

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO
ENGENHARIA DA CONFIABILIDADE APLICADA A MANUTENÇÃO**

DANIEL BENETTI

**ANÁLISE DE PADRÕES DE DESLIGAMENTOS DE
TRANSFORMADORES DA REDE BÁSICA.**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA

2012

DANIEL BENETTI

**ANÁLISE DE PADRÕES DE DESLIGAMENTOS DE
TRANSFORMADORES DA REDE BÁSICA.**

Monografia apresentada ao Programa de Pós-Graduação, curso de Engenharia da Confiabilidade Aplicada a Manutenção do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica do Paraná como requisito parcial para obtenção do grau de Especialista em Engenharia da Confiabilidade Aplicada a Manutenção.

Orientador: Prof. Dr. Emerson Rigoni

CURITIBA

2012



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Ponta Grossa
Nome da Diretoria
Nome da Coordenação
Nome do Curso



TERMO DE APROVAÇÃO

ANÁLISE DE PADRÕES DE DESLIGAMENTOS DE TRANSFORMADORES DA REDE BÁSICA

por

DANIEL BENETTI

Esta Monografia foi apresentada em 09 (nove) de novembro de 2012 como requisito parcial para a obtenção do título de Especialista em Engenharia de confiabilidade. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Emerson Rigoni
Prof. Orientador

Marcelo Rodrigues
Membro titular

Cid Augusto de Castro Costa
Consultor da empresa Realiasoft

- O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica ênfase em Eletrotécnica

Dedico este trabalho a minha família e namorada, pelos momentos de compreensão e incentivo prestados.

AGRADECIMENTOS

Agradeço minha família que sempre me incentivou a seguir aprimorando meus conhecimentos, cujo apoio perdurou desde a infância até a vida de adulta. A execução desta monografia não seria possível sem eles.

Gostaria de reconhecer a compreensão da minha namorada que apoiou minhas horas de ausência para execução desta monografia e me incentivou sempre a seguir em frente superando todas as dificuldades não importando o tamanho do obstáculo a ser superado.

Reconheço o apoio dos colegas de trabalho que me auxiliaram na obtenção de conhecimentos básicos e dados para execução desta monografia, assim como os colegas de classe que compartilharam diferentes experiências durante o curso de pós-graduação enriquecendo as ideias aplicadas no escopo deste estudo.

Gostaria de agradecer o Professor Dr. Emerson Rigoni que me orientou com novas ideias para aplicação neste estudo e outras para vida profissional. Além aos demais professores que contribuíram para o acúmulo de conhecimento obtido na graduação na Universidade Estadual de Londrina (UEL) e pós-graduação na Universidade Tecnológica do Paraná (UTFPR).

Por último agradeço a banca orientadora pelas horas de análise e interesse nesta monografia.

RESUMO

BENETTI, Daniel. **Análise de Padrões de Desligamentos de Transformadores de Potência da Rede Básica**. 2012. xx f. Monografia (Especialização em Engenharia de Confiabilidade Aplica a Manutenção) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica do Paraná. Curitiba, 2012.

O estudo apresenta uma abordagem matemática para acompanhamento da manutenção de transformadores de potência da Rede Básica a partir dos registros de duração desligamentos programados e não programados. A monografia tem como tema central, com auxílio do software Weibull++8, a determinação de funções de distribuição de probabilidade para descrever o comportamento da manutenção utilizada por uma concessionária de energia elétrica em transformadores com classe de tensão maior ou igual a 230kV. A pesquisa é aplicada a um parâmetro atual da concessionária, utiliza o método bibliográfico e documental, com análise de registros de localização, tipo e duração dos desligamentos. Entre os resultados obtidos ressalta-se a análise dos modelos matemáticos obtidos para diversos tipos de desligamentos em função da idade do equipamento em operação e da duração de cada tipo de desligamento. Tais funções além de descrever os padrões de manutenções preventivas e corretivas, relacionam a frequência da ocorrência de desligamentos e intervenções no sistema.

Palavras-chave: Transformadores de Potência. Parcela Variável. Função de Distribuição de Probabilidade. Desligamentos Programados. Disponibilidade.

ABSTRACT

BENETTI, Daniel. **Pattern Analysis of Shutdowns at Power Transformers in Basic Network**. 2012. xx f. Monografia (Especialização em Engenharia de Confiabilidade Aplicada à Manutenção) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica do Paraná. Curitiba, 2012.

This study presents a mathematical model of the maintenance applied at power transformers in Basic Network based on records about the duration of scheduled and unplanned shutdowns. The monograph has as central theme, with help of Weibull ++ 8 software, determining the probability distributions function to describe the behavior of maintenance used by a power company to deal with transformers with voltage class greater or equal to 230kV. The research is applied to a actual parameter of the power company and uses the bibliographic and documentary method, whereof the analysis of records about location, type and duration of each shutdown. The results presents the analysis of the mathematical models obtained to diverse types of shutdowns based in the age of the equipment and the period that the transformer is unavailability. Such functions describe the patterns of preventive and corrective maintenance, moreover relate the frequency of shutdowns and interventions.

Palavras-chave: Power Transformers. Variable Parcell. Probability Distribution Function. Availability. Scheduled Shutdowns.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Transformadores no sistema elétrico	18
Figura 2.2 – Principais componentes de transformadores de potência.....	19
Figura 2.3 – Tipos de núcleos de transformadores	20
Figura 2.4 – Disposição de enrolamentos de transformadores da Rede Básica	21
Figura 2.5 – Componentes internos de uma bucha capacitiva	23
Figura 2.6 – Capacitâncias de buchas condensivas	24
Figura 2.7 – Tipos de regulação	26
Figura 2.8 – Etapas da regulação.....	28
Figura 2.9 – Secador de ar e bolsa de selagem	31
Figura 2.10 – Principais Proteções de Transformadores	32
Figura 4.1 – Divisão de tipos de manutenção.....	41
Figura 4.2 – Curva de evolução de defeitos na base do tempo	42
Figura 4.3 – Relações básicas entre as principais distribuições estatísticas	46
Figura 4.4 – Influência nos parâmetros de forma β na distribuição de Weibull triparamétrica.....	49
Figura 4.5 – A relação β e as fases da curva da banheira	50

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 5.1 – Probabilidade de falha do transformador versus idade	54
Gráfico 5.2 – Probabilidade de ocorrência de evento operacional versus tempo	56
Gráfico 5.3 – Probabilidade de ocorrência de desligamento programado versus tempo (idade até 5 anos).....	57
Gráfico 5.4 – Probabilidade de ocorrência de desligamento programado versus tempo (idade entre 6 e 30 anos).....	58
Gráfico 5.5 – Probabilidade de ocorrência de desligamento programado versus tempo (idade acima de 30 anos).....	59
Gráfico 5.6 – Probabilidade de duração da manutenção corretiva versus tempo	61
Gráfico 5.7 – Probabilidade do evento operacional ser reparado versus tempo.....	62
Gráfico 5.8 – Probabilidade de execução da manutenção preventiva versus tempo (função de Weibull simples).....	63
Gráfico 5.9 – Probabilidade de execução da manutenção preventiva versus tempo (função de Weibull trimodal).....	64

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 TEMA	11
1.2 DELIMITAÇÃO DA PESQUISA	12
1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS	13
1.4 OBJETIVOS	15
1.4.1 Objetivos Gerais	15
1.4.2 Objetivos Específicos	15
1.5 JUSTIFICATIVA	15
1.6 PROCEDIMENTOS METODOLOGICOS	16
1.7 EMBASAMENTO TEÓRICO	17
1.8 ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2 TRANSFORMADORES	18
2.1 INTRODUÇÃO	18
2.2 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DA REDE BÁSICA	19
2.2.1 Núcleo	20
2.2.2 Enrolamentos	21
2.2.3 Tanque	22
2.2.4 Bucha	22
2.2.5 Comutador	25
2.2.6 Óleo Isolante	29
2.2.7 Sistema de Selagem	30
2.2.8 Alarmes e Proteções	31
2.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	33
3 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 270 ANELL	35
3.1 INTRODUÇÃO	35
3.2 TERMOS E DEFINIÇÕES	35
3.3 MEDIÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO E APLICAÇÃO DE DESCONTOS	37
3.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	39
4 TIPOS DE MANUTENÇÃO E DISPONIBILIDADE DE SISTEMAS	40
4.1 INTRODUÇÃO	40
4.2 TIPOS DE MANUTENÇÃO	40
4.2.1 Manutenção Corretiva	41
4.2.2 Manutenção Preventiva	42
4.3 CONFIABILIDADE	43
4.4 MANTENABILIDADE	44
4.5 DISPONIBILIDADE	45
4.6 DISTRIBUIÇÕES ESTATÍSTICAS	46
4.6.1 Correlação entre Dados	47
4.6.2 Distribuição de Weibull	48
4.7 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	51
5 PADRÕES DE MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES DA REDE BÁSICA	52
5.1 INTRODUÇÃO	52
5.2 TIPOS DE DADOS	53
5.3 PROBABILIDADE DE FALHA PELA IDADE DO EQUIPAMENTO	54

5.4 PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE UM DESLIGAMENTO OPERACIONAL EM FUNÇÃO DO TEMPO	55
5.5 PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE UM DESLIGAMENTO PROGRAMADO EM FUNÇÃO DO TEMPO	56
5.6 PROBABILIDADE DE REPARO EM FUNÇÃO DA DURAÇÃO DA MANUTENÇÃO CORRETIVA	60
5.7 PROBABILIDADE DE RESTABELECIMENTO EM FUNÇÃO DA DURAÇÃO DA FALHA OPERACIONAL	62
5.8 PROBABILIDADE DE EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA COM O TEMPO	63
5.9 ANÁLISE GERAL DOS RESULTADOS	65
5.10 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	68
6 CONCLUSÃO	69
6.1 TRABALHOS FUTUROS	70
REFERÊNCIAS	71
APÊNDICE A	74

1. INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

Com tamanho e características que permite considera-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidroelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2012).

Portanto, o SIN é constituído por várias empresas do ramo de transmissão e geração de energia elétrica com as unidades de geração interligadas entre si por meio de linhas de transmissão e subestações.

As disposições gerais e a regulamentações para o fornecimento de energia devem ser parametrizadas por resoluções normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Enquanto que o órgão criado para controle de operação e coordenação do SIN é denominado como Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O Brasil por ser um país com grandes extensões e ter características geográficas onde o potencial de geração hidroelétrico é geralmente afastado dos grandes centros consumidores, possui grande demanda por sistemas de transmissão de energia elétrica (VIERA,2009).

O ONS define que todas as instalações destinadas a transmissão de energia elétrica em tensões maiores ou iguais a 230kV são chamadas de Rede Básica. As instalações de transmissão de energia elétrica são concedidas a empresas a partir de processos licitatórios, em contrapartida a empresa vencedora deve garantir a disponibilidade de seus ativos e será remunerada conforme a receita anual permitida (RAP) definida por contrato, com os descontos devidos por períodos de indisponibilidade maiores do que os permitidos (ANEEL, 2007).

Dentre os ativos renumerados pela ANEEL, existem três divisões que são classificadas conforme sua função para o SIN:

- TF: Transformação.

- LT: Linha de Transmissão.
- CR: Controle de Reativo, subdividido em:
 - BC: Banco de Capacitor.
 - REA: Reator de Derivação.
 - CSI: Compensador Síncrono.
 - CRE: Compensador Estático.
 - CSE: Compensador Série.

1.2 DELIMITAÇÃO DA PESQUISA

Ao relacionar diversos requisitos que envolvem sistemas de transmissão, como a multiplicidade e complexidade dos componentes, as interações sistêmicas, o atendimento a grandes extensões geográficas, as incertezas associadas à probabilidade de falhas, o cumprimento das normas, entre outros, impõem-se aos agentes de transmissão a necessidade de planejamento adequado da manutenção, desafio aberto às equipes engenharia de manutenção das concessionárias de transmissão (PETRILLO,2007).

As empresas pertencentes ao SIN são responsáveis pela manutenção e gestão de equipamentos durante todo o período da concessão, como prevê a legislação a renumeração de ativos será efetuada a partir de sua disponibilidade para o sistema elétrico (ANELLO,2007).

Portanto a falha de um equipamento além de causar enorme impacto financeiro, pode acarretar na interrupção do fornecimento de energia elétrica denegrindo a imagem da empresa responsável.

Na Rede Básica o equipamento que possui maior importância tanto no aspecto econômico como no operacional é o Transformador de Potência, pois tem a finalidade de converter diferentes níveis de tensão, permitindo a interligação de centros geradores e consumidores de energia elétrica, num sistema interligado, com limites de estabilidade que depende da confiabilidade dos equipamentos (BECHARA, 2010).

Desta forma, o tema desta pesquisa aborda os padrões de manutenções utilizados por uma concessionária de Transmissão, com registros de todos os desligamentos referentes a

manutenção de transformadores de potência da Rede Básica em um período determinado.

A função de transmissão de transformação apresenta elevada importância para o SIN, sendo que a falha de um transformador geralmente provoca perdas econômicas consideráveis, além de poder afetar diretamente a disponibilidade de energia em território nacional (PETRILLO, 2007).

1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS

Os Transformadores de Potência pertencentes a Rede Básica devem possuir baixa taxa de falhas, uma vez que várias dificuldades são encontradas na recuperação de sua função para o SIN, como por exemplo, a dificuldade encontrada no reparo dos componentes que falharam, tempo elevado de transporte, custos elevados para aquisição de reservas operacionais, entre outros fatores (BECHARA, 2010).

Por essa razão a ANELL estimula as concessionárias a realizarem manutenções programadas para aumento da confiabilidade desses equipamentos. Desta forma o órgão legislador de energia elétrica, definiu que a remuneração de cada componente é realizada a partir de um cálculo anual proporcional a disponibilidade do ativo, permitindo determinado número de horas para realização de manutenções programadas (CORREA, 2010).

A tabela 1.1 mostra os valores dos índices de redução de receita (K_p para desligamentos programados e K_o para outros desligamentos). Isto é, se o desligamento se estender por mais tempo que o disponibilizado pela franquia o pagamento será decrescido proporcionalmente ao valor do multiplicador de redução de receita e o tempo de indisponibilidade.

Assim os transformadores com tensão nominal de até 345kV possuem 21 horas para realização de serviços programados. Enquanto que transformadores com tensão nominal acima de 345kV possuem 27 horas. Se houver uma falha ou defeito que ocasione o desligamento do transformador por um período maior que o permitido na franquia, a concessionária deixará de receber pelo ativo durante o tempo de parada.

Por essa razão as empresas do setor elétrico devem otimizar as tarefas e os tempos de manutenções efetuadas nos transformadores da Rede Básica, além de efetuar um acompanhamento da condição e dos principais parâmetros físicos mensuráveis, aliando

técnicas de monitoramento e análise detectiva de defeitos, a fim de prolongar a vida útil do equipamento prevenindo a evolução de defeitos incipientes.

Este trabalho tem como premissa estabelecer um critério matemático que possibilite a avaliação de períodos de indisponibilidades registradas por manutenção preventivas, e por manutenções corretivas. Esta análise possibilita a visualização rápida da eficácia referente ao programa de manutenção adotado pela concessionária e mostra o crescimento dos tipos de manutenções dos transformadores durante sua vida útil.

Serão descritos na pesquisa os componentes básicos de transformadores de potência, a norma regulamentação nº 270 da ANELL, definições dos tipos de manutenção, apresentação de distribuições de probabilidade para representar um modelo físico por uma função matemática e simulação dos dados referentes ao registro de desligamento da concessionária.

TABELA 1.1 – PADRÃO DE DURAÇÃO DE DESLIGAMENTO, PADRÃO DE FREQUENCIA DE OUTORS DESLIGAMENTOS E FATORES Ko E Kp.

Função Transmissão	Família de Equipamento	Padrão de Duração de Desligamento		Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko		Fator Kp		
		Programado (hora/ano)	Outros (hora/ano)		Ano1	Ano2	Ano1	Ano2	
LT	≤ 5km(*)	26,0	0,5	1	100	150	6,67	10	
	≤ 5km(*) e ≤ 50km(*)	26,0	1,4	1					
	≤ 50km - 230kV	21,0	2,5	4					
	345kV	21,0	1,5	3					
	440kV	38,0	2,8	3					
	500kV	38,0	2,3	4					
	750kV	38,0	2,3	4					
	Cabo Isolado(*)	54,0	22,0	-	50	50	2,5	2,5	
TR	≤ 345kV	21,0	2,0	1	100	150	6,67	10	
	> 345kV	27,0	2,0	1					
CR	REA	≤ 345kV	58,0	2,0	1	100	150	6,67	10
		> 345kV	26,0	2,0	1				
	CRE	(*)	73,0	34,0	3	100	150	5	7,5
	CSI	(*)	666,0	17,0	3	50	50	2,5	2,5
	BC	(*)	46,0	3,0	3	50	100	2,5	5
	CSE	(*)	20,0	6,0	3	100	150	5	7,5

Fonte: ANEEL: Resolução Normativa Nº 270 de junho de 2007.

1.4. OBJETIVO

1.4.1 Objetivo Geral

Definir distribuições estatísticas para tratar de maneira quantitativa os padrões de desligamentos e a manutenibilidade de transformadores de potência da Rede Básica a partir dos registros de incidência e duração desligamentos programados e outros desligamentos.

1.4.2 Objetivos Específicos

O estudo deverá tratar dos seguintes objetivos específicos para cumprimento do objetivo geral:

- Apresentar os principais componentes que geram manutenção em transformadores de potência;
- Descrever os tipos de manutenções existentes e sua relação com os dados de tipo de desligamento;
- Classificar e quantificar os tipos e duração de desligamentos no período compreendido entre 03/06/2008 a 31/03/2012;
- Correlacionar uma função de distribuição de probabilidade adequada para representar cada conjunto de dados;
- Interpretar as funções obtidas.

1.5. JUSTIFICATIVA

A maioria das concessionárias do setor elétrico no território nacional, inclusive a concessionária com os dados analisados neste trabalho, definem a periodicidade de suas manutenções preventivas em componentes críticos de forma qualitativa, ou seja, o período de

intervenções é determinado pela experiência de especialistas que utilizam métodos qualitativos como o *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA) para determinar causas e efeitos de falhas em determinados componentes considerados críticos.

Este estudo aborda dados quantitativos de periodicidade, tipo e duração de desligamentos ocorridos no período compreendido entre 03/06/2008 a 31/03/2012, estes dados possuem boa credibilidade, pois são controlados pela concessionária e pelo Operador Nacional do Sistema, além de serem utilizados como base paracremuneração da concessionária.

Portanto, a análise quantitativa dos dados de desligamentos pode servir como ferramenta inicial para avaliação e melhoria das práticas de manutenção utilizada pela empresa, podendo ser utilizada no futuro em conjunto com o estudo de custos de manutenção a partir de registros confiáveis de homem-hora e métodos existentes para otimizar a periodicidade de execução das manutenções em componentes críticos de transformadores.

1.6. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este estudo utiliza o método de pesquisa multidisciplinar, pois aborda temas da área de engenharia elétrica e da engenharia da confiabilidade. O tema proposto é aplicado, pois trata de um conjunto de equipamentos de uma concessionária e visa uma solução de um problema real, utilizando métodos, ferramentas e conceitos pré-existentes (STRAUHS, 2003).

A pesquisa bibliográfica abordará os conceitos fundamentais de transformadores, a legislação vigente para controle de ativos da Rede Básica, os tipos de manutenções e funções estatísticas para aproximação de dados. Em contrapartida a pesquisa documental providenciará os registros de desligamentos programados e outros desligamentos, assim como dados bases para elaboração deste estudo.

O tratamento de dados será quantiqualitativo, pois relaciona os dados de registros históricos de manutenções efetuadas com as funções de probabilidade ajustadas com boa correlação (PALLEROSI, 2012).

1.7. EMBASAMENTO TEÓRICO

Este estudo aborda primeiramente as características gerais de transformadores da Rede Básica descrevendo seus componentes principais e elementos críticos pela incidência de falhas. Para descrever os principais componentes será utilizado as contribuições de Filho (2011), Milash(1984), Heathcote(1998), Bechara(2010), Soares(2010), Melo(2008), assim como guias de manutenção de transformadores e normas técnicas.

Após a descrição do equipamento será apresentado a legislação vigente que normatiza a gestão de ativos pertencentes ao Sistema Interligado Nacional, tendo como principais referências ANELL (2007), Correia,Onho,Santos(2010) e Petrillo(2007).

Para o conceito de tipos de manutenções e distribuições matemáticas será aplicada as contribuições de Lafraia (2007), Pallerosi(2012), Moubray(2001), Dias(2004), entre outros.

1.8. ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta monografia é dividida em seis capítulos. Depois da introdução do tema no capítulo 1, os capítulos subsequentes são divididos da seguinte maneira:

- O capítulo 2 apresenta uma descrição do transformador de potência e de seus principais componentes e acessórios;
- O capítulo 3 aborda a legislação vigente para ativos da Rede Básica;
- No capítulo 4 definem-se os conceitos fundamentais de manutenção e distribuições estatísticas, com ênfase na distribuição de probabilidade de Weibull;
- No capítulo 5 será efetuado desenvolvimento metodológico, com a apresentação dos resultados das simulações efetuadas pelo software Weibull ++8 da Reliasoft, realizando-se a análise das curvas características obtidas.
- O capítulo 6 apresenta a conclusão do estudo e proposta para trabalhos posteriores.

