

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO ESTOCÁSTICA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO ATRAVÉS
DE ANÁLISE DE CURTOS-CIRCUITOS DESLIZANTES E BANCO DE DADOS
RELACIONAL**

JUCILENO SILVA E SILVA

DM 13/2006

UFPA / CT / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
BELÉM – PARÁ - BRASIL
2006

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

JUCILENO SILVA E SILVA

**AVALIAÇÃO ESTOCÁSTICA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO ATRAVÉS
DE ANÁLISE DE CURTOS-CIRCUITOS DESLIZANTES E BANCO DE DADOS
RELACIONAL**

DM 13/2006

**UFPA / CT / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
BELÉM – PARÁ - BRASIL
2006**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

JUCILENO SILVA E SILVA

**AVALIAÇÃO ESTOCÁSTICA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO ATRAVÉS
DE ANÁLISE DE CURTOS-CIRCUITOS DESLIZANTES E BANCO DE DADOS
RELACIONAL**

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

**UFPA / CT / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
BELÉM – PARÁ - BRASIL
2006**

-
- S586a Silva, Jucileno Silva e
Avaliação estocástica de afundamentos de tensão através de análise de curtos-circuitos deslizantes e banco de dados relacional / Jucileno Silva e Silva; orientador, Ghendy Cardoso Júnior. – 2006.
99 f.:il.
- Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2006.
1. Energia Elétrica – controle de qualidade. 2. Sistemas de Energia Elétrica. I. título.
- CDD: 621.3191
-

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AVALIAÇÃO ESTOCÁSTICA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO ATRAVÉS DE
ANÁLISE DE CURTOS-CIRCUITOS DESLIZANTES E BANCO DE DADOS
RELACIONAL**

AUTOR: JUCILENO SILVA E SILVA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA, APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ E JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA.

APROVADA EM: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA:

**Prof. Dr. Ghendy Cardoso Júnior
(ORIENTADOR – UFPA)**

**Prof. Dr. Jurandyr Nascimento Garcez
(CO - ORIENTADOR – UFPA)**

**Prof. Dr. André Maurício Damasceno Ferreira
(MEMBRO – CEFET-PA)**

**Prof. Dr. Marcus Vinicius Alves Nunes
(MEMBRO – UFPA)**

**Prof. Dsc Ubiratan Holanda Bezerra
(MEMBRO – UFPA)**

VISTO:

**Evaldo Gonçalves Pelaes, Dr. Eng.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação a minha mãe
Maria Lúcia.
Aos meus irmãos, Joseane e
João Paulo.
A minha esposa, Silvia.

AGRADECIMENTOS

- A DEUS, pela permissão e saúde de concluir com satisfação mais esta etapa de minha vida.
- A minha família, em especial a minha mãe, Maria Lúcia, a minha irmã, Joseane, ao meu irmão, João Paulo, a minha esposa, Silvia Roberta, agradeço todo amor, carinho, compreensão e respeito.
- Ao meu orientador professor Ghendy Cardoso Junior, pelos incentivos e valiosas orientações que possibilitaram o desenvolvimento deste trabalho.
- Ao professor Jurandyr Nascimento Garcez, pelas orientações e esclarecimentos prestados. Além de tê-lo como exemplo de pessoa e profissional.
- Aos amigos do NESC, José Maria Machado, Andrey Ramos, Edgar Modesto, Kayt Nazaré, Roger Ribeiro, João Paulo Abreu, Mário Sérgio, Antonio de Jesus, pelos momentos de trabalho e descontração passados juntos.
- A minha colega de trabalho Conceição, pela grande ajuda no desenvolvimento desta dissertação.
- A todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE TABELAS	XII
RESUMO	XIV
ABSTRACT	XV
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO.....	2
1.3 ESTADO-DA-ARTE.....	2
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	4
2 AFUNDAMENTO DE TENSÃO.....	5
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	5
2.2 DEFINIÇÃO.....	5
2.3 ORIGEM.....	6
2.4 FATORES DE INFLUÊNCIA	7
2.4.1 Tipo de Falta	8
2.4.2 Localização da Falta.....	8
2.4.3 Impedância de Falta	8
2.4.4 Tensão Pré-Falta	9
2.4.5 Tipo de Conexão dos Transformadores	9
2.4.6 Desempenho do Sistema de Proteção	10
2.5 EFEITOS SOBRE PROCESSOS INDUSTRIAIS	10
2.6 CARACTERIZAÇÃO DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	11
2.6.1 Método a Dois Parâmetros	11
2.6.2 Método a Um Parâmetro	15
2.7 ÁREA DE VULNERABILIDADE	18
2.8 CONCLUSÕES	19
3 METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	20
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	20
3.2 MÉTODO DA DISTÂNCIA CRÍTICA	21
3.3 MÉTODO DAS POSIÇÕES DE FALTA	24
3.3.1 Implementação Computacional.....	26
3.4 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO ESTOCÁSTICA	28
3.4.1 Implementação Computacional.....	29
3.5 CONCLUSÕES	46
4 ESTUDO DE CASO.....	48
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	48
4.2 SIMULAÇÕES	48
4.2.1 Resultados Provenientes do Método das Posições de Falta	53
4.2.2 Resultados Provenientes da Metodologia Estocástica	66
4.3 CONCLUSÕES	78
5 CONCLUSÕES.....	80
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – Sistema de distribuição básico.....	6
FIGURA 2.2 - Tensão RMS durante o processo de eliminação do curto-circuito.....	7
FIGURA 2.3 – Diagrama unifilar para verificação da influência da conexão dos transformadores.	9
FIGURA 2.4 – Definição de magnitude e duração de afundamento de tensão.....	12
FIGURA 2.5 – Caracterização de afundamentos de tensão segundo a UNIPEDE.	13
FIGURA 2.6 – Caracterização do afundamento de tensão segundo a NRS-048.	13
FIGURA 2.7 – Caracterização de um afundamento de tensão segundo o EPRI / ELECTROTEK.	14
FIGURA 2.8 – Tipos de afundamentos de tensão desequilibrados na forma fasorial.....	15
FIGURA 2.9 – Ilustração da área de vulnerabilidade para uma carga específica.	18
FIGURA 3.1 – Modelo de divisor de tensão para o cálculo do afundamento de tensão.....	22
FIGURA 3.2 – Método da distância crítica em circuitos paralelos.....	23
FIGURA 3.3 – Diagrama unifilar simplificado para ilustrar o método das posições de falta.	24
FIGURA 3.4 – Estrutura do SBDG/QEE.	31
FIGURA 3.5 - Modelo entidade relacional do banco de dados para simulação.	33
FIGURA 3.6 - Rotinas referentes à avaliação estocástica do afundamento de tensão.....	34
FIGURA 3.7 - Percentual de possibilidade de ocorrência de cada tipo de curto-circuito...	38
FIGURA 3.8 - Gráfico de distribuição de frequência de afundamentos de tensão por faixas de amplitude e duração.	40
FIGURA 3.9 - Gráfico de distribuição de frequência acumulada de afundamentos de tensão em função da amplitude e duração.	42
FIGURA 3.10 – Curvas das distribuições normal e <i>t student</i>	44
FIGURA 4.1 – Diagrama unifilar do sistema de transmissão de 230 kV da Eletronorte....	49
FIGURA 4.2 – Diagrama unifilar do sistema elétrico estudado.....	50

FIGURA 4.3 – Perfil de tensão em Guamá 69 kV para faltas na linha Guamá 69 kV – Embrapa 69 kV.....	54
FIGURA 4.4 – Perfil de tensão em Guamá 69 kV para faltas na linha Utinga 69 kV – Coqueiro 69 kV.	54
FIGURA 4.5 – Perfil de tensão em Utinga 69 kV para faltas na linha Utinga 69 kV – Coqueiro 69 kV.	55
FIGURA 4.6 – Perfil de tensão em Utinga 69 kV para faltas na linha Guamá 69 kV – Independência 69 kV.....	56
FIGURA 4.7 – Perfil de tensão em Augusto Montenegro 13,8 kV para faltas na linha Coqueiro 69 kV – Cosanpa 69 kV.....	57
FIGURA 4.8 – Perfil de tensão em Augusto Montenegro 13,8 kV para faltas na linha Guamá 69 kV – Embrapa 69 kV.	57
FIGURA 4.9 – Área de vulnerabilidade para a barra Guamá 69 kV, desagregada por subsistema.....	58
FIGURA 4.10 – Área de vulnerabilidade para a barra Guamá 69 kV, desagregada por tipo de defeito.	59
FIGURA 4.11 – Área de vulnerabilidade para a barra Utinga 69 kV, desagregada por subsistema.....	60
FIGURA 4.12 – Área de vulnerabilidade para a barra Utinga 69 kV, desagregada por tipo de defeito.	60
FIGURA 4.13 – Área de vulnerabilidade para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV, desagregada por subsistema.....	61
FIGURA 4.14 – Área de vulnerabilidade para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV, desagregada por nível de tensão.	61
FIGURA 4.15 – Área de vulnerabilidade para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV, desagregada por tipo de defeito.	62
FIGURA 4.16 – Expectativa de afundamentos para a barra Guamá 69 kV, desagregada por tipo de defeito.	63
FIGURA 4.17 – Expectativa de afundamentos para a barra Guamá 69 kV, desagregada por subsistema.....	63
FIGURA 4.18 – Expectativa de afundamentos para a barra Utinga 69 kV, desagregada por tipo de defeito.	64

FIGURA 4.19 – Expectativa de afundamentos para a barra Utinga 69 kV, desagregada por subsistema.....	64
FIGURA 4.20 – Expectativa de afundamentos para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV, desagregada por tipo de defeito.	65
FIGURA 4.21 – Expectativa de afundamentos para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV, desagregada por subsistema.....	66
FIGURA 4.22 – Evolução da frequência média de afundamentos de tensão – barra Guamá 69 kV.	67
FIGURA 4.23 - Gráfico de distribuição de frequência de afundamentos de tensão em função da amplitude e duração – barra Guamá 69 kV.	68
FIGURA 4.24 - Gráfico de evolução do erro com o aumento do número de anos para o intervalo de amplitude $0,5 < a \leq 0,6$ pu e duração igual a 80 ms – barra Guamá 69 kV.	70
FIGURA 4.25 – Evolução da frequência média de afundamentos para a barra Utinga 69 kV.	71
FIGURA 4.26 - Gráfico de distribuição de frequência de afundamentos de tensão em função da amplitude e duração – barra Utinga 69 kV.	72
FIGURA 4.27 - Gráfico de evolução do erro com o aumento do número de anos para o intervalo de amplitude $0,5 < a \leq 0,6$ pu e duração igual a 80 ms – barra Utinga 69 kV.	74
FIGURA 4.28 – Evolução da frequência média de afundamentos de tensão – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.....	75
FIGURA 4.29 - Gráfico de distribuição de frequência de afundamentos de tensão em função da amplitude e duração – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.....	76
FIGURA 4.30 – Evolução do erro com o aumento do número de anos para o intervalo de amplitude $0,5 < a \leq 0,6$ pu e duração igual a 80 ms – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.	78

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – Efeito das conexões de transformadores.....	10
TABELA 3.1 – Período de monitoração para uma dada precisão.....	20
TABELA 3.2 - Dados de linha.	36
TABELA 3.3 - Distribuição de frequência de afundamentos de tensão por faixas de amplitude e duração.....	40
TABELA 3.4 - Distribuição de frequência acumulada de afundamentos de tensão em função da amplitude e duração.	41
TABELA 3.5 – Coeficientes de <i>t student</i> para um determinado intervalo de confiança (α).	45
TABELA 3.6 - Frequência média de afundamentos para uma amostra de tamanho 10 (10 anos).	46
TABELA 3.7 – Erro na estimação da frequência média de afundamentos em cada intervalo para uma amostra de tamanho 10 (10 anos)	46
TABELA 4.1 – Comprimentos de linhas de subtransmissão e alimentadores da CELPA.	49
TABELA 4.2 – Taxas de falha nas linhas de acordo com o tipo de falta.....	52
TABELA 4.3 – Tempo médio estimado para a atuação da proteção e eliminação do defeito.	52
TABELA 4.4 - Frequência média de afundamentos de tensão para 120 anos de simulações – barra Guamá 69 kV.	68
TABELA 4.5 – Distribuição de frequência média acumulada de afundamentos de tensão para 120 Anos de simulações – barra Guamá 69 kV.....	69
TABELA 4.6 – Frequência média de afundamentos para algumas faixas de amplitude resultante da aplicação das duas metodologias – barra Guamá 69 kV.....	69
TABELA 4.7 – Erro na estimação da frequência média de afundamentos em cada intervalo para 120 anos de simulação – barra Guamá 69 kV.	70
TABELA 4.8 - Frequência média de afundamentos de tensão para 120 anos de simulações – barra Utinga 69 kV.	72
TABELA 4.9 – Distribuição de frequência média acumulada de afundamentos de tensão para 120 anos de simulações – barra Utinga 69 kV.	73

TABELA 4.10 – Frequência média de afundamentos para algumas faixas de amplitude resultante da aplicação das duas metodologias – barra Utinga 69 kV.....	73
TABELA 4.11 – Erro na estimação da frequência média de afundamentos em cada intervalo para 120 anos de simulação – barra Utinga 69 kV.....	74
TABELA 4.12 - Frequência média de afundamentos de tensão para 120 anos de simulações – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.	75
TABELA 4.13 – Distribuição de Frequência Média Acumulada de Afundamentos de Tensão para 120 Anos de Simulações – Barra Augusto Montenegro 13,8 kV	76
TABELA 4.14 – Frequência média de afundamentos para algumas faixas de amplitude resultante da aplicação das duas metodologias – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.	77
TABELA 4.15 – Erro na estimação da frequência média de afundamentos em cada intervalo para 120 anos de simulação – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.....	77

RESUMO

Atualmente, é grande a preocupação com relação aos distúrbios que afetam a qualidade da energia elétrica, em especial os afundamentos de tensão, devido aos prejuízos associados aos usuários. Isto decorre da crescente presença de cargas sensíveis a estes distúrbios, principalmente nos processos industriais. Para se avaliar corretamente o problema, é fundamental dispor de estimativas confiáveis do número e das características dos afundamentos de tensão que podem afetar determinada carga ou processo. Dentro deste contexto, este trabalho propõe a implementação de uma metodologia de estimação dos afundamentos de tensão. Esta metodologia calcula a amplitude, duração e frequência de ocorrência do fenômeno, tendo como base um estudo estatístico estocástico. Neste estudo a posição da falta ao longo das linhas é sorteada, a fim de melhor emular a aleatoriedade da ocorrência das faltas no sistema. Para avaliar a aplicabilidade da metodologia implementada, realizaram-se estudos de casos utilizando um sistema elétrico real pertencente a uma concessionária da região norte (CELPA). A análise permite afirmar que a metodologia implementada pode ser eficazmente utilizada para auxiliar engenheiros no planejamento de sistemas elétricos e no diagnóstico de problemas ocasionados por afundamentos de tensão.

PALAVRAS-CHAVES: Qualidade de Energia Elétrica, Afundamentos de Tensão, Avaliação Estocástica.

ABSTRACT

Nowadays, it is great the concern regarding the disturbances that affect electric power quality, especially voltage sags, due to the associated customer damages. This elapses from the growing presence of sensitive loads to theses disturbances, mainly in industrial processes. To evaluate the problem correctly, it is fundamental to have reliable estimates of the number and characteristics of the voltage sags that can affect certain load or process. In this context, this work proposes the implementation of a methodology for estimation of voltage sags that consists in calculate amplitude, duration and frequency of occurrence of the phenomenon, based on probabilistic study. In this study, the position of the fault along the lines is raffled, in order to best represent the randomness of occurrence of faults in the system. To evaluate the applicability of the implemented methodology, case studies are made using a real electric grid of a distribution utility in the north of Brazil (CELPA). The resultant analysis, allows to affirm that, the implemented methodology can be used efficiently to aid engineers in planning of electric systems and in diagnosing power quality related customer equipment problems.

KEYWORDS: Electric Power Quality, Voltage Sags, Stochastic Assessment

1 Introdução

1.1 Considerações Gerais

A qualidade da energia elétrica vem ganhando importância cada vez maior nos sistemas elétricos modernos. As cargas elétricas, que no passado eram na maioria de natureza eletromecânica, passaram a ser predominantemente eletroeletrônicas, o que possibilitou uma maior eficiência na produção industrial, modernização dos estabelecimentos comerciais e mais conforto para os cidadãos. Por outro lado, os equipamentos eletroeletrônicos são mais sensíveis a distúrbios elétricos.

Dentre os distúrbios que afetam a qualidade da energia, os afundamentos de tensão estão entre os de maior interesse por parte das concessionárias e de seus consumidores, principalmente os industriais.

Os problemas ocasionados pelos afundamentos de tensão vão desde a parada de processos produtivos em indústrias, até o incômodo causado pela diminuição momentânea da intensidade luminosa de lâmpadas incandescentes e perda de memória de cargas como videocassete, microondas e relógios digitais dos consumidores residenciais. Para a indústria, a ocorrência deste distúrbio pode resultar em um custo bastante elevado, da ordem de milhões de reais, consequência de perdas de produção, tempo de espera para reinício e retomada da produção, reparo de equipamentos danificados, entre outros.

As concessionárias de energia elétrica por sua vez estão sofrendo desgastes na sua imagem empresarial, além dos custos com pedidos de ressarcimento de prejuízos sofridos por consumidores, decorrentes da má qualidade da energia entregue aos consumidores. Torna-se, portanto, imprescindível que as empresas de energia orientem esforços no sentido de implementar programas de diagnóstico e controle da qualidade de energia, já que a mesma está se transformando num fator de competitividade (SILVA *et al.*, 2005).

