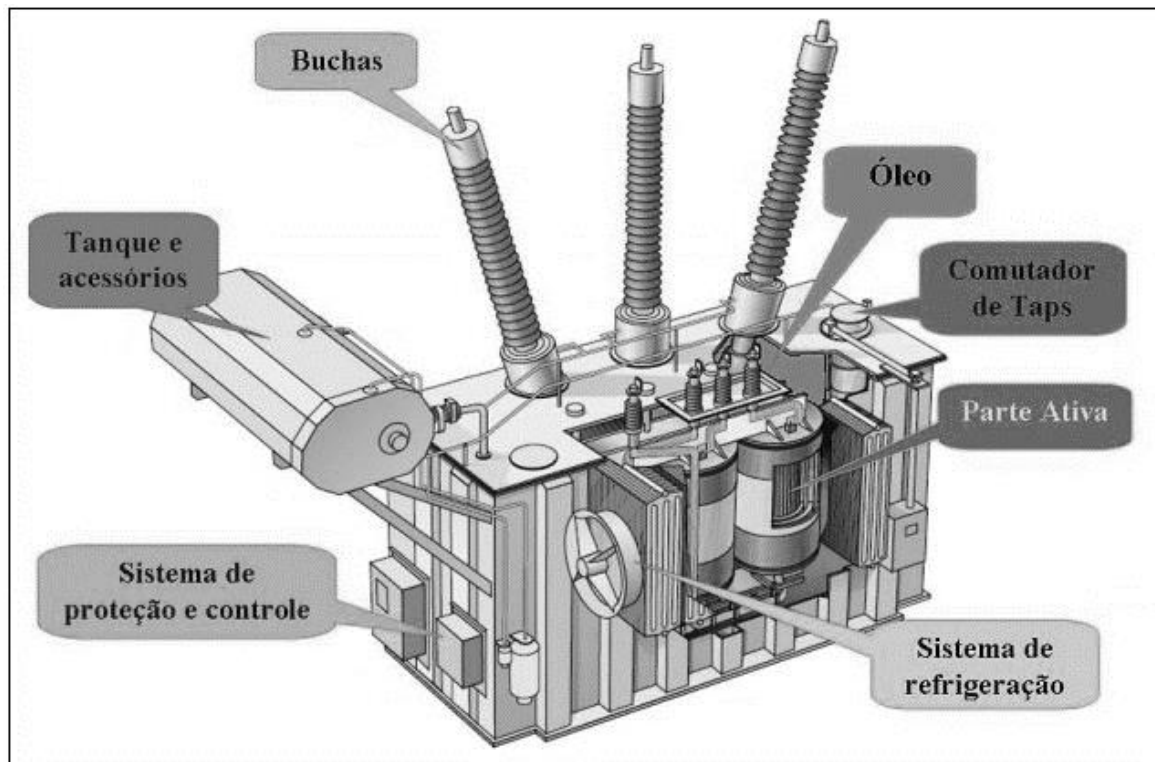
O novo modelo do setor elétrico que introduziu novas regras e prevê a aplicação de pesadas multas pela indisponibilidade dos equipamentos e/ou instalações, com a consequente interrupção nos serviços de energia elétrica e a redução na qualidade destes serviços, impõem que as empresas do setor utilizem, cada vez com maior intensidade, modernas técnicas de manutenção preditiva.

2.3. TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

O transformador de potência segundo Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) “é um equipamento elétrico estático que, por indução magnética, transforma tensão e corrente alternada entre dois ou mais enrolamentos, sem alteração de frequência. ”

Os transformadores de potência, ilustrado Figura 5 podem ser descritos como equipamentos que têm seu funcionamento baseado no princípio da indução mútua entre suas bobinas constituintes e a transferência de energia entre primário e secundário é resultado do quão forte é o acoplamento magnético entre as bobinas. Essa transferência de energia não

Figura 5 - Transformador de Potência



Fonte: (RIBEIRO et al., 2008)

depende de partes mecânicas móveis e, caso o transformador não estivesse submetido a esforços, teoricamente, não sofreria quaisquer desgastes mecânicos (SOUZA, 2008).

Para a análise das falhas e defeitos em transformadores de potência é preciso conhecer os principais componentes dos transformadores a fim de melhor compreender seu funcionamento e causas de possíveis defeitos e falhas. Sendo os principais componentes e sistemas dos transformadores: enrolamento e núcleo (parte ativa), buchas, comutadores, sistema de refrigeração, sistemas de proteção e controle, tanque, sistema isolante e demais acessórios.

- Núcleo: é usado para fornecer um caminho de baixa relutância para o fluxo magnético que liga os enrolamentos primário e secundário. Os núcleos iniciais foram construídos com seções transversais quadradas. Desde então, os designs dos núcleos foram constantemente aprimorados e laminadas de forma a ter a menor seção transversal circular possível para obter o melhor uso do espaço dentro dos enrolamentos cilíndricos. A falha do núcleo pode ser causada por exemplo por uma falha mecânica devido ao mau isolamento que causa aquecimento excessivo do núcleo ou por uma falha de construção. A falha do núcleo reduzirá significativamente a eficiência do transformador e deve ser processada imediatamente

- Enrolamentos: consistem em bobinas primárias e secundárias de fios condutores que contribuem para o campo magnético e carregam a corrente. Os enrolamentos são dispostos como conchas cilíndricas ao redor do suporte do núcleo, onde cada fio é enrolado com papel de isolamento. O cobre ou o alumínio é o material de enrolamento primário. Os enrolamentos nos lados primário e secundário podem ter conexões externas para pontos intermediários no enrolamento para permitir o ajuste da relação de tensão. Existem muitos tipos de falhas em enrolamentos; O curto-circuito é uma das falhas mais prevalentes. Se o curto-circuito for severo, o transformador será danificado e deve ser imediatamente removido do serviço. Algumas falhas não causam a interrupção do transformador e apenas perturbam o funcionamento normal do sistema, que pode ser diagnosticado por testes preventivos e monitoramento on-line, como a técnica análise cromatográfica dos gases presentes em uma amostra do óleo. Quando esse tipo de falha ocorre, o transformador pode permanecer em serviço com uma carga de energia reduzida.
- Isolamento: os enrolamentos devem ser isolados para garantir que a corrente percorra o núcleo e não através de um curto-circuito entre espiras. O material de isolamento, como a celulose à base de papelão e papel, é inserido entre as camadas de enrolamentos para proporcionar isolamento dielétrico e mecânico aos enrolamentos e para evitar arcos. O transformador também pode ser imerso no óleo do transformador para fornecer mais isolamento. Para garantir que a capacidade de isolação do óleo do transformador não se deteriora, o invólucro do transformador é completamente vedado contra a entrada de umidade. O óleo serve como meio de refrigeração para remover o calor do núcleo e da bobina.
- Buchas: O propósito das buchas é fornecer isolamento elétrico entre o tanque e os enrolamentos e conectar os enrolamentos às partes externas do transformador no sistema de energia. De acordo com a construção, existem duas categorias principais de buchas: sólidas e condensivas. As buchas sólidas têm um condutor central (geralmente cobre ou alumínio), envolvido por materiais de isolamento (por exemplo, porcelana, vidro, papel limitado em resina ou isoladores epóxi), exceto para as extremidades terminais. Eles são usados principalmente nas tensões mais baixas até cerca de 25 kV. Nas buchas condensivas, vários capacitores são inseridos nas buchas. Eles geralmente são usados para maiores

classificações de tensão acima de 25 kV. O modo de falha principal da bucha é um curto-circuito, que pode ser devido a falhas materiais no isolamento ou devido ao dano da porcelana. Uma falha no material isolamento pode ocorrer devido a água ou sujeira, consequência da manutenção insuficiente. Inspeções periódicas e manutenção devem ser realizadas nas buchas para encontrar possíveis problemas.

- Comutador: dispositivo eletromecânico que propicia a variação dos níveis de tensão através da mudança dos terminais dos enrolamentos de regulação, sem que o transformador seja desligado. Há dois tipos de comutadores: a) comutadores de derivação sem carga que são os comutadores de características construtivas razoavelmente simples, amplamente utilizados em aplicações onde há pouca necessidade de mudança de tensão, como no caso de transformadores elevadores utilizados em sistemas de geração de energia elétrica. Os tipos de falhas associadas a esses comutadores geralmente decorrem da perda de pressão das molas que fazem o aperto do conjunto de contatos móveis, manobra incorreta ou manobra do comutador com o transformador energizado. Problemas com esse tipo de comutador costumam ser identificados pelas equipes de manutenção através de análises periódicas de gases combustíveis, permitindo sua correção anteriormente aos desdobramentos de sua falha. b) Comutadores de derivação sob carga são comutadores cujas manobras são realizadas automaticamente, com o transformador energizado e a plena carga. As falhas em comutadores sob carga geralmente decorrem de problemas de natureza mecânica, desgaste de contatos, procedimentos de manutenção inadequados e deterioração do óleo isolante da chave de carga. Os efeitos desse tipo de falha podem ser catastróficos.
- Tanque: é o recipiente do óleo. É uma proteção física para o transformador e também serve como estrutura de suporte para acessórios e equipamentos de controle. O tanque tem que suportar tensões ambientais, como atmosfera corrosiva, alta umidade e radiação solar. O tanque deve ser inspecionado quanto a vazamentos de óleo, corrosão excessiva, abotoaduras e outros sinais de manuseio brusco. O arco interno em um transformador cheio de óleo pode vaporizar instantaneamente o óleo circundante, o que pode levar a altas pressões de gás que podem romper o tanque.
- Sistema Refrigeração: os transformadores de potência devem ter alguma circulação de refrigeração para remover o calor residual produzido pelas perdas.

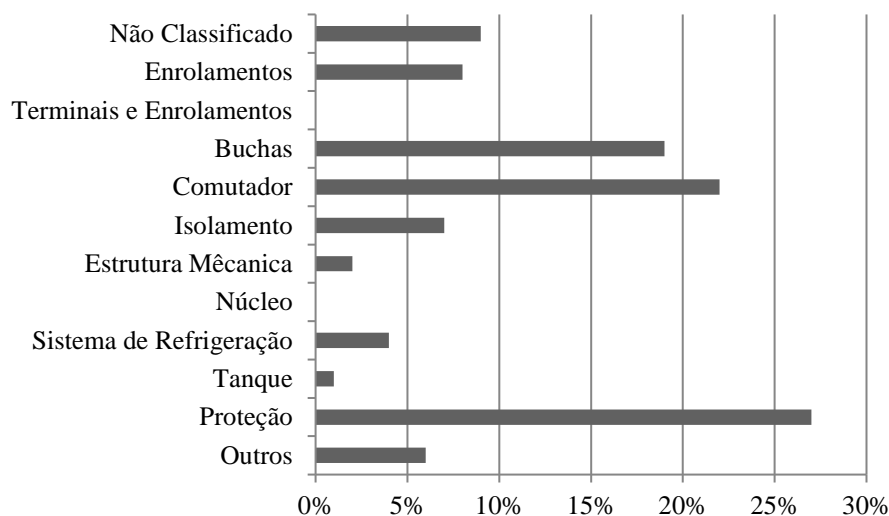
O sistema de arrefecimento pode ser baseado em circulação natural ou forçada de óleo e ar ou água. Na maioria das vezes, são necessárias bombas e / ou ventiladores. O sistema de arrefecimento pode não ser capaz de arrefecer e assim quebrar a bomba devido ao mau funcionamento da circulação do óleo ou temperaturas muito altas no segundo meio de refrigeração (ar ou água). O primeiro pode ser causado por falha na bomba de óleo ou por sujeira e partículas no óleo. As partículas podem ser formadas no óleo devido ao envelhecimento. Este último pode ser causado por má circulação de ar / água devido à falha do ventilador ou da bomba

- Proteção: Os sistemas de proteção são imprescindíveis para a proteção do transformador contra avarias internas e falhas externas. A proteção é realizada por relés que realizam a monitoração das grandezas do transformador e atuam conforme são excedidos os valores pré-definidos de operação normal. Os transformadores são dotados de dispositivos de proteção própria instalados e que promovem seu desligamento em caso de falha. São exemplos de dispositivos de proteção própria: relé detector de gás (Buchholz), relé indicador de temperatura do óleo e enrolamento, válvula de alívio de pressão e outros.

A falha do transformador pode ocorrer como um resultado de diferentes causas e condições. Várias pesquisas foram feitas sobre a confiabilidade do transformador, local de falha, causa de falha e classificação de modo de falha que foram baseados em classificadores predeterminados fornecidos em (CIGRE, 2002). Esse trabalho permitiu a análise detalhada e classificação de falhas em várias unidades, para vários transformadores durante o período de 1996 a 2006 apresentadas no trabalho de Jagers e Tenbohlen (2009). Eles apresentam uma distribuição típica de localizações de falhas para transformadores de transmissão com base em dados de falha existentes, apresentado na Figura 6.

É possível verificar através da Figura 6 que as falha na proteção e que apresenta a maior contribuição, seguida pelos comutadores e buchas. Desta forma, essas informações tornam-se relevantes para gerenciamento de ativos dos transformadores para obter definições de falhas de estatísticas, identificar as causas, modos e locais de falha, bem como seu desempenho, taxa de falha e confiabilidade do transformador para o sistema, conforme recomendado internacional.

Figura 6 - Locais de Falha em Transformadores de Transmissão



Fonte: (JAGERS; TENBOHLEN, 2009)

2.3.1. Manutenção em Transformadores

O monitoramento do estado geral do transformador e seus acessórios, assim como o acompanhamento de suas condições operacionais são atividades importantes que visam garantir o bom funcionamento e a não interrupção do fornecimento de energia elétrica. Desta forma, as empresas concessionárias de energia elétrica devem manter um plano de manutenção periódico a fim de detectar previamente defeitos que possam levar ao desligamento indesejado do transformador.

Os transformadores apresentam vida útil de operação variante de acordo com o tipo de operação e manutenção empregadas. Assim, fica evidente a necessidade de programas de manutenção com o objetivo de prolongar a vida útil deste equipamento. Existem diversas técnicas de manutenção aplicadas aos transformadores de potência. Isto se deve, principalmente, ao valor financeiro do transformador, que constitui um dos equipamentos mais caros do sistema elétrico de potência.

Uma dessas técnicas é a Análise Cromatográfica dos gases presentes em uma amostra de óleo do transformador, para verificação do quanto esse óleo está deteriorado, ou seja, quanto há de produtos resultantes de sua oxidação, que é resultante de desgastes contínuo de sua operação. Outra técnica é Análise Físico-Química, todo óleo isolante deve apresentar características físico-químicas de acordo com especificações possuindo pequeno teor de água e maior rigidez dielétrica. A termografia também é uma das técnicas bastante utilizada, pois possui uma característica vantajosa principal que é a possibilidade de aplicar a técnica sem

intervenção direta no equipamento, ou seja, não há necessidade de interrupção de serviço do equipamento. Consiste basicamente na mensuração da temperatura do equipamento inspecionando por meio da detecção da radiação infravermelha invisível ao olho humano, onde essa radiação é transformada em imagens térmicas visíveis, denominada termogramas.

Já o monitoramento pode ser descrito como o conjunto de ações de gerenciamento de desempenho, voltados para o registro das atividades de um sistema, com o objetivo de organizar os dados necessários para avaliar a condição de um equipamento ou parte dele.

Monitoramento online consiste na coleta de dados enquanto o equipamento está energizado e em serviço. Dados (ou amostras tal como óleo) podem ser coletados e/ou medidos enquanto o equipamento está energizado (sujeito às normas de segurança local), aliado com a aplicação de dispositivos eletrônicos inteligentes (IED - *Intelligent Electronic Devices*).

Dispositivo Eletrônico Inteligente aplicado ao monitoramento online contínuo é caracterizado por ser um dispositivo microprocessado e apresentar características multifuncionais, tais como medida, armazenamento, processamento de algoritmos, registro de eventos e controle, exercendo estas funções distribuídas sobre uma rede de comunicação.

Os sistemas de monitoramento on-line contínuo têm sido adotados como uma das principais ferramentas para possibilitar essa mudança sem colocar em risco a segurança e confiabilidade da operação dos transformadores, permitindo conhecer sua condição, gerando alertas, diagnosticando ou prognosticando eventuais problemas.

Os objetivos básicos do monitoramento on-line contínuo segundo Cigré Brasil, (2013) são: gerar alarmes antecipados em caso de defeitos incipientes, para reduzir o risco de falha inesperada; acompanhar a evolução de grandezas monitoradas em unidades suspeitas ou defeituosas que não possam ser retiradas de serviço imediatamente; reduzir custos relacionados a desligamentos para manutenção preventiva; melhoria na gestão de ativos, com o armazenamento de dados medidos e calculados em um banco de dados para análise futura.

A topologia básica do sistema de monitoramento online contínuo, conforme Cigré Brasil, (2013), pode ser apresentado por quatro partes constituintes principais: medição de variáveis, transmissão de dados, armazenamento e processamento de dados e disponibilização das informações. Inicialmente há medição das diversas variáveis consideradas importantes para o conhecimento do estado do equipamento sendo efetuada a partir de sensores ou transdutores, localizados em geral junto ao transformador. A transmissão de dados consiste na transmissão dos dados de medição dos sensores para a etapa de armazenamento e processamento de dados, utilizando meios e protocolos mais convenientes para aplicação, podendo ser feita para um

servidor associado ao sistema de monitoramento e instalado geralmente na subestação ou então diretamente para o sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA) da empresa.

O armazenamento histórico e processamento dos dados tem por objetivo a obtenção de informações úteis para a manutenção e gestão do ativo, tais como os diagnósticos e prognósticos de estado dos vários subsistemas e da condição geral do equipamento. Por fim, para que o sistema de monitoramento atinja seus objetivos, as informações referentes ao estado dos equipamentos provenientes dos sistemas de monitoramento precisam ser disponibilizadas aos diversos setores interessados, mantendo simultaneamente a integridade dos dados.

Para permitir o diagnóstico dos vários subsistemas do transformador de potência é necessário a medição de diversas grandezas, através de sensores instalados nele. A Tabela 2 apresenta os principais sensores e grandezas para cada subsistema do transformador.

Tabela 2 - Grandezas monitoradas

Subsistema	Grandezas Monitoras
Buchas	Capacitância ou Desvio Relativo de Capacitância Tangente Delta
Parte Ativa	Temperatura do óleo Temperatura dos enrolamentos Corrente nos enrolamentos Gás no óleo
Tanque e Óleo	Teor de água no óleo (ppm) Saturação relativa de água no óleo % Saturação relativa à temperatura ambiente e de referência Ruptura da bolsa/membrana do tanque de expansão
Comutador sob Carga	Temperatura do comutador Corrente de carga Tensão de linha Posição de tap Torque do acionamento Teor de água no óleo Saturação relativa de água no óleo % Saturação relativa a temperatura ambiente e de referência
Sistema de Resfriamento	Corrente de Ventiladores ou bombas Vibração de bombas
Outros	Temperatura ambiente

Fonte: (CIGRÉ BRASIL, 2013)

O entendimento da operação e equipamentos do transformador aliado ao entendimento das técnicas de manutenção e monitoramento empregadas se faz necessário para a análise das falhas e defeitos incipientes no transformador, buscando uma constante eficiência, melhor qualidade de fornecimento e menores custos.

2.3.2. Confiabilidade em Transformadores

Particularmente os transformadores de potência são equipamentos confiáveis, com baixa taxa de falha, porém por serem equipamentos muito caros e de difícil transporte busca-se sempre o aprimoramento da manutenção de seus componentes com finalidade de aumento da vida útil e redução da taxa de falha do equipamento (BENETTI, 2012).

Em um mercado elétrico competitivo, altos custos de manutenção trouxeram a necessidade da utilização de métodos para o aumento da eficiência no processo de manutenção e para estender o tempo de vida dos equipamentos. Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) ou do inglês RCM - *Reliability Centred Maintenance* - tem sido continuamente melhorada para atender a essas necessidades.

Segundo Li (2004), MCC é a atribuição de estratégia de manutenção ideal para cada componente em um sistema, tendo em conta a importância/prioridade do componente, bem como modos de falha e seus efeitos sobre a confiabilidade do sistema.

Ainda como citam Bertling (2005), e Ozdemir e Kuldasi (2010), pode ser considerado como uma otimização das tarefas de manutenção e de confiabilidade em relação aos requisitos operacionais, com o objetivo de obter um procedimento de manutenção de baixo custo, controlando o desempenho da manutenção.

A experiência com MCC tem proporcionado uma base para o procedimento de confiabilidade dos equipamentos do sistema elétrico de potência.

Os trabalhos de Lindquist et al. (2003), Xiang Zhang, Jiaosuo Zhang e Gockenbach (2009), Belak et al. (2013) e Abbasghorbani; Rajabi Mashhadi e Damchi (2014), apresentaram um processo de manutenção ótima proporcionando a máxima confiabilidade com custos de componentes minimizados.

Um modelo probabilístico incluindo processo de envelhecimento dos componentes foi proposto pela primeira vez por Endrenyi, Anders e Leite da Silva (1998) para explicar os impactos da manutenção programada sobre os índices de confiabilidade.

Outro trabalho com uma estratégia de manutenção em sistemas de transmissão utilizando um modelo para os componentes de transmissão cuja degradação pôde ser classificada de acordo com a gravidade do envelhecimento foi abordado em (HEO; KIM; LYU, 2014).

A relação quantitativa entre os índices de confiabilidade do sistema e medidas de manutenção também foram estabelecidos por Bertling, Allan e Eriksson (2005).

Existem vários estudos que dominam as questões econômicas dos equipamentos em que os esforços foram dedicados a maximizar o retorno sobre o investimento ou para classificar as atividades de substituição e renovação como em (SHAHIDEHPOUR; FERRERO, 2005; SCHNEIDER et al., 2006).

A manutenção dos transformadores de potência baseada no índice de vida útil foi introduzida por Jahromi et al. (2009).

O procedimento de manutenção do transformador e a metodologia de solução foram apresentados no contexto de médio e curto prazo de manutenção programada dos equipamentos de transmissão em (ABIRI-JAHROMI et al., 2013a, 2013b).

Em (TRAPPEY et al., 2015) desenvolveu-se um sistema inteligente de gestão de manutenção de transformadores de potência para detectar a falha potencial sobre várias condições de operação. Suwnansri (2014) introduz uma abordagem de gerenciamento de transformadores de potência, a fim de diminuir os custos de operação e manutenção. Ghorani et al. (2015) abordam a identificação dos componentes para a MCC. Koksai e Ozdemir (2016) apresentam um plano de manutenção de transformadores de potência melhorado para MCC do sistema de transmissão Turco.

Uma revisão abrangente da literatura sobre gerenciamento de manutenção de ativos de transmissão pode ser encontrada em (HJARTARSON; OTAL, 2006).

Desta forma, os transformadores constituem-se os principais ativos que compõem a fundação de uma infraestrutura de transmissão. Sua falha pode resultar em perdas financeiras elevadas devido a danos no equipamento e possivelmente catástrofes ambientais, aumento dos custos operacionais do sistema e o custo da interrupção do cliente. O número crescente de transformadores envelhecidos que operam perto de seus limites e mesmo acima deles por curtos períodos ressalta a necessidade de melhores estratégias de gerenciamento de ativos para estes equipamentos (WEIHUI FU; MCCALLEY; VITTAL, 2001).