Ao final da monografia é apresentado as referências utilizadas para elaboração do texto e o apêndice apresenta as tabelas utilizadas para interpolação dos dados no software.

2 TRANSFORMADORES

2.1 INTRODUÇÃO

A invenção do transformador de potência no final do século XIX viabilizou a transmissão de energia elétrica em corrente alternada, pois a conversão de corrente a níveis menores reduziu o tamanho dos condutores e das estruturas necessárias para transporte de energia elétrica de usinas geradoras até grandes centros de consumidores. (HEATHCOTE, 2007)

O transformador de potência é definido como um equipamento estático com dois ou mais enrolamentos que, por indução eletromagnética, transforma um sistema de tensão e corrente alternadas em outro sistema de tensão e corrente, de valores geralmente diferentes, porém à mesma frequência, com o objetivo de transmitir potência elétrica. (NBR 5356, 2007)

Os principais fatores considerados no projeto de um transformador de potência são sua classe de isolamento, a corrente de operação e as solicitações de chaveamento e curto-circuito do sistema elétrico que solicitarão o dielétrico do equipamento.

A figura 2.1 mostra quatro tipos de transformadores com aspectos construtivos diferentes, inseridos com finalidade específica no sistema elétrico.



FIGURA 2.1 – TRANSFORMADORES NO SISTEMA ELÉTRICO.

Fonte: BECHARA,2010.

Este estudo aborda especificamente os transformadores da Rede Básica, que de acordo com a resolução normativa n° 270 operam em tensão primária nominal maior ou igual a 230kV, neste nível de tensão podem ser identificados como transformador interligador quando o secundário é interligado a um nível de transmissão ou subtransmissão, ou chamado de transformador de força quando o secundário ou terciário do transformador estão interligados a um ou mais alimentadores da rede de distribuição.

2.2 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DA REDE BÁSICA

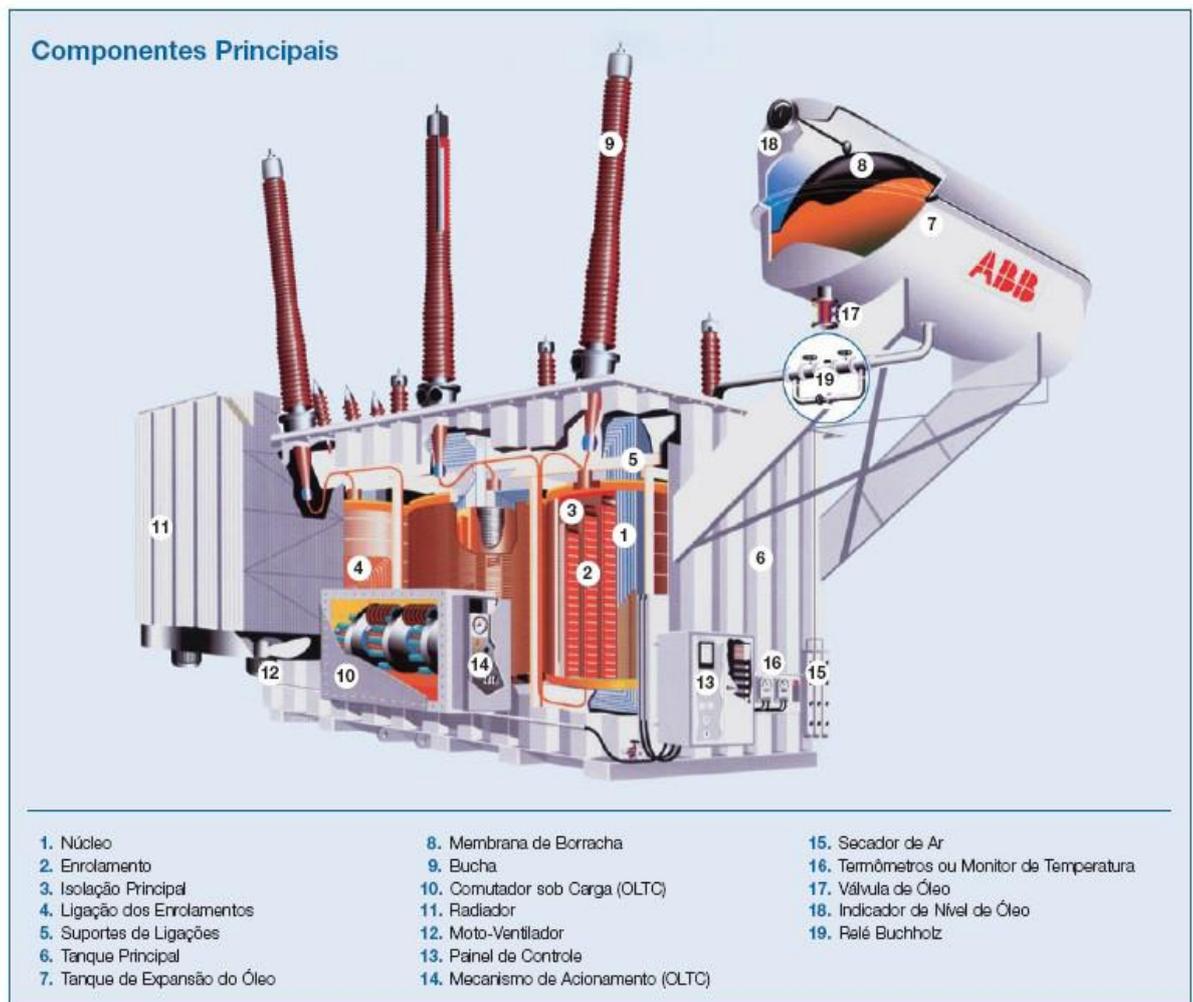


FIGURA 2.2 – PRINCIPAIS COMPONENTES DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.

Fonte: SOARES, 2010.

A figura 2.2 mostra o esquema de um transformador típico da Rede Básica e seus principais componentes, esta seção descreve os principais componentes do transformador de potência incluindo seus principais componentes periféricos. Estes componentes permitem ao transformador desempenhar sua função principal, uma falha ou defeito em qualquer destes componentes pode causar um desligamento por atuação de proteções, perda da integridade do equipamento, ou o decréscimo da vida útil do transformador.

2.2.1 Núcleo

O núcleo do transformador constitui-se de chapas de aço silício laminadas a frio, seus grãos são orientados no sentido da laminação com cortes em espessuras típicas de 0,3 a 0,4 mm (SOARES,2010).

Para que haja indução de tensão do primário para o secundário de um transformador com máxima eficiência possível deve haver um circuito magnético fechado com baixa relutância (HEATHCOTE,1998).

O circuito magnético de um transformador difere de acordo com as características requeridas no projeto, a figura 2.3 exibe um núcleo de um transformador monofásico com duas colunas principais, um trifásico com três colunas principais e um transformador trifásico com três colunas principais e duas de retorno.

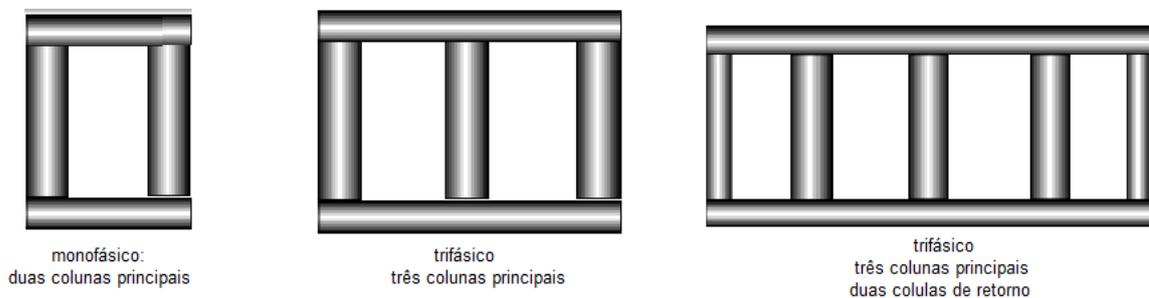


FIGURA 2.3 – TIPOS DE NÚCLEO DE TRANSFORMADORES.

Fonte: BECHARA,2010.

O núcleo com cinco pernas é utilizado em alguns projetos por dispor de duas pernas de retorno do fluxo magnético e fornece reforço estrutural para grandes transformadores. As chapas do núcleo são presas por tirantes e fitas, alguns núcleos possuem canais de circulação de óleo para resfriamento.

As chapas de aço silício possuem vida útil prolongada e podem ser reaproveitadas caso haja falha em outro componente que não afete sua integridade. O núcleo pode perder sua funcionalidade devido ao curto circuito entre chapas, perda de aterramento das partes metálicas ou o esmagamento do núcleo pelo enrolamento.

2.2.2 Enrolamentos

Os enrolamentos são montados concentricamente em volta das pernas do núcleo, o enrolamento mais próximo ao núcleo é o de menor classe de tensão e o mais afastado é o de maior. Esta configuração é adotada com finalidade de economizar materiais isolantes aumentando-se gradativamente o nível de tensão com a distância elétrica. A figura 2.4 mostra o esquema construtivo de enrolamentos de um transformador com três enrolamentos e uma bobina de regulação.

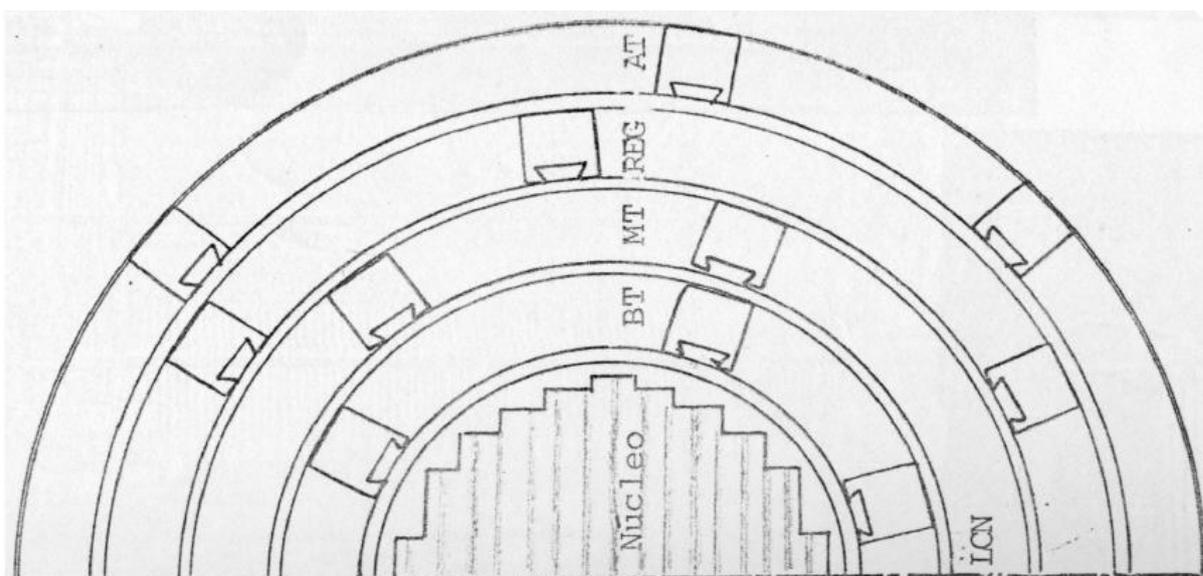


FIGURA 2.4 – DISPOSIÇÃO DE ENROLAMENTOS DE TRANSFORMADORES DA REDE BÁSICA.
Fonte: SOARES, 2010.

Nota-se na figura 2.4 que o enrolamento de regulação do transformador da Rede Básica é construído entre o enrolamento primário e o secundário, este enrolamento tem geralmente várias derivações que serão conectadas em série com o enrolamento de alta tensão, a mudança destas derivações resulta na regulação de tensão do transformador.

Os enrolamentos de transformadores da Rede Básica são constituídos por condutores transpostos ou germinados e geralmente isolados por papel Kraft termoestabilizado. (SOARES, 2010).

O papel por ser um material higroscópico tem a característica de absorver água de ambientes próximos, além disso, o acréscimo de umidade e temperatura contribui para redução da vida útil da isolação sólida do equipamento (GAMBOA,2003).

Desta forma o transformador de potência deve possuir sistemas de refrigeração e selagem para conservar sua vida útil e qualquer elevação de temperatura por período prolongado, ou perda de estanqueidade por vazamentos ou ruptura do sistema de selagem pode contribuir para falha precoce do equipamento.

2.2.3 Tanque

O tanque também denominado como a carcaça do transformador, abriga o núcleo, enrolamentos, assim como todo material isolante e suportes de sustentação. Para transformadores acima de 15 kVA são utilizados radiadores fixados no tanque com área total de transferência de calor proporcional a potência do equipamento (SOARES,2010).

Para transformadores com potência elevada e grande volume de óleo tem-se um tanque de expansão com finalidade de permitir a dilatação do líquido isolante sem que a parte ativa presente no tanque principal fique descoberta.

A função operacional do tanque é permitir o resfriamento do equipamento por circulação de líquido isolante e realizar a selagem não permitindo a entrada de contaminantes externos na parte ativa do transformador.

2.2.4 Bucha

Uma bucha é definida como uma peça ou estrutura de material isolante, que garante a passagem isolada de um condutor através de uma parede não isolante (NBR 10202, 2010).

Existem basicamente dois tipos de buchas, a do tipo seca e a capacitiva, a diferença entre as duas é que a capacitiva possui várias camadas de material semicondutor e camadas isolantes formando uma associação de capacitores em série, isto reduz gradativamente o

potencial elétrico quanto mais afastado do centro condutivo da bucha e próximo da interface externa.



FIGURA 2.5 – COMPONENTES INTERNOS DE UMA BUCHA CAPACITIVA.

Fonte: adaptado de MELO, 2008.

A figura 2.5 exibe uma bucha capacitiva típica para operação em tensão nominal de 34,5kV ou maior, os tipos de isolação principal das buchas capacitivas podem ser do tipo:

Papel Impregnado com Óleo (OIP): o núcleo da bucha é construído com papel impregnado com óleo isolante e possui óleo preenchendo seu volume até a camada externa de isolação, este tipo de bucha possui o melhor histórico de operação, porém são inflamáveis e podem causar graves danos ao transformador de potência (Cigré WG A2.34, 2010).

Papel Colado com Resina (RBP): este tipo de bucha possui papel com uma camada fina de cola de resina além de uma camada central semicondutora para formar os capacitores concêntricos. Este tipo de bucha pode possuir uma considerável quantidade de ar distribuído entre as lâminas que pode causar descargas parciais (SILVA,2007), não é mais fabricada devido a facilidade de contaminação de seu núcleo provocando a falha da bucha.

Papel Impregnado com Resina (RIP): possui o papel impregnado com resina curável, esta bucha se provida de invólucro isolante pode ter o compartimento intermediário

preenchido com material isolante (MELO,2008), esta bucha é não inflamável e possui alto preço de fabricação.

Gás: em subestações isoladas a gás (GIS), o gás isolante interno a bucha é o mesmo dos dutos, onde o controle do campo elétrico é realizado por um arranjo de eletrodos perfilados (SILVA,2007), a maioria destas buchas possuem como principal meio isolante o hexafluoreto de enxofre (SF6).

Epoxy: consiste em uma isolação de plástico termofixo que é injetado entre o condutor central e a carcaça do equipamento, estão atualmente crescendo em popularidade para aplicação em diversos níveis de tensão (Cigré WG A2.34, 2010).

Outra classificação é da composição do isolante externo, que pode ser de:

Porcelana: material com ótima resistência mecânica e elétrica, a porcelana possui uma tensão de ruptura alta, porém quando sobre solicitada não possui indicação de sinais de estufamento ou dilatação, portanto pode estilhaçar repentinamente causando danos a outros equipamentos e comprometendo a segurança de operadores.

Compostos: São construídas com resina de vidro envolvidas por silicone ou resina Epoxy, para projetos que consistem exclusivamente de Epoxy este tipo de tecnologia recente reduz a possibilidade de estilhaço do isolador externo, porém em algumas aplicações sofrem deterioração de superfície (Cigré WG A2.34, 2010).

A conexão entre o enrolamento e o meio externo pode ser efetuada por cabos ou hastes, o condutor energizado central da bucha é protegido e isolado por camadas de isolante e semicondutor concêntricas ao núcleo e com capacitâncias idealizadas idênticas, figura 2.6.

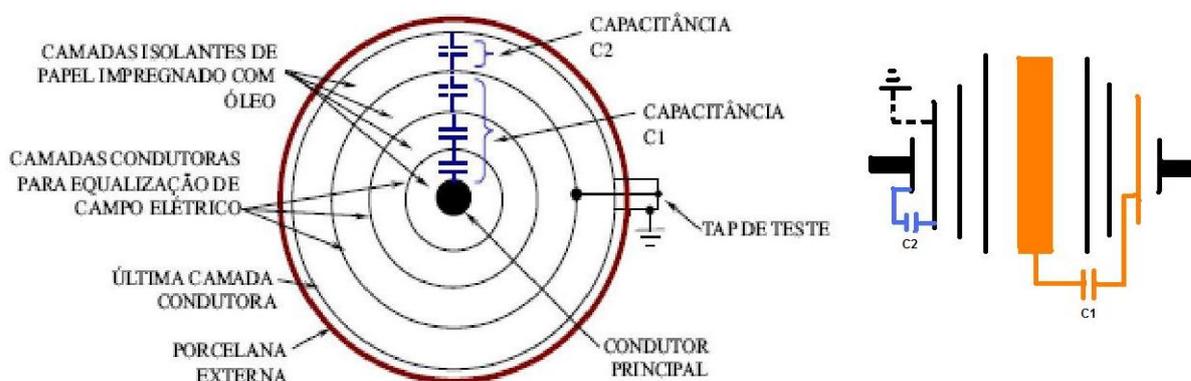


FIGURA 2.6 – CAPACITÂNCIAS DE BUCHAS CONDENSIVAS.

Fonte: adaptado de MELO, 2008.

Pode-se perceber na figura 2.6 que o comprimento do material semiconductor diminui com o aumento da distância entre o condutor central e camada semicondutora, isto ocorre devido ao fato que os capacitores em série devem possuir capacitâncias semelhantes, isto é verificado pela equação 2.1:

$$C = \frac{e \cdot A}{d} \quad (2.1)$$

Onde:

C- Capacitância

e – permissividade do meio isolante

A – área placas do capacitor

d – distância entre placas do capacitor

Para última camada capacitiva há uma conexão chamada de tape de derivação, este tape é utilizado para ensaios de capacitância principal e fator de dissipação, quando não é utilizado para testes um dispositivo o aterra, geralmente a própria tampa do dispositivo.

Estudos de grupos internacionais e nacionais indicam que as buchas são componentes críticos de transformadores de potência, pois representam de acordo com o Cigrè cerca de 10% das falhas em transformadores. Geralmente as falhas em buchas capacitivas com corpo de porcelana e meio isolante de papel impregnado com o óleo geram explosões e danos expressivos ao transformador e outros equipamentos próximos instalados na subestação.

2.2.5. Comutador

A variação de carga do sistema elétrico causa a oscilação na tensão da fonte, portanto os comutadores de carga são utilizados em transformadores para alteração do nível de tensão através de conexão com adição ou subtração de espiras que compõem o enrolamento de regulação, sendo seu comando realizado geralmente por meio de motores que posicionam os contatos inserindo ou retirando espiras para manter a tensão de saída regulada (BECHARA, 2009).

As bobinas de regulação podem ser ligadas em série com o enrolamento principal realizando a comutação linear ou ser do tipo inversor que efetua por meio de chaveamento

central a adição ou subtração de espiras com inversão de polaridade da bobina de regulação em relação ao fluxo da bobina principal (HENCKE,2011).

Os tipos de arranjos de regulação são exibidos na figura 2.7, a comutação pode ser realizada com o comutador de derivações sem tensão (*Off Circuit Tap Changer - OCTC*), sendo necessário desligar o transformador para efetuar a mudança de relação de espiras do primário para o secundário, neste caso a mudança de contatos deve ocorrer com o transformador desligado para não haver geração de arco elétrico.

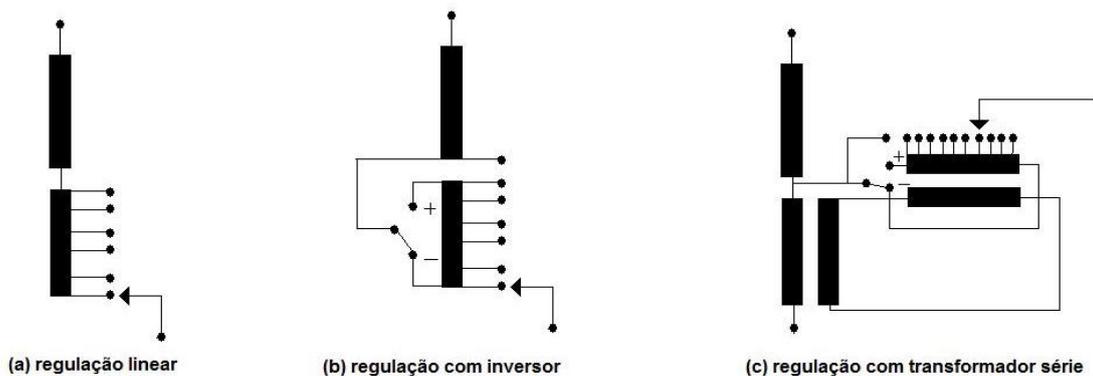


FIGURA 2.7 – TIPOS DE REGULAÇÃO.