Há um consenso de que para se estudar o problema e tentar reduzir o impacto causado a uma determinada carga sensível é fundamental que se obtenha a estimativa do número de ocorrências e das suas características. Ou seja, se um consumidor tem uma carga sensível e quer reduzir o prejuízo com problemas de afundamento de tensão, é necessário que se conheça as características da energia que lhe é fornecida. De posse destas informações, as medidas de mitigação do problema podem ser mais facilmente definidas por parte da concessionária, por parte do consumidor e também por parte dos fabricantes de equipamentos eletroeletrônicos (FONSECA, 1999).

A obtenção dos parâmetros dos afundamentos de tensão em um sistema elétrico pode ser realizada através de instrumentos de monitoração instalados em determinadas barras de interesse. No entanto, em virtude da baixa frequência de ocorrência deste distúrbio, seria necessário um longo período de monitoração para que os dados obtidos sejam estatisticamente confiáveis. Portanto, para evitar extensos períodos de medição, uma boa alternativa é a utilização de métodos de estimação, através de simulação digital. Dentro deste contexto, este trabalho vem apresentar a proposta de implementação de uma metodologia de análise estocástica do afundamento de tensão.

1.2 Objetivos do Trabalho

Este trabalho tem como objetivo principal a proposta de implementação de uma metodologia de análise de afundamentos de tensão, que engloba a estimação da amplitude, duração e frequência de ocorrência do fenômeno, com base em um estudo estatístico estocástico. Em seguida, é realizada a validação da metodologia desenvolvida usando-se um método clássico amplamente utilizado na análise deste distúrbio, a fim de se verificar a aplicabilidade e potencialidade da metodologia estocástica.

A grande vantagem encontrada com o uso da metodologia desenvolvida é a possibilidade de se analisar a variação da amplitude e duração dos afundamentos de tensão em uma área de interesse, considerando a distribuição aleatória das faltas nas linhas do sistema em estudo, o que possibilita a obtenção de resultados mais realistas.

1.3 Estado-da-Arte

Nos parágrafos seguintes será apresentada a revisão bibliográfica sobre o estado-da-arte das metodologias de estimação dos afundamentos de tensão.

CONRAD *et al.* (1991) e BECKER *et al.* (1994) apresentaram uma proposta de estimar o número de ocorrências de maneira estocástica, onde são utilizadas as taxas médias de falha nas linhas do sistema estudado. A amplitude do afundamento é obtida através de cálculos de curto-circuito e a duração dos distúrbios é definida de acordo com o tempo de atuação dos dispositivos de proteção do sistema. Para a avaliação do impacto dos afundamentos de tensão numa carga sensível são confrontados os dados obtidos pela estimativa feita e as curvas de sensibilidade do equipamento.

Nos trabalhos de BOLLEN (1996) e QADER *et al.* (1999) as propostas de estimativa seguem as diretrizes das referências citadas anteriormente, no entanto, algumas complementações foram feitas. São propostos dois métodos de estimação. O primeiro, chamado de método da distância crítica, é um método aplicável a sistemas radiais. O segundo chamado de método das posições de falta é um método mais

complexo para cálculos em sistemas elétricos de potência em geral. Este último traz a proposta de incluir posições diferentes de faltas ao longo das linhas do sistema, de modo a considerar a influência da posição de falta na amplitude e duração dos afundamentos de tensão.

A dissertação de FONSECA (1999) apresenta uma metodologia de cálculo do afundamento de tensão que explora e complementa as metodologias apresentadas nos trabalhos citados anteriormente. Esta metodologia possibilita analisar a variação da amplitude e o tempo de duração dos afundamentos de tensão em função da posição da falta na linha de transmissão, subtransmissão e distribuição, além de permitir um processo de estimativa de afundamentos de tensão através de um estudo estatístico estocástico. Este estudo leva em conta dois fatores: os dados estatísticos de taxas médias de falhas por ano das linhas; e a escolha aleatória das posições das faltas ao longo da extensão das linhas de um sistema em estudo, visando emular o caráter aleatório das ocorrências das descargas atmosféricas. Desta forma, a metodologia proposta permite a obtenção de resultados mais realistas quando comparados às metodologias já existentes.

MARTINEZ & ARNEDO (2004) basearam-se no método de Monte Carlo e utilizaram o programa ATP (*Alternative Transients Program*). O processo de estimação baseou-se na geração aleatória das características das faltas, de acordo com a função densidade de probabilidade associada a cada uma delas. Uma rede de distribuição de energia de porte médio foi utilizada para aplicação deste procedimento, que serviu para analisar as vantagens em se utilizar ferramentas de simulação no domínio do tempo, como o ATP, em estudos de afundamentos de tensão. Também foi avaliada a convergência do método de Monte Carlo, a influência de alguns dispositivos de proteção sobre as características do fenômeno estudado e o cálculo de índices de afundamentos baseado na perda de energia.

OLIVEIRA *et al.* (2005) apresentaram a aplicação do software SAT (Sistema para Análise de Afundamentos de Tensão) desenvolvido para a obtenção de parâmetros de afundamentos de tensão, que utiliza tanto o método das posições de faltas quanto à metodologia estocástica. Na metodologia estocástica, a linha sob falta, a posição e o tipo de falta são sorteados considerando o período de simulações em anos. O processo de sorteios teve como base o método de simulação de Monte Carlo e utilizou o processo da transformada inversa da função distribuição das variáveis aleatórias para determinar o valor de cada variável sorteada. A fim de comparar os resultados das duas metodologias um estudo de caso foi apresentado. Nas análises, os autores somente consideraram o parâmetro número de ocorrências. Como conclusões, os autores verificaram uma grande

aderência entre os métodos, com o número médio de ocorrências da metodologia estocástica convergindo para o resultado do método das posições de faltas. Os autores ressaltam que para isto ocorrer é necessário haver uma correspondência entre as simulações em relação à distribuição para a posição das faltas, taxas de falhas e distribuição estatística dos tipos de faltas.

BORDALO *et al.* (2005) desenvolveram um modelo estocástico utilizado para a Análise Preditiva de Variações de Tensão de Curta Duração (APVT) em sistemas de distribuição com configuração radial. Este método estima as características (amplitude, duração e frequência) das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) e calcula índices probabilísticos de qualidade de energia em sistemas de distribuição, tendo como base a combinação do Método de Simulação de Monte Carlo (MSMC) e o Método da Soma de Admitâncias (MSA), em coordenadas de fase. Este método foi testado em um alimentador da Companhia Energética do Maranhão (CEMAR).

FARIED *et al.* (2005) também utilizaram o método de Monte Carlo para avaliar as magnitudes máximas dos afundamentos de tensão bem como os desbalanços de tensão em sistemas de transmissão, considerando as incertezas associadas com as ocorrências de faltas no sistema. Segundo os autores a vantagem deste método é que o mesmo permite calcular tanto o valor esperado das magnitudes máximas dos afundamentos quanto à distribuição de probabilidade dos mesmos.

1.4 Estrutura do Trabalho

Dando seqüência ao trabalho, o Capítulo 2 trata das principais questões relacionadas aos afundamentos de tensão. São apresentadas as definições básicas do fenômeno, os fatores de influência que afetam seus parâmetros e os efeitos deste distúrbio nos processos industriais. Finalmente, são mostradas as principais metodologias utilizadas na caracterização dos afundamentos de tensão.

O Capítulo 3 aborda inicialmente os principais métodos utilizados para a estimação do número e das características dos afundamentos de tensão, sendo estes o método da distância crítica e o método das posições de falta. Em seguida, é apresentada a metodologia de estimação estocástica do afundamento de tensão, bem como a sua implementação computacional.

No Capítulo 4 são mostrados os resultados obtidos com a aplicação do método das posições de falta e da metodologia de estimação estocástica, em um sistema elétrico de distribuição, visando convalidar os resultados obtidos na avaliação estocástica.

No Capítulo 5 são apresentadas algumas conclusões sobre o trabalho desenvolvido e, por fim, são propostas algumas sugestões para futuros trabalhos.

2 Afundamento de Tensão

2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo aborda as principais questões relacionadas a este importante fenômeno da qualidade de energia elétrica. Assim, inicialmente são apresentadas as definições básicas dos afundamentos de tensão e o processo de origem deste distúrbio em um sistema elétrico. Em seguida, são descritos os fatores que influenciam seus parâmetros, bem como os impactos sobre os processos industriais. Finalmente, as principais metodologias utilizadas para caracterizar os afundamentos de tensão são mostradas, juntamente com o conceito de área de vulnerabilidade.

2.2 Definição

Existem, basicamente, duas filosofias diferentes que tratam da definição de afundamento de tensão: a primeira, estabelecida pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* – IEEE, e a segunda, pela *International Electrotechnical Commission* – IEC (COSTA, 2003).

De acordo com a norma IEEE Std 1159 (1995), entende-se por afundamento de tensão uma redução do valor eficaz da tensão entre 0,1 e 0,9 p.u., com duração entre 0,5 ciclo e 1 minuto. Quanto à magnitude, a norma refere-se à menor tensão remanescente durante a ocorrência do distúrbio, ou seja, um afundamento de tensão de 0,7 p.u. significa que a tensão reduziu de 1,0 p.u. para 0,7 p.u., o que representa uma queda de 0,3 p.u.. Um evento cuja magnitude é inferior a 0,1 p.u. é definido pelo IEEE como sendo uma interrupção.

O afundamento de tensão é definido pela IEC (EUROPEAN STANDARD, 1994), como sendo uma redução do valor eficaz da tensão entre 0,1 e 0,99 p.u., com duração entre 0,5 ciclo e 1 minuto. Quanto à magnitude, o IEC considera a queda de tensão, ou seja, um afundamento de tensão de 0,2 p.u. significa que a tensão passou de 1,0 p.u. para 0,8 p.u.. Eventos com magnitudes acima de 0,99 p.u. são considerados pela IEC como interrupções.

O ONS – Submódulo 2.2 (2002), da mesma forma que o IEEE, define o afundamento de tensão como sendo o evento em que o valor eficaz da tensão seja superior ou igual a 0,1 p.u. e inferior ou igual a 0,9 p.u. da tensão nominal do sistema no ponto considerado. Quanto a duração, o ONS considera o intervalo de tempo de um ciclo (16,67 ms) a um minuto.

Nesta dissertação, optou-se pela filosofia proposta pelo IEEE para definição dos afundamentos de tensão.

2.3 Origem

Os afundamentos de tensão se originam de um súbito aumento de curta duração no valor da corrente elétrica em um ponto do sistema, causado por: curtos-circuitos na rede elétrica da concessionária ou do próprio consumidor, partida de grandes motores (principalmente os de indução), energização de transformadores, chaveamento de cargas pesadas e equipamentos da rede elétrica. Porém, os curtos-circuitos são a causa mais freqüente e importante dos afundamentos de tensão, principalmente no sistema da concessionária, devido as grandes extensões de linhas aéreas de transmissão e distribuição, que estão sujeitas a toda sorte de fenômenos naturais. Logo, este trabalho objetiva avaliar os afundamentos de tensão que tem como causa os curtos-circuitos em componentes do sistema elétrico.

A ocorrência de curtos-circuitos em linhas aéreas deve-se em sua maioria à incidência de descargas atmosféricas. Portanto, pode-se afirmar que a ocorrência de afundamentos de tensão está fortemente correlacionada com o nível cerâmico da região onde as linhas aéreas encontram-se instaladas. Outras causas de curtos-circuitos são as queimadas, vendavais, contatos de animais, contaminação de isoladores, falhas humanas, entre outras (LEBORGNE, 2003).

Para ilustrar a maneira com que um curto-circuito gera um afundamento de tensão, será utilizado, como exemplo, o sistema de distribuição básico mostrado na Figura 2.1 (IEEE Std 493, 1997). O sistema é composto por uma subestação de 20 MVA com três alimentadores de distribuição. Cada alimentador possui um disjuntor com relés de proteção para detectar e eliminar o curto-circuito. O ponto C representa um consumidor industrial suprido por um transformador de distribuição com tensão secundária de 480 V.

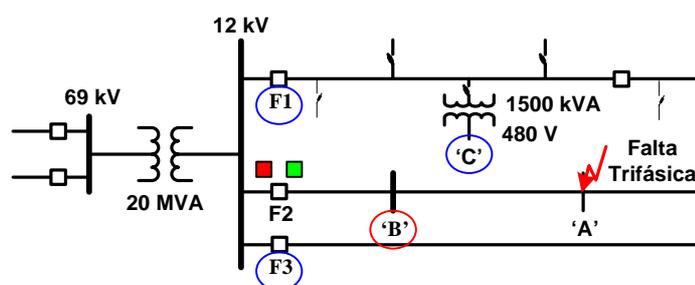


FIGURA 2.1 – Sistema de distribuição básico.

A Figura 2.2 mostra o que acontece ao longo do tempo com a tensão RMS quando ocorre um curto-circuito trifásico no ponto A do alimentador F2. A linha tracejada em vermelho representa a tensão no ponto B, e a linha cheia em azul representa a tensão nos alimentadores F1, F3 e na carga C. Os quadrados em verde e vermelho, nas Figuras 2.1 e 2.2 representam, respectivamente, F2 aberto e F2 fechado. O eixo dos tempos mostra a seqüência de eventos que ocorre durante a atuação da proteção, admitindo-se que o disjuntor em F2 possui religamento automático. Observa-se, portanto, que o mecanismo de religamento causa vários afundamentos na tensão do sistema, caso ocorra um defeito permanente.

Todas as cargas no alimentador F2 incluindo o ponto B, sofrem uma completa interrupção quando o disjuntor em F2 elimina o curto-circuito (F2 aberto). As cargas nos alimentadores F1 e F3 são submetidas a dois afundamentos de tensão. O primeiro afundamento começa no início do defeito e o segundo quando o disjuntor em F2 religa automaticamente (F2 fechado). Os afundamentos ocorrem sempre que a corrente de curto-circuito flui através das impedâncias do sistema até o ponto de defeito. A tensão retorna ao normal nos alimentadores F1 e F3 quando o disjuntor em F2 interrompe o fluxo da corrente. Cargas industriais sensíveis alimentadas por F1 e F3 experimentam paradas de produção caso a magnitude e duração dos afundamentos ultrapasse seus respectivos limites de suportabilidade.

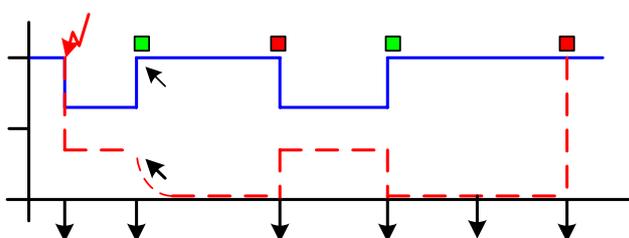


FIGURA 2.2 - Tensão RMS durante o processo de eliminação do curto-circuito.

2.4 Fatores de Influência

As características do afundamento de tensão dependem de vários fatores aleatórios, ou seja: o tipo de falta, a localização da falta, a impedância de falta, a tensão pré-falta, o tipo de conexão dos transformadores, o desempenho do sistema de proteção, entre outros.

2.4.1 Tipo de Falta

As faltas ocorrem no sistema elétrico de maneira aleatória, e sob diferentes formas: trifásicas (FFF), bifásicas (FF), bifásicas à terra (FFT) e fase-terra (FT).

As faltas trifásicas ou simétricas (equilibradas) são as que ocorrem com menor frequência no sistema. Estas faltas geram afundamentos de tensão equilibrados e mais severos que as demais faltas.

As faltas bifásicas, bifásicas à terra e fase-terra apresentam as maiores taxas de ocorrências no sistema, e por serem assimétricas também geram afundamentos de tensão desequilibrados, porém menos severos que os trifásicos.

2.4.2 Localização da Falta

De acordo com a localização da falta no sistema elétrico, o afundamento de tensão pode afetar uma grande quantidade ou um número restrito de consumidores. A ocorrência de faltas nos sistemas de subtransmissão e transmissão afetam um grande número de consumidores, pois abrangem uma grande extensão geográfica e normalmente apresentam configuração malhada. Por outro lado, os sistemas de distribuição são mais concentrados geograficamente e geralmente apresentam configuração radial. A ocorrência de faltas no ramal de uma determinada subestação de distribuição afeta apenas os consumidores conectados aos ramais adjacentes, além do próprio ramal defeituoso e provavelmente não produzirão afundamentos de tensão significativos nos sistemas de subtransmissão e transmissão, principalmente aqueles dotados de alta potência de curto-circuito.

2.4.3 Impedância de Falta

Os curtos-circuitos, na maioria das vezes, ocorrem com impedância de falta diferente de zero. Normalmente, eles estão associados a uma resistência de falta, que é composta pelos seguintes elementos (CARVALHO, 1997):

- Resistência do arco elétrico entre o condutor e a terra, ou entre dois ou mais condutores, no caso de falta que envolve mais de uma fase;
- Resistência de contato devido à oxidação no local da falta;
- Resistência de terra para defeitos englobando a terra.

A impedância de falta influencia a amplitude do afundamento de tensão. Desprezá-la significa obter afundamentos de tensão mais severos, sobretudo nos sistemas de distribuição, onde este efeito é mais pronunciado.

2.4.4 Tensão Pré-Falta

Geralmente, o perfil de tensão do sistema varia de acordo com a demanda da carga diária, apresentando elevações de tensão no período de carga leve e reduções de tensão no período de carga pesada.

Em estudos de curtos-circuitos ao considerar a tensão pré-falta igual a 1,0 p.u., provavelmente comete-se um erro, quando do cálculo da amplitude do afundamento de tensão, pois em função da curva de carga diária, a tensão pré-falta pode ser maior ou menor que 1,0 p.u..

Este fator adquire uma maior importância quando se está analisando o impacto sobre a carga, pois, uma queda de tensão de 0,3 p.u. poderá afetar uma carga cujo limiar de sensibilidade é 0,7 p.u. em função do valor da tensão pré-falta. Se a tensão pré-falta da barra é 0,95 p.u., a tensão remanescente durante o afundamento será de 0,65 p.u., sensibilizando a carga analisada (LEBORGNE, 2003).