Visto isso, este trabalho pretende abordar a partir dos dados históricos de manutenção um estudo de gerenciamento de risco de transformadores, incluindo análises operativas do sistema elétrico sob falha destes, a fim de contribuir na solução de três problemas de decisão: avaliação de segurança, planejamento de manutenção e planejamento de substituição da instalação.

CAPÍTULO 3 – CONFIABILIDADE

O presente capítulo tem como objetivo realizar uma breve introdução sobre a teoria da confiabilidade e uma das suas principais ferramentas de análise: a Análise de Modos e Efeitos de Falha. A fim de dar suporte ao entendimento dessa ferramenta, inicia-se com conceitos básicos como a distribuição de probabilidade associada à confiabilidade e seus parâmetros, conceito de falha, e uma explanação sobre FMEA, que inclui as definições de modo de falha, efeito de falha, causa de falha, métodos de detecção e avaliação de risco.

3.1. CONCEITOS BÁSICOS ASSOCIADOS À CONFIABILIDADE

Atualmente é cada vez mais evidente a importância da confiabilidade para os sistemas de energia elétrica, devido à sua crescente complexidade e aos custos por indisponibilidade.

Formalmente a confiabilidade é definida pela Associação Brasileira de Normas Técnicas ABNT NBR 5462 (1994) como “a capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, ou seja, uma medida da probabilidade de um componente não falhar devido a uma causa fundamental em um determinado intervalo de tempo, número de operações, ou outra grandeza de medida conveniente.”

Para compreendermos melhor a definição de confiabilidade, faz-se uso dos parâmetros de sistemas que podem ser reparáveis ou não reparáveis. Para sistemas não reparáveis, utiliza-se o termo Tempo Médio para Falhas (MTTF – *Mean Time To Failure*) e, para sistemas reparáveis, utiliza-se o termo Tempo Médio entre Falhas (MTBF – *Mean Time Between Failure*). Ambos os termos correspondem ao inverso da taxa de falhas quando esta é constante. Esses tempos médios dão uma ideia de tempos de funcionamento de um sistema até sua falha (CROWE; FEINBERG, 2001).

Sistemas reparáveis são aqueles onde, após a ocorrência de falha, a operação pode ser restabelecida por alguma ação, incluindo substituição de peças ou ajustes. Nesse sistema, dois tipos de distribuição são considerados conjuntamente: a de falha e a de reparo. A primeira descreve o tempo para a ocorrência de uma falha de um componente, enquanto a segunda descreve o tempo que leva para efetivamente reparar o componente. A partir dessas duas descrições, pode-se determinar a disponibilidade do sistema, ou seja, o percentual de tempo em que este se encontra operante.

Sistemas não reparáveis, por sua vez, são aqueles que não podem ser colocados novamente em operação após a ocorrência de uma falha, sendo removidos permanentemente.

Nesses sistemas, utilizam-se os conceitos de taxas de falha ou risco e tempo médio para falha, uma vez que esses termos são aplicáveis apenas até a primeira falha de um item.

Existem diversos parâmetros que podem ser utilizados em conjunto com os da confiabilidade. Alguns, tais como manutenibilidade e disponibilidade. Junto com o termo Confiabilidade, eles formam aquilo que é conhecido como R/A/M do inglês, “*Reliability*”, “*Availability*” e “*Maintainability*” e ambos devem ser analisados em conjunto. (BERGAMO FILHO, 1997)

O termo disponibilidade A mede a extensão de tempo que o consumidor pode utilizar o produto quando desejar, ou seja, o produto está disponível quando no estado operativo. Pode-se calcular a disponibilidade através da Equação (1).

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (1)$$

Onde MTTR é *Mean Time To Repair* que significa o tempo médio de reparo.

A manutenibilidade é definida como a probabilidade da manutenção ser completada num período predeterminado, quando peças falham ou são substituídas preventivamente (BERGAMO FILHO, 1997).

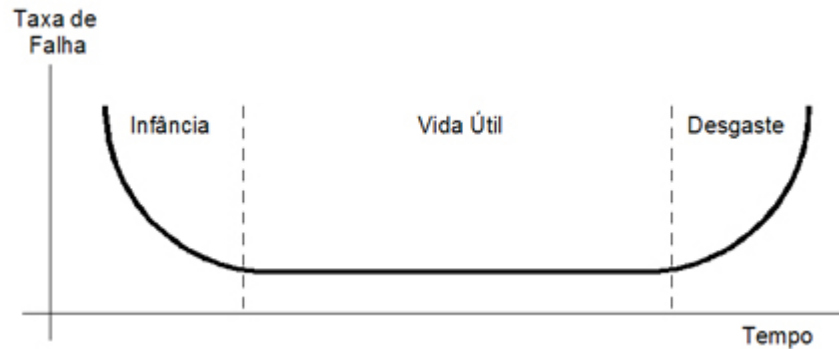
3.1.1. Taxa de Falha

A taxa de falha $\lambda(t)$ representa a probabilidade de falha no intervalo t a $(t + dt)$, dado que não haja falha no tempo. É utilizada para se estudar o comportamento das falhas do sistema com o tempo. Considerando que $\lambda(t_i)$ é a taxa de falha no tempo t_i , $n_f(\Delta t_i)$ é o número de falhas por unidade de tempo Δt , $n_e(t_i-1)$ é o número de componentes expostos a falha no início do intervalo t_i e Δt_i é o intervalo de tempo (t_i-1, t_i) , a taxa de falha pode ser expressa como:

$$\lambda = \frac{n_f(\Delta t_i)}{n_e(t_i-1)\Delta t_i} \quad (2)$$

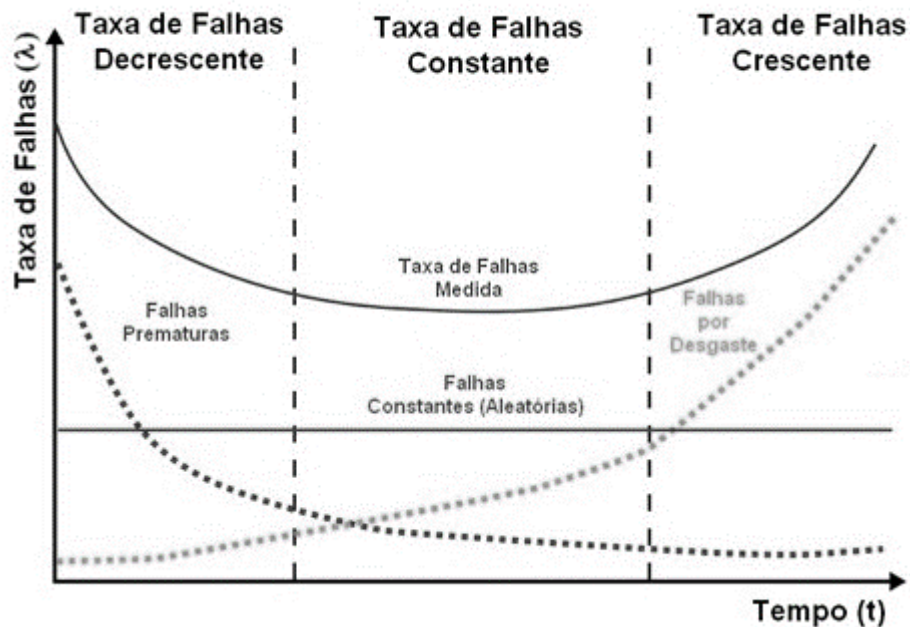
A taxa de falha de um componente é genericamente modelada através da curva da banheira conforme Figura 7. As regiões da curva estão associadas com os períodos característicos da vida do componente, que são a mortalidade infantil, vida útil e desgaste. A Figura 8 é um pouco mais realista, na medida em que mostra a curva da banheira como sendo a soma de três distribuições distintas de falha sobrepostas (SMITH, 2011).

Figura 7 - Curva da Banheira



Fonte: (SMITH, 2011)

Figura 8 - Composição da Curva da Banheira



Fonte: (SMITH, 2011)

A curva da banheira não retrata a taxa de falha de um único item, e sim a taxa de falha relativa a uma população inteira de produtos ao longo do tempo. Assim, é de se esperar que, em uma população, algumas unidades individuais falhem relativamente cedo (mortalidade infantil), enquanto outras falhem apenas no período de desgaste ou durante o período de vida útil. Os tempos de duração desses períodos podem variar muito.

O período de mortalidade infantil representa uma pequena parcela da população que falha, normalmente no primeiro ano, devido a possíveis defeitos de fabricação que não são detectados, nesse período a taxa de falha é decrescente com o tempo.

O período de vida útil é caracterizado por taxas de falhas constantes, geralmente de natureza aleatória e por isso difíceis de serem evitadas. Alguma das razões para a ocorrência de

falha são a não detecção de defeitos, abusos, fatores de segurança baixos, condições ambientais inevitáveis ou erro humano.

O período de desgaste representa o início do término da vida útil do componente, possuindo a taxa de falha crescente com o tempo, nesse período as falhas já não são atribuídas à aleatoriedade e sim a idade e a deterioração do componente. Nesse período a taxa de falha aumenta rapidamente à medida que o produto atinge o final de sua vida útil, para minimizar o seu efeito, deve-se, na medida do possível, realizar a substituição dos componentes desgastados.

3.1.2. Função de Confiabilidade

Apresentadas os conceitos na sessão 3.1, devem-se procurar formas de estabelecer referenciais, preferencialmente mensuráveis, que possam facilitar a tomada de decisão. Por isso a importância da representação matemática a fim de sintetizar um conjunto de informações e facilitar a decisão gerencial em relação ao parâmetro que está sendo analisado. A terminologia adotada segue a norma NBR 5462 (1994), na qual a confiabilidade é representada por $R(t)$ (*reliability*) e a função de distribuição cumulativa de falha por $F(t)$, denominada também de não confiabilidade (*unreliability*).

O ciclo de vida para medir a confiabilidade é definido da seguinte forma: para um período de vida inicial ($t \rightarrow 0$) tem-se confiabilidade $R(t \rightarrow 0) \rightarrow 1$, quando t tende para o infinito, a confiabilidade tende para zero, e, portanto, a função de distribuição acumulativa $F(t \rightarrow 0) \rightarrow 0$. Nessa situação, a confiabilidade é assegurada pela qualidade de todos os processos envolvidos no projeto, na produção e no uso, para a operação e manutenção. No uso, admite-se que após uma ação de manutenção o item adquire a condição de “tão bom quanto novo”. Já para um período de vida muito grande, tendendo para infinito ($t \rightarrow \infty$), a confiabilidade $R(t \rightarrow \infty) \rightarrow 0$ e a probabilidade de falha tende a se aproximar da unidade, ou seja, $F(t \rightarrow \infty) \rightarrow 1$. A representação matemática da confiabilidade indica que a função confiabilidade $R(t)$ varia da unidade até zero e que função de distribuição cumulativa, $F(t)$, varia de zero até a unidade, na medida em que a variável aleatória (t) aumenta ao longo do ciclo de vida. Neste texto, o ciclo de vida está circunscrito à fase funcional ou de uso (caracterizada pela operação e manutenção). Devido a isso, o estudo da confiabilidade nesta fase recebe o nome de confiabilidade funcional (DIAS, 2005).

Uma primeira estimativa da confiabilidade pode ser feita a partir de informações de uso ou observações experimentais, dadas pela seguinte relação:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_o(0)} \leq 1 \quad (3)$$

Em que:

t = variável aleatória que representa a vida, podendo ser expressa na unidade de tempo

(h), número de ciclos (n); e

$N_s(t)$ = é a quantidade de itens que não falharam no instante t ;

$N_o(0)$ = é a quantidade total de itens não falhados no início da observação. Logo:

$$N_o = N_s(t) + N_f(t) \quad (4)$$

$N_f(t)$ = é a quantidade de itens que falharam até o instante t .

Assim, confiabilidade pode ser, simplesmente:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_o} \quad (5)$$

A função não confiabilidade, $F(t)$, é:

$$F(t) = \frac{N_f(t)}{N_o} \quad (6)$$

Resultando, portanto que:

$$R(t) + F(t) = 1 \quad (7)$$

A derivada da função confiabilidade em relação à (t) gera a função densidade de probabilidade $f(t)$:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (8)$$

Que é a relação entre a variação dos itens em falha em relação aos itens bons:

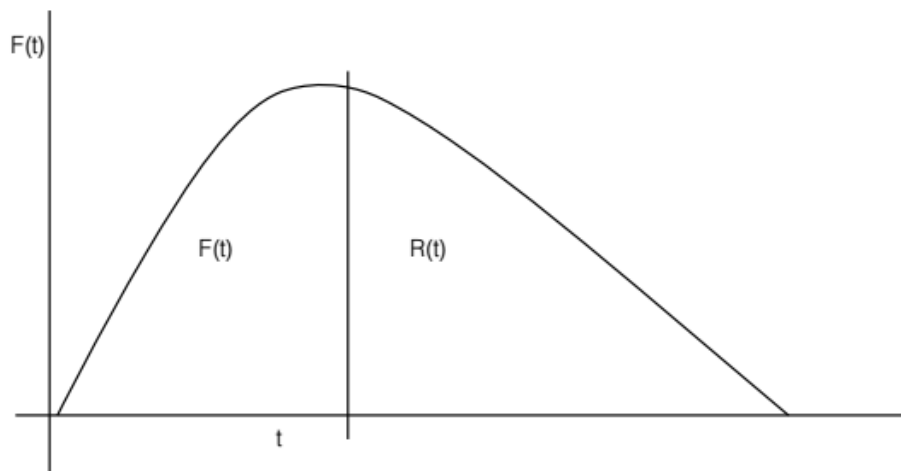
$$f(t) = \frac{1}{N_o} \frac{dN_f(t)}{dt} \quad (9)$$

As equações da não confiabilidade $F(t)$ e da Confiabilidade $R(t)$ podem ser agora relacionadas com função da densidade de probabilidade $f(t)$, para um dado período de vida t , como esta apresentado nas Equações (10) e (11). A não confiabilidade aumenta com o tempo, enquanto que a confiabilidade diminui, conforme apresentado na Figura 9.

$$F(t) = \int_0^t f(t) dt \quad (10)$$

e

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t) dt \quad (11)$$

Figura 9 - Função densidade de probabilidade $f(t)$ para um tempo t 

Fonte: (BILLINTON; ALLAN, 1996)

Considerando que a área sob a curva deve ser unitária, pode-se reescrever a equação da confiabilidade como:

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt \quad (12)$$

A função densidade de probabilidade $f(t)$ tem diversas representações. Para cada uso há uma distribuição de probabilidade que pode representar o evento observado de forma mais fidedigna.

Billinton e Allan (1996) propõem que a probabilidade de falha é mais facilmente descrita em termos da taxa instantânea de falha $h(t)$. Em um determinado instante (t) tem-se o valor da taxa de falha $\lambda(t)$, apresentado pela Equação (13), que está associada com o tamanho da amostra a ser considerado e com o número de falhas que ocorreram na amostra no período observado.

$$\lambda(t) = \frac{\text{número de falhas da unidade}}{\text{tempo em que a unidade está em operação}} \quad (13)$$

A taxa instantânea de falha $h(t)$ é obtida relacionando instantaneamente a densidade de probabilidade de falha com a confiabilidade, Equação (14), do ponto de vista da definição, a taxa instantânea de falha é comparável à função densidade de probabilidade $f(t)$. No limite, quando o período de análise tende para zero ($t \rightarrow 0$), elas se equivalem. A diferença básica está no significado físico das definições. A função densidade de probabilidade permite avaliar a probabilidade de falha em qualquer tempo futuro e a taxa instantânea de falha é indicada para avaliar a probabilidade de falha num período próximo ao de uso, a partir da informação vindas do passado. A relação entre elas é dada por:

$$h(t) = \frac{1}{R(t)} f(t) \quad (14)$$

Quando $t \rightarrow 0$ implica que $R(0) \rightarrow 1$, logo, pela equação vê-se que $h(t) \rightarrow f(t)$.

Na prática, é mais frequente determinar a confiabilidade a partir da taxa instantânea de falha, conforme a Equação (15).

$$R(t) = e^{-\int_0^t h(t) dt} \quad (15)$$

3.1.3. Modelo de Markov

Dentre os métodos de avaliação de confiabilidade e disponibilidade de um sistema, a análise Markoviana é uma das mais importantes técnicas de modelagem conhecidas. Esse método de análise permite a modelagem de processos estocásticos – definido como um conjunto de variáveis aleatórias que descrevem o comportamento de um processo ao longo do tempo –, sendo, portanto de fundamental importância no cálculo da confiabilidade e disponibilidade de sistemas, uma vez que os parâmetros de entrada para tal cálculo são variáveis aleatórias.

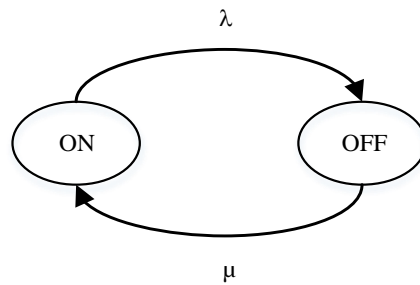
Na análise de confiabilidade e disponibilidade, um sistema baseado em processos estocásticos é representado usando-se um diagrama de transições entre estados discretos. Cada estado representa uma condição específica em que o sistema pode ser encontrado em um determinado momento. Para a análise de Markov, os estados do modelo devem representar as situações de funcionamento do sistema, desde sua operação até as situações em que o sistema deixa de operar. A sequência de falhas e reparos que podem ocorrer dão origem às possíveis transições do sistema.

Descrevemos uma cadeia de Markov da seguinte maneira: seja $S = \{E_1, E_2, \dots, E_k\}$ um conjunto de estados. A probabilidade de o sistema estar no estado E_j em qualquer observação se na observação imediatamente anterior estava no estado E_i , é denotada por p_{ij} e é chamada probabilidade de transição do estado E_i para o estado E_j .

Uma maneira de facilitar a resolução de um problema, usando cadeias de Markov, é através do diagrama de transição, que é uma representação gráfica da cadeia de Markov. Neste diagrama são visualizados os estados, representados por círculos; as transições, representadas por “setas” e as probabilidades de transições representadas genericamente por p_{ij} .

A Figura 10 ilustra o diagrama de um sistema de 2 estados que servirá de exemplo para a construção de um modelo de Markov.

Figura 10 - Diagrama de Transição de Dois Estados



Fonte: (BILLINTON; ALLAN, 1996)

A matriz das probabilidades de transição, ou simplesmente matriz de transição para um processo de Markov com k estados, é definida como sendo a matriz quadrada, conforme Equação (16).

$$P = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \cdots & p_{1k} \\ p_{21} & p_{22} & \cdots & p_{2k} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ p_{k1} & p_{k2} & \cdots & p_{kk} \end{bmatrix} \quad (16)$$

Em que p_{ij} é um número real, $p_{ij} \in [0,1]$ com $1 \leq i, j \leq k$. Usado também a notação $P = [p_{ij}]$.

Se P é a matriz de transição de uma cadeia de Markov qualquer de k estados, então para cada i temos que

$$p_{i1} + p_{i2} + \cdots + p_{ik} = 1 \quad (17)$$

No exemplo do diagrama de transição correspondente a Figura 10 a matriz de transição é dada por:

$$P = \begin{matrix} & \begin{matrix} ON & OFF \end{matrix} \\ \begin{matrix} ON \\ OFF \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1-\lambda & \lambda \\ \mu & 1-\mu \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (18)$$

Note que o $1-\lambda$ significa a probabilidade do estado operando (ON) permanecer no estado operando e μ significa a probabilidade do estado não operando (OFF) migrar diretamente para o estado operando.

Em geral não se pode determinar com certeza o estado de um sistema em uma cadeia de Markov. O melhor que se pode realizar é especificar as probabilidades para cada um dos estados possíveis. Por exemplo, descreve-se o estado possível do sistema, em certa observação em uma cadeia de Markov com k estados, por um vetor linha

$$x = [x_1 \quad x_2 \quad \cdots \quad x_k] \quad (19)$$

Em que x_i é a probabilidade do sistema estar no primeiro estado, x_2 é a probabilidade de estar no segundo estado e x_k é a probabilidade do sistema estar no k -ésimo estado. Em geral temos a seguinte definição: O vetor de estado de uma observação de uma cadeia de Markov com k estados, é definido com um vetor linha x , cuja i -ésima componente x_i é a probabilidade de o sistema estar, naquela observação, no i -ésimo estado.

As entradas em qualquer vetor de estado de uma cadeia de Markov são não negativas e têm a soma 1. Um vetor linha com essas propriedades é denominado de vetor de probabilidades. No exemplo, os vetores de probabilidades são:

$$x_{ON} = \begin{bmatrix} 1 - \lambda & \lambda \end{bmatrix} \quad (20)$$

e

$$x_{OFF} = \begin{bmatrix} \mu & 1 - \mu \end{bmatrix} \quad (21)$$

A seguir, denota-se por x_i o vetor de estado na i -ésima observação de uma cadeia de Markov. Suponha-se, agora, que seja conhecido o vetor de estado x_0 de uma cadeia de Markov em uma observação inicial. O teorema a seguir nos permite determinar os vetores de estado

$$x_1, x_2, \dots, x_n, \dots \quad (22)$$

Se P for a matriz de transição de uma cadeia de Markov e x_n for o vetor de estado na n -ésima observação, então

$$x_{n+1} = x_n T \quad (23)$$

Deste teorema:

$$\begin{aligned} x_1 &= x_0 T \\ x_2 &= x_1 T = x_0 T^2 \\ &\vdots \\ x_n &= x_{n-1} T = x_0 T^n \end{aligned} \quad (24)$$

Desta maneira, o vetor de estado inicial x_0 e a matriz de transição P determinam x_n para $n \geq 1$. Retomando ao exemplo, cuja matriz de transição está representada pela Equação (18), determina-se a probabilidade de um estado, atualmente operando, ter migrado para o estado não operando de modo que o vetor de estado inicial é

$$x_0 = \begin{bmatrix} ON & OFF \end{bmatrix} \quad (25)$$

Pela Equação (23), segue que:

$$x_1 = x_0 P = \begin{bmatrix} ON & OFF \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1-\lambda & \lambda \\ \mu & 1-\mu \end{bmatrix} \quad (26)$$

$$\begin{aligned} x_{ON} &= -\lambda \cdot ON + \mu \cdot OFF \\ x_{OFF} &= \lambda \cdot ON - \mu \cdot OFF \end{aligned} \quad (27)$$

Substituindo uma das equações por $ON+OFF=1$, e resolvendo este sistema, obtemos as probabilidades de estar em cada estado, como apresentado em (28) e (29).

$$P_{ON} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (28)$$

$$P_{OFF} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (29)$$

Assim, a probabilidade do sistema encontrar em estado operando (ON) e não operando (OFF) são encontradas pelas Equações (28) e (29) respectivamente.