Fonte: HENCKE, 2011.

Para transformadores que alimentam circuitos com curvas de carga que variam muito no tempo é necessário utilizar um comutador de derivações em carga (*On Load Tap Changer – OLTC*), este por sua vez consiste de três componentes principais:

Chave comutadora: é o dispositivo que realiza a transferência de carga sem interromper a corrente de carga durante a mudança da seleção de tape, este componente possui contatos fixos e móveis, que realizam a efetiva mudança do número de espiras. Um resistor ou reator limita a corrente de curto-circuito na transição de espira. O conjunto da chave comutadora fica imersa em óleo isolante em um compartimento diferente do óleo do transformador (HENCKE,2011).

A chave comutadora é o componente do transformador que mais sofre desgaste devido aos esforços mecânicos e elétricos a qual é submetida toda vez que ocorre uma mudança de derivação, portanto o óleo isolante da chave comutadora possui geralmente grande quantidade

de gases dissolvidos de alta energia, possuindo um tanque principal e de expansão separados do tanque do transformador para não haver contaminação.

Chave seletora e pré-seletora: a chave seletora é composta de contatos fixos e móveis, normalmente compartilhando o mesmo óleo isolante onde é imersa a parte ativa, a mudança de posição dos contatos não gera arco elétrico que resulte em gases combustíveis no óleo do transformador (BECHARA,2010).

Portanto a seletora efetua a seleção de tape da bobina de regulação antes da atuação da chave comutadora, conduzindo corrente na tensão selecionada sem interromper o circuito elétrico.

A chave inversora por outro lado tem função de adicionar ou subtrair linhas de campo modificando a relação Ampere x espira do enrolamento de regulação do transformador que é geralmente o enrolamento primário.

Mecanismo de acionamento: possui um acionamento manual e outro motorizado independentes, o mecanismo de acionamento é responsável pelo carregamento dos acumuladores de energia e mecanismos móveis da chave comutadora e chave seletora.



(a) chave seletora

(b) chave comutadora a vácuo

(c) montagem chave no tanque

FOTO 2.1 – SUBCOMPONENTES DO COMUTADOR.

Fonte: Próprio Autor.

Os principais componentes dos comutadores são mostrados na foto 2.1. Dentre outros componentes estão os dispositivos de proteção contra sobrepressão interna, como por exemplo, o relé de fluxo de óleo. Tem-se também o filtro de óleo utilizado para realizar a circulação de óleo e retirar impurezas geradas pelos arcos internos de alta energia provocados pela mudança de espira na regulação de tensão.

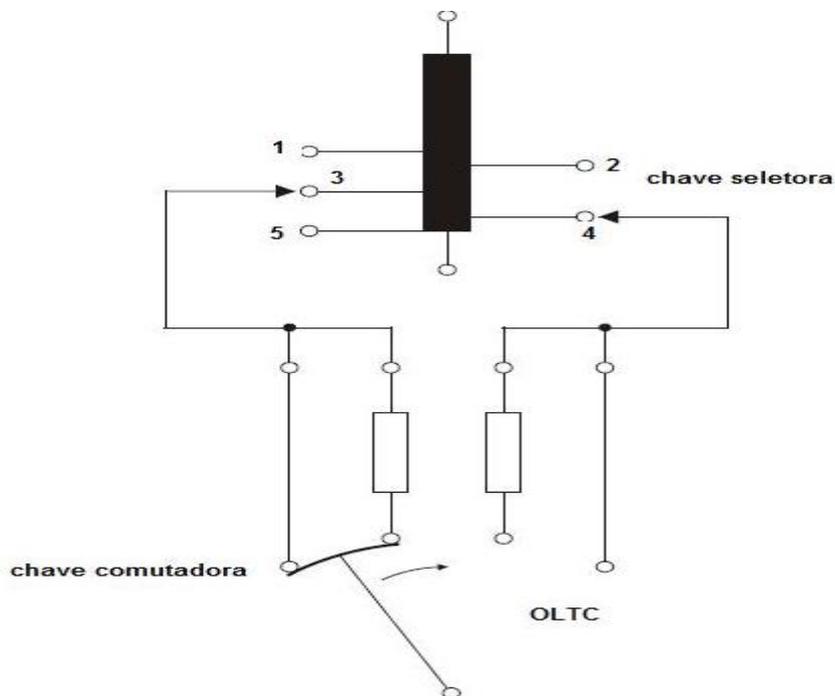


FIGURA 2.8 – ETAPAS DA REGULAÇÃO.

Fonte: PAULINO, 2004.

Basicamente, o funcionamento da chave comutadora pode ser explicado pela figura 2.8, inicialmente a chave se encontra na posição ímpar equivalente a derivação 3, quando o mecanismo de acionamento atua, o contato da chave seletora que inicialmente se encontrava na posição 2 passa para posição 4.

Após a seletora ter assumido esta configuração, mostrada na figura 2.8, os contatos móveis da chave comutadora iniciam o movimento, desta forma o contato insere um resistor de transição que limita a corrente de carga sem efetuar a interrupção do circuito. Na metade da transição, surge uma corrente de circulação do tape 3 para o tape 4 que é limitada pelo valor das duas resistências de transição em série.

Conseqüentemente na mudança para o tape 4 a corrente fica limitada ao resistor de transição antes de assumir a posição final na derivação 4. Desta maneira o comutador efetua a

mudança de derivação sem interromper o circuito, sendo a corrente de comutação limitada apenas pelo valor da resistência de transição e o grau de tensão.

Existem diversos tipos de chaves comutadoras no mercado, atualmente as mais modernas não necessitam de filtro de óleo, pois efetuam a abertura e o fechamento de ampolas a vácuo, esta nova tecnologia diminui o desgaste da chave comutadora devido a extinção dos arcos elétricos internos.

Comutadores são os componentes de maior desgaste em transformadores de potência, além de possuírem grande complexidade para sua manutenção, por essa razão é o componente com maior índice de falha em transformadores, algumas das falhas predominantes são o desgaste de peças e a falha humana em manutenções preventivas.

2.2.6. Óleo Isolante

O óleo isolante mineral utilizado em transformadores é extraído do petróleo, suas características dependem da natureza e do processo de preparação do petróleo. Sendo que são constituídos de uma mistura de hidrocarbonetos em sua maioria e heterocompostos em pequena proporção (MILASH, 1998).

Os tipos de hidrocarbonetos que constituem o óleo isolante são, principalmente, os saturados (parafínicos e naftênicos) que são quimicamente pouco ativos. Isto se faz necessário para que óleo não ataque os demais materiais do equipamento. Como estes compostos apresentam alta degradação em ambientes com oxigênio e calor, uma parcela de hidrocarbonetos não saturados é adicionada conferindo-lhe maior estabilidade ao meio isolante (SOARES,2010).

O tanque do transformador de alta potência é impregnado com óleo mineral isolante, este óleo deve possuir menor viscosidade e maior rigidez dielétrica para cumprir sua função de bom fluído para resfriamento e isolante elétrico.

Dentre outras características físico-químicas importantes para verificar as condições do óleo isolante estão a (MILASH, 1998):

- Tensão interfacial: detecção da presença de contaminantes e/ou degradação natural do óleo. Uma redução no valor da tensão interfacial indica a deterioração do óleo.

- Índice de neutralização: indica a presença de ácidos livres formados pela degradação do óleo, a detecção de um alto índice neutralização pode indicar que óleo está em estágio avançado de degradação com possível formação de borra que compromete a fluidez do óleo para o resfriamento do transformador.

O óleo isolante impregna a isolação sólida da parte ativa do transformador, melhorando as características de isolantes do papel composto de celulose. Como a taxa de absorção de água no óleo é muito inferior que a do papel, o meio isolante sólido detém praticamente toda massa de óleo no interior do transformador (MILASH,1998).

Outro fator de extrema de importância do óleo isolante é que o mesmo é utilizado para diagnóstico de falhas no transformador de potência. As falhas térmicas que ocorrem internamente ao transformador são detectadas por gases dissolvidos no óleo isolante, dependendo da temperatura da falha térmica interna aparece uma combinação de gases dissolvidos característica no óleo isolante (IEEE Std C57.104, 1991).

Desta forma, o método mais difundido para acompanhamento do transformador de potência em concessionárias e empresas do ramo são os ensaios que detectam a quantidade de gases dissolvidos e análises físico-químicas do óleo isolante.

2.2.7. Sistema de Selagem

Como mostrado na seção 2.2.3, o transformador de potência possui um tanque de expansão que permite o equipamento “respirar” durante o processo de aquecimento e resfriamento do óleo decorrente da variação de carga.

Desta forma no processo de resfriamento para que não haja entrada de ar externo com umidade, o transformador deve possuir um componente que realize a secagem do ar, retirando a umidade e permitindo a entrada somente de ar seco por um orifício.

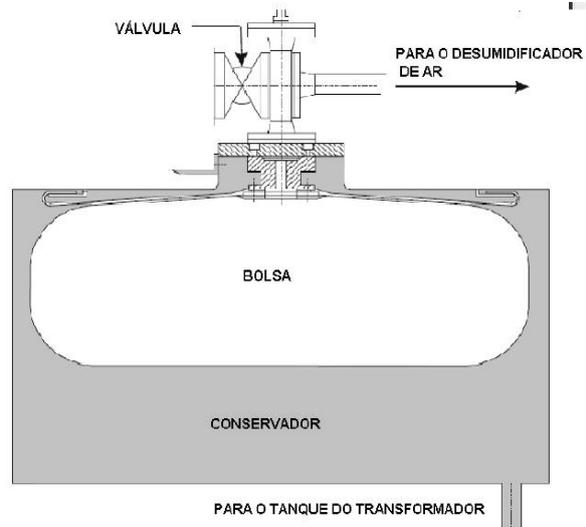
A maioria dos transformadores de grande porte possuem uma bolsa ou membrana de borracha nitrílica que realiza a selagem do óleo do transformador para o ambiente externo, permitindo a variação de volume do óleo.

A parte que permanece constantemente em contato com o óleo deve ser compatível com óleo isolante impedindo a sua degradação com o tempo (SOARES,2010). A figura 2.9

mostra o secador de ar com sílica-gel e o esquema de uma bolsa instalada no tanque de expansão de um transformador de potência.



(a) secador de ar



(b) bolsa de borracha nitrílica instalada no conservador

FIGURA 2.9 – SECADOR DE AR E BOLSA DE SELAGEM.

Fonte: SOARES, 2010.

2.2.8. Alarmes e Proteções

O transformador de potência é o elemento de maior responsabilidade dentre os demais empregados numa subestação, portanto é de fundamental importância um estudo pormenorizado sobre as proteções que devem ser utilizadas para manter a sua integridade e permanência em operação (FILHO, 2011).

Desta forma o transformador de potência possui vários dispositivos elétricos que são sensibilizados por grandezas elétricas ou mecânicas que realizam a interrupção do circuito através da abertura de disjuntores instalados para proteção do transformador de potência, minimizando os efeitos de defeitos internos ou externos ao equipamento.

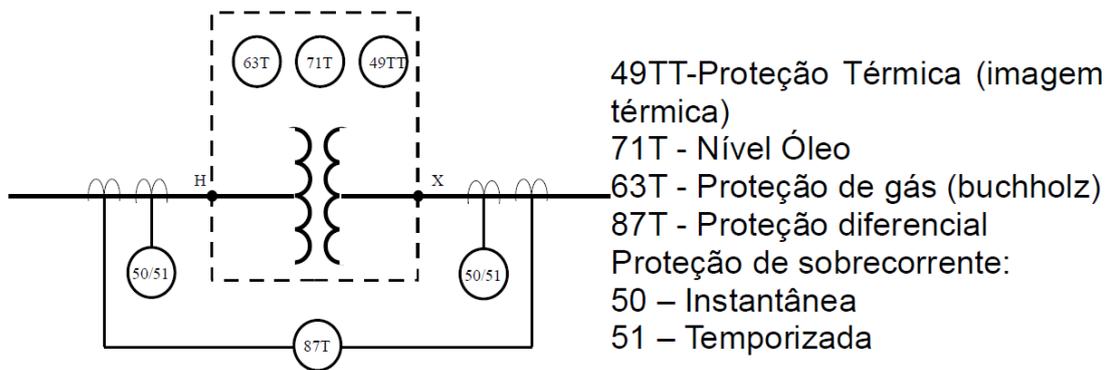


FIGURA 2.10 – PRINCIPAIS PROTEÇÕES DE TRANSFORMADORES.

Fonte: SOARES, 2010.

A falha ou atuação tardia de fração de segundos da proteção pode causar uma falha interna no transformador ou até a explosão do mesmo. Dentre várias proteções existentes tem-se a descrição das mais importantes ilustradas na figura 2.10 com sua respectiva nomenclatura definida pela norma ANSI:

- Imagem térmica (49 TT): a temperatura do óleo é medida por uma termorresistência de platina instalada no topo do tanque do transformador. Paralelo a isto é medido por transformadores de corrente a corrente de operação de uma fase do enrolamento e feita a imagem térmica, efetuando a medição de temperatura do enrolamento a partir de modelos matemáticos obtidos de ensaios de aquecimento em fábrica.

- Nível do óleo (71T): é instalada uma boia que mede a quantidade de óleo existente no tanque de expansão do transformador, quando o nível de óleo diminuir ou a bolsa do conservador se romper o indicador indicará o mínimo atuando em função de alarme.

- Relé de Gás Buchholz (63T): é instalado entre o tanque principal e o conservador de óleo possuindo dois níveis de atuação, o nível de alarme ocorre quando há acúmulo de gases em sua parte superior ativando a atuação do primeiro estágio, quando os gases gerados são de alta energia o relé atua na segunda posição indicando um defeito térmico interno. A baixa quantidade de óleo também pode atuar o relé de gás no segundo estágio.

- Relé de Sobrecorrente Instantâneo e Temporizado (50/51): são instalados nos secundários dos transformadores de corrente que protegem o equipamento efetuando a abertura do circuito em tempo determinado pela corrente de defeito e curvas parametrizadas

de ajuste do relé, este protege o transformador contra curto-circuitos e elevadas sobrecorrentes de origem externa.

- Relé de Proteção Diferencial (87T): é provavelmente a proteção mais importante do transformador de potência instalados em secundários dos transformadores de corrente na saída de cada enrolamento. A atuação básica se dá quando a diferença de correntes que entram e saem do transformador ultrapassa o valor ajustado no relé. Assim essa proteção atua para defeitos internos em transformadores de potência gerados por fugas de corrente na isolação (FILHO, 2011).

2.3. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os principais conceitos de funcionamento e os principais componentes de transformadores de potência, a grande maioria das manutenções preventivas e corretivas está concentrada nesses componentes apresentados.

SE	EQUIPAMENTO	COMPONENTE	SUBCOMPONENTE	CAUSA	DATA	DURAÇÃO	AÇÃO
1	BTF-A	ENROLAMENTO	-	CURTO-CIRCUITO	28/03/09	12,48	SUBSTITUIÇÃO RESERVA
21	ATF-B	COMUTADOR	MEC. DE ACION.	HUMANA MANUTENÇÃO	18/06/09	142,92	SUBSTITUIÇÃO DE PEÇAS AVARIADAS
25	ATF-C	COMUTADOR	CHAVE COM.	QUEIMA COMPONENTE	12/04/10	15,13	SUBSTITUIÇÃO DE PEÇAS AVARIADAS
6	TF-B	COMUTADOR	FILTRO	PERDA DE ESTANQUEIDADE	21/04/10	0,92	SUBSTITUIÇÃO DE PEÇAS AVARIADAS
1	BTF-A	PROTEÇÃO	TC DE BUCHA	FABRICAÇÃO	23/04/10	1,6	SUBSTITUIÇÃO DE PEÇAS AVARIADAS
9	TF-1	CONEXÕES	ALIMENTADOR 13,8kV	MAU CONTATO	05/01/10	1,17	REAPERTO DE CONEXÕES
8	TF-B	ENROLAMENTO	-	CURTO-CIRCUITO	13/05/10	770,4	SUBSTITUIÇÃO RESERVA
3	TF-2	BUCHA	CONEXÃO EXTERNA	CURTO-CIRCUITO	25/05/10	6,3	INSTALAÇÃO PROTETOR DE BUCHA
2	ATF-D	COMUTADOR	MEC. ACION.	QUEBRA COMPONENTE	07/08/10	26,98	SUBSTITUIÇÃO DE PEÇAS AVARIADAS
2	BTF-A	PROTEÇÃO	RELÉ DIFERENCIAL	DEFEITO RELÉ	06/11/10	0,43	SUBSTITUIÇÃO RESERVA
4	TF-B	COMUTADOR	FILTRO	BAIXO NIVEL DE ÓLEO	28/12/10	1,06	ENCHIMENTO DE ÓLEO
7	TF-B	COMUTADOR	CHAVE. COM.	HUMANA MANUTENÇÃO	09/01/12	1501,25	SUBSTITUIÇÃO DE PEÇAS AVARIADAS
11	ATF-A	ENROLAMENTO	-	CURTO-CIRCUITO	17/02/12	0,47	ENSAIOS ELÉTRICOS VERIF PERDA COND ENR
7	TF-B	SELAGEM	MEMBRANA	FUO MEMBRANA	18/03/12	2,43	RETIRADA DE PEÇAS AVARIADAS
13	ATF-B	BUCHA	FLANGE	PERDA DE ESTANQUEIDADE	25/04/12	2,2	SUBSTITUIÇÃO DE PEÇAS AVARIADAS

QUADRO 2.1- FALHAS DE TRANSFORMADORES DA REDE BÁSICA NO PERIODO CONSIDERADO.

Fonte: Autoria Própria.

O quadro 2.1 relaciona as falhas dos transformadores no período analisado com a duração da indisponibilidade, componente e subcomponente que falhou, causa e ação para restabelecimento da função operativa.

Pode-se notar que vários dos componentes descritos neste capítulo, propiciaram pelo menos uma ocorrência de perda de função no período dos dados analisados neste estudo, o quadro 2.1 exhibe a duração de reparo para manutenção corretiva e datas das falhas. Estes dados serão utilizados no capítulo 5 para determinação do tempo de manutenibilidade do equipamento e a probabilidade de ocorrência de uma falha com a idade do equipamento.

3 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 270 – ANEEL

3.1 INTRODUÇÃO

A separação das atividades econômicas do setor elétrico em muitos países e a abertura do mercado de investidores privados às empresas de transmissão de energia elétrica levou os reguladores a gerar um novo marco regulatório que estimula a maximização da disponibilidade do serviço de transmissão mediante sinais técnicos e econômicos orientados à gestão do serviço de transporte de energia (NUÑES, 2004).

Além do requisito de disponibilidade, o órgão regulador atualmente vem buscado a modicidade tarifária, impondo leilões para novas concessões e aplicando revisões às tarifas já praticadas (PETRILLO, 2007).

Neste capítulo será apresentado as disposições gerais e conceitos fundamentais da resolução normativa nº 270 que estabelece o regulamento definido por legislação para remuneração de ativos de acordo com sua disponibilidade e os parâmetros para medição da qualidade dos serviços de transporte de energia.

3.2 TERMOS E DEFINIÇÕES (ANEEL, 2007)

Serão apresentados alguns termos definidos pela resolução normativa nº 270:

I – Adicional a RAP: valor a ser adicionado à Receita Anual Permitida – RAP estabelecido pela ANEEL como incentivo à melhoria da disponibilidade das instalações de transmissão, tendo como referência a receita da Parcela Variável por Indisponibilidade;

V – Desligamento Programado: indisponibilidade de uma Função Transmissão, programada antecipadamente em conformidade com estabelecido nos Procedimentos de Rede;

VII – Função Transmissão – FT: conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerando de forma solidária para fins de apuração de prestação de serviço de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, conforme estabelecido na resolução normativa nº 191, de 12 de dezembro de 2005;

VIII – Intervenção de urgência: intervenção solicitada com antecedência inferior a 24 (vinte e quatro) horas, em relação ao horário do desligamento, ou com antecedência entre 24 (vinte e quatro) horas e 48 (quarenta e oito) horas, em relação ao horário do desligamento e sem que seja possível ao ONS programar as condições operativas do SIN;

XI - Outros desligamentos: qualquer indisponibilidade de uma FT não considerada como desligamento programado;

XII – Padrão de Duração de Desligamento: duração máxima de Desligamentos Programados ou de Outros Desligamentos de uma FT no período contínuo móvel de doze meses, até a qual não se aplica o desconto da Parcela Variável por Indisponibilidade;

XIII – Padrão de Frequência de Outros Desligamentos: número máximo admissível de Outros Desligamentos de uma FT, no período contínuo móvel de doze meses, até o qual não se aplica a penalidade associada à frequência;

XIV – Pagamento BASE – PB: parcela equivalente ao duodécimo da RAP associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma FT, nos termos da Resolução Normativa 191, de 2005;

XV – Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI: parcela a ser deduzida do Pagamento Base por Desligamentos Programados ou Outros Desligamentos decorrentes de eventos envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, consideradas as exceções e as condições definidas nesta na própria Resolução;

XVI – Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária – PVRO: parcela a ser deduzida do Pagamento Base por restrição operativa temporária existente na FT, de responsabilidade da concessionária de transmissão, que resulte na dedução da(s) capacidade(s) operativa(s) da própria FT;

XVII – Percentil de 25% da Duração de Desligamento: valor da duração de Desligamento Programado ou de Outros Desligamentos, correspondente à posição do primeiro quartil da distribuição estatística da duração de desligamento das FT.