2.4.5 Tipo de Conexão dos Transformadores

O tipo de conexão dos transformadores existentes entre o ponto de falta e a carga do consumidor irá influenciar significativamente as características do afundamento de tensão percebido pela carga.

Basicamente, um afundamento de tensão fase-terra transforma-se em um afundamento de tensão fase-fase, menos a componente de seqüência zero, ao passar através de um transformador conectado em $\Delta - Y$. Este mesmo afundamento, ao se propagar através de um segundo transformador $\Delta - Y$ em serie com o primeiro, transforma-se em um afundamento fase-terra semelhante ao original, menos a componente de seqüência zero. A Figura 2.3 mostra um exemplo do efeito que as conexões dos transformadores tem sobre um afundamento de tensão causado por uma falta entre a fase A e terra na barra "B. Falta".

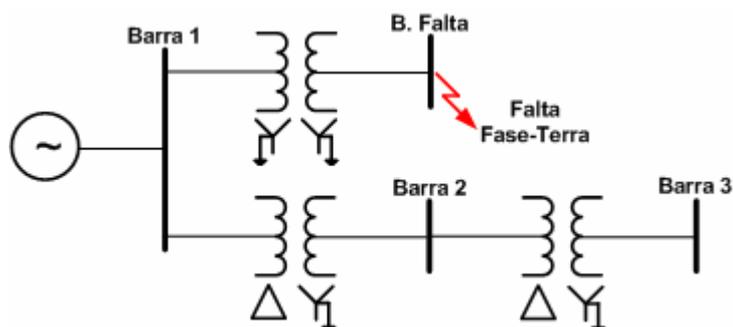


FIGURA 2.3 – Diagrama unifilar para verificação da influência da conexão dos transformadores.

A Tabela 2.1 (IEEE Std 493, 1997) apresenta os valores das tensões fase-neutro e fase-fase nas barras 1, 2 e 3. Pode-se notar que a magnitude do afundamento de tensão fase-terra em A na barra 1 é mais severa, devido as conexões do transformador entre esta barra e o ponto de falta não filtrarem as tensões de seqüência zero.

TABELA 2.1 – Efeito das conexões de transformadores.

Número da Barra	Tensões Fase-Terra (p.u.)			Tensões Fase-Fase (p.u.)		
	A	B	C	A-B	B-C	C-A
1	0,644	0,986	0,988	0,796	1,00	0,835
2	0,835	0,796	1,00	0,745	0,926	0,959
3	0,959	0,745	0,926	0,835	0,796	1,00

Conclui-se, portanto, que o afundamento de tensão percebido pela carga depende tanto do tipo de conexão quanto do número de transformadores existentes entre a carga e o ponto de ocorrência de falta no sistema elétrico.

2.4.6 Desempenho do Sistema de Proteção

Um afundamento de tensão se inicia no instante de ocorrência da falta, e permanece até que a falta seja eliminada por um dispositivo de proteção. Portanto, a duração do afundamento de tensão é determinada pelo desempenho do sistema de proteção adotado, o qual é caracterizado pelo tempo de sensibilização e atuação dos relés, adicionado ao tempo de abertura e extinção de arco dos disjuntores.

Vale ressaltar que o tempo de atuação dos relés está relacionado com suas características de resposta tempo-corrente, e filosofia de proteção adotada nos estudos de seletividade. Já o tempo de abertura e de extinção da corrente de curto-circuito dos disjuntores é função das características construtivas dos mesmos (LEBORGNE, 2003).

2.5 Efeitos Sobre Processos Industriais

O efeito dos afundamentos de tensão sobre os consumidores industriais depende da sensibilidade dos equipamentos eletrônicos instalados, das particularidades inerentes a cada processo industrial e também dos sistemas de controle de processo envolvido. Logo, pode-se afirmar que a sensibilidade da carga do consumidor é uma combinação da sensibilidade dos equipamentos eletro-eletrônicos instalados, com a sensibilidade do processo industrial (CARVALHO FILHO, 2000).

A combinação de equipamentos sensíveis e afundamentos de tensão pode causar significativas paradas no processo produtivo. Prejuízos financeiros estão geralmente vinculados ao impacto destes distúrbios nos sistemas elétricos industriais.

Os efeitos dos afundamentos de tensão sobre os principais equipamentos eletro-eletrônicos utilizados nas indústrias manifestam-se sob a forma de (LEBORGNE, 2003):

- perda de programação de microprocessadores;
- perda de programação de CLPs;
- desatracamento das bobinas de contadores e relés auxiliares, com conseqüentes desligamentos de cargas e equipamentos via lógica do sistema de controle;
- desligamento de lâmpadas de descarga, como as de vapor de mercúrio, que necessitam de certo tempo para reacenderem;
- variação de velocidade dos acionamentos CA e CC (motor e carga mecânica), que, dependendo do tipo de processo, poderá comprometer a qualidade do produto ou até provocar a parada de produção;
- variação de torque do motor (CA e CC) com as mesmas implicações citadas anteriormente;
- falhas de comutação em pontes controladas, afetando os disparos dos gatilhos de tiristores;
- queima de fusíveis e outros componentes.

2.6 Caracterização dos Afundamentos de Tensão

Nesta seção são apresentados os principais métodos de análise dos afundamentos de tensão. Esses métodos diferenciam-se de acordo com a maneira com que o distúrbio é caracterizado.

2.6.1 Método a Dois Parâmetros

Este método considera como parâmetros de caracterização a intensidade e a duração do afundamento de tensão. Está dividido em duas categorias: medições monofásicas e medições trifásicas.

Medições Monofásicas

A partir da tensão eficaz (RMS) em função do tempo são determinadas a magnitude e a duração do afundamento de tensão. O IEEE define a magnitude do afundamento de tensão como o menor valor da tensão remanescente em função do tempo. A duração do evento é o tempo durante o qual a magnitude da tensão permanece abaixo de 90% (0,9 pu) da tensão (RMS) de referência (ONS-2.1-022, 2001). A Figura 2.4 ilustra estes conceitos.

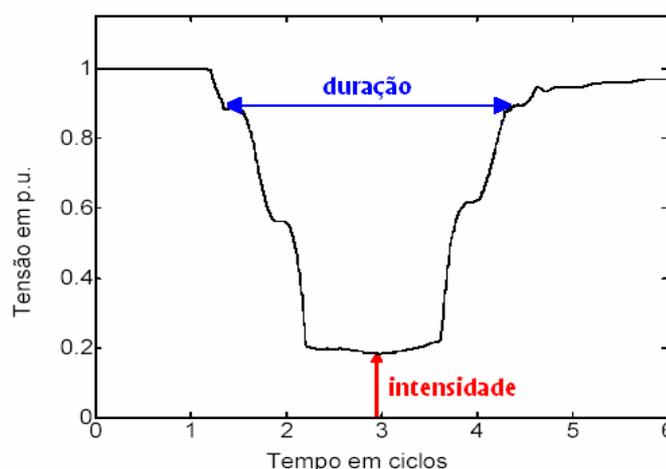


FIGURA 2.4 – Definição de magnitude e duração de afundamento de tensão.

Medições Trifásicas

A ocorrência de uma falta no sistema elétrico pode afetar uma, duas ou três fases. A magnitude e a duração do afundamento de tensão resultante em cada fase pode diferenciar-se substancialmente (ONS-2.1-022, 2001). Para esta categoria de afundamento de tensão utiliza-se o procedimento chamado de agregação de fases, que consiste em atribuir um único conjunto de parâmetros (amplitude, duração, etc.) a uma ocorrência que provoque registro em mais de uma fase. Outro procedimento utilizado é a agregação temporal, que consiste em agregar eventos sucessivos ocorridos em um curto período de tempo, visando acomodar as ações de religadores automáticos.

A seguir são descritos os métodos de caracterização dos afundamentos de tensão trifásicos:

- UNIPEDA (Europa) - define a magnitude do afundamento de tensão trifásico como a maior queda de tensão (menor tensão remanescente) ocorrida nas três fases em relação à tensão nominal. Por sua vez, a duração do mesmo é dada pelo período de tempo decorrido a partir do instante em que a tensão de uma das fases é igual ou inferior ao limite de 90%, até o instante em que a tensão de todas as fases seja superior a este limite. A Figura 2.5 ilustra esta situação.

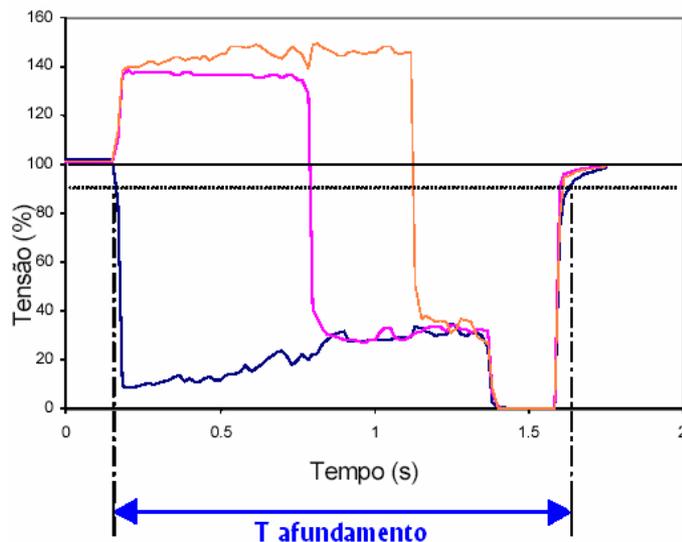


FIGURA 2.5 – Caracterização de afundamentos de tensão segundo a UNIPED.

- NRS-048 (África do Sul) – define a magnitude do afundamento de tensão como a maior queda do valor RMS da tensão ocorrida nas três fases, em relação a uma tensão de referência declarada, por exemplo, a tensão nominal ou a tensão operativa do sistema. A duração é caracterizada como sendo a duração associada à pior fase afetada em cada evento registrado (NRS-048, 1998). A Figura 2.6 apresenta estas definições.

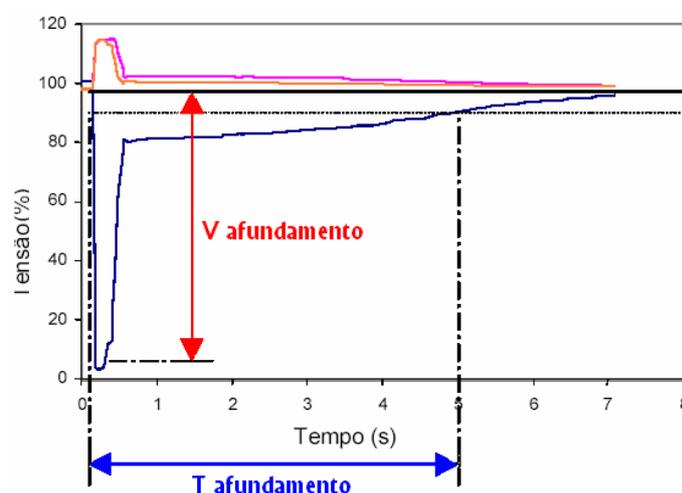


FIGURA 2.6 – Caracterização do afundamento de tensão segundo a NRS-048.

- EPRI/ELECTROTEK (EUA) – define a magnitude do afundamento de tensão pela máxima queda no valor eficaz de tensão ocorrida durante o evento, a qual é representada pela mínima tensão remanescente. A duração é definida como sendo o período de tempo em que a tensão RMS viola um limite específico de tensão declarada para avaliar o distúrbio (BROOKS *et al.*, 1998).

Para o sistema trifásico, a magnitude e a duração de um afundamento de tensão são dadas pelas mesmas grandezas da fase, onde se tem o maior desvio em relação à tensão especificada. Este procedimento é o mesmo utilizado pela NRS-048.

Nos casos de afundamentos de tensão que não apresentem forma retangular, esta metodologia atribui durações conforme limites específicos, isto é, em um único evento pode ser atribuído mais de um valor de duração. Na Figura 2.7 está ilustrada essa forma de caracterização.

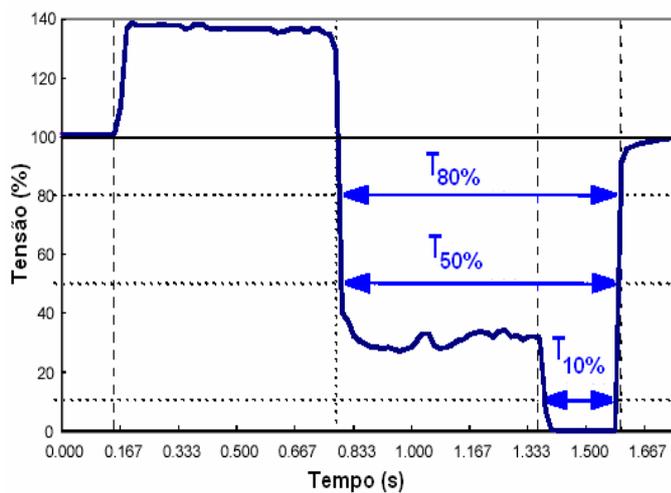


FIGURA 2.7 – Caracterização de um afundamento de tensão segundo o EPRI / ELECTROTEK.

- MÉTODO BOLLEN – ao contrário de outros métodos, que tratam da caracterização dos afundamentos de tensão somente através de um valor para a magnitude e outro para a duração, este método considera a assimetria e desequilíbrio dos fasores de tensão durante a ocorrência do evento (BOLLEN & STYVAKTAKIS, 2000). Com isto, evita-se desprezar efeitos importantes como o salto do ângulo de fase (BOLLEN *et al.*, 1996) e o afundamento pós-falta (BOLLEN, 1995), permitindo que o comportamento de equipamentos sensíveis, monofásicos e trifásicos, possa ser avaliado durante e depois da ocorrência do distúrbio.

Baseado na teoria das componentes simétricas, o método considera os tipos de faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas, as conexões estrela e delta de equipamentos elétricos e todos os tipos de conexões dos transformadores. Supõe-se, além disso, que as impedâncias de seqüência positiva e negativa da fonte são iguais. Isto resulta em quatro tipos de afundamentos de tensão mostrados na forma de um diagrama fasorial, conforme Figura 2.8 (BOLLEN & STYVAKTAKIS, 2000). Os fasores em azul representam as tensões pré-falta e os fasores em vermelho representam as tensões pós-falta.

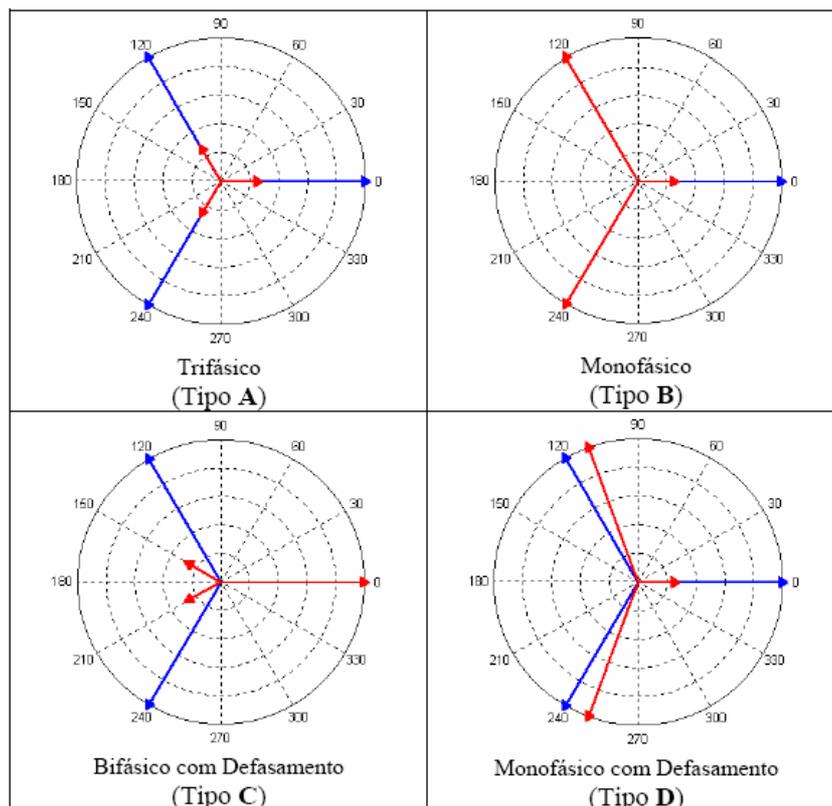


FIGURA 2.8 – Tipos de afundamentos de tensão desequilibrados na forma fasorial.

O tipo A é devido às faltas trifásicas; o tipo B é devido à ocorrência de falta fase-terra, quando a carga está conectada em estrela; o tipo C é provocado por falta fase-terra, quando a carga está conectada em delta ou quando entre o ponto de falta e a carga conectada em estrela, existem transformadores com conexão $\Delta - Y_{aterrado}$. Um afundamento tipo C também é percebido por uma carga conectada em estrela para uma falta fase-fase; finalmente, afundamentos tipo D são sentidos por cargas ligadas em delta quando a falta que o origina é do tipo fase-fase.

2.6.2 Método a Um Parâmetro

Este método utiliza apenas um parâmetro para caracterizar um evento. Embora isto leve a uma perda de informação, o método simplifica a comparação entre eventos, locais de medição e sistemas com relação ao desempenho frente a afundamentos de tensão. Estes métodos são apresentados a seguir:

- PERDA DE TENSÃO:

A perda de tensão L_v é definida como a integral da queda de tensão durante um evento (THALLAM, 2000), de acordo com a equação (2.1).

$$L_V = \int \{1 - V(t)\} dt \quad (2.1)$$

Onde:

$V(t)$ - magnitude da tensão em função do tempo em p.u..