3.2. MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE

Diante do exposto no capítulo 2 deste trabalho, os agentes de transmissão devem buscar estratégias a fim de aumentar a confiabilidade de seus sistemas. Logo, as concessionárias buscam nos departamentos de manutenção, os resultados positivos de desempenho do seu sistema que colaboram ao mesmo tempo para melhorar a confiabilidade e reduzir custos. Portanto, a manutenção passa a ser uma função estratégica das empresas.

Uma das práticas que vem sendo adotada pelas empresas de classe mundial, como forma de garantir a sua competitividade e a consequente continuidade no mercado, é a prática da metodologia da Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC). A MCC é a aplicação de um método estruturado para estabelecer a melhor estratégia de manutenção para um dado sistema ou equipamento. Esta começa identificando a funcionalidade ou desempenho requerido pelo equipamento no seu contexto operacional, identificação dos modos de falha e as causas prováveis e então detalha os efeitos e consequências da falha. Isso permite avaliar a criticidade das falhas e a partir desta, pode-se identificar consequências significantes que afetam a segurança, a disponibilidade ou custo. A metodologia permite selecionar as tarefas adequadas de manutenção direcionadas para os modos de falha identificados.

3.2.1. Definições

O Processo de Manutenção Centrada em Confiabilidade e a utilização das ferramentas de apoio exigem inicialmente um perfeito entendimento de uma série de definições associadas à falhas e desempenhos dos itens físicos. Portanto, serão apresentadas algumas definições fundamentais para o desenvolvimento da MCC, segundo Siqueira (2009):

- **Função:** é o item ou sistema faça dentro de um padrão de desempenho especificado. A identificação das funções dos sistemas consiste, em geral, de uma descrição textual, que contém obrigatoriamente sua finalidade ou objetivo e, se possível, os limites aceitáveis de qualidade neste objetivo.
- **Falhas:** consiste na interrupção ou alteração da capacidade de um item desempenhar uma função requerida ou esperada. Prevenir e corrigir falhas constitui os objetivos principais da manutenção. As falhas podem ser classificadas sobre vários aspectos, como: quanto a origem, extensão, a velocidade, a manifestação, à criticidade e à idade. Para os objetivos da MCC, as falhas são classificadas como **falha potencial** que é definida como uma condição identificável e mensurável que indica uma falha funcional pendente ou em processo de ocorrência ou **falha funcional** que é definida pela incapacidade de um item desempenhar uma função específica dentro de limites desejados de desempenho, podendo ser falha evidente, falha oculta ou falha múltipla.
- **Modos de Falha:** é definido como qualquer evento que causa uma falha funcional, ou seja, modos de falha são eventos que levam, associados a eles, uma redução parcial ou total da função do equipamento e de suas metas de desempenho. A identificação dos modos de falha de um item físico é um dos passos mais importantes no desenvolvimento de qualquer programa que pretenda assegurar que o equipamento continue a executar suas funções previstas. Quando em um sistema ou processo cada modo de falha foi identificado, torna-se possível verificar suas consequências e planejar ações para corrigir ou prevenir a falha.
- **Causa da falha:** representa os eventos que geram o aparecimento do modo de falha e pode ser detalhada em diferentes níveis para diferentes situações. A causa da falha pode ser associada a: falha de projeto, defeito do material, deficiências durante o processamento ou fabricação dos componentes, defeitos de instalação e montagem,

condições de serviço não previstas ou fora de projeto, erro de montagem ou operação indevida.

- **Efeitos da falha:** é o que acontece quando um modo de falha ocorre. Esta definição evidencia a finalidade do estudo dos efeitos das falhas: pesquisar os impactos dos modos de falha nas funções do sistema e na instalação. Através desse estudo, será possível definir as consequências das falhas.
- **Consequências da falha:** falhas podem afetar a qualidade do serviço ou produto, a segurança e o meio ambiente, podendo incorrer em aumento do custo operacional. A natureza e a severidade dessas consequências orientam a maneira como será vista a falha. A combinação do contexto operacional, dos padrões de desempenho e dos efeitos, indica que cada falha tem um conjunto específico de consequências a ela associada. A análise da manutenção sugere que as consequências da falha são mais importantes do que suas características técnicas. Desta forma, qualquer tarefa só deve ser aplicada se tratar com sucesso as consequências da falha e os meios de evitá-las.
- **Severidade:** quantifica a gravidade da falha potencial, analisando a consequência da falha e seu impacto no sistema.
- **Grau de Risco:** é um índice que prioriza as ações a serem tomadas sobre os modos de falha. Esse índice permite uma hierarquização dos modos de falhas, que podem ser classificadas em ordem decrescentes da criticidade.

3.3. ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHA

Uma das técnicas da MCC é a utilização da Análise de Modos e Efeitos de Falhas, mais conhecida pela sigla do inglês FMEA (*Failure Mode and Effects Analysis*) que é um método de análise que foi desenvolvido para ser aplicado principalmente a componentes, cujo objetivo principal é detalhar cada um dos componentes de um sistema a fim de levantar todas as maneiras pelas quais o componente possa vir a falhar e avaliar quais os efeitos sobre os demais componentes e sobre o sistema. De forma geral é uma técnica de investigar o componente a fim de levantar todos os elementos, incluindo as ações inadequadas do ser humano, que possam interromper ou degradar o seu funcionamento ou do sistema ao qual o componente pertença.

Segundo Blischke e Murthy (2000) FMEA é um procedimento importante para identificar e avaliar as consequências ou riscos associados com os potenciais modos de falha, sendo uma análise qualitativa que normalmente inclui uma lista de modos de falha, possíveis

causas para cada falha, os efeitos da falha e sua gravidade e ações corretivas que possam ser tomadas.

Na FMEA pode ser focado tanto aspectos relacionados com a confiabilidade do sistema como com a segurança da instalação. Assim pode ser avaliada a gravidade dos efeitos das falhas sobre a continuidade operacional do sistema, sobre a segurança dos operadores, da população circunvizinha ou dos demais equipamentos.

A FMEA é adequada para avaliar o sistema, pois identifica os efeitos de cada modo de falha sobre os componentes e sistema e estabelece sugestões de melhorias, no sentido de evitar ou mitigar os efeitos das falhas, programas de manutenção e elaboração de rotinas operacionais.

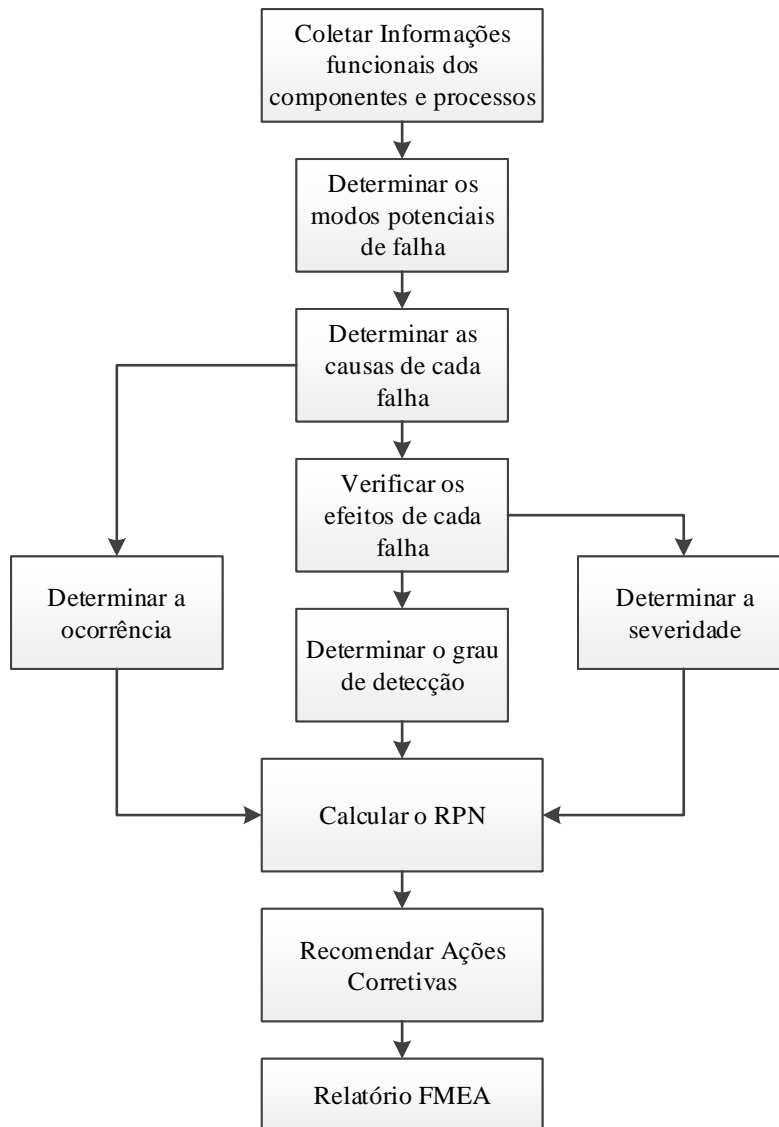
Para se conduzir uma FMEA eficientemente, recomenda-se seguir passos sistemáticos: definir a finalidade ou as expectativas da avaliação, fazer um diagrama de blocos funcionais ou um fluxograma de processo, dar prioridades, coletar dados, analisar, apresentar resultados, confirmar e avaliar os resultados e realizar tudo novamente (STAMATIS, 1995).

A Figura 11 apresenta o procedimento geral para se realizar a FMEA, que normalmente é feita em duas fases. A primeira fase consiste em coletar as informações funcionais dos componentes e processo alvo da análise, assim com tais informações se estima a severidade dos efeitos das falhas, probabilidade de ocorrência da causa das falhas e de detecção dessas antes de sua ocorrência, tendo em vista as atividades planejadas de validação, verificação e prevenção. Calcula-se então o valor de risco – RPN (*Risk Priority Number*) (STAMATIS, 1995; TENG; HO, 1996).

A segunda fase é realizada quando o valor do RPN ultrapassa o valor desejado e, por isso ações corretivas ou alterações são requeridas. As ações corretivas visam a redução da probabilidade de não detecção do modo de falha, enquanto as alterações no projeto buscam reduzir a severidade das falhas e a probabilidade de sua ocorrência, sendo esta alternativa utilizada para modos de falha que possuem um alto risco associado à sua ocorrência. Após, realiza-se nova análise dos modos e efeitos de falha, a fim de verificar se o RPN sofreu a redução desejada. Ao final do processo, um relatório deve ser gerado e as modificações requeridas devem estar completas de modo a reduzir o mínimo o número de modos potenciais de falhas (TENG; HO, 1996).

Todas essas informações coletadas são melhores analisadas quando disposta em forma de tabela (formulário) conforme exibida na Tabela 3 que apresenta um exemplo de como são registradas as informações obtidas da Análise de Modos e Efeitos de Falhas.

Figura 11 - Procedimento Geral da FMEA



Fonte: Adaptado de (TENG; HO, 1996)

Tabela 3 - Formulário FMEA

MCC	Planilha de Análise de Modos e Efeitos de Falha																	
	Sistema			Sistema Nº	Equipe				Folha	Data								
ID	Componente	Função	Modo de Falha	Causa da Falha	Efeito da Falha	Prevenção	Identificação do Risco				Ação Recomendada	Revisão do Risco						
							O	S	D	RPN		O	S	D	RPN			

Fonte: Adaptado (AKBARI et al., 2013)

3.3.1. Avaliação de Risco

Os três elementos que ajudam a definir a priorização das falhas são a ocorrência, a severidade e a detecção. A ocorrência é a frequência com que a falha ocorre, a severidade é a

gravidade (efeito) da falha, e a detecção corresponde à habilidade de detectar a falha antes de sua ocorrência (STAMATIS, 1995).

Há muitas formas de definir o valor desses componentes. O mais usual é a utilização de escalas numéricas. Essas escalas podem ter qualquer valor, não há um padrão especificado para elas. Entretanto, atualmente, há duas escalas amplamente utilizadas nas empresas, que são: a escala de 1 a 5 e a escala de 1 a 10. A primeira é limitada por natureza, mas oferece uma fácil interpretação. A segunda é amplamente utilizada e fortemente recomendada porque prevê fácil interpretação, exatidão e precisão na qualificação da escala (STAMATIS, 1995).

O valor RPN deve ser utilizado apenas para classificar a prioridade das falhas no sistema. Quando se utiliza a escala 1 a 10 e se considera um percentual de confiança de 90%, tem-se que valores iguais ou acima de 100 – Equação (30) – devem ser analisados de forma a diminuir o RPN. Esse valor, entretanto, não é obrigatório, podendo variar conforme a confiança e a escala utilizada (STAMATIS, 1995).

$$\begin{aligned} RPN_{crítico} &\geq (S \times O \times D) - (S \times O \times D \times \text{Confiança}) \\ RPN_{crítico} &= (10 \times 10 \times 10) - (10 \times 10 \times 10 \times 0,9) = 100 \end{aligned} \quad (30)$$

Esse modo de calcular o RPN já foi criticado por alguns autores. Segundo Gilchrist, (1993) o fato de o RPN ser o resultado do produto da ocorrência, severidade e detecção não obedece a nenhuma regra algébrica, uma vez que a probabilidade de ocorrência segue um padrão não linear, enquanto a probabilidade de detecção segue um padrão linear. Além disso, com a escala utilizada, diferentes valores podem ser combinados e dar o mesmo valor de RPN, ainda que a probabilidade de a falha atingir o sistema seja diferente. Esse mesmo autor acrescenta ainda que, do modo como é calculado, o RPN ignora o número de itens que são considerados na análise. A fim de resolver esses problemas, sugere outra forma de calcular o risco, através da utilização do custo esperado, sendo esse custo correspondente ao número esperado de falhas que irão atingir o consumidor, e é calculado pelo produto do número de itens analisados, com as probabilidades de ocorrência e detecção e o custo de cada falha.

Bem-Daya e Raouf (1996) também não concordam com o modo como o RPN é calculado, porém também observaram algumas falhas no modelo proposto por Gilchrist (1993). Entre elas destacam que os valores de probabilidades de ocorrência e detecção são muito difíceis de serem estimados, além do fato de o novo modelo ignorar completamente a severidade da falha. A partir dessas observações e levando em considerações algumas ideias propuserem em seu trabalho uma forma de melhorar o modelo de calcular o RPN até então disponível. Desta forma, o valor de probabilidade de ocorrência deveria ser transformado para

obter uma relação aproximadamente linear, ou seja, utilizando o fator dois elevado na potência corresponde à escala (a falha que possuísse uma probabilidade de ocorrência seis passaria a ser representada por 2^6) e este valor entraria para o cálculo do RPN.

Tanto Gilchrist (1993) como Ben-Daya e Raouf (1996) concordam que introduzir os custos referentes a uma falha apresenta a vantagem de pensar nos custos de qualidade e no impacto que as ações corretivas terão. Por esse motivo, quando possível, torna-se uma alternativa interessante utilizar em paralelo o modelo de custo esperado.

Outros autores que fazem restrição ao RPN são Sankar e Prabhu (2001) que afirmam que a severidade, ocorrência e detecção não possui o mesmo peso quando se pensa em risco. Da maneira como é utilizado é comum que apareçam combinações que apresentam valores de RPN inferiores a outros, mas que são potencialmente mais perigosas. Além de que na escala utilizada (que varia de 1 a 1000), gera algumas interpretações errôneas, tais como que a média de todos os valores de RPN é 500 (quando na verdade é 166), que a mediana se encontra próximo de 500 (quando é 105) e que há mil possibilidades de valores de RPN (quando há apenas 120). A fim de dar diferentes pesos a cada categoria, esses autores propuseram o RPR (*Risk Priority Rank*), que é baseado no conhecimento de especialistas e originado de regras da forma “*se-então*”.

De modo semelhante os autores Puente et al. (2002) propuseram o RPC (*Risk Priority Category*), a fim de aliviar os mesmos problemas explicitados pelos autores Sankar e Prabhu (2001) quanto ao cálculo do RPN. Para eles, a decisão deve ter como base regras qualitativas que podem atribuir avaliações de risco, ou categorias, para cada causa potencial de falha. Ou seja, os três índices tratados na metodologia tradicional seriam as variáveis de entrada no sistema de decisão, de modo que seus respectivos valores também teriam sua classe qualitativa correspondente, onde foram propostas nove classes, variando de muito baixa a muito alta e sua estrutura de decisão é do tipo “*se-então*”. Todas as regras de decisão são demonstradas através de um gráfico tridimensional.

Independente da forma como é calculado o RPN, após sua determinação deve-se iniciar a avaliação baseada na definição de risco. Em falhas sob risco moderado, alguma ação pode ser tomada. Em falhas sob alto risco, ações devem ser tomadas. E quando sob risco crítico, ações serão tomadas e uma extensiva mudança no sistema, projeto, equipamento será requerido. Em geral, quando há mais de duas falhas com o mesmo RPN, prioriza-se aquela que possui a maior severidade e, em seguida, a de menor probabilidade de detecção (STAMATIS, 1995).

Puente et al. (2002) sugerem uma ordem de prioridades para se estabelecer a aplicação das ações corretivas. Primeiramente deve-se procurar eliminar a causa da falha, em seguida,

reduzir a frequência ou probabilidade de ocorrência (através da adição de redundâncias no sistema), reduzir a severidade da falha (através do reprojeto) e, por último, aumentar a probabilidade de detecção (aumentando ou melhorando os métodos de detecção existentes). Esses autores ainda salientam, entretanto, que a redução da frequência de ocorrência da falha ou aumento da probabilidade de detecção desta são medidas preventivas que visam apenas limitar a ocorrência das falhas já existentes e, por isso, devem ser vistas apenas como soluções temporárias.

3.3.2. Risk Priority Number

A consequência de um modo de falha pode ser mensurada por uma avaliação de riscos. Em geral, o risco de um modo de falha pode ser definido como:

$$\text{Risco}(RPN) = \text{Severidade} \times \text{Ocorrência} \times \text{Detecção} \quad (31)$$

Os níveis de detecção estão associados a atividade necessária para a detecção da falha e podem ser classificados conforme a Tabela 4.

Tabela 4 - Guia de detecção para sistema FMEA (escala qualitativa de 1 a 10)

Detecção	Rank	Critério
Quase certo	1	Tem a maior eficácia em cada categoria aplicável
Muito alto	2	Tem eficácia muito alta
Alto	3	Tem alta eficácia
Moderadamente Alto	4	Tem eficácia moderadamente alta
Médio	5	Tem eficácia média
Baixo	6	Tem pouca eficácia
Leve	7	Tem uma eficácia muito baixa
Muito leve	8	Tem menor efetividade em cada categoria aplicável
Remoto	9	Não é provado, ou não confiável, ou a eficácia é desconhecida
Quase impossível	10	Nenhuma técnica do sistema disponível ou conhecida e/ou nenhuma está prevista

Fonte: (STAMATIS, 1995)

Na matriz de riscos também utilizamos os níveis de ocorrência ou frequência, severidade do risco que são classificados conforme as Tabela 5 e Tabela 6, respectivamente.

Após definidos os fatores de Detecção, Ocorrência e Severidade, e identificado a causa da falha é possível definirmos ações que possam reduzir ou eliminar o risco associado com a potencial causa da falha. Aplicadas essas ações, uma nova avaliação mais precisa deve ser

Tabela 5 – Guia de ocorrência para sistema FMEA (escala qualitativa de 1 a 10)

Ocorrência	Rank	Critério
Quase impossível	1	Falha improvável. A história não mostra falhas
Remoto	2	Um número raro de falhas
Muito leve	3	Provavelmente são poucas as falhas
Leve	4	Poucas falhas
Baixo	5	Número ocasional de falhas
Médio	6	Número médio de falhas
Moderadamente Alto	7	Número moderadamente elevado de falhas
Alto	8	Grande número de falhas
Muito alto	9	Muito alto número de falhas
Quase certo	10	Falha quase certa. História de falhas existe do sistema anteriores ou similares

Fonte: (STAMATIS, 1995)

Tabela 6 – Guia de severidade para sistema FMEA (escala qualitativa de 1 a 10)

Efeito	Rank	Critério
Nenhum	1	Sem efeito
Muito leve	2	Efeito muito leve sobre o desempenho do serviço ou produto, sem irritação ao cliente
Leve	3	Pouco efeito sobre o desempenho do serviço ou produto. Cliente ligeiramente irritado
Menor	4	Menor efeito no desempenho do serviço ou produto. Cliente experimentando pequenos incômodos
Moderado	5	Efeito moderado no desempenho do serviço ou produto. Cliente experimentando alguma insatisfação
Significativo	6	Desempenho do serviço ou produto degradado, mas operacional e seguro. Cliente experimentando desconforto
Maior	7	Desempenho do serviço ou produto gravemente afetado, mas funcional e seguro. Cliente insatisfeito.
Extremo	8	Serviço ou produto inoperável, mas seguro. Cliente muito insatisfeito
Grave	9	Efeito potencialmente perigoso. Capaz de parar o serviço – falha dependente do tempo
Perigoso	10	Efeito perigoso. Relacionados com a segurança – falha súbita

Fonte: (STAMATIS, 1995)

realizada, atualizando os índices e obtendo um novo valor de Risco, podendo então priorizar as questões com base neste risco e dar prioridade aos altos riscos.