3.3 MEDIÇÃO DA QUALIDADE DO SERVIÇO E APLICAÇÃO DE DESCONTOS

A qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica é medida a partir da disponibilidade da função de transmissão analisada, as quais serão consideradas indisponíveis quando estiverem fora de operação devido a desligamentos programados, outros desligamentos ou atraso na entrada em operação (ANELL, 2007).

O sistema de transmissão por possuir grande número de componentes (de diferentes tipos, fabricantes e modelos dos mais diversos tipos), necessita de ações de manutenções específicas para cada caso. A priorização da manutenção em sistemas de transmissão é extremamente importante, pois uma falha de um componente pode ter diferentes níveis de consequência, desde irrelevantes até catastróficas (PETRILLO, 2007).

A ONS é obrigada segundo o Artigo 7º da norma regulamentadora nº 270 encaminhar anualmente um relatório de desempenho e todas FTs que compõe a remuneração das funções da Rede Básica, especificando no mínimo, o número, duração e responsabilidade dos desligamentos e das restrições operativas temporárias, assim como os descontos variáveis ocorridos no período.

Nos casos em que ocorrer indisponibilidade da FT o Pagamento Base estará sujeito ao desconto da Parcela Variável por Indisponibilidade e da Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária (CORREA, 2010).

A expressão para cálculo do desconto da PVI, aplicado quando a duração total de desligamento de uma FT no período de 12 meses ultrapassa os valores estabelecidos na tabela 1.1, utiliza como referência a equação 3.1:

$$PVI = \frac{PB}{1440D} K_p \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440D} \left(\sum_{i=1}^{NO} K_{o_i} DVOD_i \right) \quad (3.1)$$

Onde:

- PB - Pagamento base da FT referenciado ao mês de ocorrência do desligamento;
- DVDPi – Duração verificada de desligamentos programados, consiste na duração em minutos do i-ésimo desligamento programado e aprovado pela ONS que ocorreu dentro do período de apuração;

DVODi - Duração verificada de outros desligamentos, consiste na duração em minutos do i-ésimo desligamento não programados para manutenção, como exemplo falhas na operação do equipamento, falhas nos componentes que prejudiquem a funcionalidade da FT, atuação de proteções contra defeitos externos e atuação indevida na proteção;

D – número de dias do mês de apuração;

Kp – fator multiplicador para Desligamentos Programados;

Koi – fator multiplicador para Outros Desligamentos com duração até 300 minutos. Nesta fórmula, o fator Koi será reduzido para Kp após o 300º minuto de indisponibilidade por outros desligamentos na FT em um período acumulado de 11 meses anteriores somado aos desligamentos do mês de apuração;

Np – número de desligamentos programados da FT ocorridos no mês de apuração;

No – número de outros desligamentos da FT ocorridos no mês de apuração.

Para a função de transmissão de transformação TR o fator de multiplicação Ko no primeiro ano e no segundo ano são iguais a 100 e 150 respectivamente, enquanto que o fator de multiplicação Kp do primeiro e segundo ano são iguais a 6,67 e 10 respectivamente. Desta forma a regulamentação admite o padrão de falhas que será visto no capítulo 4 representado pela curva da banheira, no primeiro ano a tendência de falha é maior que no segundo devido ao período de mortalidade infantil.

O Artigo nº 17 assume que nos primeiros seis meses a contar da data de entrada em operação comercial de uma nova FT não será considerado os descontos para PVI e da PVRO, além disso, no Artigo nº 20 os desligamentos para intervenção de urgência são caracterizados como outro desligamento com o fator de multiplicação Ko reduzido para 50 (ANELL, 2007).

Outro fator importante na gestão da parcela variável é a redução de parcela variável por restrição operativa PVRO que será o resultante da multiplicação do Pagamento Base, expresso em moeda corrente nacional por minuto, pelo somatório do produto da redução da capacidade operacional de curta e longa duração proporcional a duração das restrições operativas expressas em minutos.

3.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Como mostrado no capítulo, o setor elétrico é dentro dos serviços de infraestrutura um dos que possui normas e exigências mais rígidas em território nacional. A não conformidade de seus ativos pode resultar a longo ou curto prazo na perda de receita das empresas que possuem instalações na Rede Básica.

Como visto, a norma regulamentadora incentiva as boas práticas de manutenção, tentando reduzir cada vez mais as manutenções corretivas, que geram restrições operativas ao sistema interligado, causando cortes de carga e até os famosos “apagões”. Desta forma, a norma libera um período de franquia para execução de manutenções preventivas e preditivas para que o sistema possa remanejar em datas oportunas as cargas sem afetar a disponibilidade do mesmo.

Por essa razão empresas do setor elétrico cada vez mais, tendem a exigir de métodos de manutenção mais rápidos e com maior eficiência, para que a disponibilidade do seu sistema seja otimizada e os lucros anuais atendam ou superem as antigas expectativas de seus gestores.

4. TIPOS DE MANUTENÇÃO E DISPONIBILIDADE DE SISTEMAS

4.1. INTRODUÇÃO

O capítulo 2 mostrou os principais componentes de transformadores de potência da Rede Básica e como as falhas destes componentes afetam a função de transformação da Rede Básica. Por sua vez o capítulo 3 apresentou a regulamentação que defini a renumeração básica das empresas gestoras dos ativos pertencentes a Rede Básica durante o período de concessão, sendo que os lucros são gerados pela boa prática de manutenção.

Desta forma há necessidade de se otimizar a gestão de manutenção, para elevar ganhos e reduzir custos. Este capítulo trata de definições de tipos de manutenção, conceito de indisponibilidade e das funções de distribuição de probabilidade, além da correlação destas funções com o universo de dados.

Além disso, é apresentada a função de distribuição de Weibull que pelos testes de aderência efetuados pelo software Weibull ++ 8 mostrou-se a função com mais incidência de melhor aderência aos dados de falhas e desligamentos dos transformadores.

4.2. TIPOS DE MANUTENÇÃO

O planejamento e a gestão da manutenção nos últimos anos tem se tornado uma tarefa complexa devido ao grande número de instalações, complexidade de projetos, novas técnicas de manutenção e novas tarefas para o pessoal envolvido com manutenção (MOUBRAY, 2000).

Basicamente a manutenção é definida pela NBR 5462 como:

“Combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em estado no qual possa desempenhar uma função requerida.”

O tipo de manutenção é definido pelo tipo de intervenção planejada ou não em um componente ou sistema, podendo este ter plenas condições de operar ou não, a figura 4.1 mostra um esquema dos tipos de manutenção que serão estudadas a seguir.

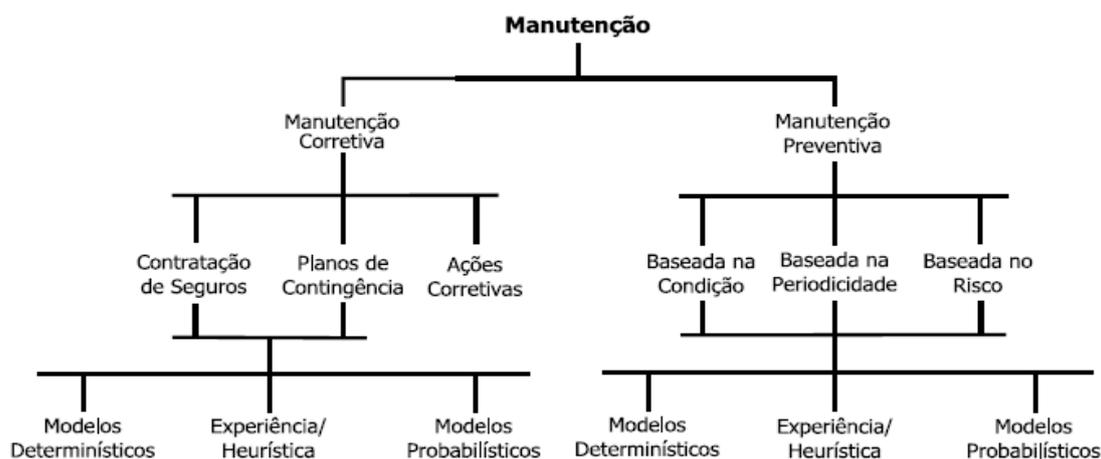


FIGURA 4.1 – DIVISÃO DOS TIPOS DE MANUTENÇÃO.

Fonte: PETRILLO, 2007.

4.2.1. Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva abrange todas as ações para retornar um sistema do estado falho para o estado operacional ou disponível, sendo a frequência de intervenções corretivas dependente da confiabilidade do equipamento. (LAFRAIA, 2007).

Nos sistemas modernos tem-se como premissa evitar paradas devidas a perda de função dos equipamentos, uma falha em um transformador de potência geralmente requer grande volume de pessoal e recursos financeiros para restabelecimento das funções do sistema, causando evidentemente grande transtorno aos envolvidos e perdas de receita inaceitáveis por organizações competitivas do setor elétrico.

Dependendo do tipo da falha e suas consequências, pode se optar somente pela ação de corretiva, ou seja, reparo após a falha de um componente. Por outro lado dependendo da seriedade e do tipo de falha deve-se optar pela contratação de seguros ou elaboração de planos de contingência respaldando-se em modelos probabilísticos de modos de falha, modelos determinísticos e a experiência de especialistas em diversos temas, vide figura 4.1. (PETRILLO, 2007).

4.2.2. Manutenção Preventiva

A manutenção preventiva é efetuada em intervalos de tempo predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, destinada a reduzir a probabilidade de falha ou de degradação de determinado componente do sistema (NBR 5462, 1994).

Desta forma este tipo de manutenção atua na prevenção de ocorrência de falhas, podendo ser programada quando ocorrem de acordo com uma periodicidade definida, ou variável em função da previsão do comportamento baseado na monitoração do estado do equipamento, quando as condições indiquem que a falha é eminente (LAFRAIA, 2007).

A manutenção preventiva pode ser dividida em três tipos: periódica, condição ou risco.

Baseada na Periodicidade: Todos componentes degradam com o passar do tempo, deve-se deste modo realizar intervenções em intervalos regulares com a intenção de recuperar uma condição anterior de menor degradação, retardando a falha. (PETRILLO, 2007).

Baseada na Condição: Através do monitoramento e inspeções periódicas realiza-se o acompanhamento das condições de determinados componentes do sistema, com isso se faz uma previsão de quando se deve realizar a manutenção ou substituição do componente, antes que o mesmo falhe.

Baseado no Risco: Estima a probabilidade e consequência para cada modo de falha do componente, determinando a abrangência e a frequência das intervenções dos componentes do sistema onde será efetuada a manutenção preventiva. (PETRILLO, 2007).

Conforme mostrado na figura 4.1, com um banco de dados e especialistas para análise da condição por meio de monitoramento é possível criar um programa de manutenção por meio de métodos probabilísticos, determinísticos e heurísticos.

Neste trabalho todas as manutenções programadas, incluindo as utilizadas para correção de defeito em componentes serão consideradas como manutenção preventiva, pois tais defeitos não ocasionam perda de função do sistema, sendo o componente reparado antes que o sistema perca sua funcionalidade.

Em transformadores de potência quando é efetuada a manutenção preventiva de um componente geralmente ocorre o aproveitamento de outras equipes para manutenção de outros

equipamentos ou componentes, devido a dificuldade da obtenção de autorizações para desligamentos.

Atualmente transformadores de potência possuem vários métodos de monitoramento com o equipamento energizado, tais métodos permitem acompanhamento contínuo da condição de buchas, comutadores, óleo isolante, geometria do enrolamento, entre outros com a finalidade de alertar as equipes de manutenção para evolução de defeito nestes componentes.

A figura 4.2 exhibe que um defeito com o tempo evolui para uma falha, desta forma deve-se atuar preventivamente na detecção de um defeito para retardar ou prevenir uma falha futura. (MOUBRAY, 2000).

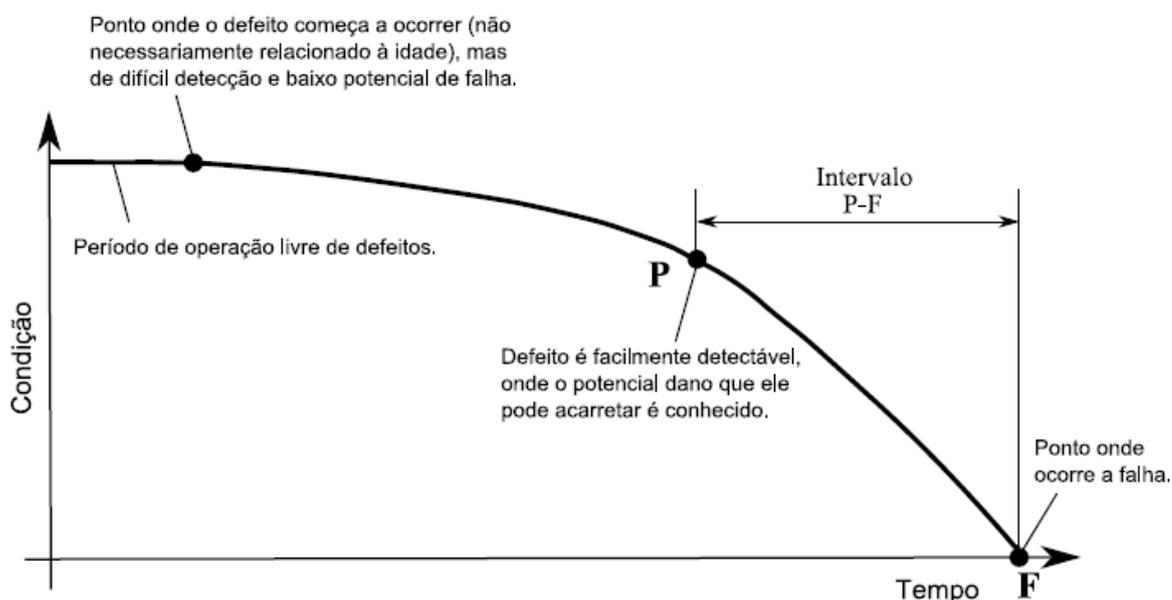


FIGURA 4.2 – CURVA DE EVOLUÇÃO DE DEFEITOS NA BASE DO TEMPO.

Fonte: MOUBRAY, 2000.

4.3. CONFIABILIDADE

Atualmente tornou-se evidente a importância da confiabilidade dos inúmeros sistemas industriais e de defesa com custo e a complexidade cada vez maiores, assim por exemplo, o fornecimento de energia elétrica a indústrias, hospitais e domicílios, precisa estar disponível quando requerido, pois o custo da não disponibilidade particularmente se não programada, pode ser muito alto (LAFRAIA,2007).

Formalmente a confiabilidade é definida pela NBR 5462 como a capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um intervalo de tempo.

A confiabilidade de um equipamento depende da taxa de falha do equipamento, sendo uma medida da probabilidade de um componente não falhar devido a uma causa fundamental para um determinado intervalo de tempo, número de operações, ou outra grandeza de medida conveniente.

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.

4.4. MANTENABILIDADE

A manutenibilidade é a capacidade de um componente ser mantido ou recolocado em condições de executar suas funções requeridas, sob condições de uso especificados, quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante procedimentos e meios prescritos (NBR 5462, 1994).

Outra definição pode ser dada como a probabilidade de um componente avariado ser recolocado em seu estado operacional, em período de tempo predefinido, medindo a facilidade com que pode ser realizado uma intervenção de manutenção (FILHO, 2004).

Desta maneira é definido o tempo médio de reparo (*MTTR – Mean Time To Repair*) que nada mais é que a medida de tempo de manutenção com métodos procedimentais bem definidos.

Neste trabalho será estudado as curvas do tempo de manutenção programada (preventiva) e não programada (corretiva) para transformadores de potência desde da efetivação da norma regulamentadora nº 270 da ANELL com base na idade do ativo. Portanto será explicitado como estão sendo realizados os padrões de desligamentos dos transformadores da Rede básica de uma concessionária.

4.5. DISPONIBILIDADE

A disponibilidade é a capacidade de um item estar em condições de executar certa função em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado, considerando os aspectos combinados de sua confiabilidade, manutenibilidade e suporte de manutenção, supondo que os recursos externos estejam assegurados (NBR 5462, 1994).

Como visto a manutenibilidade e a confiabilidade de um sistema ou componente pode ser descrita na forma probabilística se houver registros de falhas e períodos de manutenção corretiva e preventiva, portanto a disponibilidade também é uma função probabilística. Em sistemas contínuos a disponibilidade pode ser descrita como a razão entre o tempo que o equipamento executou sua funcionalidade pelo tempo total do período analisado, a equação 4.1 exibe a expressão utilizada para cálculo de disponibilidade.

$$D = \frac{T_{disp}}{T_{disp} + T_{indisp}} \quad (4.1)$$

Em sistemas de fornecimento de energia elétrica o parâmetro mais importante para determinação da qualidade de um serviço é a disponibilidade das instalações. Para transformadores de potência e linhas de transmissão os tempos de indisponibilidade são rigidamente controlados pela ONS.

O objetivo primordial da manutenção se concentra no aumento da disponibilidade, implicando no acréscimo da confiabilidade dos equipamentos e diminuição na duração das intervenções (MOUCHY, 1989).

No presente estudo a indisponibilidade dos transformadores de potência pode ser medida através do tempo em horas que o transformador permaneceu desligado para manutenção preventiva ou corretiva, sem desempenhar sua função em relação ao período de um tempo pré-determinado, no caso prático a medição de disponibilidade de um ativo no setor elétrico é calculada anualmente.

4.6. DISTRIBUIÇÕES ESTATÍSTICAS

Um evento qualquer pode ser representado em função de variáveis aleatórias discretas ou contínuas, o conjunto de distribuições que representam o evento pode ser utilizado para uma análise estatística e probabilística (DIAS, 2004).

A melhor distribuição estatística para determinado evento é a equação matemática com melhor aderência aos dados práticos, isto é a que melhor representa a quantificação dos dados pela função (PALLEROSI, 2012).

Para representação de um conjunto de dados de confiabilidade, manutenibilidade ou disponibilidade, existem vários modelos matemáticos que podem ser aplicados para representar um registro de dados coletados em campo, a figura 4.3 exibe os modelos matemáticos mais utilizados para representação de funções estatísticas.

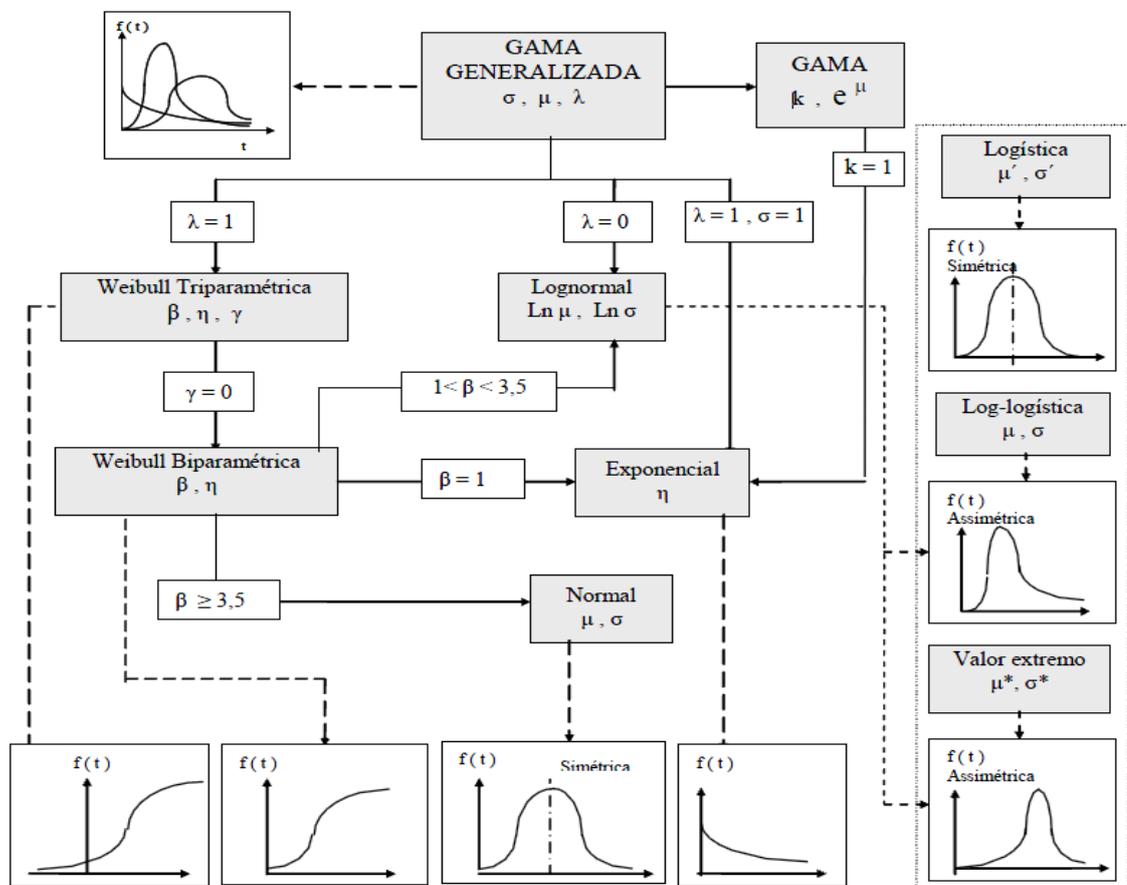


FIGURA 4.3 – RELAÇÕES BÁSICAS ENTRE AS PRINCIPAIS DISTRIBUIÇÕES ESTATÍSTICAS.