Para $V(t)$ expresso em volt, temos

$$L_V = \int \left\{ 1 - \frac{V(t)}{V_{nom}} \right\} dt \quad (2.2)$$

Onde:

V_{nom} - tensão nominal no local de medição (fase-fase ou fase-neutro).

Deve-se ressaltar que, para eventos com lento restabelecimento da tensão, intervalos de integração diferentes podem fornecer resultados significativamente diferentes (THALLAM, 2000).

- PERDA DE ENERGIA

Este método define a perda de energia L_E como a integral da queda de energia durante o evento (THALLAM, 2000), conforme a equação (2.3).

$$L_E = \int \{1 - V(t)^2\} dt \quad (2.3)$$

Onde:

$V(t)$ - magnitude da tensão em função do tempo em p.u..

Quando $V(t)$ for dado em volt, pode ser usada a equação (2.4).

$$L_E = \int \left\{ 1 - \left\{ \frac{V(t)}{V_{nom}} \right\}^2 \right\} dt \quad (2.4)$$

- MÉTODO PROPOSTO POR THALLAM

THALLAM (2000) define a “Energia do Afundamento de Tensão” através da equação (2.5).

$$E_{VS} = \left\{ 1 - \frac{V}{V_{nom}} \right\}^2 \times T \quad (2.5)$$

Onde:

V - magnitude do afundamento em volt.

T - duração do afundamento.

A energia do afundamento de tensão pode ser alternativamente definida através da integração considerando um registro total, conforme a equação (2.6):

$$E_{VS} = \int \left\{ 1 - \frac{V(t)}{V_{nom}} \right\}^2 dt \quad (2.6)$$

Onde:

$V(t)$ - magnitude da tensão em volt.

A vantagem da aplicação da equação (2.6) é a possibilidade de se tratar eventos não retangulares (THALLAM, 2000).

• MÉTODO PROPOSTO POR HEYDT

Heydt considera que a curva de sensibilidade dos equipamentos representa uma curva de energia constante (THALLAM & HEYDT, 2000). Eventos localizados abaixo da curva de sensibilidade possuem um valor de energia menor ao limiar da curva de sensibilidade e, portanto, provocam o desligamento da mesma.

Assim, adotando-se a envoltória inferior da curva CBEMA (Computer Business Equipment Manufactures Association) como uma curva padrão de sensibilidade, a perda de energia pode ser obtida pelo acréscimo de um expoente à equação anterior, e que resulta na equação (2.7) a seguir:

$$W = \left\{ 1 - \frac{V}{V_{nom}} \right\}^{3,14} \times T \quad (2.7)$$

No caso de medições trifásicas, a perda de energia é somada para as três fases, conforme a equação (2.8):

$$W = \left\{ 1 - \frac{V_a}{V_{nom}} \right\}^{3,14} \times T_a + \left\{ 1 - \frac{V_b}{V_{nom}} \right\}^{3,14} \times T_b + \left\{ 1 - \frac{V_c}{V_{nom}} \right\}^{3,14} \times T_c \quad (2.8)$$

Neste trabalho foi adotada a caracterização dos afundamentos de tensão segundo a metodologia clássica, que utiliza os atributos de magnitude e duração.

2.7 Área de Vulnerabilidade

O conceito de área de vulnerabilidade é utilizado para estimar a probabilidade com que um consumidor específico está sujeito a afundamentos de tensão abaixo de uma determinada magnitude (DUGAN *et al.*, 1996). A área de vulnerabilidade define a região do sistema em que a ocorrência de curtos-circuitos causa afundamentos de tensão abaixo de um valor previamente estabelecido, em determinado ponto de interesse. Portanto, a extensão, em quilômetros das linhas de transmissão contidas na área de vulnerabilidade, exprime quantitativamente a sensibilidade do ponto analisado a curtos-circuitos ao longo do sistema elétrico (ROSS *et al.*, 1999).

Além disso, se a informação da extensão da área de vulnerabilidade for associada aos dados de confiabilidade de linhas de transmissão (número de desligamentos/100 km/ano) torna-se possível estimar o número de desligamentos, por ano, em um determinado consumidor.

A Figura 2.9 mostra a área de vulnerabilidade definida para uma carga específica (área vermelha), sendo a mesma sensível a reduções na tensão para valores menores de 0,8 p.u.. Isto significa que uma falta em qualquer ponto dentro da área vermelha produz afundamentos de tensão abaixo de 0,8 p.u., provocando problemas de mau funcionamento ou desligamentos da carga.

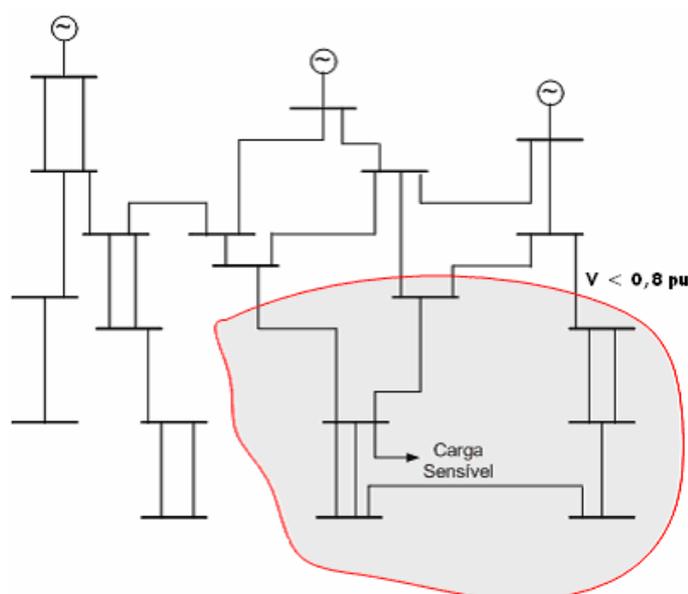


FIGURA 2.9 – Ilustração da área de vulnerabilidade para uma carga específica.

2.8 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os conceitos relacionados aos afundamentos de tensão, tais como: definições, origem, fatores que afetam seus parâmetros e os principais métodos de caracterização.

Foi visto que os principais métodos convencionais caracterizam o distúrbio através dos parâmetros magnitude e duração. No entanto, verificou-se que existem outras alternativas que utilizam somente um parâmetro de caracterização, como por exemplo, perda de tensão, perda de energia, entre outros. Além disso, os métodos a dois parâmetros possuem diferenças significativas na forma de caracterizar o fenômeno, não havendo ainda uma padronização de procedimentos para tratá-lo.

3 Metodologias para Avaliação de Afundamentos de Tensão

3.1 Considerações Iniciais

A obtenção dos parâmetros (amplitude, duração e número de ocorrências) dos afundamentos de tensão pode ser realizada de duas maneiras: a partir da monitoração das tensões do sistema elétrico ou através de metodologias de estimação.

A monitoração das tensões do sistema elétrico fornece dados relevantes a respeito dos afundamentos de tensão, que são analisados e armazenados para gerar índices estatísticos associados a este distúrbio. Porém, o inconveniente em se utilizar esta abordagem é que para eventos não tão freqüentes como os afundamentos, um longo período de monitoração torna-se necessário a fim de se obter resultados estatísticos confiáveis. Para exemplificar, a Tabela 3.1 apresenta os resultados de um estudo que mostra o tempo mínimo necessário para monitoração de afundamentos de tensão. Para um evento que ocorra uma vez por mês, o período de monitoração deve ser de 1 ano, admitindo-se uma precisão de 50% e 30 anos para uma precisão de 90% (QADER *et al.*, 1999).

TABELA 3.1 – Período de monitoração para uma dada precisão.

Freqüência do Evento	50% de Precisão	90% de Precisão
1 por dia	2 semanas	1 ano
1 por semana	4 meses	7 anos
1 por mês	1 ano	30 anos
1 por ano	16 anos	400 anos

Existem outras desvantagens na utilização da monitoração em estudos envolvendo afundamentos de tensão, entre elas: na ocorrência de mudanças no sistema (topologia da rede, padrões de geração, condições de carregamento, entre outros) os dados armazenados com a monitoração não podem mais representar a operação real do sistema; a extrapolação dos resultados de monitoração para locais do sistema não monitorados pode levar a uma avaliação incorreta do desempenho destes locais frente a afundamentos de tensão (MILANOVIC *et al.*, 2005).

A outra possibilidade de obtenção dos parâmetros dos afundamentos de tensão é através da utilização de métodos de estimação. As principais vantagens destes são: não necessitam de longos períodos de monitoração para alcançar a precisão desejada; possibilidade de avaliar o desempenho de um sistema ainda não implementado frente a afundamentos de tensão; possibilidade de avaliar o desempenho frente a afundamentos considerando várias topologias da rede, padrões de geração, condições de carregamento, entre outros (MILANOVIC *et al.*, 2005).

Os métodos de estimação têm como base, a utilização de programas computacionais. Estas ferramentas podem ser agrupadas em três classes (XU, 2001): simulação da forma de onda, simulação dinâmica e simulação de faltas.

Uma vez que a maior causa de afundamentos de tensão é a ocorrência de faltas no sistema elétrico, é de se esperar que para o cálculo da amplitude do fenômeno se utilize os programas de análise de faltas, cujo modelo é linearizado e a solução é direta (não iterativa), apresentando um baixo esforço computacional (LEBORGNE, 2003). Entretanto, esta metodologia não fornece a duração nem o número de ocorrências do evento.

Para calcular a duração, utilizam-se os tempos correspondentes à atuação do sistema de proteção somado ao tempo de abertura dos disjuntores e, para calcular a frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão, utilizam-se as estatísticas de taxas de falhas em barramentos, linhas de transmissão e distribuição, entre outros.

Neste capítulo, são apresentados inicialmente os métodos clássicos de estimação de afundamentos de tensão, que correspondem ao método da distância crítica e o método das posições de falta. Em seguida, é apresentada uma metodologia de estimação estocástica do afundamento de tensão, mostrando-se ainda a implementação computacional do método das posições de falta e da metodologia estocástica desenvolvida, para que no Capítulo 4 alguns estudos de casos sejam realizados.

3.2 Método da Distância Crítica

Dado seu grau de simplicidade, este método é adequado para aplicações em sistemas de transmissão e distribuição predominantemente radiais. Ele utiliza um divisor de tensão para calcular a magnitude do afundamento de tensão, como mostra a Figura 3.1 (BOLLEN, 2000).

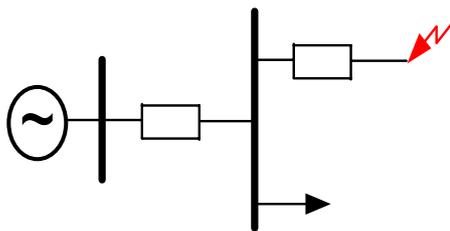


FIGURA 3.1 – Modelo de divisor de tensão para o cálculo do afundamento de tensão.

E

No modelo de divisor de tensão, a corrente de carga antes e durante a falta é desprezada, não havendo, portanto, queda de tensão entre a carga e o ponto de acoplamento comum (PAC). Assim, a tensão no PAC e deste modo na carga pode ser calculada para uma falta trifásica, através da equação (3.1), assumindo a tensão pré-falta igual a 1,0 p.u. ($E = 1,0$ p.u.).

Zs

$$V_{sag} = \frac{1}{\left(\frac{Z_s}{Z_f}\right) + 1} \quad (3.1)$$

Onde:

V_{sag} – magnitude do afundamento de tensão no PAC em p.u..

Z_s – impedância equivalente da fonte no PAC em Ω .

Z_f – impedância entre o PAC e a falta, incluindo a impedância de falta, em Ω .

A partir da equação (3.1), observa-se que o afundamento de tensão torna-se mais severo, isto é, magnitude menor, para faltas eletricamente mais próximas ao PAC (quando Z_f diminui e Z_s é mantido constante), e para sistemas com um nível de falta menor (quando Z_s aumenta e Z_f é mantido constante).

Considere $Z_f = z \times L$, sendo z a impedância do alimentador por unidade de comprimento (Ω/km) e L a distância entre o PAC e a falta (km). Isto resulta na seguinte expressão:

$$V_{sag} = \frac{zL}{zL + Z_s} \quad (3.2)$$

O conceito de “distância crítica” é introduzido como segue: a magnitude no PAC cai abaixo de uma tensão crítica $V_{crítica}$, se ocorrer uma falta dentro da distância crítica ($L_{crítica}$) do PAC. Uma expressão para determinar a distância crítica é obtida da equação (3.2), ou seja:

$$L_{crítico} = \frac{Z_s}{z} \cdot \frac{V_{crítico}}{1 - V_{crítico}} \quad (3.3)$$

A ocorrência de faltas além da distância crítica levará a magnitudes de afundamentos de tensão menores que a tensão crítica pré-determinada, ou seja, a afundamentos de tensão menos severos.

Para que este método possa ser aplicado a um sistema de distribuição, são necessários os seguintes dados (ONS-2.1-021, 2001): número de alimentadores que se originam da subestação; impedância por unidade de comprimento de cada um dos alimentadores; comprimento total dos alimentadores; taxas de falta dos alimentadores e sua composição (FFF, FT, FF e FFT).

A utilização do método da distância crítica em sistemas não radiais requer algumas adaptações. A Figura 3.2 mostra um exemplo de sistema de subtransmissão, o qual geralmente é constituído de várias malhas, onde a carga é normalmente alimentada por várias linhas que se originam de uma mesma fonte (BOLLEN, 1996). Este tipo de topologia reduz o número de interrupções, mas por outro lado, aumenta o número de afundamentos.

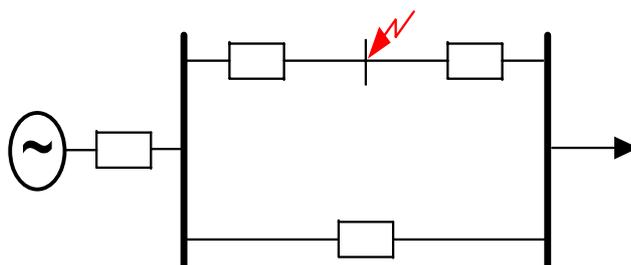


FIGURA 3.2 – Método da distância crítica em circuitos paralelos.

Suponha na Figura 3.2 que Z_1 e Z_2 são as impedâncias das linhas entre as barras, Z_s é a impedância da fonte, e que uma falta ocorre na linha 1 a uma distância p da barra conectada à fonte. Para este sistema, o método da distância crítica é utilizado para

calcular a amplitude do afundamento de tensão na barra de carga (BOLLEN, 1996), a partir da equação (3.4):

$$V_{sag} = \frac{p(1-p)Z_1^2}{Z_s(Z_1 + Z_2) + pZ_1Z_2 + p(1-p)Z_1^2} \quad (3.4)$$

O cálculo da distância crítica para sistemas malhados não é tão direto quanto para sistemas radiais. Entretanto, é possível calcular o ponto crítico ($p_{crítico}$) a partir da equação (3.4).

3.3 Método das Posições de Falta

O método das posições de falta ou do curto-circuito deslizante é um dos métodos mais utilizados para estimar as características dos afundamentos de tensão. Ele é indicado principalmente para uso em sistemas elétricos de grande porte, tanto radiais quanto malhados. Este método baseia-se na sistemática de simular faltas em diversas partes do sistema elétrico, notadamente nas linhas de transmissão e distribuição, e observar o comportamento da tensão nas barras de interesse. Desta forma, é possível verificar a influência da posição da falta tanto na magnitude quanto na duração do afundamento de tensão (CARVALHO FILHO *et al.*, 2002).

A Figura 3.3 ilustra este método. Nesta pode-se observar diversos pontos de simulação de curtos-circuitos ao longo da linha L1. Para este caso, deseja-se conhecer o comportamento da tensão na barra do consumidor i a medida que o ponto de falta se desloca na linha.

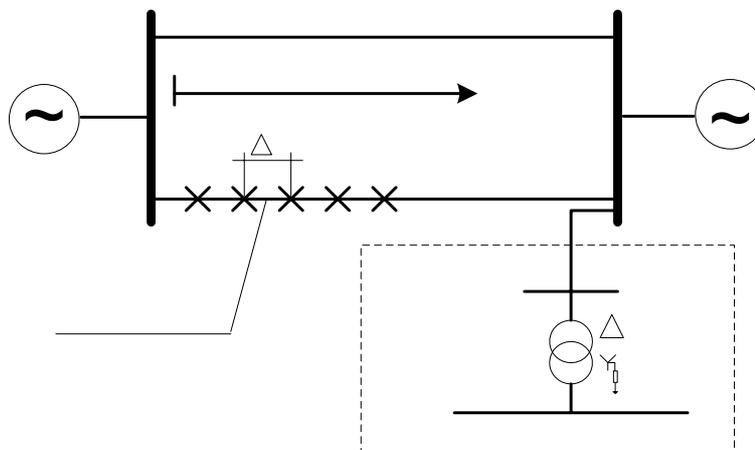


FIGURA 3.3 – Diagrama unifilar simplificado para ilustrar o método das posições de falta.

Utilizando um programa de cálculo de curto-circuito pode-se determinar a magnitude do afundamento de tensão (tensão pós-falta) na barra do consumidor i , assim como para qualquer outra barra de interesse, mediante a aplicação da equação (3.5) para faltas trifásicas.

$$E_{i,k} = E_i^P - \frac{E_k^P}{Z_{kk}^+ + Z_f} Z_{i,k} \quad (3.5)$$

Onde:

$E_{i,K}$ - afundamento de tensão na barra i devido à falta trifásica na barra k ;

E_i^P - Tensão pré-falta na barra i ;

E_k^P - tensão pré-falta na barra k ;

$Z_{i,K}$ - impedância de transferência entre as barras i - k ;

Z_{kk} - impedância própria da barra k ;

Z_f - impedância de falta na barra k .