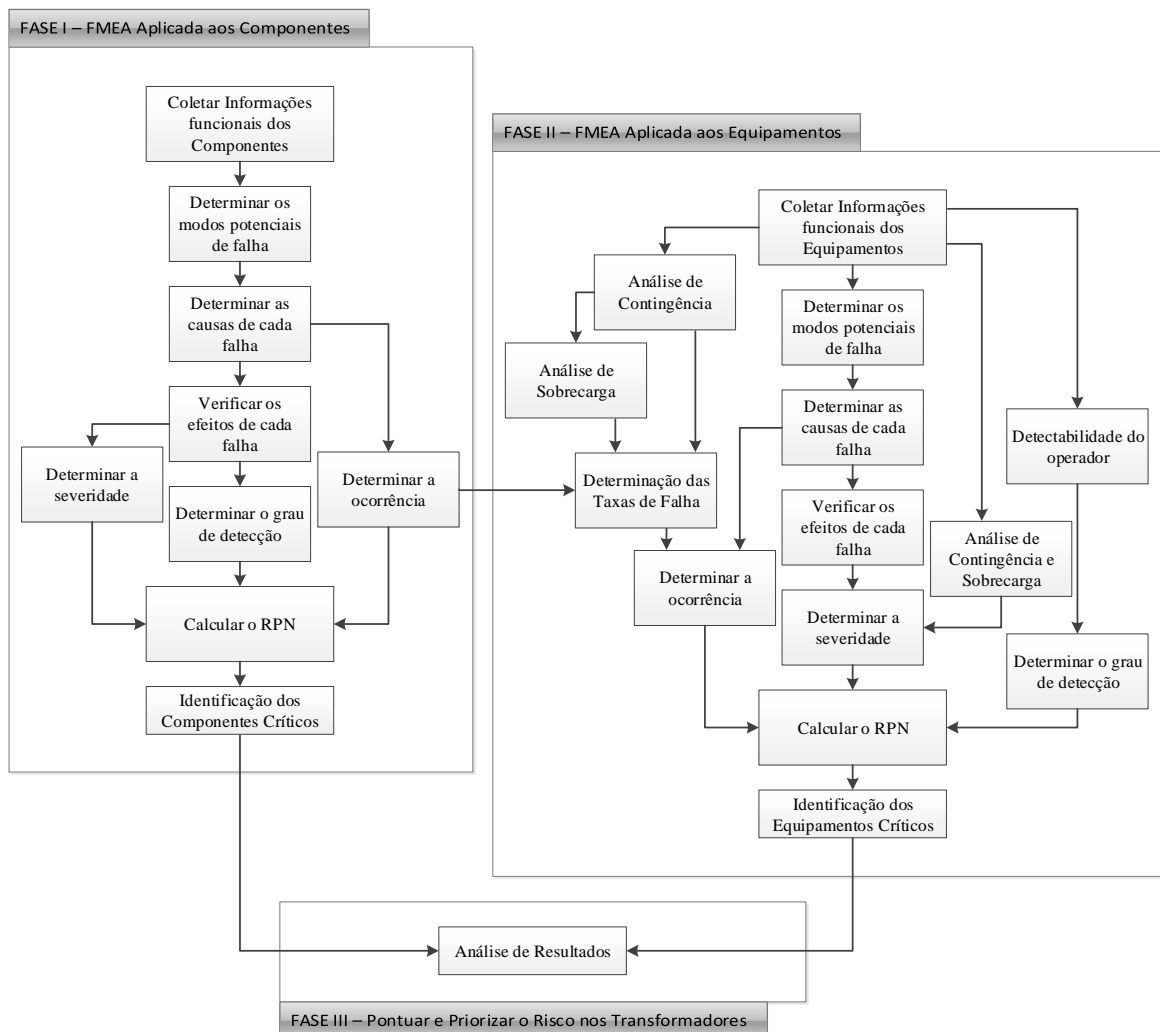
CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA

Este capítulo apresenta o método desenvolvido para o gerenciamento dos transformadores no sistema. O objetivo desse método é desenvolver uma proposta de uso da FMEA a fim de avaliar o risco de falha de transformadores de potência e viabilizar a otimização de um cronograma de manutenção.

4.1. METODOLOGIA PROPOSTA

A Figura 12 apresenta o método para a determinação da confiabilidade do sistema, o qual está dividido em três fases. A primeira fase contempla o uso da FMEA aplicado aos

Figura 12 - Metodologia Proposta



Fonte: Autoria Própria

componentes do transformador, que tem o intuito de definir e identificar falhas potenciais do sistema, além de fornecer valores que serão utilizados para determinação dos parâmetros taxa de falha na fase seguinte. A segunda fase corresponde o uso da FMEA aplicado ao equipamento transformador, envolvendo a avaliação do impacto da perda do equipamento para o sistema. A última fase consiste na análise comparativa entre os resultados obtidos nas fases anteriores, com o objetivo de pontuar e ranquear os transformadores conforme seu indicador de risco. Essas fases são subdivididas em etapas que descrevem as atividades a serem desenvolvidas no intuito de atingir o objetivo proposto pela respectiva fase.

4.2. FASE I - FMEA APLICADA AOS COMPONENTES

Esta fase tem o intuito de definir falhas potenciais do transformador. A análise consiste na coleta de informações quanto às funções, modo, causa e efeito das falhas, bem como métodos de detecção e seus respectivos índices. Essas informações coletadas são melhores analisadas quando dispostas em forma de formulário como apresentado na Tabela 3, por exemplo.

4.2.1. Conhecimento dos Componentes

O conhecimento do sistema, componentes e suas ligações, é muito importante para o diagnóstico da confiabilidade. As informações podem ser adquiridas através da análise dos manuais técnicos, relatórios de operação e funcionamento dos seus componentes, ou através de testes experimentais, sendo fundamental a troca de conhecimentos com profissionais com experiência em manutenção.

Os dados de entrada para análise FMEA aplicada aos componentes são os relatórios de falhas e manutenção completos onde os mesmos devem apresentar em relação a falha: o que falhou, o motivo da falha, consequências desta falha, condições ambientais e operativas, as ações corretivas e o período para a correção desta falha.

4.2.2. Determinação dos Modos Potenciais de Falha

A determinação dos modos potenciais de falha deve ser realizada analisando cada componente e suas falhas, levando-se em consideração a função que desempenha. Assim, para cada função de um componente, é especificado o modo como a falha pode ocorrer.

4.2.3. Determinação das Causas de Cada Falha e do Índice de Ocorrência

É possível a existência de várias causas de falhas para somente um modo de falha. Desta forma, para determinar tais causas deve-se analisar o histórico de falhas e compartilhar conhecimento com especialistas para especificar os motivos pelos quais os componentes podem falhar.

Como se tem associado com as causas de falha a probabilidade de ocorrência destes, nesse momento deve ser atribuído esse índice. Dados de fabricação de certos componentes também podem ser utilizados como intuito de complementar (e até mesmo confirmar) as informações obtidas. Na Tabela 7 tem-se os parâmetros para avaliação do índice Ocorrência utilizado para este trabalho.

Tabela 7 - Níveis de Ocorrência de Risco

OCORRÊNCIA		DESCRIÇÃO	RANKING
I	Improvável	Falha praticamente não ocorrerá	0-1
II	Pouco provável	Falha ocorrerá excepcionalmente	2-3-4
III	Casual	Falha razoavelmente esperada	5-6-7
IV	Provável	Falha ocorrerá ocasionalmente	8-9
V	Frequente	Falha ocorrerá com frequência	10

Fonte: Autoria Própria.

4.2.4. Verificação dos Efeitos de cada Falha e do Índice de Severidade

Cada modo de falha pode gerar um ou mais efeitos no sistema. Uma maneira de determinar tais efeitos é analisar os históricos de falha e compartilhar conhecimento com os especialistas para especificar a consequência de cada modo de falha listado anteriormente. Sua finalidade é pesquisar os impactos dos modos de falha nas funções do sistema.

Os efeitos de cada modo de falha podem ser classificados segundo seus níveis de importância (severidade). A severidade é determinada tendo como referência o risco imposto ao serviço ou sistema, ou mesmo ao cliente em decorrência da falha. A Tabela 8 apresenta os parâmetros utilizados para avaliação do índice Severidade.

Tabela 8 - Níveis de Severidade de Risco

SEVERIDADE		DESCRIÇÃO	RANKING
I	Insignificante	Falha praticamente não provoca dano	0-1
II	Mínima	Falha provoca alguns danos de menor intensidade	2-3-4
III	Moderado	Danos significativos	5-6-7
IV	Crítico	Alta taxa de falha causando perda ao sistema	8-9
V	Catastrófico	Danos extremos que afeta todo o sistema	10

Fonte: Autoria Própria.

4.2.5. Determinação do Grau de Detecção de cada Falha

Os métodos de detecção das falhas correspondem aos procedimentos, testes e/ou análises utilizadas com o intuito de identificar as falhas, e então são definidos índices correspondentes. Portanto, o índice de detecção é utilizado para se quantificar o risco de uma determinada causa de falha não seja detectada antes de sua ocorrência. A Tabela 9 apresenta os parâmetros utilizados para avaliação do índice Detecção.

Tabela 9 - Níveis de Detectabilidade de Risco

DETECÇÃO		DESCRIÇÃO	RANKING
I	Fácil	Falha detectável por procedimento operacional	0-1
II	Razoável	Falha detectável por inspeção operacional	2-3-4
III	Difícil	Falha detectável por ensaio funcional	5-6-7
IV	Muito difícil	Falha detectável apenas por desligamento	8-9
V	Impossível	Falha totalmente oculta	10

Fonte: Autoria Própria.

4.2.6. Cálculo do RPN

A determinação do RPN representa a etapa quantitativa do método. Tem por objetivo ajudar no processo de decisão sobre a prioridade de tratar os diversos modos de falha presentes no sistema. Seu cálculo é realizado, tradicionalmente, através do produto entre três índices atribuídos anteriormente (Severidade, Ocorrência e Detecção), conforme Equação 16.

4.2.7. Identificação dos Componentes Críticos

A partir da análise FMEA de cada componente do transformador, é possível identificar aqueles que apresentam maior impacto sobre a confiabilidade total do transformador. Tal impacto pode ser expresso por um índice que reflete a importância do componente dentro da estrutura de funcionamento do equipamento.

Desse modo, componentes com baixo índice de RPN são aqueles que não influem significativamente para a melhoria da confiabilidade do equipamento ou da necessidade de manutenção imediata e, por outro lado, componentes com alto índice de RPN são aqueles considerados críticos e devem receber atenção prioritária à proposição de melhorias.

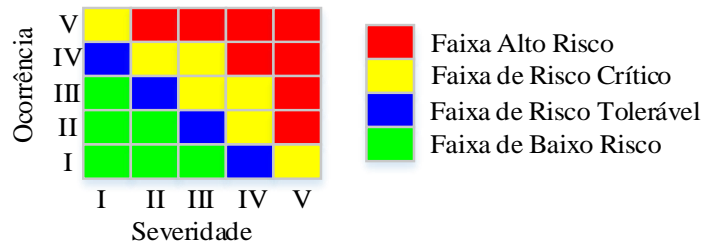
Outra maneira de identificar o componente é pela matriz de risco, a qual é a combinação dos níveis de frequência dos modos de falha com os níveis de severidade e aceitabilidade de riscos. Os níveis de aceitabilidade são apresentados na Tabela 10 e a matriz de risco na Tabela 11.

Tabela 10 - Níveis de Aceitabilidade de Risco

SEVERIDADE	INSIGNIFICANTE	MÍNIMA	MARGINAL	CRÍTICA	CATASTRÓFICA
OCORRÊNCIA					
FREQUENTE	Indesejável	Intolerável	Intolerável	Intolerável	Intolerável
PROVÁVEL	Tolerável	Indesejável	Indesejável	Intolerável	Intolerável
REMOTO	Desprezível	Tolerável	Indesejável	Indesejável	Intolerável
IMPROVÁVEL	Desprezível	Desprezível	Tolerável	Indesejável	Intolerável
INACREDITÁVEL	Desprezível	Desprezível	Desprezível	Tolerável	Indesejável

Fonte: Autoria Própria

Tabela 11 - Matriz de Risco



Fonte: Autoria Própria.

4.3. FASE II - FMEA APLICADA AOS EQUIPAMENTOS

Esta fase tem o intuito de definir os índices de risco dos transformadores para o sistema elétrico. Essa análise consiste na coleta de informações quanto ao histórico de falhas do equipamento (probabilidade de ocorrência), análise do impacto da perda deste para o sistema (a severidade), e como é a detecção de problemas neste equipamento e na subestação na qual está inserido.

4.3.1. Conhecimento dos Equipamentos

O conhecimento do sistema e suas ligações, é muito importante para o diagnóstico da confiabilidade. As informações podem ser adquiridas através da análise dos manuais técnicos,

relatórios de operação e funcionamento dos seus equipamentos, sendo fundamental a troca de conhecimentos com profissionais com experiência em manutenção.

Os dados de entrada para análise FMEA aplicada aos equipamentos são os relatórios de falhas e manutenção completos onde os mesmos devem apresentar em relação a falha: o que falhou, o motivo da falha, consequências desta falha, condições ambientais e operativas, as ações corretivas e o período para a correção desta falha. Os dados de carga e configuração do sistema para análise de contingência e sobrecarga.

4.3.2. Histórico de Falhas

Para a realização do estudo do histórico de falhas ocorridos nos transformadores de potência, é necessário buscar e pesquisar os dados no histórico de falhas e manutenção, permitindo consultar as características cadastrais e todas manutenções realizadas com os equipamentos. Assim, deve-se realizar uma filtragem das interrupções de serviço dos transformadores e verificar uma a uma a serem selecionadas como “falha”, “desligamento”, “sobrecarga” ou “manutenção corretiva”. Vale ressaltar as inúmeras dificuldades relacionais, como exemplo, a interpretação dos dados no registro, a diferenciação da ocorrência (se foi ou não uma interrupção por falha), a análise da confiabilidade dos registros, entre outras dificuldades.

O estudo das interrupções nos transformadores de potência foi realizado tendo como recorte o período de 15 anos (de 2001 a 2015). Desta forma, conhecendo o tamanho da amostra (tempo em que a unidade está em operação) e o número de falhas que ocorreram na amostra do período observado, conforme Equação 13, obtém-se a respectiva taxa de falha. Dado que se conhece as taxas de falha pode-se calcular as probabilidades de falha.

4.3.3. Análise de Contingências

A análise de contingências em sistemas de potência é uma importante ferramenta para sua operação segura e planejamento adequado, a fim de minimizar os impactos das falhas de equipamentos (critério N-1, por exemplo).

Em geral, um sistema elétrico de potência está exposto a um grande número de ocorrências que podem levar a contingências. Entretanto, apenas algumas delas são severas o suficiente para causar danos relevantes ou até mesmo um blecaute.

Assim, os estudos de fluxo de potência são realizados para simular o sistema em regime permanente em condições normais e emergência de operação. As condições normais de operação são aquelas em que o sistema opera com todos os componentes em serviço de acordo com a geração e carga e os estudos verificam se os critérios estabelecidos na carga máxima ou mínima são atendidos. Esses critérios no geral são: valores máximos e mínimos de tensão permitidos, para todas as barras do sistema; carregamentos máximos permitidos para as linhas de transmissão e transformadores; fator de potência reativo e limites de potência reativa para os componentes síncronos.

Já os estudos de contingências levam em consideração que as redes elétricas de potência podem sofrer alterações em sua topologia, tais como: saída de operação de linhas de transmissão e transformadores que podem originar violações nos limites da rede.

Para realizar a análise de fluxo de potência e análise de contingência, a fim de medir o grau de severidade, foi utilizado o ANAREDE[®], que é produzido pelo CEPTEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica).

O estudo de caso utiliza a base de dados disponibilizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), sendo considerada a área de concessão da CEEE-GT (área 23) para o caso de carga pesada.

4.3.4. Análise de Sobrecarga

A definição do termo sobrecarga é a operação do equipamento acima de sua capacidade nominal (dados de placa), que é estabelecida em função da temperatura máxima de operação. Ao submeter o equipamento a sobrecargas, de qualquer magnitude, estará se elevando sua temperatura acima desse limite, o que irá causar degradação da isolamento e reduzir a vida útil do equipamento, de forma gradual ou brusca. Os fatores mais importantes em relação às sobrecargas são as condições de carga antes da ocorrência, tempo de duração e sua magnitude.

Neste estudo, a análise de sobrecarga se dará através do estudo de contingências de um transformador por vez, verificando o impacto nos demais equipamentos do sistema.

4.3.5. Severidade no Sistema

Para a determinação do índice de severidade para as falhas em transformadores foram analisados os resultados apresentados nas simulações realizadas pelo ANAREDE[®] para contingências no sistema.

Analisando esses aspectos, pode-se avaliar o índice de severidade da perda do transformador para o sistema, conforme apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 - Índice de Severidade - Análise de Contingências ANAREDE®

SEVERIDADE		DESCRIÇÃO	RANKING
I	Insignificante	Falha praticamente não provoca dano (SEV. ≤ 1)	0-1
II	Mínima	Falha provoca alguns danos de menor intensidade ($1 < \text{SEV.} \leq 3$)	2-3 -4
III	Moderado	Danos significativos ($3 < \text{SEV.} \leq 6$)	5-6-7
IV	Crítico	Alta taxa de falha causando perda ao sistema ($6 < \text{SEV.} \leq 8$)	8-9
V	Catastrófico	Danos extremos que afeta todo o sistema (SEV. > 8)	10

Fonte: Autoria Própria

4.3.6. Modelo de Confiabilidade de um Transformador

Entende-se como estado de um componente o conjunto de possíveis valores que seus parâmetros podem assumir. Esses parâmetros são chamados variáveis de estado e descrevem a condição do componente. O espaço de estados é o conjunto de todos os estados que um componente pode apresentar.

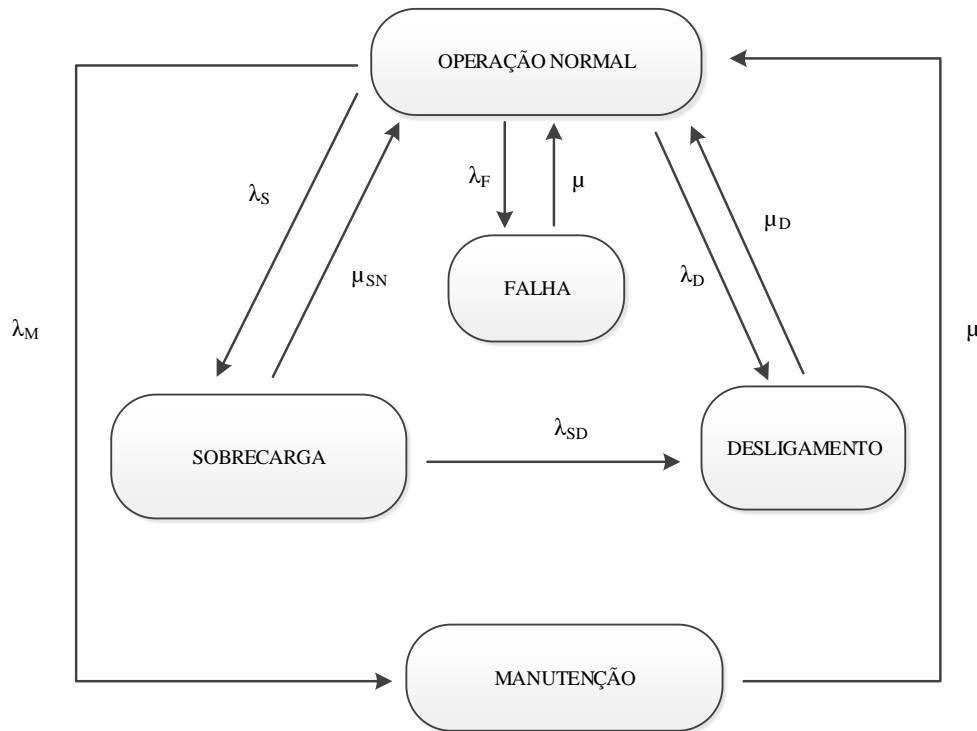
Desta forma, a análise do espaço de estados pode ser resolvida utilizando a técnica da cadeia de Markov. Esta técnica representa eventos dependentes e permite o cálculo da evolução temporal dos estados de um sistema desde que as probabilidades de transição entre estes estados permaneçam constantes.

Neste trabalho propõe-se um modelo de cinco estados para um transformador, conforme ilustrado na Figura 13. Sendo que este modelo pode ser reduzido a dois estados – operando e não operando (ON – OFF). O estado ON ou operando, contempla os estados “Operação Normal” e “Sobrecarga”, e o estado OFF ou não operando, que inclui os estados “Falha”, “Desligamento” e “Manutenção”. As taxas de transição entre os estados são descritas a seguir, sendo estatisticamente independentes e constantes.

Para a definição dos parâmetros de taxas de falha e reparo uma série de dados deve ser observado por um período de tempo T.

A taxa de falha (λ_F) consiste na probabilidade de ocorrência de falha em um determinado intervalo de tempo, determinada por $\lambda_F = \frac{n_f}{T_o}$ (onde n_f é número de falhas, T_o é o tempo do equipamento em operação observado em T).

Figura 13 – Modelo de Confiabilidade do Transformador



Fonte: Autoria Própria

A taxa de sobrecarga (λ_S) determinada por $\lambda_S = \frac{n_S}{T_S}$ (onde n_S é o número de sobrecargas, T_S é o tempo do equipamento em sobrecarga observado em T).

A taxa de manutenção (λ_M) corresponde à manutenção programada, ou seja, a taxa a qual é realizada a manutenção no determinado equipamento, determinada por $\lambda_M = \frac{n_M}{T_M}$ (onde n_M é o número de manutenção programada, T_M é o tempo do equipamento em manutenção observado em T).

A taxa de sobrecarga que ocasiona um desligamento (λ_{SD}) determinada por $\lambda_{SD} = \frac{n_{SD}}{T}$ (onde n_{SD} é o número de sobrecargas que ocasionaram um desligamento, T_{SD} é o tempo do equipamento desligado devido à sobrecarga observado em T).

A taxa de desligamento (λ_D) que representa um desligamento involuntário, não forçado por falha, determinado por $\lambda_D = \frac{n_D}{T_D}$ (onde n_D é o número de desligamentos, T_D é o tempo do equipamento desligado observado em T).

A taxa de reparo (μ) consiste no número de reparos de uma falha por tempo, determinado por $\mu = \frac{n_F}{\sum_{f=1}^{n_F} r_f}$ (onde r_f é o tempo da i -ésima falha observada em T).

A taxa de saída de sobrecarga (μ_S) constitui o período que o equipamento levou para voltar ao estado de operação normal após a ocorrência da sobrecarga, determinada por

$$\mu_S = \frac{n_S}{\sum_{s=1}^{n_S} r_S} \text{ (onde } r_S \text{ é o tempo da } i\text{-ésima sobrecarga observada em T).}$$

A taxa de reparo de desligamento (μ_D) compõe o restabelecimento da operação normal após a ocorrência de um desligamento, determinada por $\mu_D = \frac{n_D}{\sum_{D=1}^{n_D} r_D}$ (onde r_D é o tempo do i -ésimo desligamento observado em T).

A partir do conhecimento do número de estados e das taxas de transições entre os estados pode-se calcular a probabilidade do sistema estar em cada estado, da mesma forma conhecendo o estado atual pode-se determinar a chance de se atingir certo estado ou estimar o tempo para se atingir determinado estado (número de transições).

Conhecendo as probabilidades de o transformador estar em cada estado obtemos um parâmetro para avaliação do índice de Ocorrência conforme Tabela 13.

Tabela 13 - Probabilidade de Risco - Índice de Ocorrência

OCORRÊNCIA		DESCRIÇÃO	RANKING
I	Improvável	Probabilidade menor de 0.0001	0-1
II	Pouco provável	Probabilidade entre 0.0001 e 0.01	2-3-4
III	Casual	Probabilidade de falha entre 0.01 a 0.10	5-6-7
IV	Provável	Probabilidade de falha entre 0.10 e 0.20	8-9
V	Frequente	Probabilidade maior que 0.2	10

Fonte: Autoria Própria.

4.3.7. Detectabilidade do Operador

Para a determinação do índice de detecção foram analisados os efeitos e causas da falha nos relatórios de manutenção para definir a probabilidade de que uma determinada causa de falha seja detectada antes de sua ocorrência. A detecção para as falhas em transformadores utiliza parâmetros muito semelhantes para todas as subestações apenas diferenciando quanto a detectabilidade do operador, sendo ela classificada em quadro níveis: (i) operador, nível básico de detecção, apenas visual, toda a subestação não conectada a um centro de telecomando possui operador; (ii) operador mantenedor (horário comercial), nível intermediário de detecção, sem qualificação para correção de defeito; (iii) técnico de manutenção (atualmente são 11 turmas de manutenção), correção de defeito; (iv) engenharia de manutenção, uma equipe centralizada para todo o estado.