Fonte: PALLEROSI, 2012.

4.6.1. Correlação entre dados

A análise de correlação indica o quanto os pontos estão alinhados em torno da linha de regressão linear, quanto mais alinhados, melhor a representação do universo amostral para a distribuição adotada (PALLEROSI, 2012).

Para uma análise de correlação há uma variável dependente e uma variável independente, estas variáveis podem apresentar boa correlação, pouca correlação ou nenhuma correlação dependendo da função a ser ajustada. Existem atualmente softwares de alta capacidade que utilizam algoritmos matemáticos que realizam a correlação de um conjunto de dados com as funções matemáticas apresentadas na figura 4.3.

A tabela 4.1 exibe valores recomendados para classificação das correlações de determinada função:

TABELA 4.1- ENQUADRAMENTO DA CORRELAÇÃO

Correlação	Enquadramento
$\rho \geq 0,98$	Correlação excelente
$0,95 \leq \rho < 0,98$	Correlação muito boa
$0,90 \leq \rho < 0,95$	Correlação boa
$0,80 \leq \rho < 0,90$	Correlação regular
$0,70 \leq \rho < 0,80$	Correlação fraca
$\rho < 0,70$	Pouca ou nenhuma correlação

Fonte: PALLEROSI, 2012.

Conforme mostra a figura 4.3 a função gama generalizada é a função mais abrangente, portanto programas computacionais apontam geralmente com maior correlação, porém a mesma é demasiadamente complexa e pode ser simplificada para outras funções que apresentam boa correlação com os dados sendo adotadas por sua simplicidade.

Nesta monografia para representação dos dados com os mesmos compreendidos nos limites de confiança de 0,95 inferior e superior da função aproximada, a função Weibull foi a que melhor apresentou aderência considerando o conjunto global do universo de dados analisado, desta forma será mostrado no capítulo 5 que as funções de Weibull interpoladas pelo software apresentam boa aderência aos conjuntos de dados.

4.6.2. Distribuição de Weibull

Na área de engenharia os dados são geralmente dependentes de um grande número de variáveis, isto modifica a similaridade na ocorrência de um evento em sistemas com características de funcionamento e operação muito próximos (DIAS, 2004).

Conforme a figura 4.3 a função de densidade de probabilidade de Weibull, possui três parâmetros fundamentais (β, α, γ) , por isto esta função possui grande diversidade nos parâmetros de forma, adaptando-se com boa aderência a maioria dos casos práticos. A função densidade de probabilidade da Weibull é dado por:

$$f(x) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{x - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta - 1} e^{-\left(\frac{x - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta}} \quad (4.2)$$

No caso de análise da confiabilidade $R(x)$, probabilidade acumulada de falhas $F(x)$ e taxa de falha $\lambda(x)$ de sistemas tem-se as equações 4.3, 4.4 e 4.5 respectivamente:

$$R(x) = e^{-\left(\frac{x - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta}} \quad (4.3)$$

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta}} \quad (4.4)$$

$$\lambda(x) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{x - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta - 1} \quad (4.5)$$

Sendo:

x – a variável a ser analisada, define um período de tempo, número de ciclos ou outra grandeza pertinente;

γ – é o parâmetro de vida inicial, até a variável x se igualar a γ , não haverá possibilidade de o evento ocorrer, portanto pode ser entendida como um atraso da função;

β – é o parâmetro de forma da função, aquele que determina a aparência e inclinação da reta no gráfico;

α – é o parâmetro de escala, também denominado de vida característica para análise de confiabilidade, é obtido onde o valor da confiabilidade $R = e^{-1} = 0,367879 \%$ ou a taxa de falha da função $F = 0,632121\%$ (PALLEROSI, 2012).

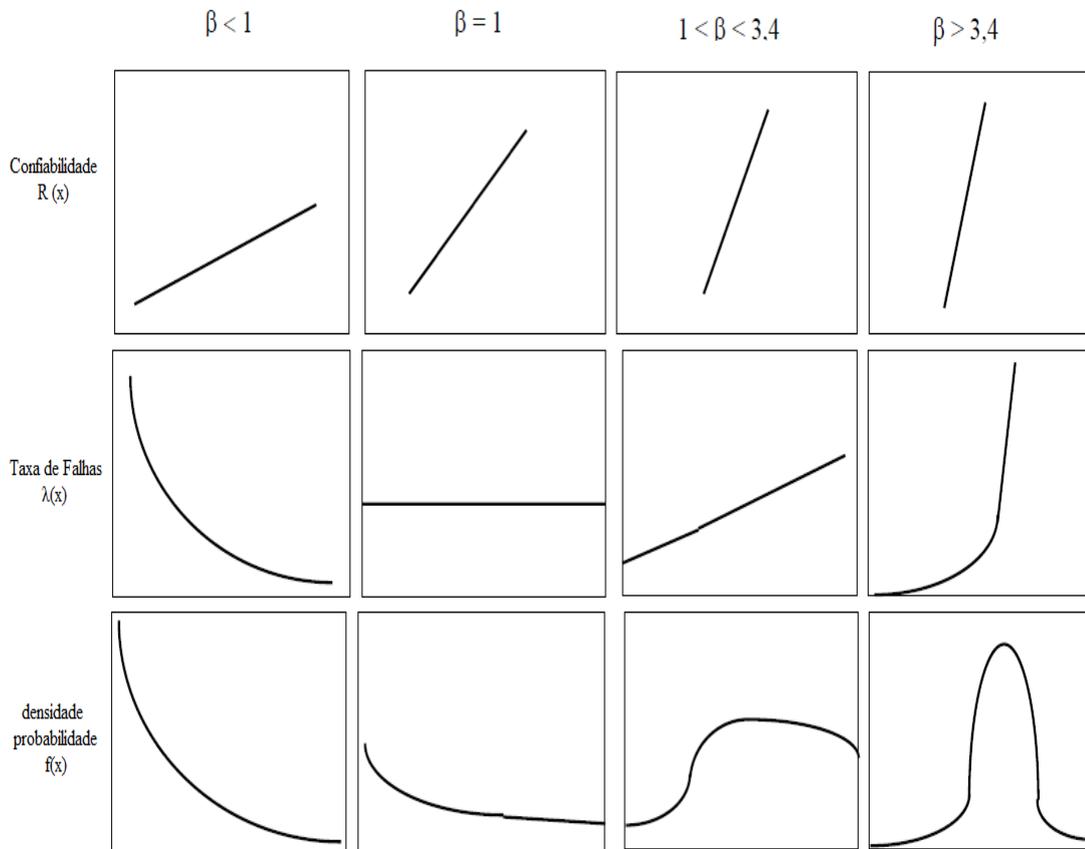


FIGURA 4.4 – INFLUÊNCIA NOS PARÂMETROS DE FORMA β NA DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL TRIPARAMETRICA.

Fonte: Adaptado de PALLEROSI, 2012.

A função de densidade de probabilidade de Weibull pode se comportar de diferentes formas dependendo do seu parâmetro de forma, a figura 4.4 ilustra a variação das grandezas com os parâmetros de forma, tal diferenciação ocorre como o exemplificado (DIAS, 2004):

$\beta < 1$ – A função de densidade de probabilidade diminui rapidamente no início da vida, este período é chamado de vida inicial ou fase de juventude. A taxa de falha é decrescente com o tempo, chamada de fase de mortalidade infantil.

$\beta = 1$ – A função de densidade de probabilidade equivale a função exponencial, a taxa

de falha é constante, representando falhas aleatórias.

$1 < \beta < 2$ - tem-se um rápido crescimento da função densidade de probabilidade para curto período de avaliação, após isto a curva passa a ter uma taxa de crescimento quase constante, a taxa de falha cresce com o tempo.

$\beta \geq 2$ - Para $\beta = 2$ a função se aproxima da distribuição de Rayleigh ou de uma lognormal, conforme o parâmetro de forma aumenta a curva se torna assintótica ao eixo da variável dependente, a taxa de falha se torna mais simétrica a medida que a o parâmetro de forma aumenta.

$\beta \geq 3,44$ - a distribuição de Weibull se aproxima da distribuição Normal tornando-se menos dispersa a medida que o parâmetro de forma cresce.

Na maioria dos casos práticos o parâmetro de escala γ é desconsiderado, resultando em uma função biparamétrica mais simplificada que a equação geral. Conforme o item anterior uma função de distribuição de probabilidade deve apresentar boa aderência para um conjunto de dados, porém nem sempre é possível generalizar uma função com todos os dados obtidos.

Portanto é necessário dividir em regiões os dados que podem ser correlacionados e realizar a aproximação por uma distribuição em cada região do gráfico, este método é normalmente utilizado para descrever todo período de operação de um equipamento, a figura 4.5 mostra o clássico exemplo da curva da banheira que nada mais é que a composição de três distribuições de Weibull utilizada para descrever a taxa de falha de equipamentos.

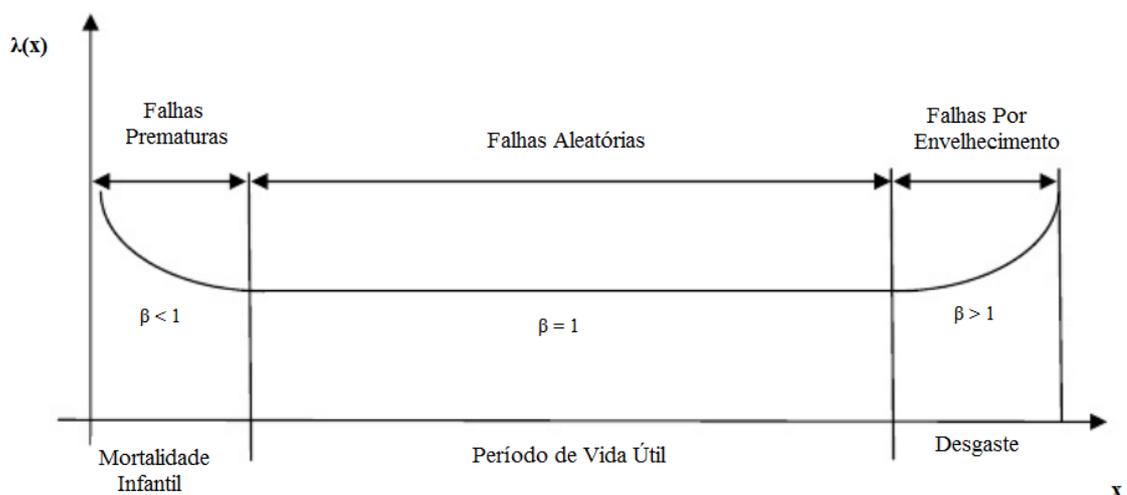


FIGURA 4.5 – A RELAÇÃO β E AS FASES DA CURVA DA BANHEIRA.

Fonte: Adaptado de LAFRAIA, 2007.

4.7. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo diferenciou-se os conceitos de manutenção preventiva e corretiva, além de apresentar os conceitos de confiabilidade, disponibilidade e manutenibilidade. Neste estudo serão analisados tempos de manutenibilidade do sistema e os períodos entre manutenções que foram registrados para controle do desconto da parcela variável de uma concessionária.

O capítulo 5 mostra os resultados da aplicação dos conceitos de aproximação por função de densidade de probabilidade para os dados propriamente ditos, desta forma é possível prever com certo grau de confiança a função acumulada de probabilidade que estabelece a chance que um equipamento tem de falhar ou o tempo específico que o equipamento possa ser reparado.

Todas as funções apresentadas no capítulo 5 foram testadas por software e possuem boa aderência e conseqüentemente correlação com as funções de Weibull de dois parâmetros, Weibull de três parâmetros e Weibull mista (multimodal), sendo estas funções utilizadas para cada caso específico.

5. PADRÕES DE MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES DA REDE BÁSICA.

5.1 INTRODUÇÃO

No capítulo anterior foram apresentados os tipos de manutenções e a função de distribuição de probabilidade de Weibull, que será aplicada aos dados das tabelas do apêndice A. Os dados coletados foram obtidos do controle mensal de descontos da parcela variável de uma concessionária que possui equipamentos instalados na Rede Básica, estes registros controlam todos os desligamentos de determinada função de transmissão com finalidade de acompanhar os descontos de receita efetuados e a utilização das franquias para desligamento.

Dentre os desligamentos considerados nesse estudo foram considerados os desligamentos passíveis de desconto da parcela variável, ou seja, os desligamentos realizados para melhorias das instalações existentes e obras autorizadas pela ANEEL não foram considerados.

Para a simulação no software foram consideradas as seguintes premissas:

- Desligamentos Programados: são todos desligamentos aprovados pela ONS e que foram planejados para corrigir um defeito em um componente que não causou a perda de função do sistema, ou para realização de manutenção preventiva nos transformadores e equipamentos complementares que necessitam o desligamento do transformador para execução do serviço.

- Outros Desligamentos Devidos a Falhas no Transformador: foram considerados nesse item a duração e a frequência de outros desligamentos devidos somente a componentes dos transformadores que falharam ocasionando a perda de função do equipamento. As falhas relacionadas no período foram exibidas no quadro 2.1.

- Outros Desligamentos Devidos a Falhas Operacionais: foram considerados os desligamentos por falha no procedimento operacional ou na atuação indevida da proteção.

- Falha do transformador: evento não programado onde a causa na perda de função deve ser eliminada para que o equipamento recupere sua funcionalidade, Pode ser ocasionada por um fenômeno externo, como um curto-circuito. Assim como por um fenômeno interno, como a falha por desgaste da chave comutadora.

- Falhas independentes: para análise das falhas foi considerado que o transformador possui modos de falha independentes, isto é os modos de falhas ocorridos não estão relacionadas com modos de falha anteriores. Essa afirmação geralmente é verdadeira para o equipamento em questão e permite que seja efetuada a análise do comportamento de falhas em função da idade do ativo sem levar em consideração as falhas anteriores a esse período.

- Tempo de inspeção: para análise da probabilidade de ocorrência de um desligamento programado ou de outros desligamentos foi considerado o intervalo mensal na verificação de desligamentos. Para verificação da falha do equipamento com a idade foi considerado um período de inspeção anual.

- Ocorrência de um evento (F): foi considerada uma afirmação na ocorrência de um evento (falha ou desligamento) no período de inspeção analisado.

- Evento em suspensão (S): foi considerada a negação de um evento (não falha ou não desligamento) no período de inspeção analisado.

5.2 TIPOS DE DADOS

Neste estudo foi utilizado o software Weibull ++8 da Reliasoft para interpolação das expressões matemáticas, que se aproximam do comportamento dos dados. A simulação relaciona a probabilidade de ocorrer uma falha no transformador pela a idade do equipamento e a probabilidade na ocorrência de um desligamento programado ou outro desligamento no intervalo de inspeção analisado.

Estes dados são do tipo binário (verdadeiro ou falso) sendo analisados no período determinado para cada tipo de inspeção, mensal ou anual, caracterizando a ocorrência ou ausência de um evento decorrido uma sucessão de inspeções.

Outra simulação realizada foi a utilização da franquia para desligamentos programados e outros desligamentos, relacionando a probabilidade de um desligamento programado durar determinado tempo e intervalos entre desligamentos de mesmo tipo. Os dados desta simulação podem ser consultados no quadro 5.1.

5.3 PROBABILIDADE DE FALHA PELA IDADE DO EQUIPAMENTO

Para o lançamento no software foram selecionados todas as falhas, exibidas no quadro 2.1, para o período compreendido de 03/06/2008 a 31/03/2012. Para cada ano de análise foi considerado se houve ou não a falha do equipamento e a idade que o mesmo se encontrava no ano de referência. Se houve a falha do equipamento no ano analisado foi feita a analogia com o dado de falha (F) para simulação no software, por outro lado se não houve falha o dado foi considerado em suspensão (S).

A análise da probabilidade de falha foi realizada na base de tempo pela idade do transformador. O gráfico 5.1 mostra o comportamento da probabilidade acumulada de falha pela idade do transformador.

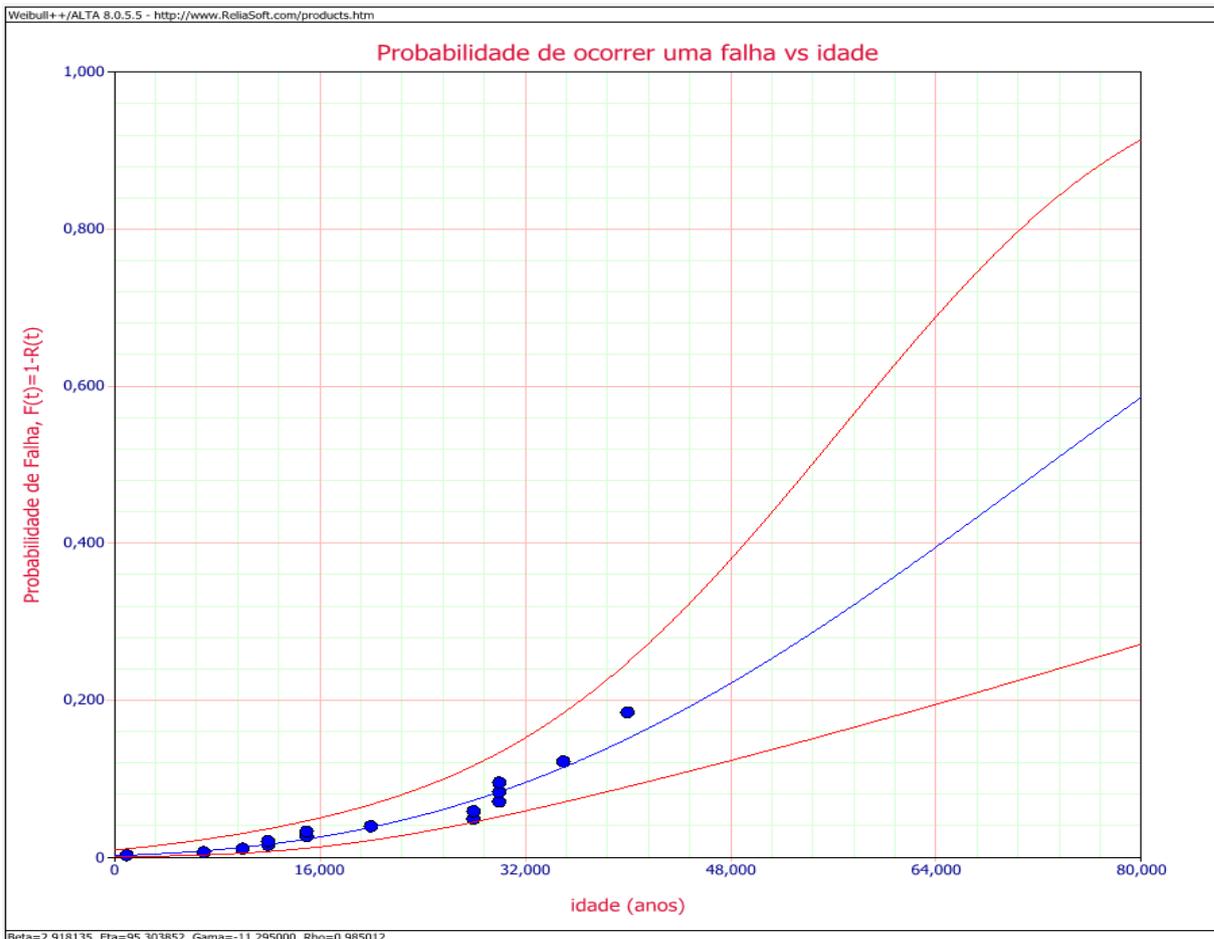


GRÁFICO 5.1 – PROBABILIDADE DE FALHA DO TRANSFORMADOR VERSUS IDADE.

Fonte: Próprio Autor.

Desta forma a função Weibull de três parâmetros apresentou boa aderência aos dados, sendo indicada como segunda melhor opção pelo teste de aderência, sendo:

$$\gamma - (-11,29);$$

$$\beta - 2,92;$$

$$\alpha - 95,3$$

As curvas em vermelho no gráfico 5.1 representam o limite de confiança adotado de 0,95 bilateral, ou seja, 95% dos dados estão compreendidos entre as curvas inferior e superior, sendo que o limite superior representa uma visão pessimista para a ocorrência de falhas e o limite inferior uma visão otimista para a ocorrência de falhas.

Desta forma considerando alguns casos práticos, para transformadores com 5, 30 e 40 anos de operação a probabilidade de falha está compreendida entre 0,18% e 1,81%, 5,16% e 13,34%, 8,99% e 24,86% respectivamente.

5.4 PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE UM DESLIGAMENTO OPERACIONAL EM FUNÇÃO DO TEMPO.

Nesta simulação foram considerados todos os intervalos de tempo onde se observou um desligamento devido a erro operacional ou na atuação indevida da proteção no período de análise entre 03/06/2008 a 31/03/2012. Por analogia no programa foram lançados os intervalos de tempo para ocorrência de desligamento (F) e não ocorrência de desligamento (S), os dados foram verificados mensalmente.

A função de probabilidade acumulada é apresentada no gráfico 5.2 e representa a probabilidade de desligamento por erro operacional ou na atuação indevida da proteção pelo intervalo de tempo, com limite de confiança bilateral de 0,95.