A equação (3.5) permite que sejam verificadas as principais variáveis que influenciam na amplitude do afundamento de tensão, quais sejam:

- tensão pré-falta, através das variáveis E_i^P e E_k^P ;
- impedância de falta Z_f ;
- características próprias inerentes ao sistema Z_{kk} ;
- posição relativa entre o ponto de falta e a barra monitorada $Z_{i,k}$.

Para a falta fase-terra, as equações utilizadas são:

$$\begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^+ \\ E_{i,k}^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ Ea_i^P \\ 0 \end{bmatrix} - \frac{Ea_k^P}{Z_{kk}^+ + Z_{kk}^- + Z_{kk}^0 + 3Z_f} \begin{bmatrix} Z_{i,k}^0 \\ Z_{i,k}^+ \\ Z_{i,k}^- \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$\begin{bmatrix} Ea_{i,k} \\ Eb_{i,k} \\ Ec_{i,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^+ \\ E_{i,k}^- \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Onde:

Ea_i^p, Ea_k^p - tensão pré-falta na fase A nas barras i e k, respectivamente;

$E_{i,k}^+, E_{i,k}^-, E_{i,k}^0$ - tensão de seqüência positiva, negativa e zero na barra i, devido à falta fase-terra na barra k, respectivamente;

$Z_{i,k}^+, Z_{i,k}^-, Z_{i,k}^0$ - impedância de transferência de seqüência positiva, negativa e zero entre as barras i-k, respectivamente;

$Z_{kk}^+, Z_{kk}^-, Z_{kk}^0$ - impedância própria de seqüência positiva, negativa e zero da barra k, respectivamente;

$Ea_{i,k}, Eb_{i,k}, Ec_{i,k}$ - tensão pós-falta nas fases A, B e C na barra i devido à falta fase-terra na barra k.

Os valores de impedância própria e de transferência indicadas nas equações (3.6) e (3.7) são obtidos por meio de técnicas baseadas em álgebra matricial inerentes aos programas de curto-circuito, ou seja, da matriz Z_{bus} .

O número esperado de afundamentos de tensão (N_n) associado à ocorrência de curtos-circuitos no segmento n de uma determinada linha, em eventos / ano é dado por:

$$N_n = \Delta L \cdot \lambda \quad (3.8)$$

Onde:

ΔL - incremento do curto-circuito deslizante, em km;

λ - taxa de falhas da linha, em eventos/km/ano.

O número total de ocorrências de afundamentos de tensão para uma determinada barra de interesse é obtida somando-se as contribuições individuais de cada segmento da linha onde a incidência de curtos-circuitos resulte em afundamentos de tensão.

3.3.1 Implementação Computacional

A estimação das características dos afundamentos de tensão por meio do método do curto-circuito deslizante foi realizada com o auxílio do programa computacional ANAQUALI do CEPEL (SCHMIDT & ROMERO, 2002).

Este programa foi desenvolvido para ser utilizado em estudos de qualidade de tensão, permitindo que sejam determinadas as áreas de vulnerabilidade e o número esperado de afundamentos de tensão em uma barra de interesse (SCHMIDT & ROMERO, 2002).

A metodologia do programa baseia-se na simulação de curtos-circuitos deslizantes aplicados ao longo das linhas e barramentos pertencentes à região elétrica estudada, e na monitoração das tensões (fase-neutro e/ou fase-fase) da barra de interesse. O programa ANAFAS (análise de faltas), executado em *background* a partir do ANAQUALI, simula todos os curtos-circuitos deslizantes necessários e fornece para o ANAQUALI as tensões na barra de interesse para todas as faltas simuladas (SCHMIDT & ROMERO, 2002; ROMÉRO *et al.*, 2004).

Assim, pode-se determinar a parte da rede elétrica onde a ocorrência de defeitos leva a afundamentos de tensão na barra de interesse (área de vulnerabilidade). Para tal, é associado a cada ponto de curto-circuito intermediário um segmento do comprimento total da linha, cujo valor depende do número de pontos intermediários na linha (SCHMIDT & ROMERO, 2002).

A partir de dados estatísticos de taxas de falhas em base anual dos diversos componentes do sistema (linhas e barramentos) e da extensão da área de vulnerabilidade, pode-se obter uma estimativa do número de ocorrências anuais de afundamentos de tensão em uma determinada barra de interesse. O produto da extensão em km da área de vulnerabilidade, pela taxa de falha das linhas fornece o valor estimado de afundamentos de tensão.

Na contabilização da área de vulnerabilidade, a amplitude do afundamento de tensão considerada pelo ANAQUALI é obtida por meio de agregação de fases, ou seja, para um mesmo evento, o programa escolhe a menor entre as tensões fase-neutro e fase-fase.

Vale salientar que o programa ANAQUALI calcula tanto a amplitude quanto a frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão em uma barra de interesse, porém não calcula a duração destes fenômenos.

O método das posições de falta busca avaliar as características do afundamento de tensão através da análise de todos os defeitos simulados em todos os barramentos e ao longo de todas as linhas do sistema elétrico sob estudo (OLIVEIRA *et al.*, 2005). No entanto, sabe-se que a maioria das faltas ocorre devido a descargas atmosféricas, cuja incidência ao longo do comprimento de uma linha se comporta de forma aleatória. Assim, para uma estimativa mais precisa dos parâmetros do afundamento de tensão, as

simulações realizadas devem considerar esta natureza aleatória a fim de retratar mais fielmente o processo real de ocorrência de faltas.

A seguir será apresentada a metodologia de avaliação estocástica do afundamento de tensão, a qual considera o aspecto comentado anteriormente. Esta metodologia foi baseada no trabalho apresentado por FONSECA (1999) e foi desenvolvida pela equipe participante de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento acordado entre a UFPA e as Centrais Elétricas do Pará (CELPA).

3.4 Metodologia de Avaliação Estocástica

Esta metodologia tem como objetivo fornecer uma estimativa média dos parâmetros (número, amplitude e duração) dos afundamentos de tensão a que uma determinada barra de interesse estará exposta em um ano, devido à faltas no sistema elétrico. Isto é realizado através de uma análise estocástica, na qual a posição da falta é considerada uma variável aleatória, tendo seu valor determinado através de sorteio, considerando o período de simulação escolhido, em anos, a fim de melhor refletir a natureza aleatória da ocorrência de faltas em um sistema elétrico.

Este processo se inicia com a determinação do número de faltas esperado por ano para a primeira linha do sistema elétrico em análise, através do produto da taxa de falhas (ocorrências/100 km/ano) pelo comprimento da linha em km. Este valor é então dividido nas porcentagens adequadas referentes às faltas FT, FF, FFT e FFF, de acordo com suas respectivas composições na taxa de falhas. Terminada esta etapa, parte-se para o processo de sorteios, da seguinte maneira: a posição de cada falta ao longo da linha é sorteada considerando a distribuição de probabilidade uniforme, ou seja, todas as posições de falta nas linhas são equiprováveis, sendo que estes sorteios são realizados tendo como base a geração de números aleatórios. Em seguida repete-se todo o processo anterior para as outras linhas do sistema, obtendo-se assim o número de afundamentos de tensão por faixas de amplitude e duração. Para mais de um ano de simulação, o processo de sorteio das posições de falta em cada linha, com conseqüente obtenção do número de afundamentos por faixas de amplitude e duração deve ser repetido para cada ano que se deseje simular.

No final do processo obtém-se a distribuição de frequência média dos afundamentos de tensão alocados por faixas de amplitude e duração. Esta frequência média é dada pelo quociente entre o número total de ocorrências acumulado e o total de anos simulados. Estes resultados serão então avaliados através de um estudo estatístico, a fim de se verificar a tendência da distribuição dos afundamentos de tensão.

A obtenção da amplitude do afundamento de tensão segue o mesmo procedimento utilizado no método das posições de falta, conforme apresentado no item 3.3. A duração do fenômeno é obtida por meio dos tempos de sensibilização e atuação de relés de proteção, somados aos tempos de abertura dos disjuntores, de acordo com a posição da falta na linha.

Os próximos itens explanam a implementação computacional desta metodologia e mais detalhes sobre o processo de obtenção das características dos afundamentos de tensão.

3.4.1 Implementação Computacional

A implementação computacional desta metodologia foi realizada tomando como base a utilização de um programa de cálculo de curto-circuito, um banco de dados relacional e um aplicativo que serve como interface entre o usuário e o banco de dados relacional. Os recursos computacionais utilizados foram: ANAFAS e ANAQUALI para a simulação dos curtos-circuitos e organização e verificação dos resultados; Borland Interbase 6.0 para o armazenamento e gerenciamento da base de dados; programação orientada a objeto utilizando o Builder C++ da Borland para o desenvolvimento do aplicativo onde foi inserida a metodologia de avaliação estocástica de afundamentos de tensão; e o *Excel* para a geração de gráficos em 3D utilizados para apresentação de alguns dos resultados de saída disponíveis no aplicativo desenvolvido.

3.4.1.1 Cálculo de Curto-Circuito

O primeiro passo na implementação da metodologia estocástica é a simulação de curtos-circuitos ao longo do sistema elétrico em estudo. O procedimento empregado nos cálculos é baseado no método das posições de falta, discutido no item 3.3. As simulações foram executadas conforme as etapas a seguir:

- Elaboração do arquivo de dados do sistema elétrico a ser analisado, no formato compatível com o que o ANAFAS exige como entrada;
- A partir do programa ANAQUALI são escolhidos a barra de interesse do sistema, os tipos de faltas a serem simuladas e a quantidade de intervalos, em %, em que as linhas do sistema devem ser divididas. Para os propósitos deste trabalho, foram considerados os quatro tipos de curtos-circuitos (FT, FF, FFT e FFF), e a divisão das linhas em intervalos de 1%, o que significa 99 pontos intermediários onde serão simuladas as faltas, já que não são simuladas faltas nas barras. Teremos então 396 faltas simuladas em cada linha, sendo o total de faltas simuladas igual ao número de linhas existentes no sistema multiplicado por 396;

- A etapa seguinte é a execução do ANAFAS em segundo plano a partir do ANAQUALI, o qual é o responsável pelo cálculo dos curtos-circuitos. Como resultado destas simulações obtém-se as tensões nas três fases em uma determinada barra de interesse para todos os pontos e faltas simuladas. Este resultado pode ser obtido para todas as barras as quais se deseje saber as tensões pós-falta. A principal vantagem em se utilizar o ANAQUALI nestes estudos é que o mesmo já realiza uma filtragem dos dados de saída gerados pelo ANAFAS, importando somente aqueles indispensáveis para a realização de estudos que envolvam afundamentos de tensão. Estes dados importados são gravados em forma de tabela em um arquivo de banco de dados no formato compatível com o *Microsoft Access*. As informações contidas neste arquivo são: número e nome da barra de interesse, localização da falta, tipo de falta, comprimento do segmento correspondente, módulo e ângulo das tensões na barra de interesse;
- A etapa final é a exportação destes dados para um banco de dados relacional.

3.4.1.2 Banco de Dados Relacional

Um banco de dados relacional foi utilizado como suporte na implantação da metodologia estocástica, sendo que o mesmo faz parte de um sistema de banco de dados para o gerenciamento da qualidade de energia elétrica (SBDG/QEE), desenvolvido em um projeto de P&D executado pela UFPA para as Centrais Elétricas do Pará (CELPA). Este sistema, desenvolvido no C++ Builder 5.0, foi implementado de modo a armazenar uma grande quantidade de dados provenientes de monitoração e simulações de faltas. Isto permitiu a integração destes dados em um único sistema de *software*, onde foram desenvolvidas funções para análise, gerenciamento e tratamento de dados, sendo a metodologia de cálculo estocástico uma dessas funções. A estrutura do SBDG/QEE está ilustrada na Figura 3.4.

O banco de dados relacional utilizado para a implementação da metodologia estocástica é aquele responsável pelo armazenamento de dados provenientes das simulações. Um Sistema de Gerenciamento de Banco de Dados (SGBD) consiste em uma coleção de dados inter-relacionados e em um conjunto de programas para acessá-los. O conjunto de dados é normalmente referenciado como banco de dados, e o conjunto de programas é o SGBD. O SGBD tem como objetivo principal o de prover um ambiente que seja adequado e eficiente para recuperar e armazenar informações dos bancos de dados (KORTH & SILBERSCHATZ, 1995).

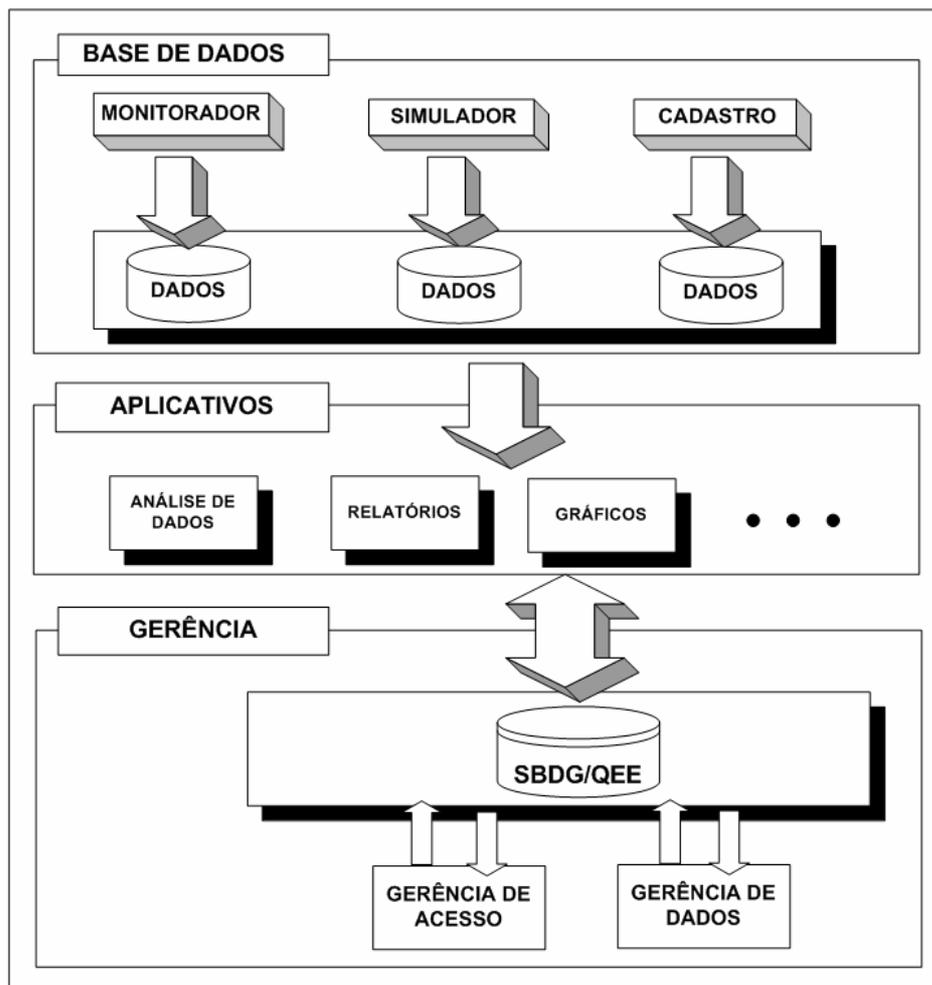


FIGURA 3.4 – Estrutura do SBDG/QEE.

Os SGBD têm o recurso de fornecer ao usuário uma visão abstrata dos dados e permitir que eles sejam recuperados de forma rápida e eficiente, fator considerável quando se trabalha com muitos dados.

Um banco de dados do tipo relacional consta de uma coleção de tabelas ou entidades, cada uma designada por um único nome. Cada tabela é dividida em linhas e colunas, onde as linhas representam registros e as colunas representam campos ou atributos. Estas tabelas se relacionam umas com as outras através de campos chave, que permitem a identificação de um registro entre os vários registros existentes (KORTH & SILBERSCHATZ, 1995). A determinação das tabelas e seus campos é feita a partir da definição dos objetos de dados que o banco de dados deve representar. Os objetos de dados são informações a respeito das características do sistema elétrico estudado e das simulações de curtos-circuitos no sistema. Além desta estrutura de dados, um banco de dados relacional também é composto de módulos, que permitem introduzir, editar, recuperar e imprimir os dados armazenados em suas tabelas.

Modelo Entidade Relacional (MER) do Banco de Dados Relacional

É o modelo lógico do banco de dados, que contém as entidades (tabelas), atributos (campos) e relacionamentos entre as entidades. Toda a estrutura do banco de dados deve começar a ser desenvolvida a partir do MER, de acordo com a aplicação a que se destina.

O MER do banco de dados relacional para armazenamento de dados de simulações do SBDG/QEE está representado na Figura 3.5, sendo formado por 10 tabelas, que correspondem a:

- *ANAQUALI* – armazena as informações importadas do banco de dados gerado pelo ANAQUALI, referentes ao nome e número da barra de interesse;
- *TXTANAFAS* – armazena os dados importados do banco de dados gerado pelo ANAQUALI, contendo informações da simulação de curtos-circuitos, tais como: tipo de falta (FT, FF, FFT e FFF), barra de origem, barra de destino, segmento da linha onde ocorreu a falta, valores das tensões pós-falta da barra de interesse, entre outros. Desta forma, esta tabela é a mais utilizada nas análises;
- *SIMULACAO* – é a tabela que faz o relacionamento com todas as outras tabelas do banco de dados. Através desta tabela o usuário inicia o processo de importação dos dados do banco de dados do ANAQUALI, e os armazena nas tabelas *ANAQUALI* e *TXTANAFAS*. Após esta migração de dados é que se dá início a análise estocástica.