Analisando todos esses aspectos, pode-se avaliar o índice de detecção como as subestações que apresentam apenas operador nível básico possuem índice muito difícil, os que

possuem operador mantenedor índice difícil e centro de telecomando nível razoável, conforme apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 - Níveis de Detecção conforme detectabilidade do Operador

DETECÇÃO		DESCRIÇÃO	RANKING
I	Fácil	-	0-1
II	Razoável	Centro de Telecomando	2-3-4
III	Difícil	Operador Mantenedor	5-6-7
IV	Muito difícil	Operador Nível Básico	8-9
V	Impossível	-	10

Fonte: Autoria Própria

4.3.8. Cálculo RPN

A determinação do RPN tem por objetivo ajudar no processo de decisão sobre prioridades de manutenção, identificando os equipamentos com maior risco dentro do sistema. Seu cálculo é realizado, tradicionalmente, através do produto entre três índices (severidade, ocorrência e detecção), conforme Equação 16.

4.3.9. Identificação dos Equipamentos Críticos

A partir da análise FMEA de cada equipamento, é possível identificar aqueles que apresentam maior impacto ou risco ao sistema. Tal impacto pode ser expresso por um índice que reflete a importância do componente dentro da estrutura de funcionamento do sistema. Desse modo, equipamentos com baixo índice de RPN são aqueles que não influem significativamente na confiabilidade do sistema e, por outro lado, componentes com alto índice de RPN são aqueles considerados críticos para o sistema e devem receber atenção prioritária e proposição de melhorias. Também podem ser analisados pela matriz de risco combinando os níveis de ocorrência com os níveis de severidade conforme exibido na Tabela 11.

4.4. FASE III - PONTUAR E PRIORIZAR OS RISCOS NOS TRANSFORMADORES

A fase III tem o objetivo de realizar a comparação entre os resultados obtidos através da análise FMEA para componentes e os equipamentos, a fim de identificar os transformadores que merecem atenção especial no sistema em estudo.

4.4.1. Análise dos Resultados

Nessa etapa, verificam-se os componentes e equipamentos críticos obtidos pela análise FMEA. Tem o objetivo de estabelecer um método padronizado de análise dos equipamentos críticos para o sistema, e então, buscar melhorias e alternativas para a engenharia de manutenção realizar ações para diminuir a incidências de falhas ou a sua severidade.

CAPÍTULO 5 – ESTUDO DE CASO

Dado o conhecimento prévio do sistema CEEE-GT e seus equipamentos – como informações adquiridas através dos diagramas unifilares e de operação, manuais técnicos, configuração no sistema, tempo de funcionamento de seus equipamentos e relatórios históricos de manutenção – foi possível realizar a análise FMEA, identificando as falhas mais prováveis de ocorrerem no sistema bem como o equipamento e componente com maior risco no sistema. À medida que os dados e resultados são coletados, estes são dispostos em tabelas e gráficos a fim de facilitar a compreensão e melhorar a organização do estudo. Pequenas partes destes dados estão mostradas no decorrer do presente capítulo, as versões completas das tabelas encontram-se nos apêndices.

5.1 SISTEMA CEEE-GT

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT é uma empresa de economia mista pertencente ao Grupo CEEE, concessionária de serviços de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul (RS).

A CEEE Geração e Transmissão é a responsável pela maioria das instalações que compõem a Rede Básica de Transmissão do Estado, viabilizando o transporte e suprimento de energia às Concessionárias de Distribuição que atuam no RS e ao Sistema Interligado Nacional, conforme ilustra a Figura 13.

As instalações de propriedade da CEEE e aquelas sob a sua responsabilidade, disponibilizadas para o Estado, são compostas por 66 Subestações (54 próprias, 2 com cessão de uso, 8 compartilhadas e 2 com contrato de O&M), as quais, juntas, totalizam uma potência de 9.131,7 MVA. Em linhas de transmissão a CEEE possui 6.055,61 km de extensão que são suportadas por 15.058 estruturas e operam nas tensões de 230, 138 e 69 kV (CEEE, 2017).

Para a contextualização do método proposto, foram consideradas, para estudo de caso, uma amostra de 89 unidades transformadoras da área de concessão da transmissão da CEEE-GT, rede básica 230 kV, distribuídas em 35 subestações. As subestações consideradas para este estudo são: Alegrete (ALE2), Camaquã (CAM), Caxias (CAX2), Canoas (CNA1), Campo Bom (CBO), Cidade Industrial (CIN), Eldorado do Sul (ELD), Garibaldi (GAR1), Gravataí (GRA2), Guaíba (GUA2), Guarita (GRT), Lajeado (LAJ2), Livramento (LIV), Maçambará (MBR), Osório (OSO), Porto Alegre (PAL4) (PAL6) (PAL8) (PAL9) (PAL10) (PAL13), Pelotas (PEL3), Polo Petroquímico (PPE), Quinta (QUI), Santo Ângelo (SAG2), São Borja (SBO2),

Santa Cruz do Sul (SCR1), Santa Maria (SMA3), Santa Marta (SMT), Santa Rosa (SRO), São Vicente do Sul (SVI), Taquara (TAQ), UHE Passo Real (UPRE), Uruguaiiana (URU5), Venâncio Aires (VAI).

Figura 14 - Área de Concessão da Transmissão CEEE



Fonte: (CEEE, 2017)

5.2 FMEA APLICADA AO COMPONENTE

Os principais componentes e sistemas constituintes dos transformadores são parte ativa (enrolamento e núcleo), sistema isolante (parte sólida e óleo), os acessórios (bucha, comutador, sistema refrigeração, tanque) e proteção conforme apresentado na sessão 3.4.

A realização da MCC para o transformador, seguindo os conceitos explicados até então, identificando as funções, falhas, componentes, modos de falha e efeito da falha, contribuem para o preenchimento do formulário FMEA, conforme a Tabela 3. De posse dessas informações

verifica-se os valores de RPN para que a partir destes possa-se tomar decisão e propor ações de manutenção.

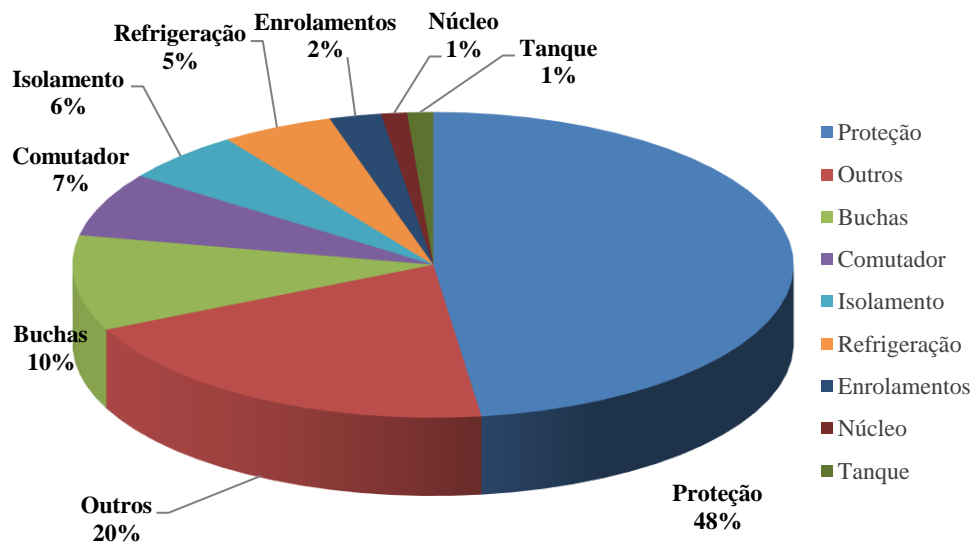
Para tanto foram considerados os registros de histórico operacional e de manutenção dos transformadores de potência da rede básica (230 kV) – da concessionária CEEE-GT de um período de quinze anos (2001 a 2015).

A Figura 15 apresenta uma típica distribuição do componente com falha para transformadores de transmissão com base em dados de falha existente nos relatórios.

São perceptíveis que as falhas originárias da proteção do transformador são os maiores contribuintes, seguida pelas buchas e comutador.

Para formulação da tabela FMEA para os componentes do transformador primeiramente com o intuito de facilitar a compreensão e posterior preenchimento da mesma, foram transcritas as funções de cada componente anteriormente já mencionadas. Os modos de falha foram determinados através dos relatórios e conhecimento de especialista de como cada componente poderia falhar, levando-se em consideração a função que desempenha.

Figura 15 - Distribuição das Falhas nos Componentes dos Transformadores de Potência 230kV - CEEE-GT



Fonte: Autoria Própria

A Tabela 15 apresenta um exemplo de preenchimento do formulário FMEA quanto ao modo de falha de dois componentes do transformador: Isolamento e Comutador. Analisando essa tabela, pode-se perceber que cada componente apresenta um modo potencial de falha.

Tabela 15 - Exemplos de Modo de Falha

<i>Componente</i>	<i>Função</i>	<i>Modo Potencial de Falha</i>
Isolamento	Isolar os enrolamentos	Físico/Químico
Comutador	Alterar níveis de tensão e fluxo de potência	Elétrica

Fonte: Aatoria Própria

Em seguida, foram determinadas as causas de cada modo de falha listado, buscando as maneiras pelas quais o componente poderia falhar, assim como a probabilidade de ocorrência de cada uma delas através da determinação do índice de ocorrência. Dados de fabricantes e de outros trabalhos também foram utilizados com o intuito de complementar as informações obtidas com especialistas e dados provenientes dos relatórios de manutenção. Os índices utilizados no estudo são os mesmos apresentados na Tabela 7.

A Tabela 16 apresenta um exemplo de causa e probabilidade de ocorrência para o modo de falha de dois componentes: Isolamento e Comutador. Neste caso, pode-se perceber que cada modo potencial de falha pode existir mais de uma causa potencial de falha, sendo essencial a listagem do maior número possível de causas existentes, a fim de esgotar as possibilidades e auxiliar em uma estratégia de melhoria.

Tabela 16 - Exemplos de Causas de Falha e Índice de Ocorrência

<i>Componente</i>	<i>Modo Potencial de Falha</i>	<i>Causa Potencial de Falha</i>	<i>O</i>
Isolamento	Físico/Químico	Excesso de umidade	6
		Contaminação de partículas	
Comutador	Elétrica	Desgastes de contanto	7

Fonte: Aatoria Própria

Posteriormente, foram determinados os efeitos de cada modo de falha previamente já mencionados e do respectivo índice de severidade que apresentam. Os índices utilizados no estudo são os mesmos apresentados na Tabela 8.

A Tabela 17 apresenta um exemplo de efeito e severidade da falha para o modo de falha de dois componentes: Isolamento e Comutador. Analisando a Tabela 17, pode-se perceber que cada modo de falha pode apresentar mais de um efeito potencial de falha. É importante ressaltar que os efeitos das falhas apresentam consequências que são prejudiciais ao transformador e devem ser minimizadas.

Os métodos de detecção foram determinados com os especialistas da manutenção que já possuem métodos para realizar a identificação de problemas e como proceder. Logo em seguida, foram estabelecidos também os respectivos índices de detecção, que correspondem a probabilidade de que uma determinada causa de falha seja detectada antes de sua ocorrência. Os índices utilizados no estudo são os apresentados na Tabela 9.

Tabela 17 - Exemplos de Efeitos da Falha e Índice de Severidade

<i>Componente</i>	<i>Modo Potencial de Falha</i>	<i>Efeito Potencial de Falha</i>	<i>S</i>
Isolamento	Físico/Químico	Reduzir a resistência dielétrica e mecânica do papel Dano mecânico e falha no isolamento Aumento da perda dielétrica do óleo Sobreaquecimento e curto circuito no transformador	9
Comutador	Elétrica	Redução da superfície de contato e consequentemente aumento da temperatura Erosão dos contatos e formação de material carbonizado	6

Fonte: Autoria Própria

A Tabela 18 apresenta um exemplo de identificação da falha e índice de detecção para as causas de falha de dois componentes: Isolamento e Comutador. A identificação da causa da falha está no processo de realizar as manutenções preventivas, ou seja, refere-se à capacidade de antecipar o problema (falha), reparando-os antes de sua ocorrência. Cada causa está associada a um índice de detecção, sendo que este leva em consideração a identificação existente.

Tabela 18 - Exemplos de Identificação da Falha e Índice de Detecção

<i>Componente</i>	<i>Causa Potencial de Falha</i>	<i>Identificação da Falha</i>	<i>D</i>
Isolamento	Excesso de umidade Contaminação de partículas	Umidade no óleo Contagem de partículas Queda de tensão	5
Comutador	Desgastes de contato	Descargas Parciais Visual	4

Fonte: Autoria Própria

O RPN é calculo através do produto dos índices ocorrência, severidade e detecção. A Tabela 19 apresenta um exemplo de cálculo do RPN para dois componentes do sistema (Isolamento e Comutador).

Tabela 19 - Exemplos de cálculos do RPN para os Componentes

<i>Componente</i>	<i>Modo Potencial de Falha</i>	<i>Causa Potencial de Falha</i>	<i>O</i>	<i>S</i>	<i>D</i>	<i>RPN</i>
Isolamento	Físico/Químico	Excesso de umidade Contaminação de partículas	6	9	5	270
Comutador	Elétrica	Desgastes de contanto	7	6	4	168

Fonte: Autoria Própria

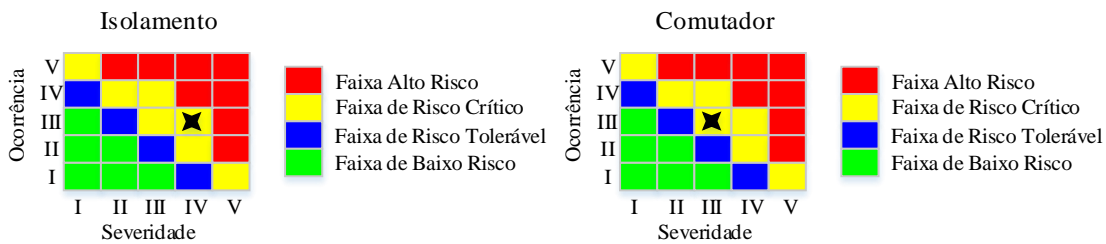
Com o intuito de definir componentes que requerem planos de ações (itens críticos), foram adotados critérios que buscam analisar componentes com expressivo valor de risco calculado, assim como as falhas com elevados índices de severidade, de probabilidades de ocorrência e com menores probabilidades de detecção. Tais critérios foram definidos a partir

de todas as causas de falha do sistema da seguinte maneira: (i) risco associado maior ou igual 100; (ii) severidade crítica à catastrófica (maior ou igual a 8); (iii) ocorrência de remota à frequente (maior ou igual a 5); (iv) probabilidade de detecção de muito difícil à quase impossível (maior ou igual a 8).

Para melhor visualização pode-se analisar também pela matriz de risco apresentada na Figura 16, os componentes Isolamento e Comutador encontra-se na faixa de risco crítico, o que significa que com base neste trabalho, a estratégia de manutenção deve ser priorizada para estes componentes. Se analisados enrolamentos e tanque os mesmos encontram-se na matriz de risco tolerável, acendendo um sinal de alerta para a engenharia de manutenção. As matrizes de risco dos demais equipamentos podem ser encontrada no Apêndice B.

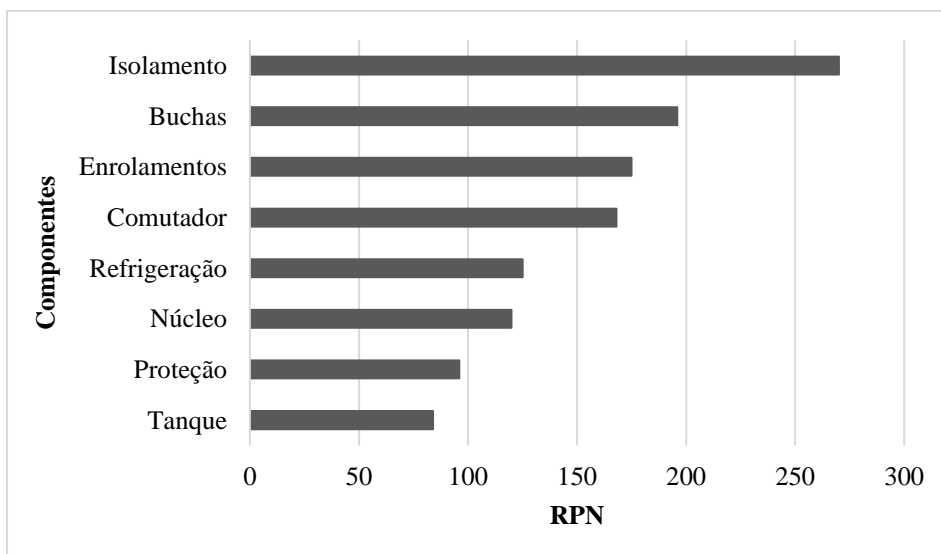
A tabela completa que apresenta todos os componentes do transformador, discriminados por suas causas de falha, considerados prioritários para o funcionamento e segurança do transformador pode ser encontrada no Apêndice A. A Figura 17 apresenta uma síntese da tabela, apresentando os componentes com seu respectivo RPN encontrados pela análise FMEA.

Figura 16 - Exemplo Matriz de Risco para os Componentes



Fonte: Autoria Própria

Figura 17 – RPN dos Componentes do Transformador pela Análise FMEA



Fonte: Autoria Própria

5.3. FMEA APLICADA AO EQUIPAMENTO

Os equipamentos considerados para o estudo de caso são 89 unidades transformadoras da área de concessão da transmissão da CEEE-GT, rede básica 230 kV, distribuídas em 35 subestações e os registros de histórico operacional e de manutenção de um período de quinze anos (2001 a 2015).

Para a determinação do índice de Severidade foram analisados os efeitos provocados pelas falhas nos relatórios de manutenção adicionado com a análise do impacto da perda deste equipamento no sistema. Ou seja, uma análise de contingências onde observa-se as alterações na topologia da rede, tais como: saída de operação dos transformadores que podem originar violações nos limites da rede e também a indisponibilidade da barra para o atendimento de carga, este estudo utilizou o software ANAREDE®.

A Tabela 20 apresenta um exemplo de identificação da análise de contingência aplicado a dois equipamentos: TR1 da SE PAL6 e TR1 da SE PAL10. Sendo os dados exibidos na tabela resultados do relatório gerados pelo ANAREDE®, considerado carga pesada dos dados de outubro de 2016 disponibilizados pelo ONS. A identificação da perda do transformador TR1 da subestação PAL10 provoca três violações de corrente com grau de severidade 4.6 causando uma grave violação de corrente no transformador TR2 com 46 MVA e elevando o carregamento do equipamento para 155%.

Analisando a Tabela 20 que apresenta as severidades da falta do equipamento para o sistema, pode-se avaliar o índice de severidade para o transformador conforme apresentadas na Tabela 12. É importante ressaltar que as severidades das faltas apresentam consequências que são prejudiciais a outros transformadores e devem ser minimizadas. A Tabela 21 exibe a avaliação do índice de severidade.

Para a determinação do índice de Ocorrência foram analisadas as causas provocadas pelas falhas nos relatórios de manutenção em conjunto com a análise de contingências, análise de sobrecarga e a definição das taxas de falha para aplicação do modelo de Markov.

A Tabela 22 exibe as taxas de falha para os equipamentos TR1 de SE PAL6 e TR1 da SE PAL10, lembrando que essas taxas foram calculadas para um período de 15 anos (2000-2015). As taxas de falha e reparo para todos equipamentos considerados para o estudo encontram-se no Apêndice E.

Tabela 20 - Exemplo de Análise de Contingência

Perda de Equipamento		Violação			Severidade				
SE	TR	Tensão	Fluxo	SEV.	SE	TR	Violação (MVA)	Carregamento (%)	#
PAL6	TR1	3	4	4	PAL6	TR2	23.9	128.78	***
					PAL10	TR1	5.7	106.83	*
					PAL10	TR2	7.7	109.33	*
PAL10	TR1	3	4.6	4.6	PAL10	TR2	46	155.48	*****
					PAL6	TR1	3.1	103.75	*
					PAL6	TR2	3.8	104.61	*

SEV e # - severidade atribuída pelo software ANAREDE®

Fonte: Autoria Própria

Tabela 21 - Exemplo Índice de Severidade dos Equipamentos

SE	TR	S
PAL6	TR1	5
PAL10	TR1	6

Fonte: Autoria Própria

Tabela 22 - Exemplo das Taxas de Falha

SE	TR	Taxa de Falha (λ) (falhas/ano)	Taxa de Manutenção (λM)	Taxa de sobrecarga (λS)	Taxa de Desligamento (λD)	Taxa Sobrecarga – Desligamento (λSD)
PAL6	TR1	2,130571673	0,451821252	1,742847406	0,451821299	0,258179808
PAL10	TR1	1,032750377	0,580913834	1,613752116	0,064544696	0,129089952

Fonte: Autoria Própria

Para a análise FMEA a probabilidade de ocorrência é obtida através de dados históricos. Conhecendo então os estados e as taxas de transições da Figura 13 calcula-se a probabilidade de o transformador estar em cada estado. A matriz de transições para o estudo é apresentada na Tabela 23, considerando os Estados Operação Normal (N), Falha (F), Sobrecarga (S), Desligamento (D) e Manutenção (M).

Tabela 23 - Matriz de Transição do Diagrama de Estados da Figura 9

	N	F	S	D	M
N	$1-(\lambda F-\lambda S-\lambda D-\lambda M)$	λF	λS	λD	λM
F	μF	$1-\mu F$	0	0	0
S	μS	0	$1-\mu S$	λSD	0
D	μD	0	0	$1-\mu D$	0
M	μM	0	0	0	$1-\mu M$

Fonte: Autoria Própria

A probabilidade de estar em cada estado para os transformadores é demonstrado na Tabela 24.

Tabela 24 - Exemplo das Probabilidades de estar em cada Estado

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>Probabilidade Operação</i>	<i>Probabilidade de Falha</i>	<i>Probabilidade Manutenção</i>	<i>Probabilidade Desligamento</i>	<i>Probabilidade Sobrecarga</i>
PAL6	TR1	99,96%	0,0281%	0,001924%	0,001934%	0,008135%
PAL10	TR1	99,98%	0,003482%	0,002061%	0,00007010%	0,008417%

Fonte: Autoria Própria

Analisando a Tabela 24 que apresenta as probabilidades do equipamento, pode-se avaliar o índice de ocorrência conforme exposto na Tabela 13. É importante ressaltar que apesar da probabilidade de o equipamento estar operando normalmente ser elevada, uma falha pode trazer danos ao sistema e grandes prejuízos financeiros para a concessionária. A Tabela 25 exibe a avaliação do índice de ocorrência.