A função Weibull de três parâmetros apresentou a melhor aderência pela análise do software, os parâmetros encontrados foram:

$$\beta - 1,11$$

$$\alpha - 63,55$$

$$\gamma - 1,40$$

A probabilidade de ocorrer um desligamento operacional para 6 meses após a

energização ou após outro desligamento no mesmo equipamento está compreendida entre 2,78% e 9,90%, para o caso de 12 meses (1 ano) está compreendido entre 8,35% e 19,35%.

Weibull++/ALTA 8.0.5.5 - <http://www.ReliaSoft.com/products.htm>

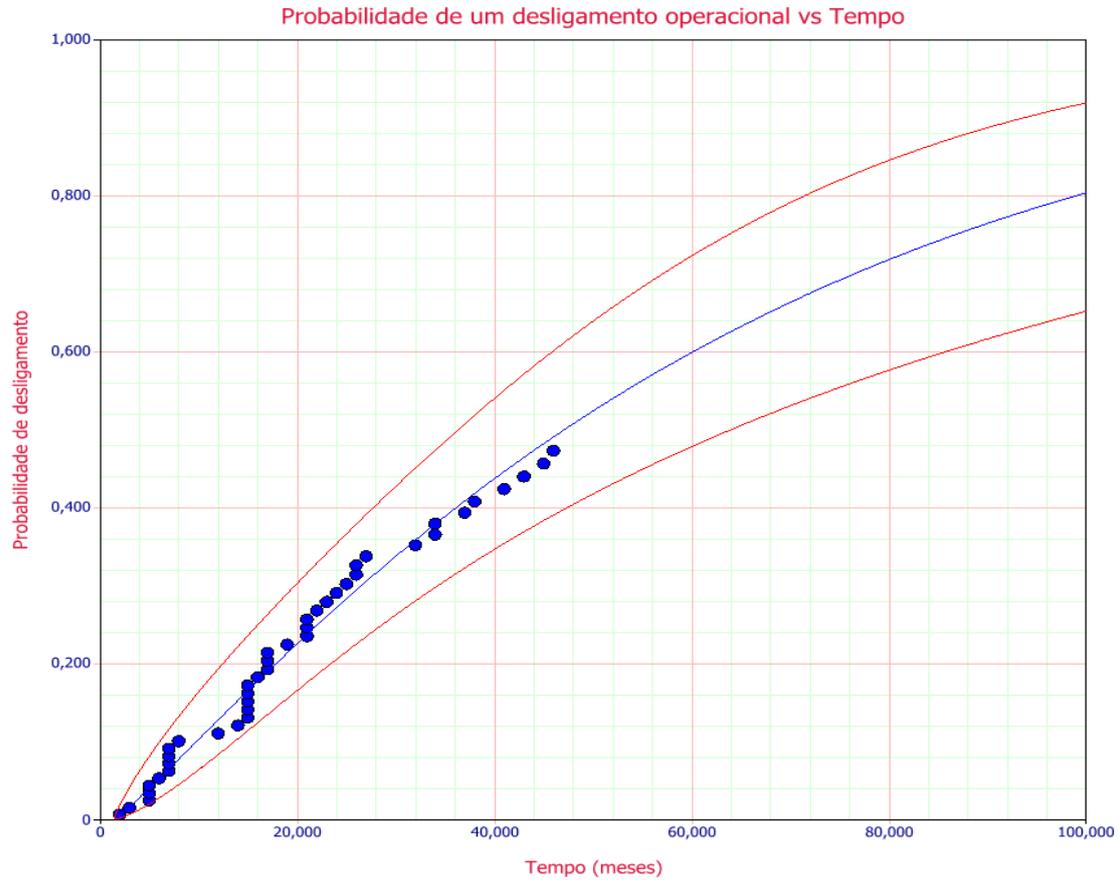


GRÁFICO 5.2 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE EVENTO OPERACIONAL VERSUS TEMPO.

Fonte: Próprio Autor.

Para o próximo ano pode se ter como meta reduzir por meio de treinamentos e melhor ajuste da proteção esses desligamentos abaixo do limite inferior de 6 desligamentos por ano, obtidos considerando o parque de 72 transformadores analisados.

5.5 PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE UM DESLIGAMENTO PROGRAMADO EM FUNÇÃO DO TEMPO.

Nesta simulação foram considerados todos os intervalos de tempo onde se observou um desligamento devido a intervenção programada no período de análise entre 03/06/2008 a

31/03/2012. Por analogia no programa foram lançados no software os intervalos onde foi observada a ocorrência de desligamento (F) e os intervalos onde não foi observado o desligamento (S), os dados foram verificados mensalmente.

Neste caso foram divididos os dados para análise do comportamento das ações preventivas a partir da idade do transformador, com a finalidade de comparar a política de manutenção preventiva para transformadores no início de sua vida útil (considerado de 0 a 5 anos), meio da vida útil (considerado de 5 a 30 anos) e final da sua vida útil (considerado maior que 30 anos).

As funções de probabilidade acumulada são apresentadas no gráfico 5.2, 5.3 e 5.4 em transformadores no início de sua vida útil, meio de sua vida útil e final de sua vida útil respectivamente para desligamentos programados em função do tempo, com limite de confiança bilateral de 0,95.

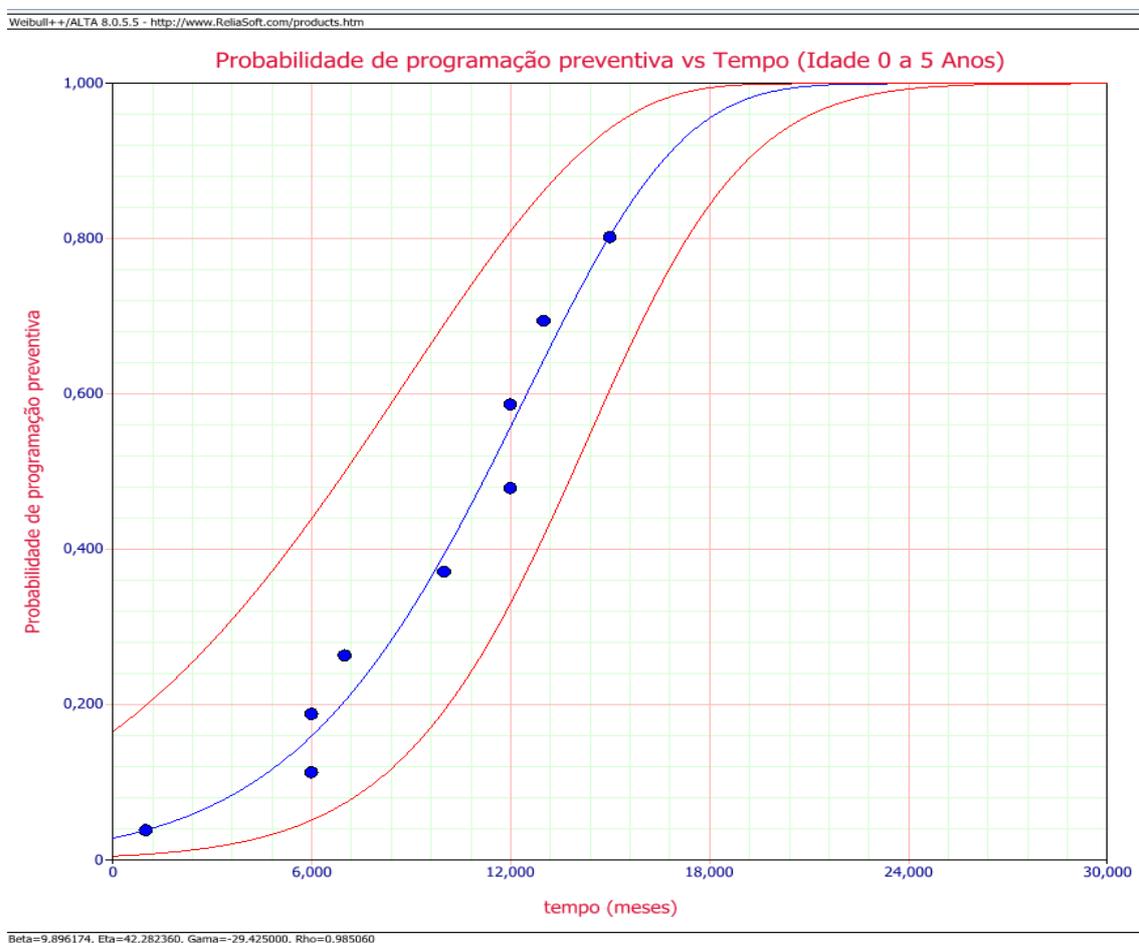


Gráfico 5.3 – GRÁFICO 5.3 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE DESLIGAMENTO PROGRAMADO VERSUS TEMPO (IDADE ATÉ 5 ANOS).

Fonte: Próprio Autor.

A função Weibull de três parâmetros apresentou a melhor aderência pela análise do software para os dados de desligamentos de transformadores no início de sua vida útil, gráfico 5.3, os parâmetros encontrados foram:

$$\beta - 9,90$$

$$\alpha - 42,28$$

$$\gamma - 29,42$$

A probabilidade de ocorrer um desligamento programado para os seguintes 6 meses após a energização ou intervalo entre desligamento está compreendida entre 5,07% e 43,94%, com valor calculado pela função de 15,93%. Para o desligamento ocorrer até 12 meses (1 ano) está compreendido entre 33,08% e 80,98%, com valor calculado pela função de 55,80%.

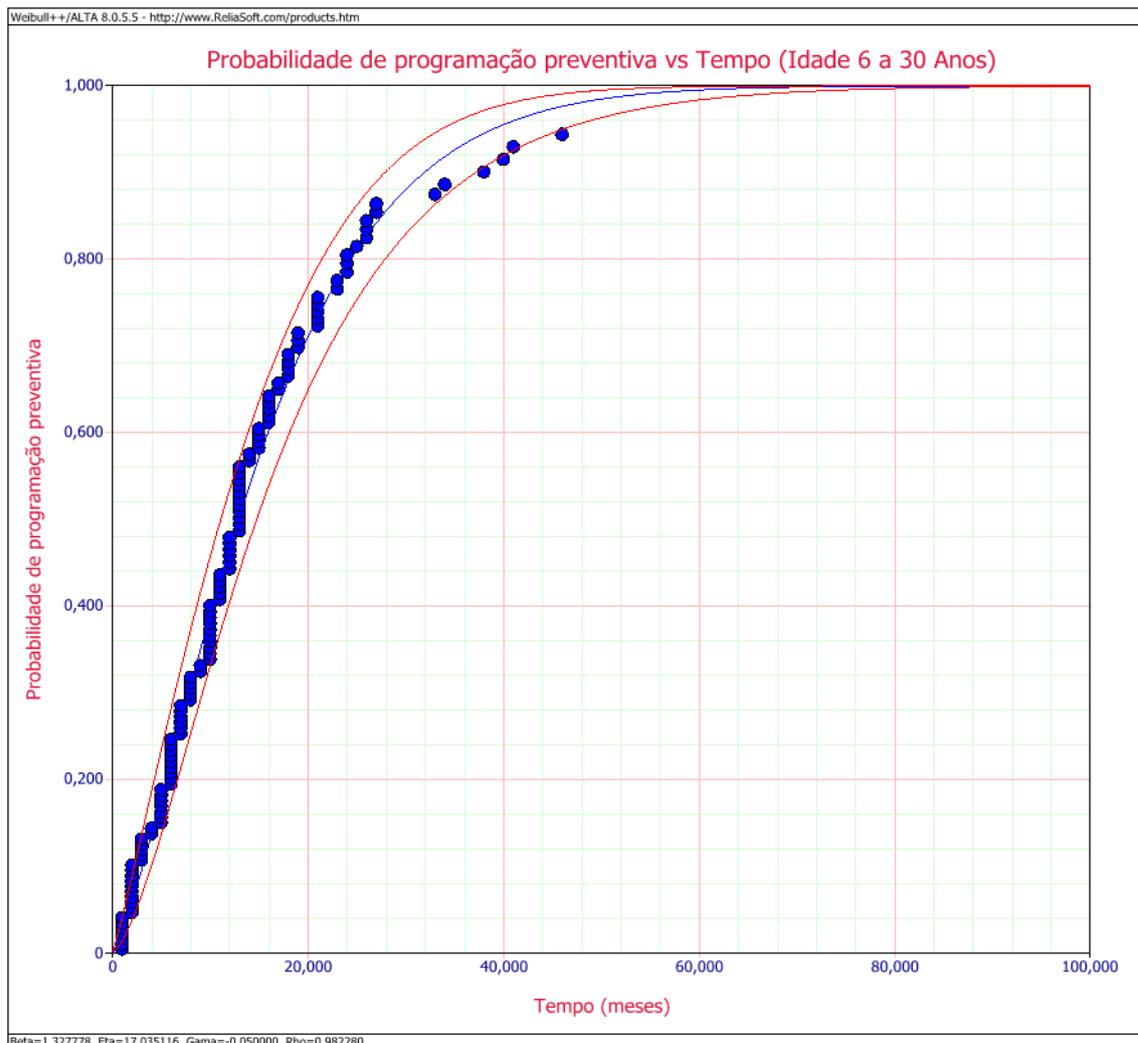


GRÁFICO 5.4 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE DESLIGAMENTO PROGRAMADO VERSUS TEMPO (IDADE ENTRE 6 E 30 ANOS).

Fonte: Próprio Autor.

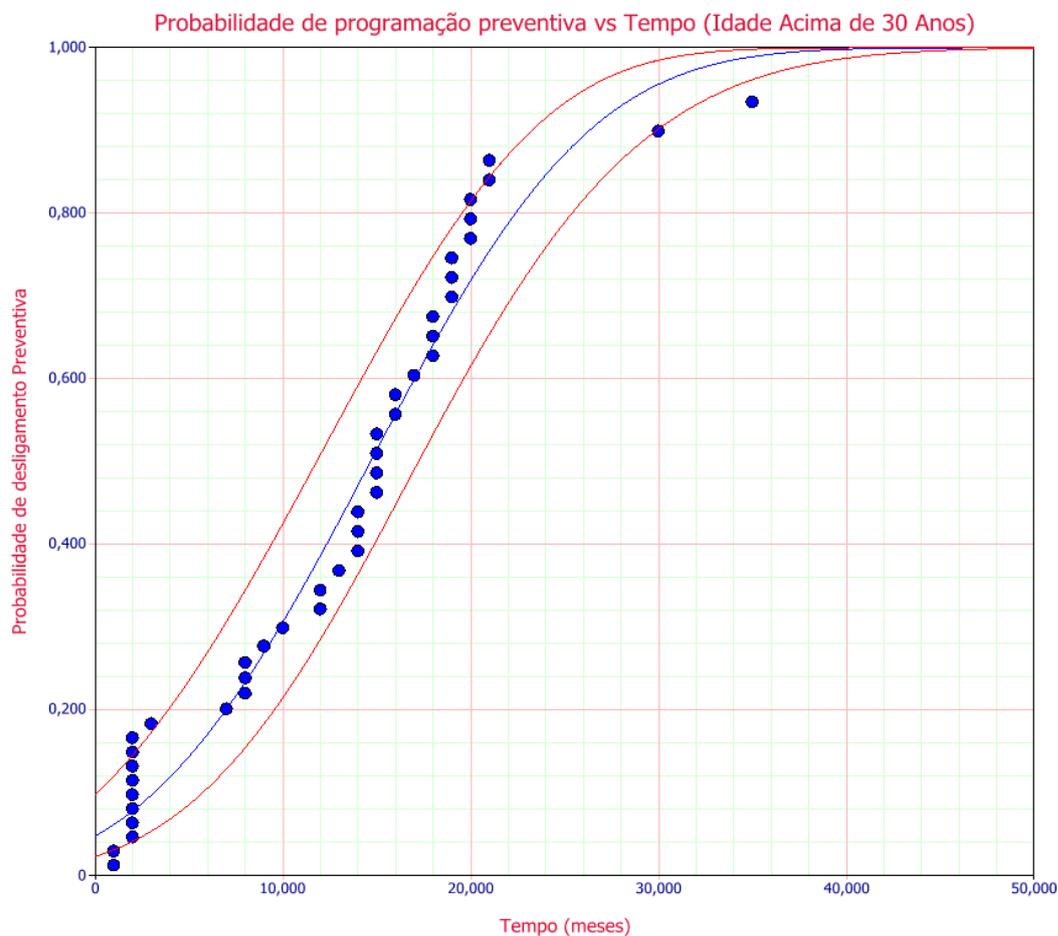
A função Weibull de três parâmetros apresentou a melhor aderência pela análise do software para os dados de desligamentos de transformadores no meio de sua vida útil, gráfico 5.4, porém o parâmetro γ por ser próximo de zero foi desconsiderado e a função Weibull de dois parâmetros foi a escolhida, a função possui os seguintes parâmetros:

$$\beta - 1,36$$

$$\alpha - 16,62$$

A probabilidade de ocorrer um desligamento programado para os seguintes 6 meses após a energização ou período entre desligamentos está compreendido entre 17,25% e 28,12%, com valor calculado pela função de 22,13%. Para o desligamento ocorrer até 12 meses (1 ano) está compreendido entre 41,14% e 54,08%, com valor calculado pela função de 47,39%.

Weibull++/ALTA 8.0.5.5 - <http://www.ReliaSoft.com/products.htm>



Beta=3,278465, Eta=29,435076, Gama=-11,652500, Rho=0,944934

GRÁFICO 5.5 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE DESLIGAMENTO PROGRAMADO VERSUS TEMPO (IDADE ACIMA DE 30 ANOS).

Fonte: Próprio Autor.

A função Weibull de três parâmetros foi a quarta melhor opção para representação dos dados de desligamentos dos transformadores no final de sua vida útil, gráfico 5.5, porém essa função conforme mostrado pelo gráfico apresenta uma boa correlação com os dados para um limite de confiança de 0,95 bilateral, os parâmetros encontrados foram:

$$\beta - 3,27$$

$$\alpha - 29,44$$

$$\gamma - (-11,66)$$

A probabilidade de ocorrer um desligamento programado para os seguintes 6 meses após outro desligamento está compreendido entre 10,52% e 26,99%, com valor calculado pela função de 17,06%. Para o desligamento ocorrer até 12 meses (1 ano) está compreendido entre 28,50% e 50,85%, com valor calculado pela função de 38,62%.

Desta forma pode-se notar que a gestão atual de manutenção preventiva diminui com o enquadramento etário do equipamento. Considerando que a confiabilidade do equipamento decresce com o tempo as manutenções preditivas deveriam seguir a mesma proporção do crescimento de falhas com a idade do equipamento, tal proporção parece não ocorrer devido a necessidade de reparo de componentes do transformador que possuem vida útil menor que o transformador.

5.6 PROBABILIDADE DE REPARO EM FUNÇÃO DA DURAÇÃO DA MANUTENÇÃO CORRETIVA

Nesta simulação foram considerados todos os tempos de indisponibilidade do equipamento devido a falha do equipamento principal da função de transmissão de transformação. Por analogia no software foram lançados os períodos de manutenção corretiva para restabelecer a função de transmissão nos dados de tempo de falha do equipamento.

A função acumulada de probabilidade é apresentada no gráfico 5.6, e representa a probabilidade da manutenção corretiva necessitar de determinado tempo para ser efetuada, com intervalo de confiança de 0,95.

A função Weibull de três parâmetros foi a segunda melhor opção para representação dos para os dados de duração de desligamentos para manutenção corretiva, porém essa função

apresenta boa correlação com os dados para um limite de confiança de 0,95, os parâmetros encontrados foram:

$$\beta - 0,34$$

$$\alpha - 1510,26$$

$$\gamma - 27,82$$

A probabilidade de uma manutenção corretiva requisitar de 2 horas (período da franquia) para restabelecer a função operativa do transformador está compreendido entre 16,84% e 55,47%, para a manutenção ser efetuada em um dia os valores variam entre 43,32% e 81,40%. Para o reparo ocorrer até um mês os valores variam entre 83,08% e 99,59%.