As tabelas referentes, especificamente, à análise estocástica são as seguintes:

- *CASO* – esta tabela organiza os dados referentes à análise estocástica, sendo composta pelos seguintes campos: código da simulação de faltas (*id_simula*), código da análise (*id_caso*), nome da análise (nome), data em que realizou-se a análise (data) e um campo para descrever a análise (*obs*);
- *RESULTADO* – esta tabela é responsável pelo armazenamento dos dados referentes a análise estocástica realizada, como por exemplo: código da simulação de faltas (*id_simula*) e código da análise (*id_caso*), obtidos da tabela *Caso*; código da tabela resultado (*id_resultado*); barra de origem (*barrade*), barra de destino (*barrapara*), tipo de curto-circuito (*falta*) e a amplitude do afundamento na posição de falta sorteada (*amplitude*), obtidos da tabela *TXTANAFAS*; valor do sorteio ao longo da linha (*sorteio*); e o registro para cada ano que se deseja simular (*ano*).
- Tabelas *DENSIDADESAG*, *CONCENTRACAOSAG*, *ERRO_DENSIDADE* e *ERRO_CONCENTRACAO* - foram criadas para armazenar as frequências

médias, as freqüências médias acumuladas, erro para freqüência média e o erro para a freqüência média acumulada, respectivamente, dos afundamentos de tensão estimados na análise estocástica, sendo compostas pelos seguintes campos: código da simulação de faltas (*id_simula*), código da análise (*id_caso*), código da tabela ("*id_tabela*") e campos referentes às faixas de amplitude e duração onde os registros ficarão dispostos;

- *TSTUDENT* – esta tabela não possui relacionamento com as demais. Sua importância é apenas para conter no banco de dados os valores da tabela t student necessária para determinação do erro das distribuições de freqüências médias dos afundamentos.

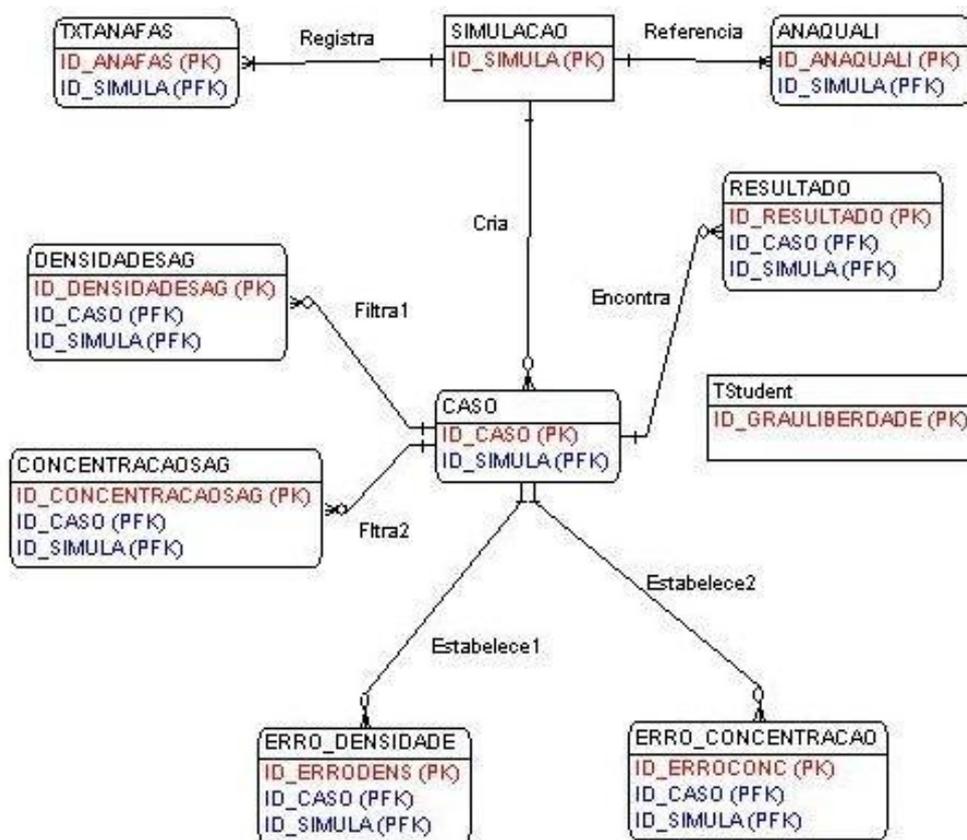


FIGURA 3.5 - Modelo entidade relacional do banco de dados para simulação.

3.4.1.3 Avaliação Estocástica do Afundamento de Tensão

Para a implementação da metodologia de cálculo estocástico do afundamento de tensão, utilizando o banco de dados relacional descrito anteriormente, foram desenvolvidas algumas rotinas baseadas em programação orientada a objeto (C++). O fluxograma dessas rotinas está representado na Figura 3.6, onde se observa três etapas, que vão desde a seleção do arquivo com os resultados das simulações de faltas no

sistema elétrico em estudo até a visualização dos resultados e avaliação dos erros estimados na simulação.

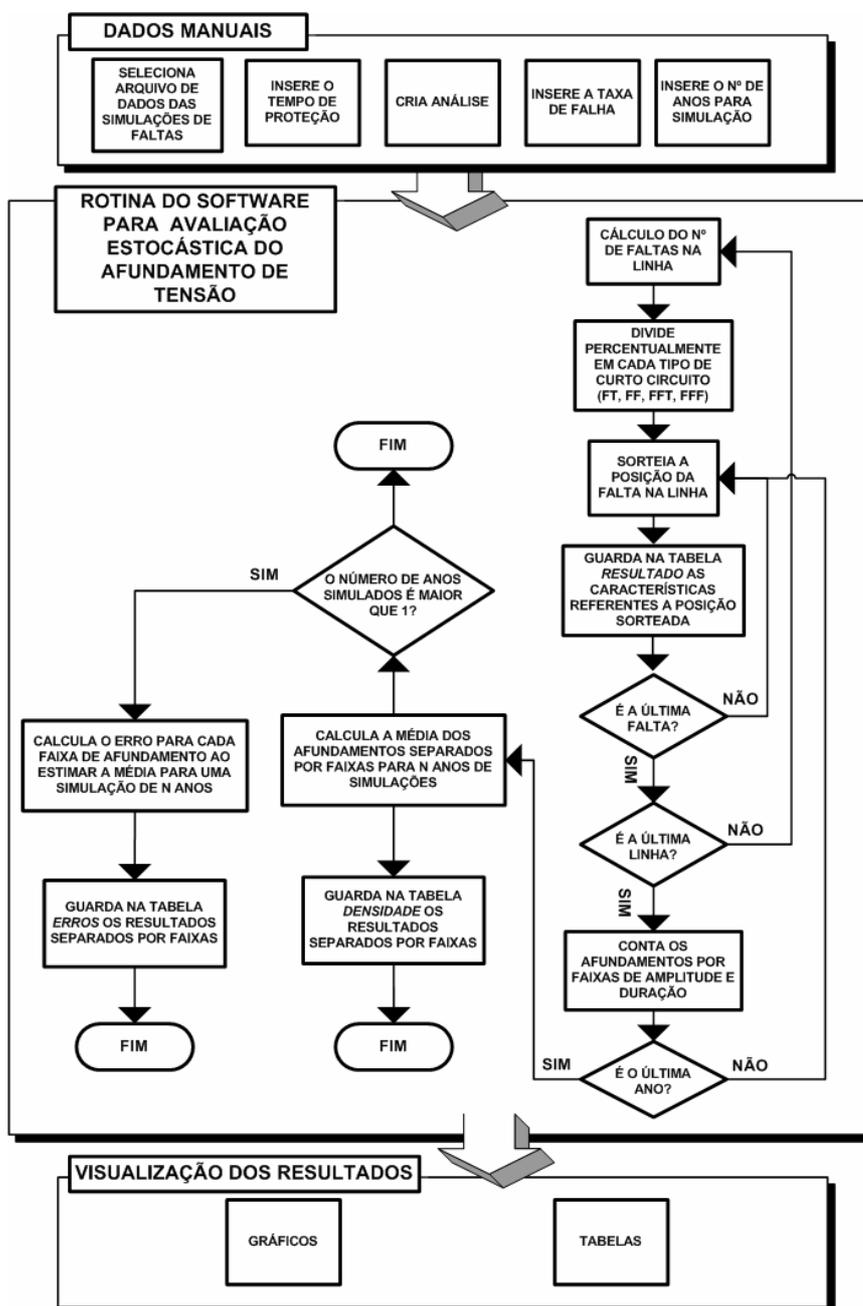


FIGURA 3.6 - Rotinas referentes à avaliação estocástica do afundamento de tensão.

a) *Dados Manuais* - são ações realizadas pelo usuário a partir do arquivo com os resultados das simulações de faltas no sistema elétrico selecionado. Nesta etapa, o usuário também deve inserir outras informações adicionais ao banco de dados, as quais não se encontram no arquivo de resultados de curtos-circuitos e que são necessárias para realizar a análise. São elas:

- Dados referentes às taxas de falhas das linhas que compõem o sistema e sua distribuição percentual entre os tipos de faltas. Estes valores devem, de preferência, serem obtidos junto à concessionária. Caso estes não estejam a disposição pode-se recorrer a valores obtidos em bibliografias especializadas no assunto (FONSECA, 1999).
 - Dados sobre os tempos de atuação do sistema de proteção, onde se pode efetuar o cadastro do tipo de proteção para cada linha do sistema.
 - Número de simulações que se deseja realizar. Este último corresponde aos anos de observação do sistema. Por meio deste pode-se obter a frequência média de afundamentos de tensão.
 - Intervalo de confiança. Esta informação é necessária para o cálculo do erro da média estimada.
- b) *Rotina do software* – Esta etapa, invisível ao usuário, realiza todo o processamento computacional necessário para se concretizar a análise estocástica desejada.
- c) *Visualização dos Resultados* – Nesta etapa, os resultados provenientes do processamento computacional são reunidos e apresentados em forma de tabelas, gráficos e relatórios, permitindo ao usuário tirar suas conclusões e tomar as decisões necessárias.

A rotina para a criação de um estudo que realiza uma avaliação estocástica para um ou vários anos de simulações é descrita a seguir:

Cálculo do número de faltas esperado nas linhas

Inicialmente, faz-se todo o processo de cálculo para encontrar o número de faltas esperado por ano para a primeira linha registrada no banco, após a importação do arquivo contendo os resultados das simulações de faltas, utilizando a equação (3.9):

$$N_{faltasLinha} = \frac{\lambda \times L}{100} \quad (3.9)$$

Onde:

λ - Taxa de falhas da linha (faltas/100 km/ano);

L – Comprimento da linha (km).

Uma vez calculado o número de faltas, o mesmo é dividido percentualmente em cada tipo de curto-circuito (FT, FF, FFT e FFF), conforme suas respectivas composições na taxa de falhas.

Após o processo de cálculo há um problema de possibilidades, que será comentado através de um exemplo. Considere uma linha com as características apresentadas na Tabela 3.2:

TABELA 3.2 - Dados de linha.

Tensão (kV)	Falhas/100km/ano	Falhas/Tipo de Defeito (%)				Comprimento Total (km)
		FT	FF	FFT	FFF	
69	12	58	11	25	6	30

Para esta linha, calculou-se o número de faltas esperadas e a sua composição:

- Cálculo do número de faltas esperado para a linha.

$$N_{faltaLinha} = \frac{12 \times 30}{100} = 3,6$$

- Divisão percentual em cada tipo de curto-circuito existente.

- FT $N_{faltaFT} = 3,6 \times \frac{58}{100} = 2,088$

- FF $N_{faltaFF} = 3,6 \times \frac{11}{100} = 0,396$

- FFT $N_{faltaFFT} = 3,6 \times \frac{25}{100} = 0,9$

- FFF $N_{faltaFFF} = 3,6 \times \frac{6}{100} = 0,216$

Pelos cálculos realizados pode-se afirmar que é esperado no mínimo a ocorrência de três faltas na linha, e uma possibilidade de 60% de chance de ocorrer mais uma falta.

Devido a essa possibilidade de ocorrência, faz-se necessário realizar um sorteio aleatório através de um gerador de números aleatórios com valores entre 1 e 100 inclusive, para estimar a possibilidade de ocorrência ou não de mais uma falta entre as calculadas. Se o número sorteado for menor ou igual a 60 a quantidade de faltas a serem simuladas passará para 4, caso contrário, a estimativa permanecerá em 3 faltas.

No exemplo citado, pode-se entender que das três ou quatro faltas possíveis de ocorrerem na linha em estudo, duas ocorrerão no curto-circuito FT, onde se calculou 2,088 faltas esperadas. As demais faltas esperadas ficarão distribuídas nas frações das

faltas calculadas, pois, ainda existe 8,8% de possibilidade de ocorrer mais uma falta FT, 39,6% de possibilidades de ocorrer uma falta FF, 90% de possibilidade de ocorrer uma falta FFT e 21,6% de possibilidade de ocorrer uma falta FFF.

Fazendo a soma das frações das faltas FT, FF, FFT e FFF, verifica-se que o número de faltas restante na linha está distribuído nas seguintes frações:

$$0,088 + 0,396 + 0,9 + 0,216 = 1,6$$

Para encontrar a possibilidade de ocorrência da(s) falta(s) restante(s), e definir o(s) seu(s) tipo(s), será necessário normalizar percentualmente os valores das frações dos curtos-circuitos. Para isso, admite-se que 1,6 seja igual a 100%. Assim, os valores percentuais para cada fração de falta estão descritos no cálculo a seguir, e ilustrado na Figura 3.7.

- $FT = \frac{0,088}{1,6} \times 100 = 5,5\%$
- $FF = \frac{0,396}{1,6} \times 100 = 24,75\%$
- $FFT = \frac{0,9}{1,6} \times 100 = 56,25\%$
- $FFF = \frac{0,216}{1,6} \times 100 = 13,5\%$

Uma vez normalizada as possibilidades percentuais de cada tipo de falta, a escolha do(s) tipo(s) da(s) falta(s) restante(s) é realizada através de sorteio aleatório, utilizando-se novamente um gerador de números aleatórios com valores entre 1 e 100 inclusive. Caso reste apenas mais uma falta, esta poderá pertencer a um dos quatro tipos de curtos-circuitos, de acordo com as possibilidades a eles relacionadas:

- FT se o número sorteado for menor ou igual a 5,5;
- FF se o número sorteado for maior que 5,5 e menor ou igual a 30,25;
- FFT se o número sorteado for maior que 30,25 e menor ou igual a 86,5;
- FFF se o número sorteado for maior que 86,5.

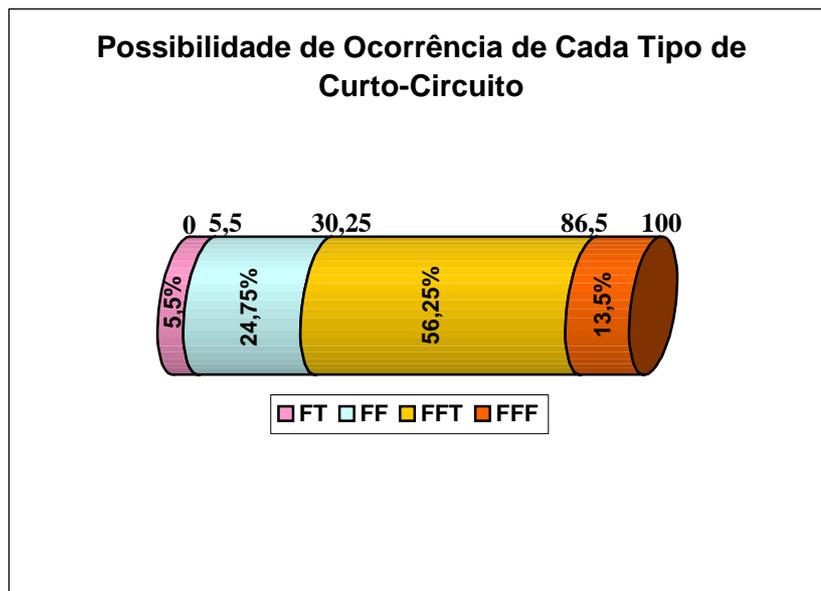


FIGURA 3.7 - Percentual de possibilidade de ocorrência de cada tipo de curto-circuito.

Caso ainda haja mais uma falta a considerar, realiza-se outro sorteio da mesma maneira como descrito anteriormente, com as mesmas possibilidades acima para cada tipo de curto-circuito. Entretanto, se o resultado do sorteio recair sobre um tipo de curto-circuito que já tenha esgotado sua possibilidade de ocorrência, este não poderá ser considerado. Para este caso, realizam-se outros sorteios até que seja escolhido um tipo de curto-circuito ainda com possibilidade de ocorrência.

Desta forma, se houver apenas três faltas na linha em estudo, duas destas pertencerão ao curto-circuito FT, já a terceira falta poderá pertencer a qualquer um dos quatro tipos de curtos-circuitos. Mas, se nesta linha ocorrer uma quarta falta, e se o número de faltas FT atingiu o limite máximo (3), a quarta falta não poderá ser do tipo FT. Essa regra, de não ultrapassar o número de possibilidades, se aplica a todos os tipos de faltas.

Sorteio Aleatório da Posição da Falta

Após a determinação do número de faltas para a primeira linha registrada no banco de dados e os seus tipos, inicia-se o processo de definição da posição dessas faltas ao longo da linha. Isto é realizado por meio de sorteios aleatórios utilizando um gerador de números aleatórios. Assim, para cada falta pré-definida, sua posição é sorteada de 1 a 99% da linha.

Definida a posição da primeira falta na linha, prossegue-se a captura de suas características na tabela *TXTANAFAS* no banco de dados relacional, sendo em seguida inseridas na tabela *RESULTADO*, a qual possui os seguintes campos:

- Código do resultado (*ID_RESULTADO*);
- Código da simulação de faltas (*ID_SIMULA*);
- Código da análise (*ID_CASO*);
- Tempo de atuação da proteção (*DURACAO*);
- Barra de origem (*BARRADE*);
- Barra de destino (*BARRAPARA*);
- Amplitude do afundamento de tensão (*AMPLITUDE*);
- Tipo de curto-circuito (*TIPO*);
- Sorteio aleatório ao longo da linha (*SORTEIO*);
- Ano do sorteio (*ANO*).