Tabela 25 - Exemplo Índice de Ocorrência aos Equipamentos

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>O</i>
PAL6	TR1	5
PAL10	TR1	3

Fonte: Autoria Própria

Para a determinação do índice de Detecção foram analisados os efeitos e causas da falha nos relatórios de manutenção para definir a probabilidade de que uma determinada causa de falha seja detectada antes de sua ocorrência. A detecção para as falhas em transformadores utiliza parâmetros muito semelhantes para todas as subestações, apenas diferenciando quanto a detectabilidade do operador, sendo ela classificada em quadro níveis: *(i)* operador, nível básico de detecção, apenas visual, toda a subestação não conectada a um centro de telecomando possui operador; *(ii)* operador mantenedor (horário comercial), nível intermediário de detecção, sem qualificação para correção de defeito; *(iii)* técnico de manutenção (atualmente são 11 turmas de manutenção), correção de defeito; *(iv)* engenharia de manutenção, uma equipe centralizada para todo o estado.

Analisando todos esses aspectos, pode-se avaliar o índice de detecção conforme apresentadas na Tabela 14. É importante ressaltar que quando o RPN se encontra elevado prioriza-se o componente/equipamento que possui maior severidade e em seguida o que tem menor probabilidade de detecção, porém melhorar os métodos de detecção é uma medida preventiva que visa limitar a ocorrência das falhas existentes. A Tabela 26 exibe a avaliação do índice de detecção.

O RPN é calculo através do produto dos índices ocorrência, severidade e detecção. A Tabela 27 apresenta um exemplo de cálculo do RPN para dois equipamentos do sistema (TR1-PAL6 e o TR1-PAL10).

Tabela 26 - Exemplo Índice de Detecção aos Equipamentos

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>D</i>
PAL6	TR1	8
PAL10	TR1	4

Fonte: Aatoria Própria

Tabela 27 - Exemplos de cálculos do RPN para os Equipamentos

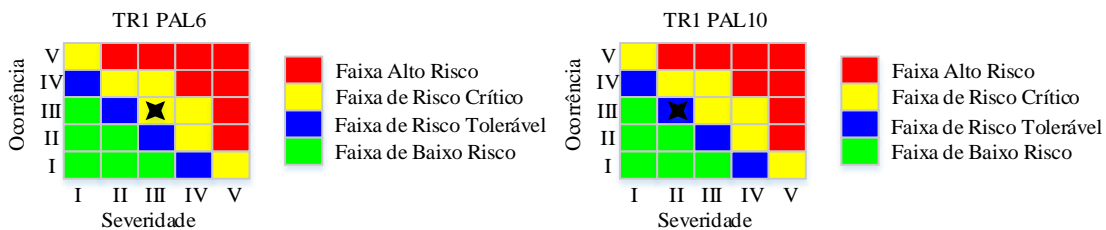
<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>O</i>	<i>S</i>	<i>D</i>	<i>RPN</i>
PAL6	TR1	5	5	8	200
PAL10	TR1	3	6	4	72

Fonte: Aatoria Própria

Com o intuito de definir equipamentos que requerem planos de ações (itens críticos), foram adotados critérios que buscam analisar componentes com expressivo valor de risco calculado, assim como as falhas com elevados índices de severidade, de probabilidades de ocorrência e com menores probabilidades de detecção. Tais critérios foram definidos a partir de todas as causas de falha do sistema da seguinte maneira: (i) risco associado maior ou igual 100; (ii) severidade crítica à catastrófica (maior ou igual a 8); (iii) ocorrência de remota à frequente (maior ou igual a 5); (iv) probabilidade de detecção de muito difícil à quase impossível (maior ou igual a 8).

Para melhor visualização podemos analisar também pela matriz de risco apresentada na Figura 18, onde o TR1 de PAL6 encontra-se na faixa de risco crítico, o que significa que com base neste trabalho, a estratégia de manutenção deve ser priorizada para este equipamento. Se analisarmos o TR1 da subestação PAL10 o mesmo encontra-se na matriz de risco tolerável, acendendo um sinal de alerta para a engenharia de manutenção.

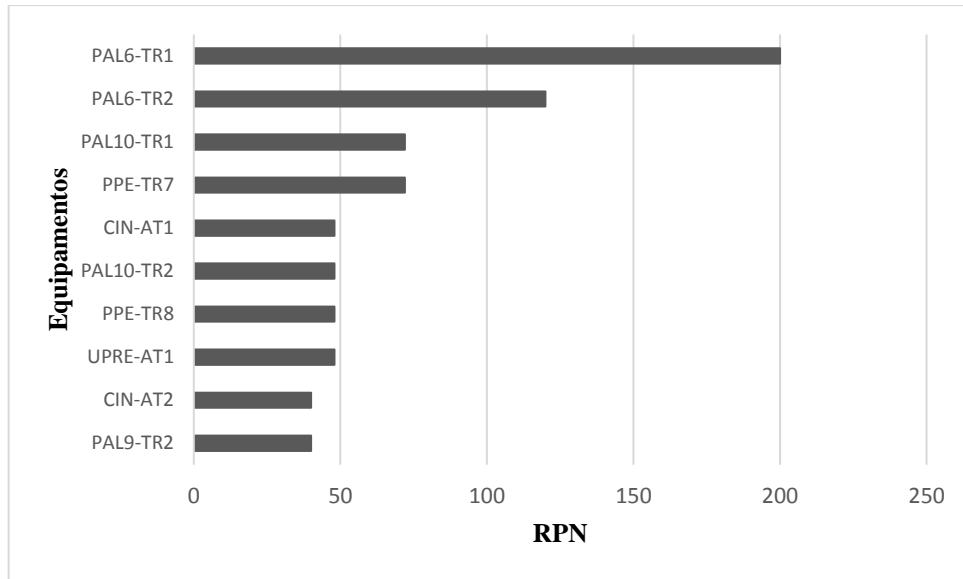
Figura 18 - Exemplo Matriz de Risco para os Equipamentos



Fonte: Aatoria Própria

Então, foram elaboradas tabelas que apresentam os equipamentos, discriminando suas taxas de falha, probabilidade de ocorrência, análises de contingências e os níveis de detecção, bem como o cálculo do RPN, encontradas nos Apêndices. A Figura 19 apresenta apenas os equipamentos com maiores valores de RPN encontrados pela análise FMEA.

Figura 19 - RPN dos Equipamentos pela Análise FMEA



Fonte: Autoria Própria

5.4 ANÁLISE DE RESULTADOS

Comparando as Figura 17 e Figura 19, pode-se perceber que a análise FMEA apresentou como resultado os transformadores e seus componentes considerados críticos ao sistema CEEE-GT, os quais, portanto, devem ser priorizados em ações de manutenção ou ampliações e reforços.

Visto que a primeira análise FMEA leva em consideração as informações dos componentes do transformador e que a segunda análise leva em consideração a análise conjunto do sistema, ou seja, todos os equipamentos (transformadores), a integração dessas duas técnicas resulta numa proposta de melhoria que leva em consideração tanto o risco de cada equipamento e seus componentes, e seu impacto conjunto no sistema. A partir dessa análise conjunta é possível definir a melhor maneira de aprimorar a confiabilidade do sistema, tornando-o mais seguro a um menor custo possível.

Assim, a partir da constatação dos componentes e equipamentos críticos, buscou-se identificar alternativas de melhor a confiabilidade. As alternativas de melhorias da confiabilidade podem ocorrer através de redução da taxa de falha (que depende das características físicas do componente e da existência de um programa de manutenção preditivo e/ou de comissionamento mais intenso), ou acrescentando redundâncias de equipamentos (associação em série ou paralelo), ou substituição, ou ainda ampliando o sistema com o intuito de fortalecer a confiabilidade do sistema.

A Figura 17 apresenta os componentes críticos, tais componentes são considerados críticos ao transformador essencialmente pelo alto grau de ocorrência e severidade que suas falhas apresentam.

A manutenção preditiva auxilia a identificação da necessidade de intervenção, com base no estado do equipamento. Desta forma, serão apresentadas propostas de melhorias em procedimentos de manutenção, objetivando aprimoramento e a consequente redução do número de interrupção por falhas no transformador de potência.

Visto que o componente Isolamento apresentou índice de risco mais elevado deve-se buscar técnicas que poderiam ser utilizadas para identificar as falhas como: análise de gás dissolvido e de relação de gás, análise físico-químico: conteúdo de umidade/água, resistividade, acidez, tensão interfacial e fator de dissipação dielétrica, buscando detectar falhas incipientes, sobreaquecimento e envelhecimento do papel, teor de água no óleo e envelhecimento do óleo.

Sendo o componente Bucha que também apresentou um índice de risco elevado deve-se buscar técnicas como a termovisão, o ângulo de perda dielétrica, medição de descargas parciais (ultra alta frequência) para identificar sobreaquecimento nas buchas e nas conexões, contaminação por umidade e por partículas ou defeitos que envolvem descargas parciais.

Para o Enrolamento podem ser utilizadas as técnicas como a termografia, fator de dissipação dielétrica, capacitância, relação de transformação, resistência CC do enrolamento, impedância p.u./ensaio de reatância de dispersão, medições de descargas parciais (acústicas e/ou elétrico), análise de resposta em frequência (função de transferência), medição de tensão de restauração, análise de vibração e grau de polimerização, buscando detectar pontos quentes, sobreaquecimento localizado, umidade e contaminação, falha de isolamento em espiras, danos nos condutores, deformação no enrolamento, localização e quantificação de defeitos que envolvem descargas parciais, deslocamento ou afrouxamento do enrolamento, umidade no papel e envelhecimento do papel, enrolamento frouxo, problemas de distorção mecânica e degradação da isolamento

Em sequência, o Comutador são empregados a medição de descargas parciais (acústico e/ou elétrico), termovisão, para detecção da localização e quantificação de defeitos que envolvem descargas parciais e sobreaquecimentos nos comutadores externos. Para o sistema de refrigeração é usada a técnica de termovisão para detectar sobreaquecimento.

Porém, vale ressaltar que apesar da proteção encontrar-se com o valor RPN abaixo de 100, o mesmo apresenta-se na faixa crítica da matriz de risco e é o componente que apresenta maior incidência ou contribuição de falha para os transformadores como apresentado na Figura 15. A análise do sistema de proteção se justifica pelo fato de que uma falha no sistema de

proteção deixará o transformador sujeito a eventos na rede como, por exemplo, sobretensões de origem atmosférica, podendo acarretar em uma falha do mesmo.

Observando a Figura 15 verifica-se que as interrupções devido ao sistema de proteção atingiram 48% do total. Sendo que essas podem ser devido às proteções não inerentes ao equipamento como: relé de distância, relé de frequência, relé de sobretensão, relé de sobrecorrente; e proteções inerentes ao equipamento como: relé de temperatura do óleo, relé de pressão, relé Buccholz/gás, relé diferencial, relé de bloqueio, válvula de alívio, nível de óleo, termômetro do óleo ou enrolamento.

De todos os equipamentos de proteção que são necessários e relevantes, os relés são os principais, são dispositivos sensores que comandam a abertura do disjuntor quando surgem condições anormais de funcionamento. Para além dos relés, a proteção de sistema é composta por disjuntores que são os elementos que permitem abrir ou fechar um circuito em tensão, interrompendo ou estabelecendo a circulação da corrente elétrica. Trabalha sob o controle da proteção e a sua abertura é coordenada com os restantes disjuntores, permitindo o isolamento do ponto onde ocorreu o defeito. Em condições de defeito, os disjuntores são comandados por relé para abrir o circuito, funcionando como dispositivos de proteção.

Cabe ressaltar que, embora seja elevado o valor percentual de interrupções atribuídas as atuações indevidas do sistema de proteção, não se pode concluir que este não seja eficiente. Contudo, deve-se adequar a proteção e reavaliar as parametrizações dos relés.

A Figura 19 apresenta os equipamentos críticos, essencialmente pelo alto grau de ocorrência e severidade que suas falhas apresentam. Então, para reduzir o risco destes para o sistema, é preciso se investir em renovação das unidades ou ampliação da subestação e suas conexões. A adição de redundâncias no sistema também pode ser aplicada para aumentar a confiabilidade, pois à medida diminui a probabilidade de falha durante um determinado período de tempo. A redundância em *standby* (TR reserva) é aquela que envolve itens adicionais ao sistema que apenas são acionados quando o item respectivo (aquele que exerce a mesma função) falha.

Atualmente, os TR1 e TR2 de PAL6 já possuem um transformador em reserva. Assim para reduzir ainda mais a severidade destes é necessário ampliar as conexões com outras subestações, a fim de reduzir a carga interrompida ou a sobrecarga do sistema.

CAPÍTULO 6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo são apresentadas as conclusões obtidas através do desenvolvimento do trabalho e resultados obtidos, ressaltando-se que, as contribuições deste estudo e algumas sugestões para trabalhos futuros.

6.1. CONCLUSÕES

Foi apresentada a aplicação da metodologia *Failure Modes and Effects Analysis* – FMEA em transformadores de potência, sendo que para determinar a ocorrência foi proposto um modelo de Markov de cinco estados, cujas taxas de transição foram obtidas a partir da análise de histórico de ocorrências de 15 anos de uma concessionária de transmissão. Para calcular a severidade foram realizadas análises de contingência empregando o software ANAREDE® com os dados do Sistema Interligado Nacional providos pelo ONS. O parâmetro detecção foi determinado a partir das turmas de manutenção disponíveis para cada subestação. O estudo pontua e prioriza o risco através do ranking dos equipamentos pelo cálculo do indicador *Risk Priority Number* – RPN.

Este estudo se desenvolveu pelo fato de que os transformadores de potência constituem um dos principais equipamentos das subestações e no sistema de transmissão, e sua perda de função pode gerar grandes transtornos operacionais, sendo sua substituição dificultosa e custosa financeiramente. Sabe-se também que a grande maioria dos transformadores atualmente em operação no Brasil encontra-se próximo do fim de sua vida útil.

A publicação da Resolução Normativa nº 643 demonstra que é de extrema importância que as concessionárias possuam uma relação dos equipamentos com maior probabilidade de vir a falhar. Desta forma, este estudo avaliou o estado dos transformadores da CEEE-GT, a fim de que sejam tomadas as ações preventivas ou corretivas apropriadas, com maior assertividade nos investimentos, fornecendo apoio técnico-científico e agilidade nas tomadas de decisões.

Um dos principais desafios para a implantação desta metodologia é a realização de pesquisas em vários registros da empresa, o que apresenta dificuldades, tais como: interpretação de dados; entrevistas com os funcionários, processo de filtragem para a localização de informações das interrupções; falta de informações suficientes nos registros; dentre outros. O que evidencia a necessidade de padronizar os dados de manutenção para gerenciamento e elaboração dos planos de manutenção, a fim de facilitar o trabalho de mineração de dados,

proporcionando maior agilidade e conseqüente melhoria no desempenho e na disponibilidade operativa dos equipamentos.

Este trabalho atingiu seus objetivos apresentando um ranking dos transformadores através do indicador RPN da técnica FMEA para o sistema elétrico CEEE-GT, proporcionando uma análise do grau de importância deste equipamento para o sistema. Os resultados obtidos no capítulo cinco apresentam os transformadores que possui maior risco para o sistema CEEE-GT que são os da subestação seis de Porto Alegre devido essencialmente pelo alto grau de ocorrência e severidade que suas falhas apresentam, devendo ser priorizados. A análise dos componentes do transformador que estabelece que o isolamento, bucha, enrolamento e comutador devem apresentar procedimentos de manutenção mais eficaz para detecção destas falhas incipientes, objetivando uma redução do número de interrupções por falha no transformador de potência.

Ressalta-se que, as contribuições deste estudo são: a implementação da técnica *Failure Mode and Effect Analysis* ao transformador de potência considerando o impacto da perda do equipamento para o sistema; desenvolvimento de um modelo de cinco estados da taxa de falha para o transformador contemplando os estados de sobrecarga e manutenção.

Espera-se que, com a utilização da metodologia, ganhos significativos possam ser obtidos para auxiliar o gerenciamento da manutenção dos transformadores. Encontram-se os resultados de sua aplicação em um grupo contendo 89 transformadores de potência reais, onde através do indicador RPN gera-se um ranking dos transformadores considerados críticos para o sistema podendo então apresentar ações de melhoria na manutenção dos mesmos, também espera-se uma redução nos riscos e nas taxas de falhas em transformadores, bem como um gerenciamento técnico e financeiro com melhores priorizações dos investimentos em manutenção, reparos e monitoramentos dos transformadores. Esta dissertação pretende contribuir nesta direção.

6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O estudo realizado teve como base dados predominantemente qualitativos, devido à lacuna de informações existentes nos relatórios de manutenção. Assim, sugere-se que o procedimento utilizado seja repetido continuamente com os dados que vão sendo atualizados pelos relatórios de falha em transformadores a fim de verificar a validade do procedimento e mantê-lo atual.

Também se sugere devido ao grande volume de informações disponíveis a utilização de mecanismos automáticos de processamento para tornar o processo de mineração de dados mais eficiente. Logo, faz-se necessário automatizar este processo, principalmente através da utilização de softwares e computadores. Neste contexto deve-se utilizar os mecanismos de processamento Descoberta de Conhecimento em Bancos de Dados do inglês *Knowledge Discovery in Databases* – KDD e Descoberta de Conhecimento em Textos do inglês *Knowledge Discovery from Text* – KDT.

O principal objetivo do KDD é encontrar conhecimento a partir de um conjunto de dados para ser utilizado em algum processo decisório, sendo seus processos vistos como práticas para melhorar os resultados das explorações feitas utilizando ferramentas tradicionais de exploração de dados. Geralmente as etapas do processo são: identificação do problema; pré-processamento ou preparação dos dados; mineração de dados (data-mining); pós-processamento. Logo a análise de dados armazenados em formato não estruturado são necessárias técnicas e ferramentas específicas para tratamento deste tipo de dados como KDT que engloba técnicas e ferramentas inteligentes e automáticas que auxiliam na análise de grandes volumes de dados com o intuito de “garimpar” conhecimento útil que é centrado no processo de Mineração de Textos, que envolve recuperação de informação, análises textuais, extração de informação, clusterização, categorização, visualização, tecnologias de base de dados, e mineração de dados.

Após, sugere-se ainda que com a obtenção destes dados, seja realizado simulações na rede para obtenção de dados quantitativos como indicadores probabilidade de perda de carga (LOLP – *Loss Of Load Probability*), expectativa de perda de carga (LOLE – *Loss Of Load Expectation*), expectativa de potência não suprida (EPNS – *Expected Power Not Supplied*), expectativa de energia não suprida (EENS – *Expected Energy Not Supplied*) e índice de severidade que é um índice normalizado, dado pelo quociente de energia não suprida pela ponta do sistema analisando e com resultado convertido em minutos, objetivando melhoria para o modelo e uma análise de confiabilidade quantitativa do sistema.

Ainda, se sugere adicionar aos índices de risco, análise de vida útil do equipamento obtido pelos parâmetros do projeto como envelhecimento equivalente e o *health index*, análise do equipamento possuir reserva também obtido no projeto através do coeficiente de paralelismo do transformador e coeficiente de transformador reserva, impacto da interrupção do transformador do ponto de vista financeiro, incremento do custo referente a cada proposta de melhoria ou da manutenção, para que a partir destes, tornar ainda mais evidente os componentes e equipamentos que deverão ser priorizados no sistema.

REFERÊNCIAS

- ABBASGHORBANI, M.; RAJABI MASHHADI, H.; DAMCHI, Y. Reliability-centred maintenance for circuit breakers in transmission networks. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 8, n. 9, p. 1583–1590, 1 set. 2014.
- ABIRI-JAHROMI, A. et al. A Two-Stage Framework for Power Transformer Asset Maintenance Management; Part I: Models and Formulations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1395–1403, maio 2013a.
- ABIRI-JAHROMI, A. et al. A Two-Stage Framework for Power Transformer Asset Maintenance Management; Part II: Validation Results. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1404–1414, maio 2013b.
- ABNT NBR 5462. Confiabilidade e manutenibilidade. **Associação Brasileira De Normas Técnicas**, n. 1, p. 37, 1994.
- AKBARI, M. et al. **Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for Power Transformers**. Iran: 28 th International Power System Conference, 2013
- ANEEL. **Resolução Normativa n. 673, de 4 de agosto de 2015**, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2015673.pdf/35388ede-eba1-4750-9734-d709f27fd00c?version=1.0>>
- ANEEL. **Relatório de Análise - Desligamentos Forçados**, 2016.
- BELAK, L. et al. Strategic Maintenance of 400-kV Switching Substations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 1, p. 394–401, jan. 2013.
- BEN-DAYA, M.; RAOUF, A. A revised failure mode and effects analysis model. **International Journal of Quality & Reliability Management**, v. 13, n. 1, p. 43–47, fev. 1996.
- BENETTI, D. **Análise de padrões de desligamentos de transformadores da rede básica**. Curitiba, 2012.
- BERGAMO FILHO, V. **Confiabilidade Básica e Prática**. 1º ed. ed. São Paulo - SP - Brasil: [s.n.].
- BERTLING, L. **On evaluation of RCM for maintenance management of electric power systems**. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005. **Anais...IEEE**, 2005 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1489717>>
- BERTLING, L.; ALLAN, R.; ERIKSSON, R. **A reliability-centred asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems**. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005. **Anais...IEEE**, 2005 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1489068>>
- BIAN, J.; SUN, X.; YANG, J. Failure Mode and Effect Analysis of Power Transformer Based on Cloud Model of Weight. **TELKOMNIKA (Telecommunication Computing Electronics and Control)**, v. 13, n. 3, p. 776, 1 set. 2015.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2nd ed. ed. New York: Plenum Press, 1996.

BLISCHKE, W.; MURTHY, D. **Reliability: modeling, prediction, and optimization**. Canada: John Wiley & Sons, 2000.

CEEE. **A CEEE Geração e Transmissão**. Disponível em: <<http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=12457>>. Acesso em: 30 maio. 2017.

CHEN, C.-N.; TING, S.-C. A study using the grey system theory to evaluate the importance of various service quality factors. **International Journal of Quality & Reliability Management**, v. 19, n. 7, p. 838–861, nov. 2002.

CIGRE, W. G. A. 1. N. 227. Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers. n. June, 2002.

CIGRÉ BRASIL, G. DE T. A. 0. **Guia de Manutenção para Transformadores de Potência**, 2013.

CROWE, D.; FEINBERG, A. **Design for Reliability**. Florida: Boca Raton: CRC Press, 2001.

DIAS, A. Projeto para Confiabilidade : Conceitos e Fundamentos. **Gestão do Ciclo de Vida dos Produtos**, n. 1972, p. 229–243, 2005.

ENDRENYI, J.; ANDERS, G. J.; LEITE DA SILVA, A. M. Probabilistic evaluation of the effect of maintenance on reliability. An application [to power systems]. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 2, p. 576–583, maio 1998.

GHORANI, R. et al. Identifying critical components for reliability centred maintenance management of deregulated power systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 9, p. 828–837, 27 mar. 2015.

GILCHRIST, W. Modelling Failure Modes and Effects Analysis. **International Journal of Quality & Reliability Management**, v. 10, n. 5, p. 2656719310040105, maio 1993.

HEO, J. H.; KIM, M. K.; LYU, J. K. Implementation of Reliability-Centered Maintenance for transmission components using Particle Swarm Optimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 55, p. 238–245, fev. 2014.