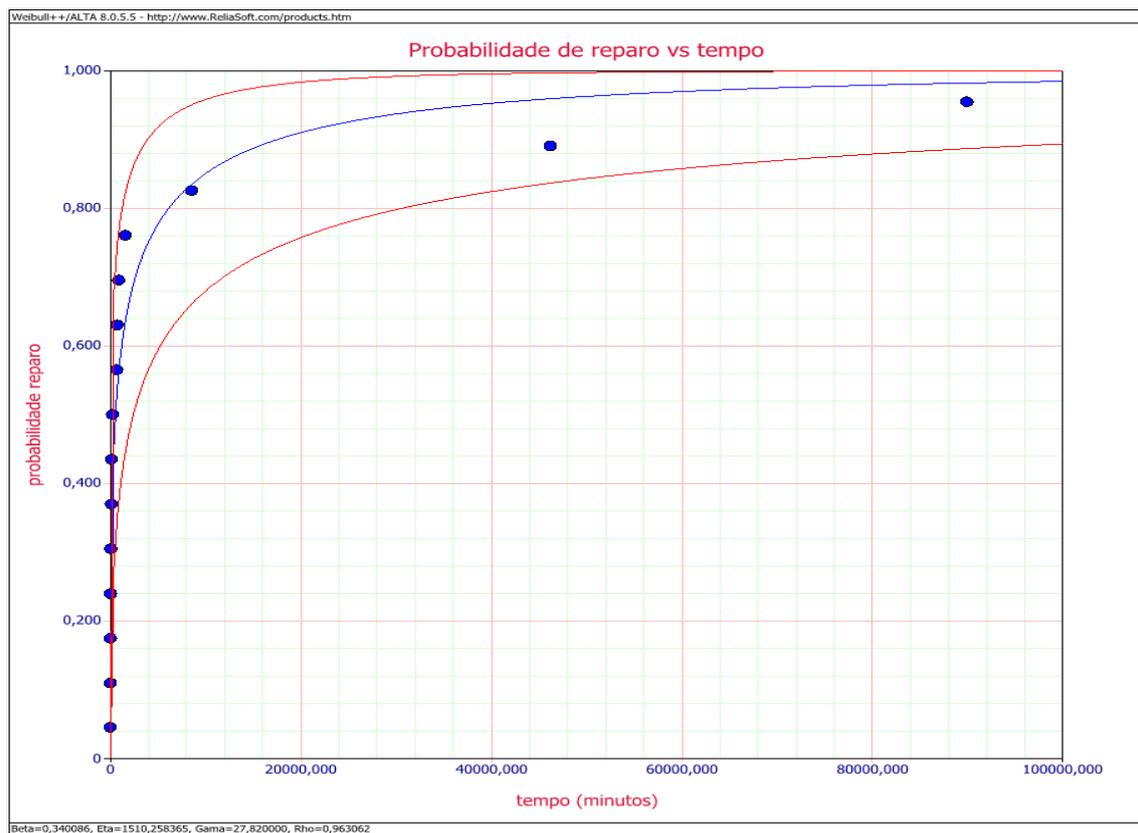


GRÁFICO 5.6 – PROBABILIDADE DE DURAÇÃO DA MANUTENÇÃO CORRETIVA VERSUS TEMPO

Fonte: Próprio Autor.

Para uma situação de emergência é recomendado que se considere a probabilidade pessimista para reparo representado pelo limite de confiança superior, lembrando que não foi considerado a natureza da falha e que geralmente no momento da falha por atuação da não se sabe a verdadeira causa do desligamento e suas consequências.

5.7 PROBABILIDADE DE RESTABELECIMENTO EM FUNÇÃO DA DURAÇÃO DO EVENTO OPERACIONAL.

Para esta simulação foram considerados todos os períodos de indisponibilidade do equipamento ocasionados por um evento operacional ou atuação indevida da proteção. No software foram lançados os períodos de indisponibilidade por evento operacional nos dados de tempo de falha do equipamento.

A função acumulada de probabilidade de falha, gráfico 5.7, representa a probabilidade de um desligamento por evento operacional durar até determinado tempo.

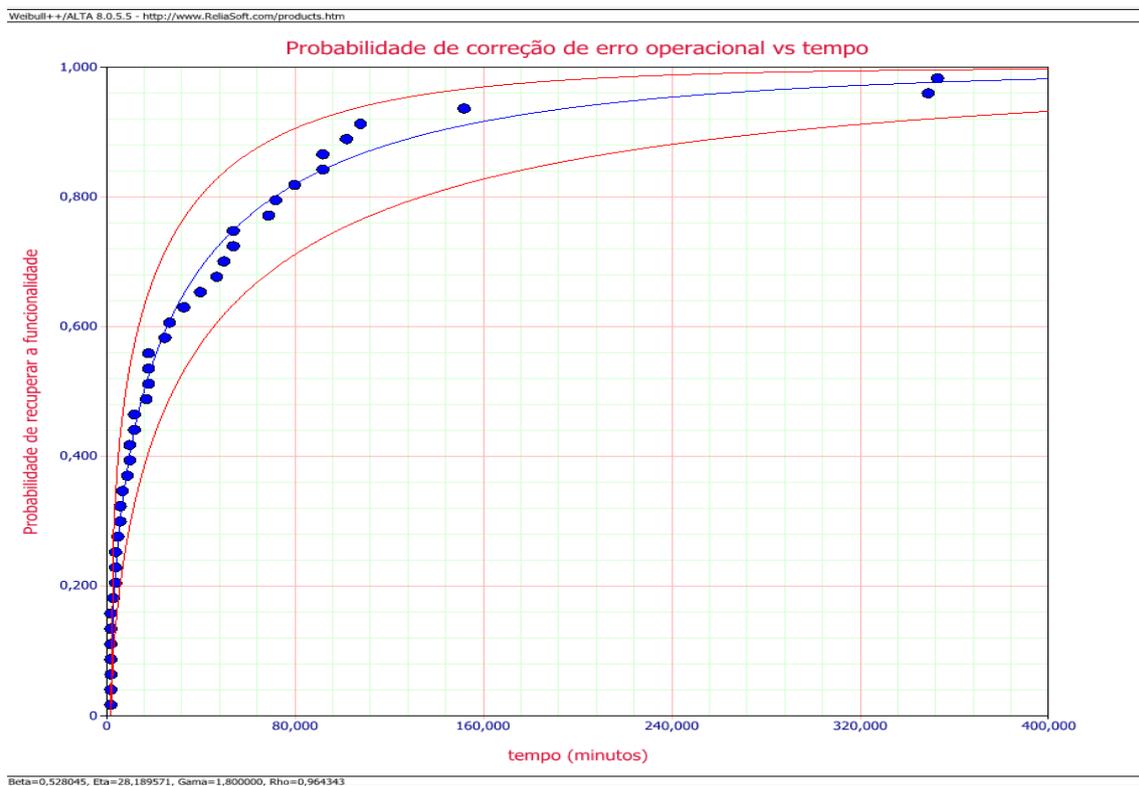


GRÁFICO 5.7 – PROBABILIDADE DO EVENTO OPERACIONAL SER REPARADO VERSUS TEMPO.

Fonte: Próprio Autor.

A função Weibull de três parâmetros foi a segunda melhor opção para representação dos dados de duração de desligamentos para manutenção corretiva, porém essa função apresenta boa correlação com os dados para um limite de confiança de 0,95 bilateral, os parâmetros encontrados foram:

$$\beta - 0,53$$

$$\alpha - 28,19$$

$$\gamma - 1,8$$

A probabilidade de um evento operacional durar 1 hora está compreendido entre 65,58% e 86,68%, para a manutenção ser efetuada em 2 horas (período da franquia) os valores variam entre 78,30% e 94,89%. Enquanto que para o evento durar até 5 horas os valores variam entre 90,60% e 99,39%.

5.8 PROBABILIDADE NA EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA COM O TEMPO.

Nesta simulação foram considerados todos os períodos de indisponibilidade devido a desligamentos programados da função de transmissão de transformação. Por analogia no software foram lançados os períodos de manutenção preventiva requisitas pelas equipes nos tempos de falha do equipamento.

Nesta simulação foi observado três tipos de manutenções distintas, desta forma nenhuma das funções ajustou os pontos com exatidão para um intervalo de confiança bilateral de 0,95, como mostra o gráfico 5.8, a simulação realizada com a função Weibull de três parâmetros que foi a que apresentou maior aderência daquelas analisadas pelo software.

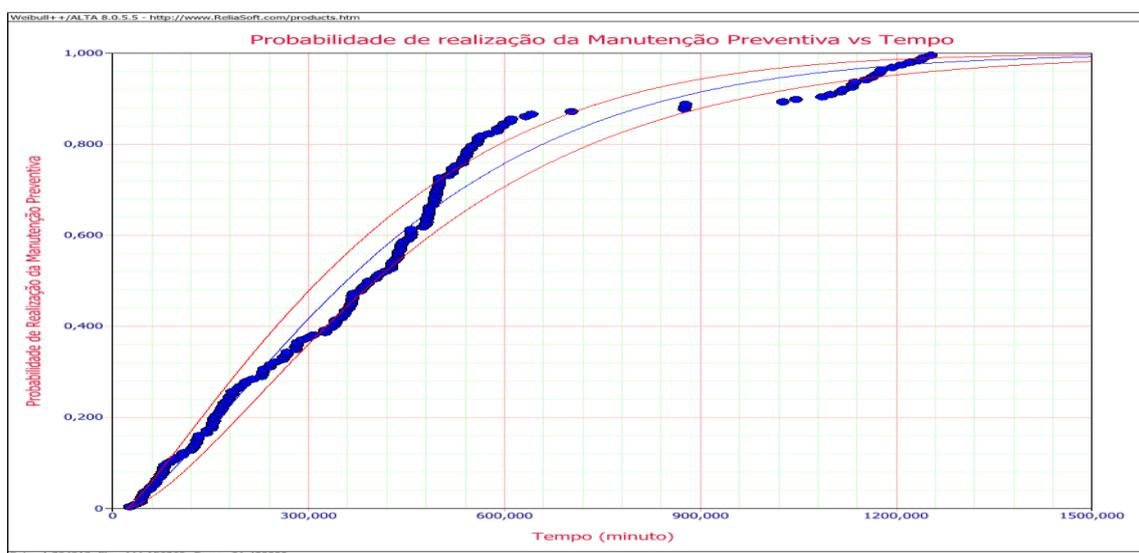


GRÁFICO 5.8 – PROBABILIDADE DE EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA VERSUS TEMPO (FUNÇÃO DE WEIBULL SIMPLES)

Fonte: Próprio Autor.

Conforme analisado pelo gráfico existem as manutenções de curta duração que duram aproximadamente até 300 minutos (5 horas), as de média duração que duram aproximadamente até 1020 minutos (17 horas) e as de longa duração que duram aproximadamente até 1260 minutos (21 horas).

Desta forma a função acumulada de probabilidade é apresentada no gráfico 5.9, e representa a probabilidade da manutenção preventiva necessitar de determinado tempo para ser efetuada, com intervalo de confiança bilateral de 0,95.

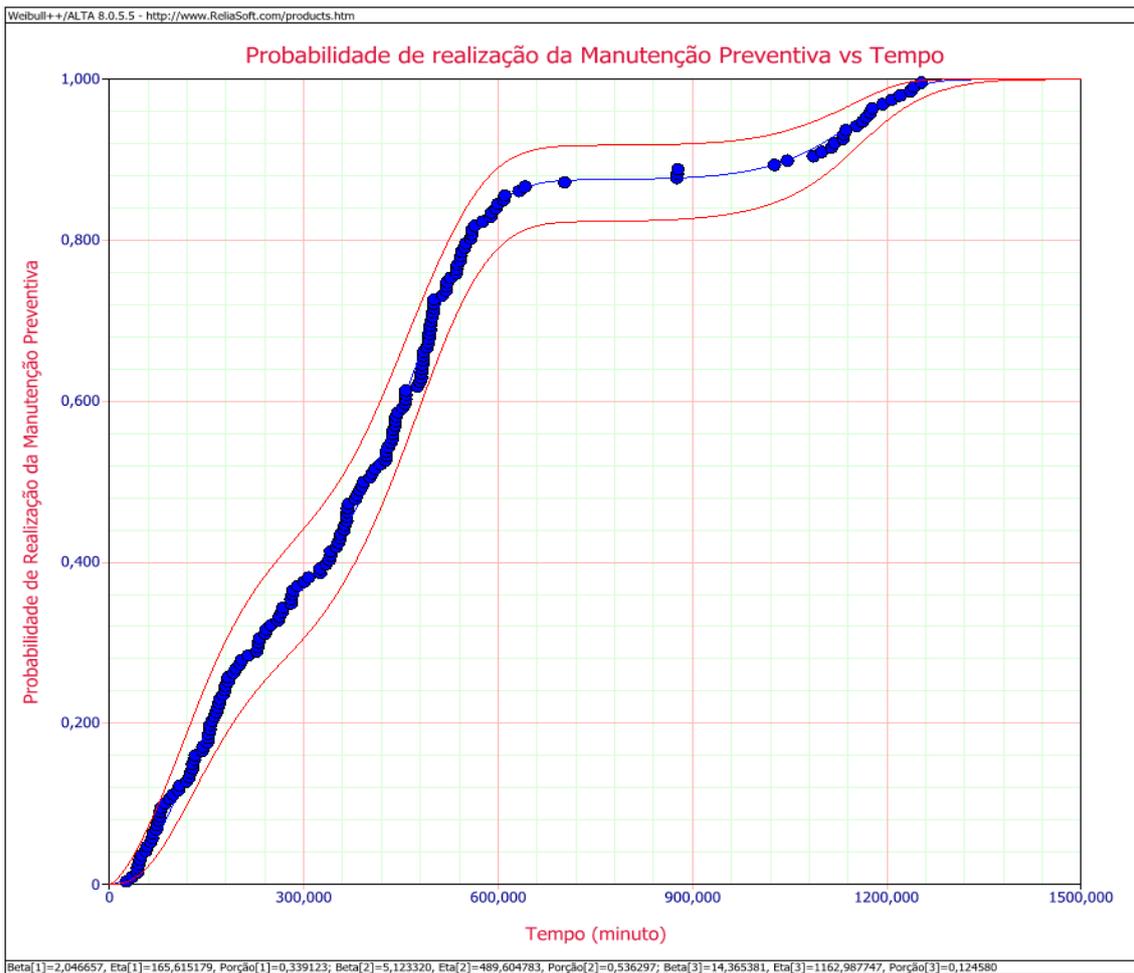


GRÁFICO 5.9 – PROBABILIDADE DE EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA VERSUS TEMPO (FUNÇÃO DE WEIBULL TRIMODAL)

Fonte: Próprio Autor.

Desta forma, as amostras foram divididas em proporções específicas e cada nova amostra aproximada por uma função de Weibull, as funções para cada subpopulação são:

Subpopulação 1:

$$\beta - 2,04$$

$$\alpha - 165,62$$

Porção da amostra geral: 34%

Subpopulação 2:

$$\beta - 5,12$$

$$\alpha - 489,6$$

Porção da amostra geral: 54%

Subpopulação 3:

$$\beta - 0,34$$

$$\alpha - 1510,26$$

Porção da amostra geral: 12%

A probabilidade de uma manutenção preventiva requisitar de 6 horas para ser executada está compreendido entre 37,55% e 50,17%, para a manutenção ser efetuada em 10 horas os valores variam entre 79,03% e 89,01%. Para a preventiva durar até o período da franquia 21 horas os valores variam entre 97,88% e 99,92%.

5.9 ANÁLISE GERAL DOS RESULTADOS

A presente seção tem a finalidade de interpretar as funções de probabilidade mostradas neste capítulo. O quadro 5.1 mostra os tipos de funções utilizadas para cada conjunto de dados. Dentre os testes de aderência realizados pelo software a função de Weibull foi uma das que apresentou melhor correlação com o conjunto de dados específico, se não a melhor.

Para estabelecer um critério de análise semelhante para todos os conjuntos de dados e por a função Weibull ser utilizada amplamente na aproximação de dados em diversos fenômenos descritos por modelos matemáticos, esta função foi escolhida para representar todos os conjuntos de dados.

Além disso, no capítulo 4 e no início deste capítulo foi estabelecido que por análise gráfica 95% dos dados do conjunto analisado deveriam estar compreendidos entre os limites superiores e inferiores de confiança para a função aproximada (curvas em vermelho nos gráficos). Portanto pela análise dos gráficos 5.1 até 5.7 e do gráfico 5.9, foi constatado que a

função de Weibull atendeu os critérios estabelecidos.

FICO	PARÂMETROS DA DISTRIBUIÇÃO				LIMITES DE CONFIANÇA 95% DOS DADOS			
	DISTRIBUIÇÃO	γ	β	α	INTERVALO	INFERIOR	VALOR	SUPERIOR
FALHA X IDADE	WEIBULL-3P	-11,29	2,92	95,3	5 ANOS	0,18	5,37	1,81
					30 ANOS	5,16	8,32	13,34
					40 ANOS	8,99	15,11	24,86
EVENTO OPERACIONAL X TEMPO	WEIBULL-3P	1,4	1,11	63,55	6 MESES	2,78	5,27	9,90
					1 ANO	8,35	12,80	19,35
PREVENTIVA X TEMPO (0 a 5 anos)	WEIBULL-3P	-29,42	9,9	42,28	6 MESES	5,07	15,93	43,94
					1 ANO	33,08	55,80	80,98
PREVENTIVA X TEMPO (6 a 30 anos)	WEIBULL-2P	0	1,36	16,62	6 MESES	17,25	22,13	28,12
					1 ANO	41,14	47,39	54,08
PREVENTIVA X TEMPO (acima de 30 anos)	WEIBULL-3P	-11,66	3,27	29,44	6 MESES	10,52	17,06	26,99
					1 ANO	28,50	38,62	50,85
GRÁFICO	PARÂMETROS DA DISTRIBUIÇÃO				LIMITES DE CONFIANÇA 95% DOS DADOS			
	DISTRIBUIÇÃO	γ	β	α	INTERVALO	INFERIOR	VALOR	SUPERIOR
CORRETIVA X TEMPO DE REPARO	WEIBULL-3P	27,82	0,34	1510,26	2 HORAS	16,84	32,05	55,47
					1 DIA	43,32	62,37	81,4
					1 MÊS	83,08	95,61	99,59
EVENTO OPERACIONAL X TEMPO RESTABELECIMENTO	WEIBULL - 3P	1,8	0,53	28,19	1 HORA	65,68	76,97	86,68
					2 HORAS	78,3	88,21	94,89
					5 HORAS	90,6	96,95	99,39
PREVENTIVA X TEMPO PARA MANUTENÇÃO	WEIBULL TRIMODAL	0	2,05	165,62	6 HORAS	37,55	43,68	50,17
		0	5,12	489,60	10 HORAS	79,03	84,39	89,01
		0	14,37	1162,99	21 HORAS	97,88	99,48	99,92

QUADRO 5.1- PARÂMETROS DAS FUNÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE.

Fonte: Autoria Própria.

Com os parâmetros do quadro 5.1 é possível constatar que:

Probabilidade de falha do transformador: é crescente com a idade do equipamento ($\beta > 1$), para as 15 falhas constatadas nesse estudo a função de probabilidade apresentou variação considerável entre intervalos de confiança. Portanto para reduzir a diferença entre o limite inferior e superior é necessário aumentar a quantidade de dados relativos a falha do equipamento, isto pode ser conseguido estendendo-se o período de análise ou amentando o universo de equipamentos analisados, agregando dados de outras empresas.

A curva da banheira utilizada por vários grupos de manutenção de renome internacional para descrição da taxa de falha em transformadores não foi observada, devido ao pequeno número de falhas analisadas. A função obtida também mostra que existe uma

probabilidade de ocorrência de falha na energização do equipamento, pois $\alpha < 0$.

Probabilidade de eventos operacionais: a probabilidade de ocorrência de um evento operacional é crescente com o tempo ($\beta > 1$), pelo valor de α não existe a probabilidade de ocorrer a repetição de um evento operacional para o mesmo equipamento em um intervalo de inferior a 42 dias ($\alpha = 1,4$ meses). Para o parque de 72 equipamentos independentes analisados deve ocorrer de 6 a 14 desligamentos operacionais por ano dentro dos limites de confiança estabelecidos.

Probabilidade de manutenção preventiva: conforme mostrado nas seções anteriores, foram divididos em três grupos de faixa etária os equipamentos para análise da probabilidade. Estes subgrupos foram definidos de acordo com a curva da banheira adotada por grupos de manutenção.

Pela a análise das funções constata-se que os equipamentos com pouco tempo de operação são os que possuem maior probabilidade de serem desligados após um ano de operação ou desde outra solicitação de desligamento. Portanto, esta constatação não condiz com o senso intuitivo de que incidência de manutenções preventivas aumenta com a idade do equipamento.

Portanto, o resultado aponta uma possível falha de planejamento na gestão de manutenção preventiva em transformadores devendo ser investigadas as verdadeiras causas dessa maior incidência de manutenção em equipamentos novos, verificando a qualidade de fabricação do equipamento e seus principais acessórios.

Tempo de duração da manutenção corretiva: a taxa de falha de componentes com alto tempo de reparo no presente estudo possuem menor incidência que os componentes de baixo tempo de reparo ($\beta < 1$). No presente estudo foi considerado falhas internas e externas que levam o equipamento parar de desempenhar sua função, desta forma não foi feita a segregação entre os diferentes modos de falha para cada componente.

Para a ocorrência de uma falha que não se saiba o componente avariado pode-se utilizar os valores do quadro 5.1 para estimar a probabilidade da execução da manutenção corretiva ou eliminação da causa raiz utilizando a função de Weibull de três parâmetros, para uma previsão pessimista utiliza-se o limite inferior de probabilidade de reparo, para uma previsão otimista o limite superior deverá ser utilizado.

Tempo de duração do evento operacional: assim como o encontrado para manutenção corretiva a incidência de falhas operacionais severas é menor que as de simples resolução,

sendo que $\beta < 1$. Desta maneira as falhas operacionais possuem alta probabilidade de serem eliminadas rapidamente.

Tempo de duração de manutenções preventivas: conforme visto na seção anterior a única função que apresentou a correlação de dados requerida para a descrição de duração das manutenções preventivas, foi a função de Weibull mista. Esta função é dividida em três subpopulações, indicando que existem três tipos de manutenções preventivas com características que diferem entre si.

Pode ser notado no apêndice A que dentre os conjuntos de dados, o conjunto que possui maior quantidade de informação são os dados de duração dos desligamentos programados, desta maneira a diferença entre os limites de confiança inferior e superior é a menor dentre os gráficos analisados.

5.10 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Os resultados obtidos neste capítulo refletem os dados de desligamentos registrados para controle de parcela variável em um período de aproximadamente 4 anos (46 meses), estes dados apresentam as informações de incidência e duração de cada tipo de desligamento.