Em seguida, repete-se este processo para a posição das outras faltas calculadas para a linha.

Todo o procedimento descrito anteriormente, para o cálculo do número de faltas e seus tipos, a determinação da posição dessas faltas, a captura de suas características na tabela *TXTANAFAS* e o armazenamento na tabela *RESULTADO*, é repetido para as outras linhas do sistema, na ordem em que elas foram registradas no banco de dados.

Contagem e registro dos Afundamentos de Tensão - Visualização dos Resultados

Após o preenchimento da tabela *RESULTADO*, os dados referentes à amplitude e tempo de duração dos afundamentos de tensão são organizados em intervalos pré-estabelecidos, mediante contagem, utilizando o método da Distribuição de Frequência. Este método consiste no grupamento de dados em classes ou intervalos, de tal forma que se possa determinar o número ou a percentagem (frequência) de cada classe (STEVENSON, 1986). Estes dados são então exportados para a tabela *DENSIDADESAG*.

Os dados armazenados na tabela *DENSIDADESAG* podem então ser visualizados na forma de tabela de distribuição de frequência e gráficos 3D, que são gerados utilizando o Excel, o qual é executado a partir do aplicativo que serve como interface entre o usuário e o banco de dados relacional. A Tabela 3.3 e Figura 3.8 ilustram a apresentação dos resultados na forma de distribuição de frequência de afundamentos de tensão.

TABELA 3.3 - Distribuição de freqüência de afundamentos de tensão por faixas de amplitude e duração.

Amplitude (pu)	Duração (s)				
	0,008<= d <0,2	0,2<= d <0,4	0,4<= d <0,6	0,6<= d <0,8	0,8<= d
0,8 < a <= 0,9	6,25	0	0	7,33	0
0,7 < a <= 0,8	2,95	0	0	3,75	0
0,6 < a <= 0,7	2,75	0	0	1,25	0
0,5 < a <= 0,6	2,08	0	0	0,88	0
0,4 < a <= 0,5	0,98	0	0	1,4	0
0,3 < a <= 0,4	1,23	0	0	0,4	0
0,2 < a <= 0,3	0,95	0	0	0	0
0,1 < a <= 0,2	0,75	0	0	0	0
a = 0,1	0,52	0	0	0	0

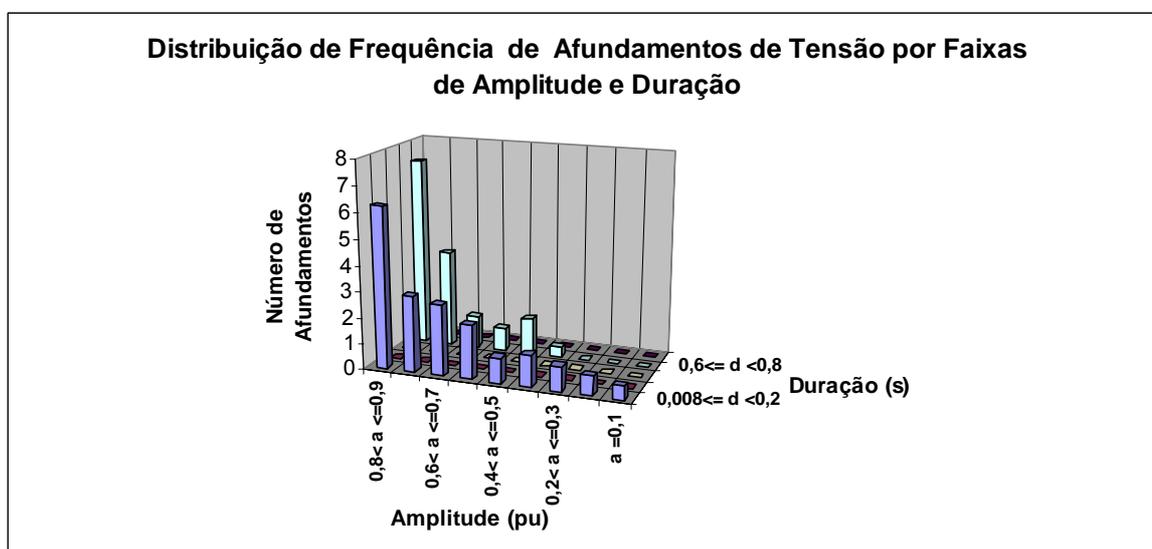


FIGURA 3.8 - Gráfico de distribuição de freqüência de afundamentos de tensão por faixas de amplitude e duração.

Os resultados também podem ser visualizados na forma de Distribuição de Frequência Acumulada. Este tipo de distribuição de freqüência tem como objetivo indicar o número ou porcentagem de itens menores do que, ou iguais, a determinado valor (STEVENSON, 1986). Ela pode ser obtida a partir da tabela DENSIDADE SAG, através da equação (3.10):

$$F_{AD} = \sum_{a=0,1}^A \sum_{d=D}^{d_{\max}} f_{ad} \quad (3.10)$$

Onde:

f_{ad} - elemento **ad** da tabela de distribuição de frequência: é o número de afundamentos no intervalo de amplitude **a** e duração **d**;

F_{AD} - elemento **AD** da tabela de distribuição de frequência cumulativa: é o número de afundamentos com duração maior ou igual a **D** e amplitude menor ou igual a **A**.

Por exemplo, para se obter o número de afundamentos com amplitude menor ou igual a 0,6 pu e duração maior ou igual a 0,2 ms, a equação (3.10) se tornaria:

$$F_{0,60,2} = \sum_{a=0,1}^{0,6} \sum_{d=0,2}^{0,8} f_{ad} = 0,4 + 1,4 + 0,88 = 2,68$$

Estes valores estão grifados em vermelho na Tabela 3.3.

Os resultados desses cálculos são então exportados para a tabela *CONCENTRAÇOSAG*, podendo então ser visualizados na forma de tabela de distribuição de frequência acumulada e gráficos 3D, conforme ilustrado na Tabela 3.4 e Figura 3.9:

TABELA 3.4 - Distribuição de frequência acumulada de afundamentos de tensão em função da amplitude e duração.

Amplitude (pu)	Duração (s)				
	>=0,008	>=0,2	>=0,4	>=0,6	>=0,8
<=0,9	33,47	15,01	15,01	15,01	0
<=0,8	19,89	7,68	7,68	7,68	0
<=0,7	13,19	3,93	3,93	3,93	0
<=0,6	9,19	2,68	2,68	2,68	0
<=0,5	6,23	1,8	1,8	1,8	0
<=0,4	3,85	0,4	0,4	0,4	0
<=0,3	2,22	0	0	0	0
<=0,2	1,27	0	0	0	0
=0,1	0,52	0	0	0	0

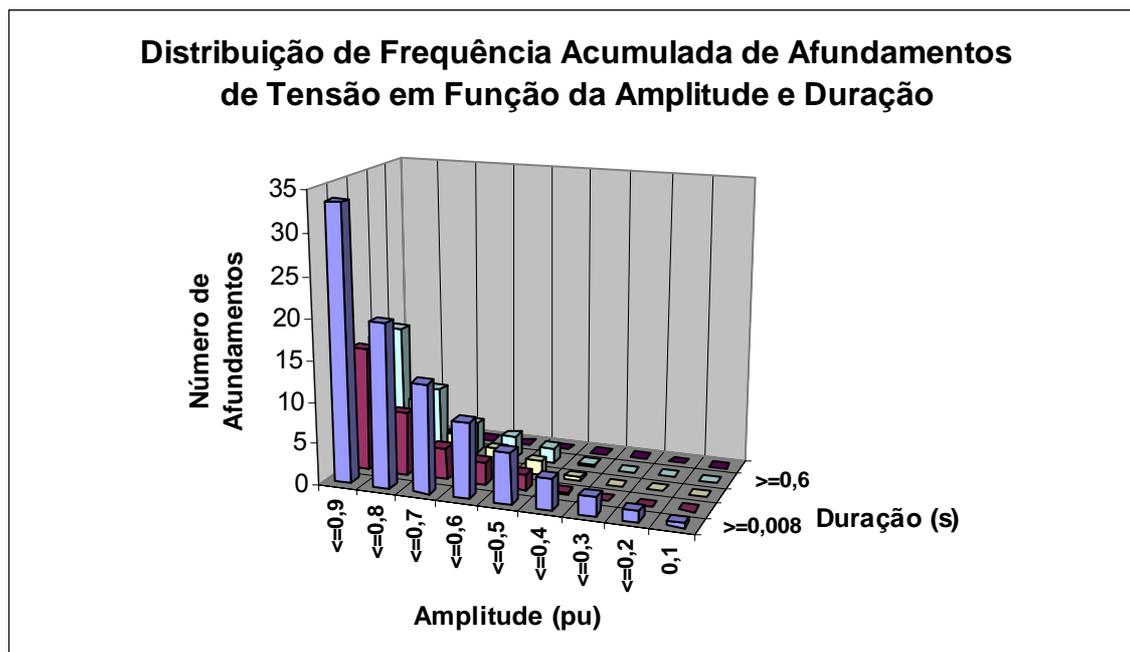


FIGURA 3.9 - Gráfico de distribuição de frequência acumulada de afundamentos de tensão em função da amplitude e duração.

Para mais de um ano de simulação, todo o processo que vai desde o sorteio das faltas ao longo de cada linha do sistema até a organização dos afundamentos de tensão em faixas de amplitude e duração na tabela *RESULTADO*, é repetido para cada ano de simulação desejado.

Vale salientar que para esta situação, a frequência de afundamentos de tensão em cada intervalo na tabela *DENSIDADE*, é dada pelo quociente entre o número total de ocorrências acumulado e o total de anos simulados.

Avaliação Estatística dos Resultados

O processo de avaliação dos resultados descrito a seguir, baseia-se no procedimento proposto por FONSECA (1999). Este faz uso de ferramentas clássicas da estatística.

Cada valor contido em um intervalo da tabela de distribuição de frequência e da tabela de distribuição de frequência acumulada representa o número médio de ocorrências de afundamentos para um número N de simulações (anos). No entanto, para cada um destes valores temos um erro de estimação cometido. Portanto, o objetivo aqui é calcular o erro para cada intervalo, e avaliar se o mesmo é satisfatório ou não.

Na verdade o que está se fazendo é uma amostragem aleatória da população em estudo, com a finalidade de se obter uma indicação do valor da média e do desvio padrão

da mesma. Isto é realizado devido o conjunto de elementos da população não estar disponível para que seus parâmetros (média e desvio padrão) sejam calculados. No entanto, é realizada uma estimativa destes parâmetros populacionais através de um determinado tamanho de amostra (FONSECA, 1999).

Assim, inicialmente deve-se calcular a média amostral em cada intervalo para uma amostra de tamanho N , segundo a soma dos valores do conjunto dividida pelo número de observações do conjunto, conforme a equação (3.11) (STEVENSON, 1986). Note que cada elemento do conjunto corresponde ao número de afundamentos em um intervalo em cada ano simulado.

$$\bar{X} = \frac{\sum X_i}{N} \quad (3.11)$$

Onde:

X_i - é o i -ésimo elemento do conjunto;

N - é o número de observações do conjunto.

Em seguida, o desvio padrão amostral é calculado, sendo o mesmo definido como a raiz quadrada positiva da variância $(X_i - \bar{X})^2$, dividido pelo número de observações menos um, conforme equação (3.12) (STEVENSON, 1986):

$$S = \sqrt{\frac{\sum (X_i - \bar{X})^2}{N - 1}} \quad (3.12)$$

Onde:

X_i - é o i -ésimo elemento do conjunto;

\bar{X} - é a média do conjunto;

N - é o número de observações do conjunto.

Neste caso, o desvio padrão amostral é usado como estimativa para o desvio padrão populacional.

Para a estimação da média da população foi utilizada a distribuição de probabilidade conhecida como *t student*. Esta é a distribuição adequada quando se precisa estimar a média de uma população, mas não se conhece nem o seu desvio padrão e nem a sua distribuição (STEVENSON, 1986). A Figura 3.10 mostra a curva da função de *t student* comparada com a curva da função distribuição normal. Pode-se observar que a distribuição de *t student* apresenta dispersão ligeiramente maior que a distribuição normal (FONSECA, 1999).

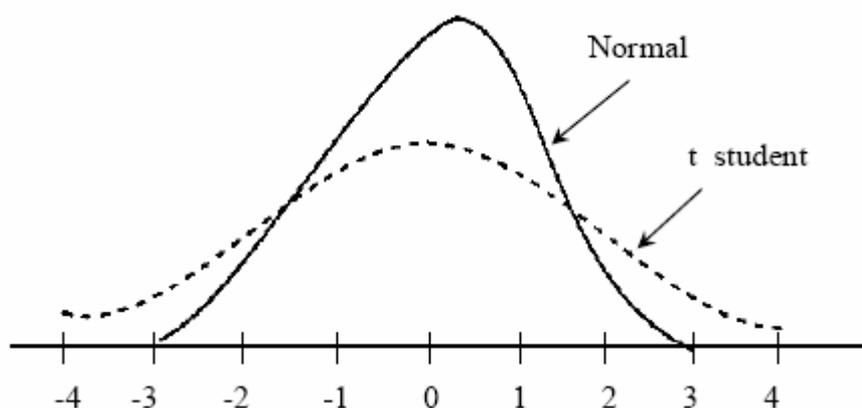


FIGURA 3.10 – Curvas das distribuições normal e *t student*.

O erro de estimação da média da população em cada intervalo pode ser calculado através da equação (3.13). Este cálculo é feito através da escolha do coeficiente de *t student* ($t\alpha$) na Tabela 3.5, o qual é função do intervalo de confiança α e do termo *graus de liberdade* ($N - 1$) (FONSECA, 1999). Para exemplificar, considere uma amostra de tamanho 10 e intervalo de confiança de 90%, para esta situação o coeficiente de *t student* encontrado seria igual a 1,833.

$$\delta = \frac{t\alpha \times S}{\sqrt{N}} \quad (3.13)$$

Onde:

$t\alpha$ - é o coeficiente de *t student* em função do intervalo de confiança α e do termo *graus de liberdade*;

S - é o desvio padrão estimado;

N - é o tamanho da amostra.

A média estimada $\hat{\mu}$ da população em cada intervalo é obtida através da equação (3.14).

$$\hat{\mu} = \bar{X} \pm \delta \quad (3.14)$$

A escolha de um intervalo de confiança de 90% significa que existe uma probabilidade de 0,9 (90%) de o intervalo definido pela equação (3.14) conter a média populacional e, 10% de não conter, sendo 5%, em cada cauda, o que significa que a área em cada cauda à esquerda e à direita é de 0,05.

TABELA 3.5 – Coeficientes de *t student* para um determinado intervalo de confiança (α).

Graus de Liberdade (N-1)	Intervalo de Confiança α (%)				
	80	90	95	98	99
1	3,078	6,314	12,706	31,821	63,657
2	1,886	2,920	4,303	6,965	9,925
3	1,638	2,353	3,182	4,541	5,841
4	1,533	2,132	2,776	3,747	4,604
5	1,476	2,015	2,571	3,365	4,032
6	1,440	1,943	2,447	3,143	3,707
7	1,415	1,895	2,365	2,998	3,499
8	1,397	1,860	2,306	2,896	3,355
9	1,383	1,833	2,262	2,821	3,250
10	1,371	1,812	2,228	2,764	3,169
11	1,363	1,796	2,201	2,718	3,106
12	1,356	1,782	2,179	2,681	3,055
13	1,35	1,771	2,160	2,650	3,012
14	1,345	1,761	2,145	2,624	2,977
15	1,341	1,753	2,131	2,602	2,947
16	1,337	1,746	2,120	2,583	2,921
17	1,333	1,740	2,110	2,567	2,898
18	1,330	1,734	2,101	2,552	2,878
19	1,328	1,729	2,093	2,539	2,861
20	1,325	1,725	2,086	2,528	2,845
21	1,323	1,721	2,080	2,518	2,831
22	1,321	1,717	2,074	2,508	2,819
23	1,319	1,714	2,069	2,500	2,807
24	1,318	1,711	2,064	2,492	2,797
25	1,316	1,708	2,060	2,485	2,787
26	1,315	1,706	2,056	2,479	2,779
27	1,314	1,703	2,052	2,473	2,771
28	1,313	1,701	2,048	2,467	2,763
29	1,311	1,699	2,045	2,462	2,756
30	1,310	1,697	2,042	2,457	2,750
40	1,303	1,684	2,021	2,423	2,704
60	1,296	1,671	2,000	2,390	2,660
120	1,289	1,658	1,980	2,538	2,617
∞	1,282	1,645	1,960	2,326	2,576

No final do processo, os erros estimados para cada um dos intervalos são armazenados nas tabelas *ERRO_DENSIDADE* e *ERRO_CONCENTRAÇÃO*, sendo que a visualização dos mesmos também é realizada na forma de distribuições de freqüências.

Para ilustrar o processo de cálculo do erro, é utilizado um exemplo obtido do estudo de caso que será apresentado no próximo Capítulo. Este exemplo mostra através da Tabela 3.6 a distribuição de freqüência média de afundamentos para um tamanho de amostra igual a 10 (10 anos de simulação). Já na Tabela 3.7 é apresentado o erro em cada intervalo para esta amostra. Observando-se a equação (3.13) pode-se concluir que se for desejado diminuir este erro, deve-se aumentar o número de anos de simulações, ou seja, aumentar o tamanho da amostra.

TABELA 3.6 - Frequência média de afundamentos para uma amostra de tamanho 10 (10 anos).