HJARTARSON, T.; OTAL, S. **Predicting Future Asset Condition Based on Current Health Index and Maintenance Level**. ESMO 2006 - 2006 IEEE 11th International Conference on Transmission & Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance. **Anais...IEEE**, 2006 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4144515/>>

JAGERS, J.; TENBOHLEN, S. Differences Approaches for the Acquisition of Reliability Statistics. **CIGRE 2009 Regional Conference**, p. 1–7, 2009.

JAHROMI, A. et al. An approach to power transformer asset management using health index. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v. 25, n. 2, p. 20–34, mar. 2009.

KARDEC, A.; NASCIF, J. **Manutenção: Função Estratégica**. 3. ed. rev ed. Rio de Janeiro:

Qualitymark: Petrobras, 2009.

KOKSAL, A.; OZDEMIR, A. Improved transformer maintenance plan for reliability centred asset management of power transmission system. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 8, p. 1976–1983, 19 maio 2016.

LI, W. **Risk Assessment of Power Systems**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2004.

LINDQUIST, T. M. et al. **Reliability centered asset management**. 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491). **Anais...IEEE**, 2003Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1270391/>>

ONS. **Mapas do SIN - Sistema de Transmissão Horizonte**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>. Acesso em: 12 dez. 2016.

OSTERMANN, R. **Desenvolvimento de um Sistema de Gerenciamento de Transformadores de Potência Instalados no Sistema de Transmissão da Companhia Estadual de Energia Elétrica**Porto Alegre, 2006.

OZDEMIR, A.; KULDASLI, E. D. **RCM application for Turkish National Power Transmission System**. 2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. **Anais...IEEE**, jun. 2010Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5528989/>>

PUENTE, J. et al. A decision support system for applying failure mode and effects analysis. **International Journal of Quality & Reliability Management**, v. 19, n. 2, p. 137–150, mar. 2002.

RAUSAND, M.; HOYLAND, A. **System reliability theory: models, statistical methods, and applications**. 2nd ed. ed. [s.l.] John Wiley & Sons, 2004. v. 396

RAVI SANKAR, N.; PRABHU, B. S. Modified approach for prioritization of failures in a system failure mode and effects analysis. **International Journal of Quality & Reliability Management**, v. 18, n. 3, p. 324–336, abr. 2001.

RIBEIRO, C. DE J. et al. Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência de 34,5 kV do sistema elétrico da Celg, no período de 1979 a 2007: um estudo de caso. **Eletricidade Moderna - Junho 2008**, p. 1–8, 2008.

SCHNEIDER, J. et al. Asset management techniques. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 28, n. 9, p. 643–654, nov. 2006.

SHAHIDEHPOUR, M.; FERRERO, R. Time management for assets: chronological strategies for power system asset management. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 3, n. 3, p. 32–38, maio 2005.

SIQUEIRA, I. P. **Manutenção Centrada na Confiabilidade - Manual de Implementação**. 1º Edição ed. Rio de Janeiro: Editora QualityMark, 2009.

SMITH, D. J. A Cost-Effective Approach to Quality, Reliability and Safety. In: **Reliability, Maintainability and Risk**. [s.l.] Elsevier, 2011. p. 29–37.

SOUZA, D. C. P. **Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência do sistema elétrico da Celg, nos últimos 28 anos: um estudo de caso** Goiânia, 2008.

STAMATIS, D. H. **Failure Mode and Effect Analysis: FMEA from Theory to Execution**. 2nd ed. ed. [s.l: s.n.].

SUWNANSRI, T. **Asset management of power transformer: Optimization of operation and maintenance costs**. 2014 International Electrical Engineering Congress (iEECON). **Anais...IEEE**, mar. 2014 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6925972/>>

TENG, S. (GARY); HO, S. (MICHAEL). Failure mode and effects analysis. **International Journal of Quality & Reliability Management**, v. 13, n. 5, p. 8–26, jul. 1996.

TRAPPEY, A. J. C. et al. Intelligent engineering asset management system for power transformer maintenance decision supports under various operating conditions. **Computers & Industrial Engineering**, v. 84, p. 3–11, jun. 2015.

WEIHUI FU; MCCALLEY, J. D.; VITTAL, V. Risk assessment for transformer loading. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 3, p. 346–353, 2001.

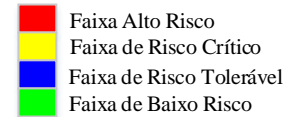
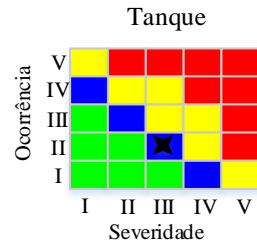
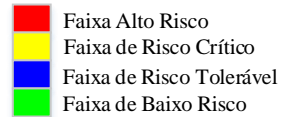
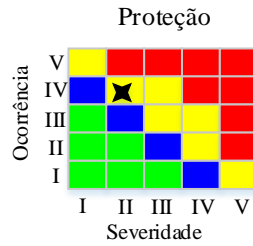
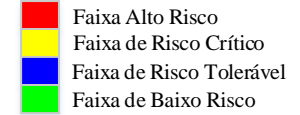
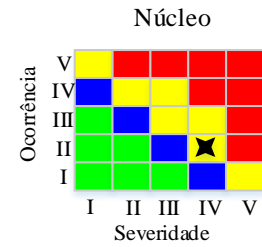
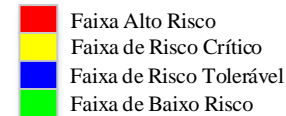
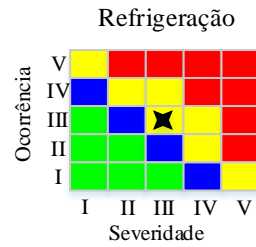
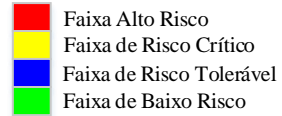
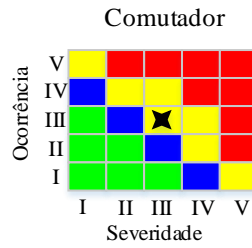
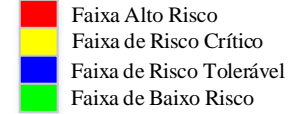
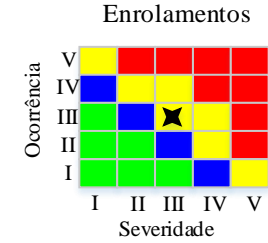
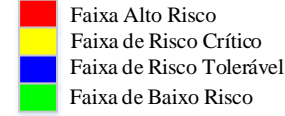
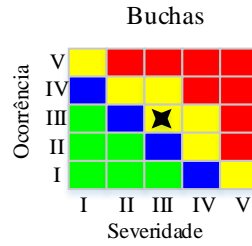
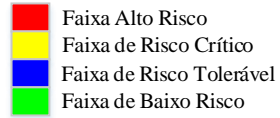
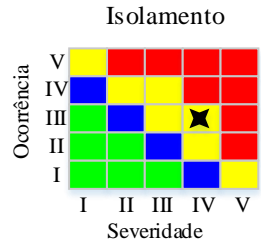
XIANG ZHANG; JIAOSUO ZHANG; GOCKENBACH, E. Reliability Centered Asset Management for Medium-Voltage Deteriorating Electrical Equipment Based on Germany Failure Statistics. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 2, p. 721–728, maio 2009.

APÊNDICE A – Formulário FMEA aplicado aos Componentes do Transformador

<i>ID</i>	<i>Componente</i>	<i>Função</i>	<i>Modo de Falha</i>	<i>Causa da Falha</i>	<i>Efeito da Falha</i>	<i>Prevenção</i>	<i>Identificação</i>	<i>O</i>	<i>S</i>	<i>D</i>	<i>RPN</i>	<i>Ação Recomendada</i>
1	Isolamento	Isolar os enrolamentos; isolar e refrigerar a parte ativa do transformador	Físico/Químico	Excesso de umidade; contaminação de partículas	Reduzir a resistência dielétrica e mecânica do papel; dano mecânico e falha no isolamento; redução da força elétrica e a tensão de avaria; Aumento da perda dielétrica do óleo; Sobreaquecimento e curto circuito no transformador	Impedir o transporte livre de óleo; impedir a entrada direta da umidade do ar pela selagem apropriada; monitorar o rolamento da bomba, procedimentos corretos de amostragem do óleo.	Umidade em óleo; fator de potência; contagem de partículas; queda de tensão	6	9	5	270	Secar e desumificar o transformador; eliminar vazamentos e resselagem; filtragem do óleo; substituição do óleo
2	Bucha	Isolar e permitir a passagem dos condutores entre o meio externo e interno	Físico/Químico	Perda das propriedades dielétricas	Contaminação externa, corrosão; corrente de descarga nas superfícies externa do isolamento; explosões; risco a segurança pessoal	Manutenção periódica	Fator de potência; visual	7	7	4	196	Substituição
3	Enrolamentos	Conduzir corrente	Mecânico	Ação de esforços mecânicos de grande intensidade	Deformação do enrolamento (distorção radial, axial, torção); altas falhas de corrente, altas correntes de entrada; disparo do relé de proteção; falha no isolamento; deterioração de contato; localização de ponto quente; circuito aberto e curto circuito	Uso de isolamento de maior densidade e pressões de aperto mais altas durante a fabricação; utilização de conjuntos de amortecedores de mola na estrutura de fixação da bobina	Reatância de fuga; mudança de capacitância	5	5	7	175	Recondicionamento
4	Comutador	Alterar os níveis de tensão e fluxo de potência	Elétrica	Desgastes de contato	Redução da superfície de contato e conseqüentemente aumento da temperatura; erosão dos contatos e formação de material carbonizado	Substituição dos contatos		7	6	4	168	
5	Refrigeração	Fazer circulação do óleo isolante para redução de temperatura		Deterioração do óleo isolante; intempéries	Aumento da Temperatura; vazamentos; queima do transformador		Sobreaquecimento; temperatura do óleo; imagem térmica; relé de gás (Buccholz)	5	5	5	125	Termovisão

<i>ID</i>	<i>Componente</i>	<i>Função</i>	<i>Modo de Falha</i>	<i>Causa da Falha</i>	<i>Efeito da Falha</i>	<i>Prevenção</i>	<i>Identificação</i>	<i>O</i>	<i>S</i>	<i>D</i>	<i>RPN</i>	<i>Ação Recomendada</i>
6	Núcleo	Proporcionar passagem para os caminhos do fluxo magnético gerado pela corrente que percorre os enrolamentos	Térmico	Aperto da braçadeira do núcleo solto; Sobreaquecimento devido ao alto fluxo disperso; curto circuito (circuito aberto) no circuito de aterramento; corrente de circulação anormal; laminação em envelhecimento	Aumento da temperatura do núcleo; perda de eficiência; vibração e som excessivo; sobreaquecimento geral; localização de ponto quente; desgastes	Monitorar amostras de óleo	Análise de Furfuraldeído; Medição de perda de carga; medição de corrente; medição de espectros vibro-acústicos em tensão nominal	3	8	5	120	Reparar
7	Proteção	Aparelhos destinados a impedir ou limitar os efeitos perigosos ou prejudiciais da passagem de uma corrente de intensidade superior à admissível do transformador, ou defeitos internos como aquecimento, produção de gás e aumento de pressão ou contra descargas atmosféricas e surtos de manobra	Elétrico / Térmico / Mecânico	Operação incorreta; Tempo incorreto (coordenação errada)				8	4	3	96	Adequação da proteção; parametrização ou substituição
8	Tanque	Envolver o óleo; proteger a parte ativa	Químico/Físico	Manutenção insuficiente	Corrosão e vazamentos; fissuras; descamação da tinta; oxidação	Exame externo de vazamento de óleo	Visual	3	7	4	84	Reparar

APÊNDICE B – Matriz de Risco para os Componentes do Transformador



APÊNDICE C – Relação de transformadores CEEE-GT considerados para o estudo, classe de tensão e potência nominal

<i>SE</i>	<i>TR1</i>	<i>Tensão (kV)</i>	<i>Potência (MVA)</i>		<i>SE</i>	<i>TR1</i>	<i>Tensão (kV)</i>	<i>Potência (MVA)</i>		<i>SE</i>	<i>TR1</i>	<i>Tensão (kV)</i>	<i>Potência (MVA)</i>	
ALE2	TR1	230-69	3Ø	83	MBR	TR9	230-69	3Ø	83	QUI	AT1	230-138	3Ø	50
CAM	TR1	230-69	3Ø	83	OSO2	TR1	230-69	3Ø	83	QUI	TR2	230-69	1Ø	3 x 55
CAM	TR5	230-69	3Ø	83	OSO2	TR2	230-69	3Ø	83	QUI	TR5	230-69	1Ø	3 x 55
CAX2	TR1	230-69	1Ø	3 x 55	OSO2	TR5	230-69	3Ø	83	SAG2	TR1	230-69	3Ø	83
CBO	TR1	230-69	3Ø	83	PAL10	TR1	230-69	3Ø	83	SAG2	TR2	230-69	3Ø	83
CBO	TR2	230-69	3Ø	83	PAL10	TR2	230-69	3Ø	50	SBO2	TR1	230-69	3Ø	50
CBO	TR3	230-23	3Ø	50	PAL10	TR3	230-13.8	3Ø	50	SBO2	TR6	230-69	3Ø	50
CBO	TR6	230-23	3Ø	50	PAL13	TR1	230-13.8	3Ø	50	SCR1	TR1	230-69	3Ø	83
CBO	TR7	230-69	3Ø	83	PAL13	TR2	230-13.8	3Ø	50	SCR1	TR2	230-69	3Ø	83
CIN	TR1	230-23	3Ø	50	PAL4	TR1	230-13.8	3Ø	50	SCR1	TR5	230-69	3Ø	83
CIN	TR2	230-23	3Ø	50	PAL4	TR2	230-13.8	3Ø	50	SCR1	TR6	230-13.8	3Ø	50
CIN	AT1	230-138	1Ø	3 x 50	PAL4	TR3	230-13.8	3Ø	50	SCR1	TR7	230-13.8	3Ø	50
CIN	AT2	230-138	1Ø	3 x 50	PAL4	TR4	230-13.8	3Ø	50	SMA3	TR1	230-69	3Ø	83
CNA1	TR1	230-23	3Ø	50	PAL4	TR6	230-13.8	3Ø	83	SMA3	TR2	230-69	3Ø	83
ELD	TR1	230-23	3Ø	50	PAL6	TR1	230-69	3Ø	83	SMT	AT1	230-138	3Ø	75
GAR1	TR1	230-69	3Ø	83	PAL6	TR2	230-69	3Ø	83	SMT	AT2	230-138	3Ø	75
GAR1	TR2	230-69	3Ø	83	PAL6	TR4	230-69	3Ø	50	SMT	TR3	230-69	3Ø	83
GRA2	TR1	230-69	1Ø	3 x 55	PAL6	TR6	230-13.8	3Ø	83	SRO	TR1	230-69	3Ø	83
GRA2	TR2	230-69	1Ø	3 x 55	PAL8	TR1	230-69	3Ø	83	SRO	TR5	230-69	3Ø	83
GRA2	TR3	230-23	3Ø	50	PAL8	TR2	230-69	3Ø	3 x 20	SVI	TR1	230-69	3Ø	50
GRT	TR1	230-69	3Ø	83	PAL9	TR1	230-13.8	1Ø	3 x 55	SVI	TR2	230-69	3Ø	50
GRT	TR2	230-69	3Ø	83	PAL9	TR2	230-69	1Ø	3 x 55	SVI	TR6	230-69	3Ø	50
GUA2	TR1	230-69	3Ø	50	PAL9	TR5	230-69	1Ø	83	TAQ	AT1	230-138	1Ø	3 x 50
LAJ2	TR1	230-69	3Ø	83	PEL3	AT1	230-138	3Ø	83	TAQ	AT2	230-138	1Ø	3 x 50
LAJ2	TR2	230-69	3Ø	83	PEL3	AT2	230-138	3Ø	83	UPRE	AT1	230-138	1Ø	3 x 50
LAJ2	TR3	230-69	3Ø	83	PEL3	AT3	230-138	3Ø	75	URU5	TR1	230-69	3Ø	83
LIV	TR1	230-69	3Ø	50	PPE	TR2	230-34	3Ø	75	URU5	TR2	230-69	3Ø	83
LIV	TR4	230-69	3Ø	50	PPE	TR3	230-34	3Ø	50	VAI	TR1	230-69	3Ø	75
MBR	TR1	230-69	3Ø	50	PPE	TR7	230-69	3Ø	50	VAI	TR2	230-69	3Ø	75
MBR	TR7	230-69	3Ø	83	PPE	TR8	230-69	3Ø	50					

APÊNDICE D – Análise de Contingência – Casos Severos

<i>Perda de Equipamento</i>		<i>Violação</i>			<i>Severidade</i>							
<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>Tensão</i>	<i>Fluxo</i>	<i>SEV.</i>	<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>Violação (MVA)</i>	<i>Carregamento (%)</i>	<i>#</i>	<i>Barra</i>	<i>Violação (pu)</i>	<i>#</i>
PAL10	TR1		3	4.6	PAL10	TR2	46	155.48	*****			
					PAL6	TR1	3.1	103.75	*			
					PAL6	TR2	3.8	104.61	*			
PAL10	TR2		3	4.6	PAL10	TR1	44.5	153.6	*****			
					PAL6	TR1	4.6	105.56%	*			
					PAL6	TR2	3.9	104.69%	*			
PAL6	TR1		3	4	PAL6	TR2	23.9	128.78	***			
					PAL10	TR1	5.7	106.83	*			
					PAL10	TR2	7.7	109.33	*			
PAL6	TR2		3	4	PAL6	TR1	23.5	128.31	***			
					PAL10	TR1	6.0	107.26	*			
					PAL10	TR2	8.1	109.76	*			
UPRE	TR1	2		1.9						P.Real	0.010	*
											Jacuí	0.010
PPE	TR7		1	1.4	PPE	TR8	8.4	116.89	**			
PPE	TR8		1	1.4	PPE	TR7	9.7	119.48	**			
ELD	TR1	1		0.1						Camaquã	0.002	*
GAR1	TR1		1	1.2	GAR1	TR2	7.8	109.35	*			
GAR1	TR2		1	1.2	GAR1	TR1	8.1	109.8	*			
PAL10	TR1 e TR2		2	6.6	PAL6	TR1	67.1	180.88	*****			
					PAL6	TR2	68.4	182.38	*****			
PAL6	TR1 e TR2		2	6.6	PAL10	TR1	65.7	179.21	*****			
					PAL10	TR2	69.2	183.39	*****			
PPE	TR7 e TR8	Não converge – pior caso										

SEV - severidade analisada pelo software ANAREDE

..... Simulação realizada com os dados do SIN disponibilizados pelo ONS de OUT/16 considerando dados de carga pesada

APÊNDICE E – Taxas de Falha e Reparo dos Transformadores

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>Taxa de Falha (λ)</i> <i>(falhas/ano)</i>	<i>(λM)</i>	<i>(λS)</i>	<i>(λD)</i>	<i>(λSD)</i>	<i>Taxa de Reparo (μ)</i> <i>(reparos/ano)</i>	<i>(μM)</i>	<i>(μS)</i>	<i>(μD)</i>
ALE2	TR1	2,065725391	0,129090283	-	0,387275629	-	14386,64767	16977,65814	-	19415,89636
CAM	TR1	0,581007947	0,129089633	0,064545107	0,129089371	-	3181,348428	50254,90522	9127,6411	240274,2857
	TR5	0,38730926	0,064544697	-	-	-	3626,909122	90751,07914	-	-
CAX2	TR1	2,065591231	0,322727783	0,129090604	0,709997863	0,080555556	26269,36797	22993,80241	12793,50913	75184,03395
CBO	TR1	1,226405829	0,258185237	-	0,387268401	-	26172,812	10047,31183	-	302141,3173
	TR2	1,807372838	0,129090095	-	0,774552789	-	26638,75104	20989,0183	-	35331,29233
	TR3	1,291978238	0,516762865	0,710007884	1,290909018	0,387268436	1536,832743	657,7794001	30138,66203	104130,0415
	TR6	0,322729496	-	0,258184236	0,258178777	0,064544676	16685,71429	-	11833,39587	382254,5455
	TR7	0,516362324	-	-	0,064544652	-	52098,70934	-	-	3153599,998
CIN	TR1	1,032864465	0,193643816	0,645470429	0,645452441	0,19363505	7108,535591	3801,426419	17415,98785	70216,53215
	TR2	1,678274624	0,064544859	1,097312385	0,064544681	0,064544669	24769,57837	19959,49367	22580,26745	138619,7802
	AT1	1,743794441	0,064544817	-	0,193634002	-	2790,890984	25028,57143	-	746659,6515
	AT2	1,549508807	0,129090056	0,387272054	0,129116357	0,129089955	5490,305458	22072,44094	36144,41261	616,0427807
CNA1	TR1	0,774575585	-	2,646762073	0,968173442	0,322727438	15082,98127	-	16236,27802	254664,8721
ELD	TR1	0,71000775	0,064544667	-	0,709994853	-	30382,83337	257436,7347	-	136436,7021
GAR1	TR1	0,710015176	0,129091439	0,129089965	0,322727336	0,064544658	20989,0183	7796,291718	25103,28358	25516,28346
	TR2	0,387290366	0,193645118	0,064544739	-	-	6677,377093	3358,168427	47422,55639	-
GRA2	TR1	1,161839564	0,25818292	0,064544698	0,064544654	0,064544698	37651,59522	15439,90208	88212,58741	1401600
	TR2	0,710003068	0,516370488	0,580928868	0,129089826	-	42326,11249	20074,63696	12493,62826	31774,3073
	TR3	0,322725835	0,193635562	1,678323585	0,064544654	0,064544658	40353,16699	23288,12308	17314,66582	1146763,637