Desta forma se tornou viável e com significados práticos as simulações apresentadas neste capítulo, os resultados apresentaram as funções para determinação da probabilidade de falha esperada para o transformador por sua idade operacional, o intervalo de tempo entre desligamentos por intervenções programadas ou eventos operacionais.

Assim como os tempos esperados para execução de tarefas programadas, manutenção corretiva e duração de tempo de indisponibilidade ocasionado por um evento operacional de natureza humana, atuação indevida na proteção ou falha de outros equipamentos complementares a função de transformação.

Os intervalos definidos nesse capítulo podem ser utilizados como metas para serem reduzidas, por exemplo, a redução do período de manutenção corretiva e preventiva, a diminuição da frequência de eventos operacionais e a otimização do tempo entre manutenções, auxiliando na previsão de programações e intervenções no sistema.

6. CONCLUSÃO

O presente estudo apresentou os principais conceitos de transformadores e seus principais componentes, além de relacionar todas as perdas de função do equipamento ocasionadas por falhas de origem interna ou externa ao equipamento, vide quadro 2.1.

Os dados consideraram desligamentos por falhas de operação (humana, atuação indevida da proteção ou equipamentos complementares a função de transformação), falhas do equipamento principal e desligamentos programados, com suas respectivas durações. Foram considerados para estudo 72 transformadores com classe de tensão primária de 230kV ou 500kV, para o período de análise de dados compreendido entre 03/06/2008 a 31/03/2012.

Pelo registro de desligamentos identificou-se o tipo de desligamento, desta forma foram utilizados os dados para representação da probabilidade de falha do equipamento, intervalos entre falhas operacionais, intervalos entre manutenção preventiva em diferentes estágios da vida do transformador e tempos para execução de manutenções preventivas e corretivas.

Observou-se que para cada representação a função de distribuição de Weibull (biparamétrica, triparamétrica e mista) apresentou boa aderência aos dados, aproximando um modelo matemático probabilístico para o conjunto de dados respeitando os critérios adotados para os limites de confiança.

Desta forma, as funções de distribuição de probabilidade podem ser utilizadas para descrever algumas características da gestão de manutenção atual da concessionária, como por exemplo, o número esperado de falhas operacionais anuais e como está sendo realizada a manutenção preventiva com base na idade do equipamento.

A estimativa de falhas operacionais pode definir metas e estratégias para redução de eventos operacionais, enquanto que o conhecimento do padrão da manutenção preventiva utilizado pela concessionária pode ajudar definir métodos mais eficientes para a conservação da vida útil do equipamento prevenindo falhas precoces.

A função acumulada de falha do equipamento representa uma ferramenta quantitativa para avaliação do risco associado a utilização de um transformador antigo em locais críticos

para o sistema interligado nacional, além de poder ser utilizada para determinação do instante de superação do equipamento, para dimensionamento da quantidade de sobressalentes e remanejamento de transformadores antigos para instalações que apresentem regime de carga leve.

Os tempos de manutenibilidade da função de transformação também é uma ferramenta quantitativa para de determinação da política de riscos de situações de emergência, como por exemplo, determinar a probabilidade de restabelecer a funcionalidade do transformador em determinado período de tempo.

Portanto, o estudo apresentou modelos quantitativos respaldados em dados confiáveis para a incidência e a duração de desligamentos, estes modelos podem ser utilizado no futuro como uma ferramenta para determinação de riscos envolvendo a falha de transformadores de potência e avaliação da gestão de manutenção atual da empresa.

Esta ferramenta deve ser melhorada por dos trabalhos futuros que envolvam análises quantitativas de componentes críticos em transformadores e estudos de custos de manutenção, conforme temas sugeridos a seguir.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

- Elaboração de uma metodologia de coleta de dados em meio acessível no software de gestão de manutenção da Rede Básica para as ordens de serviço, conscientizando o pessoal de campo para o registro correto do homem – hora;
- Identificação de modos de falhas predominantes em transformadores de potência relacionando a probabilidade de falha de cada componente com a idade do componente e o tempo probabilístico para reparo de cada modo de falha;
- Cálculo de custos para manutenção preventiva e corretiva para os principais componentes e otimização da manutenção preventiva e preditiva.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANELL. Resolução Normativa N° 270 de 26 de Junho 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356:** Transformadores de Potencia. Rio de Janeiro, 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5462:** Confiabilidade e Manutenibilidade. Rio de Janeiro, 1993.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10202:** Buchas de tensões nominais 72,5 -242 kV para transformadores e reatores de potência – Características elétricas, construtivas e dimensionais em geral - Padronização. Rio de Janeiro, 2010.

BECHARA, Ricardo. **Análise de Falhas de Transformadores de Potência. 2010.** 102 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

CORREA, Adriana I.; OHNO, Renato M.; SANTOS, Fagner M. **Escalonamento dos Ensaio mais Adequados Levando-se em Consideração a Parcela por Indisponibilidade aos Transformadores de Potência Ligados à Rede Básica.** 2010. 99 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica Industrial) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2010.

DIAS, Acire; Apostila de Confiabilidade de Sistemas Técnico do Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.

FILHO, João M. **Manual de Equipamentos Elétricos.**3 ed. Rio de Janeiro:LTC, 2011.

FILHO, João M; MAMEDE Daniel R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.** 1 ed. Rio de Janeiro : LTC, 2011.

GAMBOA, Luis R. A. Curso de Ensaio Elétricos em Equipamentos de Subestações e Usinas promovido pelo Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, 2003.

HENCKE, Vilson. Curso de equipamentos de subestações promovido pela Companhia de Energia Elétrica do Paraná, 2010.

HEATHCOTE, Martin J.; **J&p Transformer Book**. 13 ed. Waltham, Massachusetts, USA: Butterworth-Heinemann, 2007.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS – IEEE. **Std C57.104:** Guide for Interpretation of Gases Generated in Oil-Filled Transformers, 1991.

INTERNACIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS - CIGRÉ. **WG A2.34:** Guide For Transformer Maintenance, 2010

LAFRAIA, João Ricardo Barusso. **Manual da Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade**. 4 ed. Rio de Janeiro: Qualitymark: Petrobras, 2007.

MELO, Aguinaldo G. **Monitoramento de pressão em buchas**. 2008. 72 f. Monografia (Especialização em Instrumentação) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2008.

MILASH, Milan. **Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante**. 7 ed. São Paulo: Edgard Blucher, 1984.

MOUBRAY, John. **Manutenção Centrada em Confiabilidade**. 2^a. ed. Lutterworth, Leicestershire, United Kingdom: Aldon Ltd. 2000.

NUÑES, José S. T. **Modelo para o Gerenciamento de Ativos de transmissão de Energias Elétrica**. 2004. 83 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

OPERADOR DO SISTEMA NACIONAL – ONS. O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional. Disponível em <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 10 de ago. 2012, 15:35.

PALLEROSI, Carlos A.; MAZZOLINI, Beatriz P. M.; MAZZOLINI, Luiz R.; **Confiabilidade Humana: Conceitos, análises e desafios**. 1 ed. São Paulo, 2012.

PAULINO, Marcelo E.C.; AGUIAR, Roberto; NUNES, Antonio P.; Avaliação da resistência estática e dinâmica em comutadores sob carga e enrolamentos de transformadores. **XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**. Olinda, 2004.

PETRILLO, Fabiano S. **Manutenção em Sistemas de Transmissão: dos Conceitos às Estratégias Adotadas no Brasil**. 2007. 88 f. Monografia (Especialização em Sistemas de Energia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

SILVA, Leandro N. A.; **Monitoramento e diagnóstico de buchas de alta tensão**, 2007. f. Monografia (Graduação Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

SIQUEIRA, Iony P. de.; **Manutenção Centrada na Confiabilidade – Manual de Implementação**, 1 ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

SOARES, José C. Curso de equipamentos de subestações promovido pela Companhia de Energia Elétrica do Paraná, 2010.

STRAUHS, Faimara do Rocio. **Gestão do Conhecimento em Laboratório Acadêmico: Proposição de Metodologia**. 2003. 480 p. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

VIEIRA, Isabela. S. **Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil**. 2009. 69 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2009.

APÊNDICE A
QUADROS DE DADOS PARA OS DESLIGAMENTOS ANALISADOS

I – DADOS DE TEMPO PARA MANUTENÇÃO CORRETIVA

amostra	duração de manutenções corretivas
1	28
2	51
3	58
4	69
5	95
6	132
7	144
8	263
9	710
10	749
11	908
12	1617
13	8575
14	46221
15	89954

II – DADOS DE TEMPO PARA DURAÇÃO DE EVENTO OPERACIONAL

amostra	duração	amostra	duração	amostra	duração
1	2	17	10	33	69
2	2	18	10	34	72
3	2	19	12	35	80
4	2	20	12	36	92
5	2	21	17	37	92
6	2	22	18	38	102
7	2	23	18	39	108
8	3	24	18	40	152
9	4	25	25	41	349
10	4	26	27	42	353
11	4	27	33		
12	5	28	40		
13	6	29	47		
14	6	30	50		
15	7	31	54		
16	9	32	54		

III – DADOS DE TEMPO PARA DURAÇÃO MANUTENÇÃO PREVENTIVAS

amostra	dur.								
1	27	41	168	81	358	121	485	161	642
2	36	42	170	82	363	122	485	162	703
3	44	43	171	83	364	123	486	163	876
4	44	44	176	84	367	124	491	164	877
5	46	45	179	85	367	125	493	165	878
6	48	46	180	86	368	126	494	166	1027
7	50	47	184	87	368	127	494	167	1047
8	57	48	184	88	370	128	496	168	1087
9	59	49	192	89	380	129	496	169	1100
10	64	50	196	90	383	130	497	170	1115
11	67	51	202	91	387	131	499	171	1120
12	68	52	205	92	391	132	500	172	1133
13	73	53	215	93	393	133	501	173	1134
14	74	54	228	94	403	134	501	174	1137
15	77	55	230	95	406	135	502	175	1154
16	78	56	231	96	411	136	515	176	1163
17	79	57	232	97	419	137	520	177	1169
18	81	58	241	98	427	138	521	178	1175
19	87	59	243	99	428	139	522	179	1178
20	94	60	250	100	428	140	527	180	1194
21	99	61	261	101	431	141	536	181	1208
22	107	62	263	102	435	142	537	182	1221
23	109	63	267	103	438	143	538	183	1237
24	120	64	268	104	438	144	542	184	1242
25	124	65	281	105	439	145	543	185	1254
26	126	66	281	106	442	146	544		
27	129	67	283	107	442	147	549		
28	129	68	284	108	443	148	551		
29	132	69	291	109	446	149	558		
30	133	70	301	110	453	150	560		
31	144	71	308	111	457	151	560		
32	145	72	326	112	458	152	565		
33	152	73	326	113	458	153	577		
34	153	74	335	114	458	154	589		
35	154	75	340	115	476	155	590		
36	156	76	342	116	480	156	597		
37	156	77	342	117	482	157	600		
38	159	78	351	118	482	158	609		
39	163	79	354	119	483	159	611		
40	166	80	357	120	484	160	633		

IV – DADOS DE INTERVALOS DE TEMPO PARA EVENTOS OPERACIONAIS

amostra	estado	interv	amostra	estado	interv	amostra	estado	interv
1	F	2	41	F	21	81	S	46
2	F	3	42	F	21	82	S	46
3	S	3	43	F	21	83	S	46
4	S	4	44	S	21	84	S	46
5	S	4	45	S	21	85	S	46
6	S	4	46	F	22	86	S	46
7	S	4	47	S	22	87	S	46
8	F	5	48	F	23	88	S	46
9	F	5	49	F	24	89	S	46
10	F	5	50	S	24	90	S	46
11	S	5	51	F	25	91	S	46
12	F	6	52	S	25	92	S	46
13	F	7	53	S	25	93	S	46
14	F	7	54	F	26	94	S	46
15	F	7	55	F	26	95	S	46
16	F	7	56	F	27	96	S	46
17	S	7	57	S	27	97	S	46
18	F	8	58	S	27	98	S	46
19	S	8	59	S	27	99	S	46
20	S	9	60	S	29	100	S	46
21	S	9	61	S	29	101	S	46
22	S	11	62	S	31	102	S	46
23	F	12	63	S	31	103	S	46
24	S	12	64	S	31	104	S	46
25	F	14	65	F	32	105	S	46
26	S	14	66	F	34	106	S	46
27	F	15	67	F	34	107	S	46
28	F	15	68	S	34	108	S	46
29	F	15	69	F	37	109	S	46
30	F	15	70	F	38	110	S	46
31	F	15	71	S	39	111	S	46
32	S	15	72	S	39			
33	F	16	73	S	39			
34	S	16	74	S	39			
35	F	17	75	S	40			
36	F	17	76	F	41			
37	F	17	77	F	43			
38	F	19	78	S	43			
39	S	20	79	F	45			
40	S	20	80	F	46			

V – DADOS DE INTERVALOS DE TEMPO PARA MANUTENÇÕES PREVENTIVAS
(TRANSFORMADORES ACIMA DE 30 ANOS).

amostra	estado	interv	amostra	estado	interv
1	F	8	41	F	8
2	F	18	42	F	17
3	F	18	43	F	10
4	F	20	44	S	8
5	F	35	45	F	2
6	F	30	46	S	7
7	F	14	47	S	10
8	F	19	48	F	2
9	F	21	49	F	7
10	F	19	50	F	16
11	F	14	51	F	9
12	S	46	52	S	9
13	F	2	53	F	8
14	F	13	54	S	6
15	F	21	55	S	9
16	F	18	56	S	9
17	F	15	57	S	8
18	F	2	58	S	3
19	F	2			
20	F	14			
21	F	2			
22	F	3			
23	F	15			
24	F	20			
25	S	25			
26	F	2			
27	F	15			
28	F	12			
29	F	12			
30	S	25			
31	F	20			
32	F	15			
33	F	19			
34	F	16			
35	S	12			
36	S	9			
37	F	2			
38	F	1			
39	S	7			
40	F	1			

VI – DADOS DE INTERVALOS DE TEMPO PARA MANUTENÇÕES PREVENTIVAS
(TRANSFORMADORES ENTRE 6 E 30 ANOS).

amostra	estado	interv	amostra	estado	interv	amostra	estado	interv
1	F	24	41	F	13	81	F	21
2	F	2	42	F	5	82	F	19
3	F	10	43	S	46	83	F	13
4	F	13	44	F	38	84	F	6
5	F	23	45	F	14	85	S	33
6	F	12	46	F	7	86	F	9
7	F	15	47	F	8	87	F	1
8	F	11	48	S	22	88	F	11
9	F	2	49	F	1	89	F	18
10	F	16	50	F	26	90	F	10
11	F	25	51	F	3	91	F	27
12	S	46	52	F	3	92	F	10
13	S	46	53	F	13	93	F	24
14	F	24	54	F	3	94	F	13
15	F	6	55	F	13	95	F	13
16	F	16	56	F	21	96	F	12
17	F	15	57	F	6	97	F	14
18	F	15	58	F	16	98	F	7
19	F	21	59	F	5	99	F	3
20	F	6	60	F	10	100	F	5
21	F	8	61	F	21	101	S	17
22	F	26	62	F	5	102	F	15
23	F	33	63	F	5	103	S	9
24	F	34	64	F	17	104	F	7
25	F	1	65	F	23	105	F	18
26	F	11	66	F	18	106	F	8
27	F	26	67	F	11	107	F	2
28	F	13	68	F	2	108	F	18
29	F	46	69	S	12	109	S	9
30	F	41	70	F	9	110	S	11
31	F	19	71	F	2	111	F	1
32	F	12	72	F	8	112	F	21
33	F	19	73	F	13	113	F	2
34	F	27	74	S	5	114	F	16
35	F	6	75	F	10	115	S	17
36	F	40	76	S	34	116	S	17
37	F	3	77	F	10	117	S	3
38	F	6	78	F	16	118	S	32
39	F	12	79	F	8	119	F	2
40	F	17	80	S	6	120	S	21

amostra	estado	interv	amostra	estado	interv
121	S	21	161	S	10
122	F	6	162	S	4
123	F	11	163	F	1
124	F	7	164	S	10
125	F	13	165	S	3
126	F	10			
127	F	5			
128	S	16			
129	F	2			
130	S	8			
131	F	4			
132	F	4			
133	F	13			
134	S	21			
135	F	10			
136	F	10			
137	S	8			
138	S	15			
139	F	1			
140	S	35			
141	F	2			
142	F	10			
143	S	4			
144	F	12			
145	F	7			
146	S	21			
147	S	8			
148	S	11			
149	F	6			
150	S	4			
151	F	2			
152	S	4			
153	S	3			
154	S	5			
155	F	5			
156	F	1			
157	F	12			
158	S	8			
159	F	6			
160	F	7			

VII – DADOS DE INTERVALOS DE TEMPO PARA MANUTENÇÕES PREVENTIVAS
(TRANSFORMADORES ENTRE 0 E 5 ANOS).

amostra	estado	interv
1	S	4
2	S	4
3	F	7
4	S	5
5	S	9
6	F	6
7	F	12
8	S	22
9	F	10
10	S	4
11	F	12
12	F	6
13	F	13
14	S	4
15	F	1
16	F	15
17	S	9
18	S	8

VII – DADOS PARA FALHA DO TRANSFORMADOR PELA INSPEÇÃO ANUAL

amostra	estado	idade	amostra	estado	idade	amostra	estado	idade
1	F	1	41	S	8	81	S	12
2	S	1	42	S	8	82	S	12
3	S	1	43	S	9	83	S	12
4	S	1	44	S	9	84	S	12
5	S	1	45	S	9	85	S	12
6	S	1	46	S	9	86	S	13
7	S	2	47	S	9	87	S	13
8	S	2	48	S	9	88	S	13
9	S	2	49	S	9	89	S	13
10	S	2	50	F	10	90	S	13
11	S	2	51	S	10	91	S	13
12	S	2	52	S	10	92	S	13
13	S	3	53	S	10	93	S	13
14	S	3	54	S	10	94	S	13
15	S	3	55	S	10	95	S	13
16	S	4	56	S	10	96	S	13
17	S	4	57	S	11	97	S	13
18	S	5	58	S	11	98	S	13
19	S	5	59	S	11	99	S	13
20	S	6	60	S	11	100	S	13
21	S	6	61	S	11	101	S	13
22	S	6	62	S	11	102	S	13
23	S	6	63	S	11	103	S	13
24	S	6	64	S	11	104	S	14
25	S	6	65	S	11	105	S	14
26	S	6	66	S	11	106	S	14
27	S	6	67	S	11	107	S	14
28	F	7	68	F	12	108	S	14
29	S	7	69	F	12	109	S	14
30	S	7	70	S	12	110	S	14
31	S	7	71	S	12	111	S	14
32	S	7	72	S	12	112	S	14
33	S	7	73	S	12	113	S	14
34	S	7	74	S	12	114	S	14
35	S	7	75	S	12	115	S	14
36	S	7	76	S	12	116	F	15
37	S	8	77	S	12	117	F	15
38	S	8	78	S	12	118	S	15
39	S	8	79	S	12	119	S	15
40	S	8	80	S	12	120	S	15

amostra	estado	idade	amostra	estado	idade	amostra	estado	idade
121	S	15	161	S	26	201	S	30
122	S	15	162	S	26	202	S	30
123	S	16	163	S	26	203	S	30
124	S	19	164	S	27	204	S	30
125	S	19	165	S	27	205	S	30
126	S	19	166	S	27	206	S	30
127	S	19	167	S	27	207	S	30
128	F	20	168	S	27	208	S	30
129	S	20	169	S	27	209	S	30
130	S	20	170	S	27	210	S	30
131	S	20	171	S	27	211	S	30
132	S	21	172	S	27	212	S	31
133	S	21	173	S	27	213	S	31
134	S	21	174	F	28	214	S	31
135	S	21	175	F	28	215	S	31
136	S	21	176	S	28	216	S	31
137	S	22	177	S	28	217	S	31
138	S	22	178	S	28	218	S	32
139	S	22	179	S	28	219	S	32
140	S	22	180	S	28	220	S	32
141	S	22	181	S	28	221	S	32
142	S	22	182	S	28	222	S	32
143	S	22	183	S	28	223	S	32
144	S	23	184	S	28	224	S	32
145	S	23	185	S	28	225	S	33
146	S	23	186	S	29	226	S	33
147	S	23	187	S	29	227	S	33
148	S	23	188	S	29	228	S	33
149	S	23	189	S	29	229	S	33
150	S	24	190	S	29	230	S	33
151	S	24	191	S	29	231	S	33
152	S	24	192	S	29	232	S	34
153	S	24	193	S	29	233	S	34
154	S	24	194	S	29	234	S	34
155	S	24	195	S	29	235	S	34
156	S	25	196	S	29	236	S	34
157	S	25	197	S	29	237	S	34
158	S	25	198	F	30	238	S	34
159	S	25	199	F	30	239	S	34
160	S	25	200	F	30	240	S	34

amostra	estado	idade
241	F	35
242	S	35
243	S	35
244	S	35
245	S	35
246	S	35
247	S	35
248	S	36
249	S	36
250	S	36
251	S	36
252	S	37
253	S	37
254	S	37
255	S	37
256	S	37
257	S	38
258	S	38
259	S	39
260	S	39
261	F	40
262	S	40
263	S	40
264	S	40
265	S	41
266	S	41
267	S	41
268	S	42
269	S	42
270	S	42
271	S	43
272	S	43
273	S	45