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>Taxa de Falha (λ) (falhas/ano)</i>	<i>(λM)</i>	<i>(λS)</i>	<i>(λD)</i>	<i>(λSD)</i>	<i>Taxa de Reparo (μ) (reparos/ano)</i>	<i>(μM)</i>	<i>(μS)</i>	<i>(μD)</i>
GRT	TR1	0,774560746	0,451857413	-	0,258181357	-	24057,97839	4551,118441	-	24200,28777
	TR2	1,807356113	0,193634763	0,064544677	0,129089523	-	30846,04916	46263,08068	157680	75085,71428
GUA2	TR1	1,097286793	0,129089776	0,19363655	1,032720865	0,129090269	43418,66775	35137,60446	14432,95195	464,3104167
LAJ2	TR1	2,969552212	0,451877864	14,59877681	0,839083776	0,258178648	17694,46932	3126,134674	18223,37657	212290,3254
	TR2	2,259277318	0,38739026	5,100320047	0,32272451	0,32272601	23789,51187	1226,127527	20119,06646	82880,4205
	TR3	0,064544681	0,129089677	-	0,064544652	-	138619,7802	44338,84007	-	4204800,001
LIV2	TR1	2,452907116	0,581050389	-	0,83908599	-	28595,94777	2272,455413	-	127320,9022
	TR4	0,451818458	0,193636066	-	0,129089356	-	34583,23596	17741,77215	-	303961,4458
MBR	TR1	1,613727152	0,64548212	0,516367502	0,322725011	-	23483,50585	11698,66732	25895,61201	59278,19549
	TR7	0,258182565	0,322725206	-	-	-	16824,80827	53360,40609	-	-
	TR9	0,064544683	0,12908992	-	0,064544776	-	128718,3673	26925,08004	-	33173,9645
OSO2	TR1	1,097300167	0,322795851	-	0,193634232	-	29291,7361	1434,954725	-	134195,7447
	TR2	0,516385472	0,193665367	-	-	-	9433,075601	1193,716485	-	-
	TR5	0,580923229	0,451820137	-	0,064545185	-	15789,93046	26925,76424	-	7801,113173
PAL10	TR1	1,032750377	0,580913834	1,613752116	0,064544696	0,129089952	29654,70258	28175,07838	19168,49015	92075,91241
	TR2	0,451817172	0,129089975	0,258183265	-	-	44216,72509	24734,11765	14297,9881	-
	TR3	0,903646879	0,129089954	1,807446802	0,516358147	0,193636077	37510,96007	25535,22267	16616,6353	283403,3232
PAL13	TR1	1,097294541	0,258179863	1,484650123	0,451817878	0,193636854	33936,50894	52889,64204	17896,07698	38349,41224
	TR2	0,968204653	0,129089759	0,064544667	0,258178981	0,064544705	26865,82422	36457,80347	257436,7347	176117,2775
PAL4	TR1	0,774548979	0,193635364	-	0,129089943	-	45553,05447	26556,63158	-	25982,2863
	TR2	1,032738239	0,193635078	-	0,193633965	-	44761,67665	33312,67606	-	2874167,089
	TR3	0,968253603	0,258184117	0,129090687	-	-	11180,99628	12088,49989	12030,90129	-
	TR4	1,161856053	0,258180468	1,93651336	0,129089596	0,193635434	25790,45888	35734,84419	21570,45144	56651,49701

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>Taxa de Falha (λ) (falhas/ano)</i>	<i>(λM)</i>	<i>(λS)</i>	<i>(λD)</i>	<i>(λSD)</i>	<i>Taxa de Reparo (μ) (reparos/ano)</i>	<i>(μM)</i>	<i>(μS)</i>	<i>(μD)</i>
	TR6	1,032748361	0,387273154	-	0,5163734	-	31415,73663	135718,1604	-	16465,24301
PAL6	TR1	2,130571673	0,451821252	1,742847406	0,451821299	0,258179808	7586,219339	23471,77033	21413,9453	23347,85253
	TR2	1,613705289	0,387276166	0,774558839	0,258179512	0,193634788	29250,55652	18154,56944	26049,35467	73339,53488
	TR4	0,645529555	0,322730135	1,484631183	0,258179231	0,32272837	5017,062403	15136,06911	21148,13033	106152,0337
	TR6	1,484605103	0,451819008	0,193636119	0,387270772	0,193634685	28206,41649	31637,69258	17303,7037	52306,33847
PAL8	TR1	0,387274829	-	-	-	-	21658,72085	-	-	-
	TR2	0,322725954	0,06454485	-	0,064544696	-	38576,14679	20919,40299	-	92154,38938
PAL9	TR1	0,774555436	0,129089448	2,065699534	0,258179578	0,193636089	30565,95544	113643,2432	15760,61221	68370,73171
	TR2	0,968444165	0,645459892	-	0,064544652	-	3416,931523	31126,17207	-	2522880,002
	TR5	0,387270988	0,322727177	-	-	-	48641,64524	26545,45455	-	-
PEL3	AT1	0,451816807	0,12908945	0,710009962	0,064544651	-	48015,66069	112128	26808,03709	8138322,604
	AT2	0,710001712	0,129089705	0,193636346	-	-	47765,37005	41290,99836	15663,57616	-
	TR3	0,32272531	0,322740681	4,777297591	0,387269377	-	50660,24096	5976,689093	22968,59581	101820,2691
PPE	TR2	0,064544701	0,064548067	-	-	-	82447,05882	1219,371677	-	-
	TR3	0,258187899	-	-	-	-	7170,328265	-	-	-
	TR7	0,968203278	0,516726157	0,710024764	0,064544709	0,064545057	27967,7777	723,1731699	15000,90811	71267,79661
	TR8	0,193634969	0,064544657	0,129090204	-	-	36884,21053	700799,9998	18469,10688	-
QUI	AT1	0,903665823	0,387294435	0,645473742	0,387268449	0,064544834	20056,92967	5653,301464	15297,59884	275223,2727
	TR2	1,678340265	0,387293052	0,193635737	0,064544654	-	15704,46487	5964,255319	21012,32649	1261440
	TR5	1,032745991	0,129114953	1,032761575	0,193633965	0,064544652	33773,39978	649,7579067	22614,05042	2911015,385
SAG2	TR1	0,129090023	0,451831152	-	0,064544651	-	23081,80723	10977,22526	-	12614399,96
	TR2	0,129089955	0,258179318	-	0,064544651	-	25509,40344	93264,4096	-	6307200,012
SBO2	TR1	1,226676567	0,45181557	0,903692218	0,129089306	-	4583,54415	67715,33742	12168,51099	3604114,279

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>Taxa de Falha (λ) (falhas/ano)</i>	<i>(λM)</i>	<i>(λS)</i>	<i>(λD)</i>	<i>(λSD)</i>	<i>Taxa de Reparo (μ) (reparos/ano)</i>	<i>(μM)</i>	<i>(μS)</i>	<i>(μD)</i>
	TR6	0,193634657	0,064544686	0,064544915	-	-	53225,31646	119003,7736	15787,73467	-
	TR1	1,161859019	0,839126828	0,064544825	0,451813905	0,064544664	24407,09449	15184,703	23890,90909	151200
	TR2	1,355498215	0,516392713	-	0,064544728	-	30343,91753	7509,688942	-	53678,29787
SCR1	TR5	-	0,129089677	-	0,064544654	-	-	44416,90141	-	1261440
	TR6	0,064544677	-	-	-	-	159675,9494	-	-	-
	TR7	0,129090373	0,064544698	-	-	-	15554,1307	87600	-	-
SMA3	TR1	0,903668903	0,7100069	0,064544953	0,064546677	-	18646,56319	32023,63259	13786,22951	2056,472123
	TR2	0,968186476	0,51637596	0,193635819	0,129090463	0,064544659	56080,61648	14217,37997	20086,6242	14342,69471
	TR3	0,322813504	0,064544777	1,097320847	0,129089399	-	66477,45	2317,75	3937,705882	450,1666667
SMT	AT1	0,32272651	0,064553802	-	0,129089331	-	2399,266667	168532,6667	-	136,875
	AT2	0,064544737	-	0,064544657	-	-	1581,666667	-	115,5833334	-
SRO	TR1	0,839111559	0,516366905	-	0,193634146	-	22639,74229	27489,83928	-	193077,551
	TR5	0,903650082	0,580908105	0,193635409	0,322725171	-	32699,76114	54010,27593	25743,67347	54325,5814
SVI	TR1	0,903650187	0,451817722	0,77457046	0,258180334	-	32562,19366	39508,18792	17313,59945	38517,25191
	TR2	0,774598927	0,387339174	-	-	-	9505,356358	2104,738598	-	-
	TR6	0,968183138	0,774542305	-	0,322723511	-	70074,80927	92355,86378	-	404307,6924
TAQ	AT1	0,387274567	0,193635021	0,38727402	0,129089885	-	22512,3141	35080,60255	24525,7291	28559,2891
	AT2	0,387277042	0,193639591	1,678330086	0,193635212	0,064544884	16414,3136	6649,365254	16649,29184	29774,3509
UPRE	AT1	1,226368394	0,516364345	0,193635833	-	-	75085,32224	37347,18273	19938,41111	-
URU5	TR1	1,291139487	0,193635422	-	0,258179695	-	6762,312054	25518,00405	-	61062,04115
	TR2	0,451824641	0,322744611	0,064545211	0,258179858	0,064544658	16891,59254	4876,826722	7437,735849	53113,26316
VAI	TR1	1,420216474	0,387286694	-	0,064544681	-	8612,50719	7982,113478	-	138619,7802
	TR2	0,387272686	0,193637215	-	-	-	31368,26691	11491,89704	-	-

APÊNDICE F – Script do MATLAB® para calcular as probabilidades dos estados

```

clear
clc
format long

% dados SE XX TRX
Afalha=XXX;
Amanutencao=XXX;
Asobrecarga=XXX;
Adesligamento=XXX;
Asobdes=XXX;
Ureparo=XXX;
Umanutencao=XXX;
Usobrecarga=XXX;
Udesligamento=XXX;

k=1-(Asobrecarga+Afalha+Adesligamento+Amanutencao);
P=[k Afalha Asobrecarga Adesligamento Amanutencao;Ureparo 1-Ureparo 0 0 0;Usobrecarga 0 1-Usobrecarga Asobdes 0;
  Udesligamento 0 0 1-Udesligamento 0;Umanutencao 0 0 0 1-Umanutencao]
I=eye(5);
Px=P'-I;
Px(1,:)=1;
b=[1;0;0;0;0];
pn=inv(Px)*b %probabilidade de longo prazo
Probabilidade=pn*100

```


APÊNDICE G – Probabilidades dos Estados

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>Probabilidade (%)</i>				
		<i>Estado Normal</i>	<i>Falha</i>	<i>Manutenção</i>	<i>Desligamento</i>	<i>Sobrecarga</i>
ALE2	TR1	99.98	0.0143561	0.000760223	0.00199429	-
CAM	TR1	99.98	0.01825942	0.0002568	0.0000537	0.000707
	TR5	99.98	0.0106776	0.000071115	-	-
CAX2	TR1	99.98	0.007862	0.001403	0.0009442	0.001008
CBO	TR1	99.99	0.004685	0.002569	0.0001281	-
	TR2	99.99	0.006784	0.0006149	0.002192	-
	TR3	99.83	0.08392	0.07843	0.001237	0.002351
	TR6	99.99	0.001934	-	0.00006753	0.0021817
	TR7	99.99	0.000991	-	0.000002046	-
CIN	TR1	99.97	0.01452	0.005092	0.0009190	0.0037052
	TR2	99.98	0.006774	0.0003233	0.0000465	0.00485
	AT1	99.93	0.06244	0.00025772	0.00002591	-
	AT2	99.94	0.028208	0.0005845	0.020948	0.0010709
CNA1	TR1	99.97	0.005134	-	0.0003801	0.01629
ELD	TR1	99.99	0.002336	0.00002507	0.0005203	-
GAR1	TR1	99.99	0.003382	0.001655	0.001264	0.0005142
	TR2	99.98	0.0057993	0.005765	-	0.00013608
GRA2	TR1	99.99	0.003085	0.001672	0.0000046	0.00007316
	TR2	99.99	0.001677	0.002572	0.000406	0.004649
	TR3	99.98	0.0007996	0.0008313	0.0000056	0.009691

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>Probabilidade (%)</i>				
		<i>Estado Normal</i>	<i>Falha</i>	<i>Manutenção</i>	<i>Desligamento</i>	<i>Sobrecarga</i>
GRT	TR1	99.98	0.003219101	0.00992708	0.0010667	-
	TR2	99.99	0.005859	0.0004185	0.00017191	0.000040931
GUA2	TR1	99.77	0.002521	0.0003665	0.221917	0.001338
LAJ2	TR1	99.89	0.0167	0.0144	0.00039	0.080
	TR2	99.93	0.0095	0.03157	0.000389	0.02533
	TR3	99.99	0.00004656	0.000291142	0.000001535	-
LIV2	TR1	99.96	0.008574	0.02556	0.0006588	-
	TR4	99.97	0.001306	0.001091	0.00004246	-
MBR	TR1	99.98	0.0068707	0.00551674	0.00054434	0.00199373
	TR7	99.99	0.001534502	0.000604789	-	-
	TR9	99.99	0.000050143	0.00047943	0.00019456	-
OSO2	TR1	99.97	0.00374512	0.02248926	0.00014425	-
	TR2	99.97	0.00547301	0.0162202	-	-
	TR5	99.99	0.00367884	0.00167791	0.00082733	-
PAL10	TR1	99.98	0.003482	0.002061	0.00007010	0.008417
	TR2	99.99	0.001021	0.0005218	-	0.0018056
	TR3	99.98	0.002408	0.0005054	0.0001821	0.01087
PAL13	TR1	99.98	0.003232	0.00048808	0.00117804	0.0082948
	TR2	99.99	0.0036037	0.00035406	0.00014658	0.00002507
PAL4	TR1	99.99	0.0017002	0.0007291	0.0004968	-
	TR2	99.99	0.002307	0.0005812	0.00000673	-
	TR3	99.98	0.008658	0.002135	-	0.00107286
	TR4	99.98	0.004504	0.0007223	0.0002278	0.008976
	TR6	99.99	0.003287	0.0002853	0.003135	-

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>Probabilidade (%)</i>				
		<i>Estado Normal</i>	<i>Falha</i>	<i>Manutenção</i>	<i>Desligamento</i>	<i>Sobrecarga</i>
PAL6	TR1	99.96	0.0281	0.001924	0.001934	0.008135
	TR2	99.98	0.00551	0.002132	0.000352	0.002973
	TR4	99.97	0.01286	0.002131	0.0002431	0.007018
	TR6	99.99	0.005262	0.001427	0.0007403	0.00118
PAL8	TR1	99.99	0.001788	-	-	-
	TR2	99.99	0.0008365	0.0003085	0.00007003	-
PAL9	TR1	99.98	0.002533	0.00011357	0.0003775	0.013104
	TR2	99.96	0.02833	0.002073	0.00000255	-
	TR5	99.99	0.0007961	0.001215	-	-
PEL3	AT1	99.99	0.00094094	0.00011512	0.000000793	0.0026483
	AT2	99.99	0.0014863	0.00031262	-	0.00123618
	TR3	99.97	0.00063686	0.0053985	0.00038024	0.0207935
PPE	TR2	99.99	0.0000782	0.005293	-	-
	TR3	99.99	0.0036006	-	-	-
	TR7	99.92	0.003459	0.07139	0.00009049	0.0047294
	TR8	99.99	0.0005249	-	0.00000921	0.000698
QUI	AT1	99.98	0.0045047	0.0068496	0.00014068	0.00421878
	TR2	99.98	0.01068509	0.006492393	0.0000051158	0.000921367
	TR5	99.97	0.00305702	0.01986577	0.00000665	0.00456564
SAG2	TR1	99.99	0.00055924	0.00411588	0.0000005116	-
	TR2	99.99	0.00050604	0.00027682	0.000001023	-
SBO2	TR1	99.96	0.0267532	0.00066699	0.0000035804	0.00742389
	TR6	99.99	0.000363798	0.000054237	-	0.00038447

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>Probabilidade (%)</i>				
		<i>Estado Normal</i>	<i>Falha</i>	<i>Manutenção</i>	<i>Desligamento</i>	<i>Sobrecarga</i>
SCR1	TR1	99.98	0.0047598	0.00552553	0.0002987	0.000270135
	TR2	99.98	0.00446604	0.006875564	0.000120229	-
	TR5	99.99	-	0.00029063	0.0000051167	-
	TR6	99.99	0.00041174	-	-	-
	TR7	99.99	0.00082993	0.0000736804	-	-
SMA3	TR1	99.98	0.00484578	0.00221689	0.00313837	0.00046813
	TR2	99.99	0.00172629	0.00363174	0.00089998	0.000963934
SMT	TR3	99.94	0.000485308	0.002783313	0.0286587	0.02785035
	AT1	99.89	0.0134365	0.0000382621	0.09421028	-
	AT2	99.97	0.0004854608	-	-	0.02785911
SRO	TR1	99.99	0.0037061546	0.001878285	0.0001002825	-
	TR5	99.99	0.00276332	0.00107549	0.00059402	0.00075212
SVI	TR1	99.99	0.00277489	0.001143501	0.00067023	0.00447336
	TR2	99.97	0.008146915	0.0183983	-	-
	TR6	99.99	0.00138161	0.00083863	0.0000798194	-
TAQ	AT1	99.99	0.001720204	0.000551948	0.000451987	0.001578984
	AT2	99.98	0.002359008	0.002911685	0.00065026	0.01007887
UPRE	AT1	99.99	0.0016332346	0.00138255	-	0.000971131
URU5	TR1	99.97	0.01908929	0.00075866	0.00042272	-
	TR2	99.98	0.00267456	0.006617217	0.00048604	0.000867714
VAI	TR1	99.97	0.01648663	0.0048508	0.00004655	-
	TR2	99.99	0.00123456	0.00168493	-	-

APÊNDICE H – Subestações – Detectabilidade do Operador

<i>SE</i>	<i>Operador Mantenedor</i>	<i>Telecomandada</i>	<i>Turma de Manutenção</i>	<i>SE</i>	<i>Operador Mantenedor</i>	<i>Telecomandada</i>	<i>Turma de Manutenção</i>		
ALE2	Alegrete	-	Não	TE-ALE	SAG2	Santo Ângelo	-	Não	TE-SAG
CAM	Camaquã	Sim	Sim	TE-PEL	SBO2	São Borja	Sim	Sim	TE-SMA
CAX2	Caxias	-	Não	TE-CAX	SCR1	Santa Cruz do Sul	Sim	Sim	TE-SLE
CBO	Campo Bom	Sim	Sim	TE-SLE	SMA3	Santa Maria	-	Não	TE-SMA
CIN	Cidade Industrial	-	Não	TE-CNA	SMT	Santa Marta	-	Não	TE-PFU
CNA1	Canoas	Não	Sim	TE-CNA	SRO	Santa Rosa	Sim	Sim	TE-SAG
ELD	Eldorado do Sul	Não	Sim	TE-PAL	SVI	São Vicente	Sim	Sim	TE-SMA
GAR1	Garibaldi	Não	Sim	TE-CAX	TAQ	Taquara	-	Não	TE-GRA
GRA2	Gravataí	-	Não	TE-GRA	UPRE	UHE Passo Real	-	Não	TE-JAC
GRT	Guarita	-	Não	TE-SAG	URU5	Uruguaiana	-	Não	TE-ALE
GUA2	Guaíba	Sim	Sim	TE-PAL	VAI	Venâncio Aires	-	Não	TE-SLE
LAJ2	Lajeado	Sim	Sim	TE-SLE					
LIV	Livramento	-	Não	TE-ALE					
MBR	Maçambará	Sim	Sim	TE-ALE					
OSO2	Osório	Sim	Sim	TE-GRA					
PAL4	Porto Alegre	-	Não	TE-PAL					
PAL6	Porto Alegre	-	Não	TE-PAL					
PAL8	Porto Alegre	Não	Sim	TE-PAL					
PAL9	Porto Alegre	-	Não	TE-PAL					
PAL10	Porto Alegre	Sim	Sim	TE-PAL					
PAL13	Porto Alegre	Não	Sim	TE-PAL					
PEL3	Pelotas	Não	Sim	TE-PEL					
PPE	Polo Petroquímico	-	Não	TE-CNA					
QUI	Quinta	-	Não	TE-PEL					

APÊNDICE I – Cálculo RPN para os Equipamentos

<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>O</i>	<i>S</i>	<i>D</i>	<i>RPN</i>	<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>O</i>	<i>S</i>	<i>D</i>	<i>RPN</i>	<i>SE</i>	<i>TR</i>	<i>O</i>	<i>S</i>	<i>D</i>	<i>RPN</i>
PAL6	TR1	5	5	8	200	PAL6	TR6	3	1	8	24	GRA2	TR3	2	1	8	16
PAL6	TR2	3	5	8	120	PAL9	TR1	3	1	8	24	CBO	TR1	3	1	4	12
PAL10	TR1	3	6	4	72	PPE	TR3	3	1	8	24	CBO	TR2	3	1	4	12
PPE	TR7	3	3	8	72	QUI	AT1	3	1	8	24	GUA2	TR1	3	1	4	12
CIN	AT1	6	1	8	48	QUI	TR5	3	1	8	24	MBR	TR1	3	1	4	12
PAL10	TR2	2	6	4	48	SMA3	TR1	3	1	8	24	OSO2	TR1	3	1	4	12
PPE	TR8	2	3	8	48	TAQ	AT2	3	1	8	24	OSO2	TR2	3	1	4	12
UPRE	AT1	2	3	8	48	URU5	TR2	3	1	8	24	OSO2	TR5	3	1	4	12
CIN	AT2	5	1	8	40	GRA2	TR1	3	1	8	24	PAL10	TR3	3	1	4	12
PAL9	TR2	5	1	8	40	SBO2	TR1	5	1	4	20	PAL8	TR1	2	1	6	12
ELD	TR1	3	2	6	36	CNA1	TR1	3	1	6	18	PAL8	TR2	2	1	6	12
GAR1	TR1	3	2	6	36	PAL13	TR1	3	1	6	18	PEL3	AT1	2	1	6	12
GAR1	TR2	3	2	6	36	PAL13	TR2	3	1	6	18	PEL3	AT2	2	1	6	12
CIN	TR1	4	1	8	32	CAM	TR1	4	1	4	16	PEL3	AT3	2	1	6	12
CAX2	TR1	4	1	8	32	CAM	TR5	4	1	4	16	SCR1	TR1	3	1	4	12
ALE2	TR1	4	1	8	32	LAJ2	TR1	4	1	4	16	SCR1	TR2	3	1	4	12
LIV2	TR1	4	1	8	32	LAJ2	TR2	4	1	4	16	SRO	TR1	3	1	4	12
PAL4	TR3	4	1	8	32	LIV2	TR4	2	1	8	16	SRO	TR5	3	1	4	12
PAL6	TR4	4	1	8	32	PAL4	TR1	2	1	8	16	SVI	TR1	3	1	4	12
QUI	TR2	4	1	8	32	PAL9	TR5	2	1	8	16	CBO	TR6	2	1	4	8
SMT	AT1	4	1	8	32	PPE	TR2	2	1	8	16	CBO	TR7	2	1	4	8
URU5	TR1	4	1	8	32	SAG2	TR1	2	1	8	16	LAJ2	TR3	2	1	4	8
VAI	TR1	4	1	8	32	SAG2	TR2	2	1	8	16	MBR	TR7	2	1	4	8
CIN	TR2	3	1	8	24	SMA3	TR2	2	1	8	16	MBR	TR9	2	1	4	8
CBO	TR3	6	1	4	24	SMT	TR3	2	1	8	16	SBO2	TR6	2	1	4	8
GRT	TR1	3	1	8	24	SMT	AT2	2	1	8	16	SCR1	TR5	2	1	4	8
GRT	TR2	3	1	8	24	SVI	TR2	4	1	4	16	SCR1	TR6	2	1	4	8
PAL4	TR2	3	1	8	24	TAQ	AT1	2	1	8	16	SCR1	TR7	2	1	4	8
PAL4	TR4	3	1	8	24	VAI	TR2	2	1	8	16	SVI	TR6	2	1	4	8
PAL4	TR6	3	1	8	24	GRA2	TR2	2	1	8	16						

APÊNDICE J – Gráfico RPN dos Equipamentos