Amplitude (pu)	Duração (ms)		
	80	330	1080
$0,8 < a \leq 0,9$	12	0	1,1
$0,7 < a \leq 0,8$	6,5	0	0,4
$0,6 < a \leq 0,7$	4,5	0	0,3
$0,5 < a \leq 0,6$	2,7	0	0,4
$0,4 < a \leq 0,5$	2,1	0	0,4
$0,3 < a \leq 0,4$	1,6	0	0
$0,2 < a \leq 0,3$	0,6	0	0
$0,1 < a \leq 0,2$	0,9	0	0
0,1	0	0	0

TABELA 3.7 – Erro na estimação da frequência média de afundamentos em cada intervalo para uma amostra de tamanho 10 (10 anos)

Amplitude (pu)	Duração (ms)		
	80	330	1080
$0,8 < a \leq 0,9$	1,58	0	0,71
$0,7 < a \leq 0,8$	1,36	0	0,5
$0,6 < a \leq 0,7$	1,23	0	0,35
$0,5 < a \leq 0,6$	1,12	0	0,5
$0,4 < a \leq 0,5$	1,14	0	0,5
$0,3 < a \leq 0,4$	0,9	0	0
$0,2 < a \leq 0,3$	0,5	0	0
$0,1 < a \leq 0,2$	0,63	0	0
0,1	0	0	0

3.5 Conclusões

Os métodos clássicos de cálculo de afundamentos de tensão foram apresentados. Mostrou-se que pela característica aleatória do afundamento de tensão, os métodos de simulação são os mais utilizados quando se deseja obter os parâmetros destes distúrbios, evitando-se dessa maneira a necessidade de um longo período de medição. Para análise em sistemas elétricos radiais, pode ser utilizado o método da distância crítica, enquanto que para sistemas mais complexos é recomendada a utilização do método das posições de falta associado a um programa de cálculo de curto-circuito.

Em seguida apresentou-se a metodologia desenvolvida para a avaliação estocástica do afundamento de tensão, a qual busca obter uma estimativa dos parâmetros deste distúrbio, considerando a distribuição aleatória das faltas em um sistema elétrico. Isto possibilita a avaliação da variação da amplitude e duração do afundamento, de acordo com a posição do defeito nas linhas do sistema. Esta avaliação

é realizada através de um estudo estatístico onde é calculado o erro cometido na estimativa média de ocorrências do distúrbio, para um determinado número de anos simulados.

No próximo Capítulo serão apresentados os resultados de alguns estudos de casos, onde se aplicou o método das posições de falta e a metodologia estocástica, a fim de se convalidar os resultados obtidos na avaliação estocástica.

4 Estudo de Caso

4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem dois objetivos principais. O primeiro é apresentar a aplicação do método das posições de falta e da metodologia estocástica na avaliação dos parâmetros dos afundamentos de tensão. O segundo é realizar uma análise dos resultados provenientes das duas metodologias, visando validar a avaliação estocástica e mostrar a aplicabilidade da metodologia desenvolvida.

As duas metodologias foram utilizadas em um estudo de caso, o qual fez uso de um sistema elétrico de distribuição pertencente a uma concessionária da região norte do Brasil.

4.2 Simulações

O sistema elétrico utilizado durante as simulações tem sua configuração baseada na rede de distribuição da CELPA (Centrais Elétricas do Pará), que compreende os subsistemas regionais de Guamá e Utinga em 69 kV da área metropolitana da cidade de Belém. Estes subsistemas são totalmente radiais e isolados entre si por razões operacionais. A interligação entre eles se faz pelo sistema de transmissão de 230 kV da Eletronorte, o qual está apresentado na Figura 4.1. O sistema da Eletronorte é mostrado na Figura 4.1 de modo a fornecer uma melhor visualização desta interconexão, já que o mesmo não foi considerado nos estudos.

O sistema mostrado na Figura 4.2, possui 42 barras, 29 linhas de subtransmissão em 69 kV e 5 alimentadores de distribuição em 13,8 kV. Os transformadores têm conexão Δ/Y aterrado.

A Tabela 4.1 apresenta os comprimentos das linhas de 69 kV para os subsistemas Guamá e Utinga e de 13,8 kV para os alimentadores originados da subestação Augusto Montenegro.

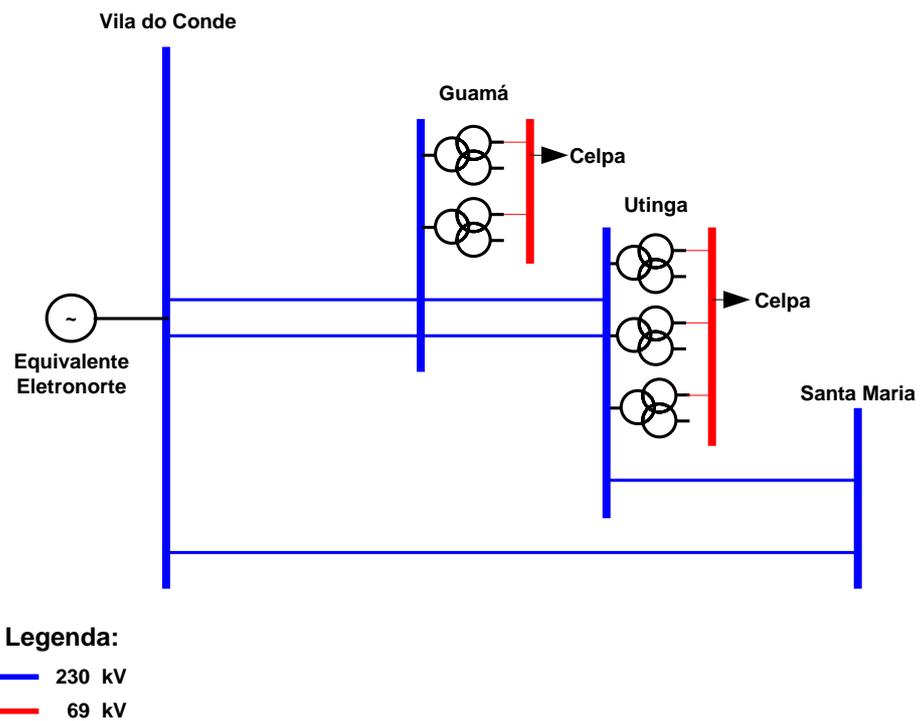


FIGURA 4.1 – Diagrama unifilar do sistema de transmissão de 230 kV da Eletronorte.

TABELA 4.1 – Comprimentos de linhas de subtransmissão e alimentadores da CELPA.

Nível de Tensão (kV)	Subsistema Guamá	Subsistema Utinga
69	30 km	276 km
13,8	-	28,53 km

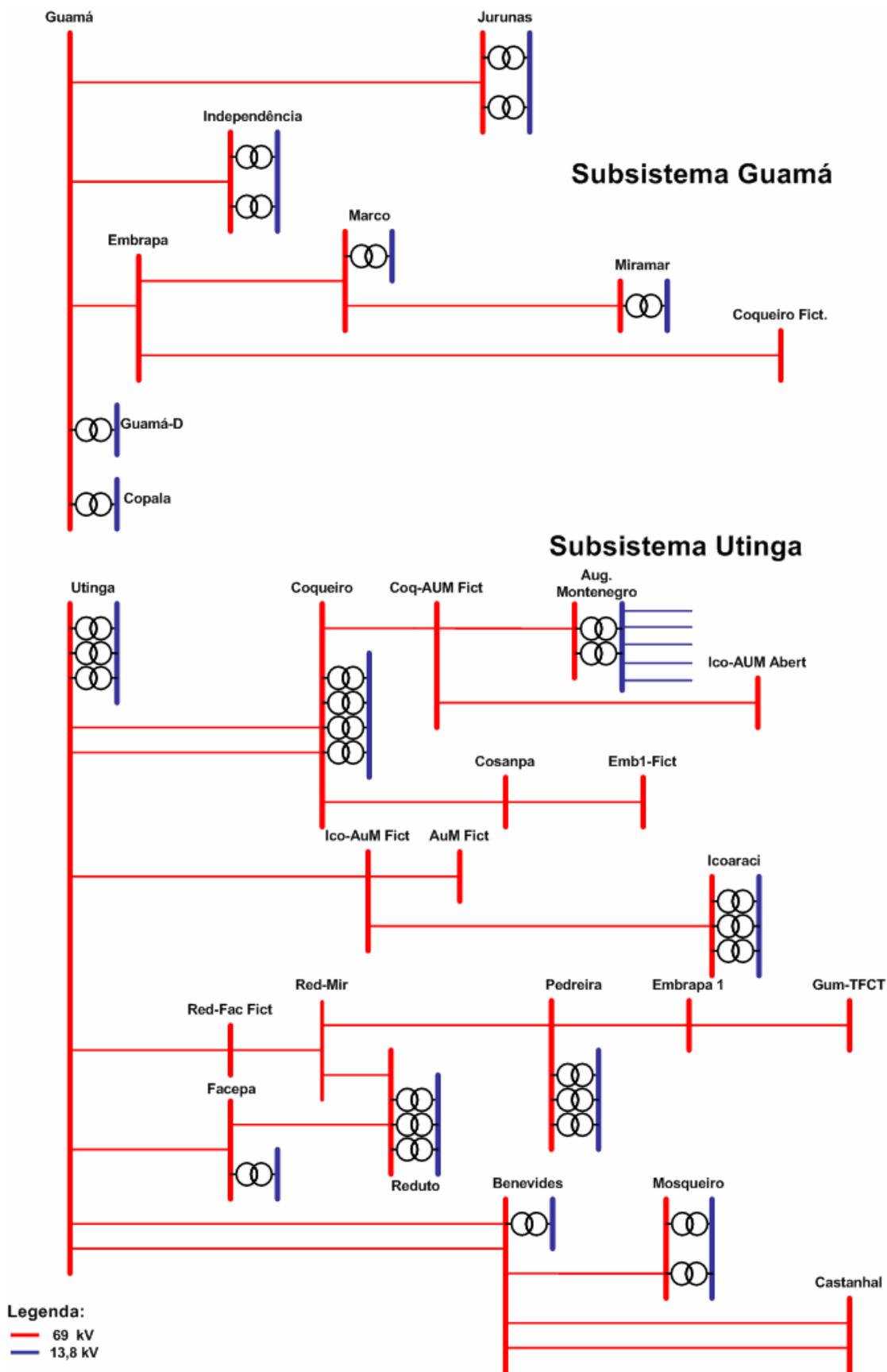


FIGURA 4.2 – Diagrama unifilar do sistema elétrico estudado.

Foram selecionadas três barras de interesse durante a realização dos estudos, de acordo com os critérios apresentados a seguir:

- I. **Atendimento à carga sensível:** cargas em que predominam equipamentos eletrônicos, cuja sensibilidade a distúrbios na onda de tensão resulta em desligamentos ou operação indesejável, com substanciais prejuízos materiais e financeiros para o consumidor e para a concessionária;
- II. **Atendimento a áreas com alta densidade de carga:** as áreas cuja densidade de carga (MVA/km^2) é alta despertam o interesse para estudos transitórios tais como o cálculo de afundamentos de tensão devido à corrente de partida de motores;
- III. **Participação significativa de cargas dinâmicas na composição total da carga:** as cargas dos sistemas de distribuição são muito complexas. Em geral, estas são divididas em dois grupos: as cargas estáticas, como as de potência constante, corrente constante (eletrônica de potência) e impedância constante (resistência), as quais não respondem dinamicamente aos distúrbios do sistema; e as cargas dinâmicas (motores de indução) que são muito mais complexas e suas respostas dinâmicas podem interferir no desempenho do sistema;
- IV. **Áreas de interesse econômico/cargas especiais:** regiões com concentração industrial, ou áreas destinadas à implantação de sistemas industriais ou mesmo reservadas às atividades industriais especiais, demandam interesse pelas condições técnicas da rede elétrica de fornecimento, em especial pelos afundamentos de tensão e confiabilidade;
- V. **Interligação com a Eletronorte:** o acesso aos sistemas de transmissão, devido à sua importância, é tratado nos Procedimentos de Rede do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico – em seu submódulo 3.8 – Requisitos Mínimos para Conexão à Rede Básica. Este estabelece que os Agentes Distribuidores e os Consumidores Livres devem adotar todas as medidas necessárias para que os efeitos decorrentes das variações de tensão de curta duração sejam compatíveis com os padrões a serem estabelecidos, de acordo com o tratamento apresentado no item 12 do Submódulo 2.2 do Módulo 2 – Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações.

De acordo com esses critérios, a escolha de barras de interesses para as simulações recaiu sobre:

- Utinga 69 kV: critérios I, II, III, IV e V;

- Guamá 69 kV: critérios I, II e V;
- Augusto Montenegro 13,8 kV: critérios I, II e IV.

As taxas de falha utilizadas neste estudo foram obtidas de COSTA (2003), e são apresentadas na Tabela 4.2. Utilizou-se destes dados em decorrência da indisponibilidade dos mesmos por parte da Celpa.

TABELA 4.2 – Taxas de falha nas linhas de acordo com o tipo de falta.

Tensão (kV)	Falhas/100km/ano	Falhas/Tipo de Defeito (%)			
		FT	FF	FFT	FFF
69	12	58	11	25	6
13,8	6	75	10	13	2

Os tipos de proteções das linhas e alimentadores utilizados nas simulações, e seus respectivos tempos de atuação (relés + disjuntores) foram informados pela CELPA, e são mostrados na Tabela 4.3.

TABELA 4.3 – Tempo médio estimado para a atuação da proteção e eliminação do defeito.

Nível de Tensão (kV)	Tipo de Proteção	Tempo de Atuação (ms)
69	Distância	1ª zona (até 90%): 80 2ª zona (> 90%): 1080
13,8	Sobrecorrente	330

Algumas premissas foram estabelecidas durante as simulações computacionais, realizadas com os programas ANAFAS e ANAQUALI:

ANAFAS:

- Tensões pré-falta iguais a $1 \angle 0^\circ$ pu. Esta decisão baseou-se em resultados de estudos de fluxo de carga que apresentaram tensões superiores a 1 pu;
- Impedância de falta nula;
- As faltas em barras foram desconsideradas.

ANAQUALI:

- Foram considerados quatro tipos de faltas: FT, FF, FFT e FFF, e intervalo de deslizamento de 1% ou 100 segmentos por linha e por alimentador;
- A faixa de amplitude “a” para detecção de afundamento de tensão é $0,0 \leq a < 0,9$ pu da tensão nominal, conforme adotado pelo Cepel.

4.2.1 Resultados Provenientes do Método das Posições de Falta

O número e as características dos afundamentos, a partir do método das posições de falta, são apresentados através de três tipos de gráficos, de acordo com o que permite o programa ANAQUALI:

- Gráficos de Perfil de Tensão: mostram a variação da tensão em uma barra de interesse como função do deslizamento do ponto de falta ao longo de uma linha da área de influência;
- Gráficos de Área de Vulnerabilidade: mostram a extensão da área de vulnerabilidade (barras ou km de linhas) para diversos níveis de afundamentos de tensão na barra de interesse, os quais podem ser desagregados por área elétrica, nível de tensão ou tipo de defeito;
- Gráficos de Números de Ocorrências: mostram o valor esperado do número de ocorrências anuais de afundamentos em uma barra de interesse, podendo ser desagregado por área elétrica, nível de tensão ou tipo de defeito.

4.2.1.1 Perfil de Tensão para as Barras de Interesse

Guamá 69 kV:

As piores condições de afundamentos na barra de interesse do subsistema Guamá ocorrem para curtos-circuitos monofásicos e trifásicos que incidem ao longo das linhas de subtransmissão que partem desta barra, agravando-se a medida que se aproximam dela. Dentre elas, a que interliga as barras Guamá 69 kV e Embrapa 69 kV é a mais crítica, sendo que as faltas monofásicas e trifásicas aplicadas em 100% dessa linha levam a afundamentos de 0,353 e 0,183 pu, respectivamente. Isto decorre devido a sua menor extensão quando comparada às outras linhas que partem da barra Guamá 69 kV.

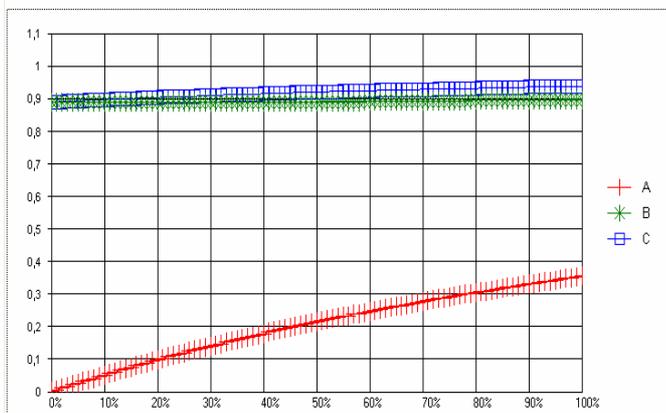
Em geral, a grande maioria dos curtos-circuitos trifásicos e monofásicos que ocorrem neste subsistema leva a barra de interesse Guamá 69 kV a afundamentos abaixo de 0,80 pu nas tensões fase-neutro.

A ocorrência de faltas monofásicas no subsistema Utinga produz afundamentos abaixo de 0,8 pu na barra de interesse, quando são aplicadas até 50% das linhas que partem da subestação Utinga 69 kV. Para estas mesmas linhas, a incidência de faltas trifásicas leva a afundamentos dessa mesma magnitude para toda a extensão das mesmas. Nas Figuras 4.3 e 4.4 são apresentados os perfis de tensão da barra Guamá 69 kV, para faltas monofásicas e trifásicas, aplicadas ao longo de uma linha de

subtransmissão pertencente ao subsistema Guamá, e em uma linha do subsistema Utinga, respectivamente.

Faltas Monofásicas

Perfis de tensão FN para curto FT na linha:
100 (GUA CELPA 69) - 3015 (EMBRAPA 69) - 1



Faltas Trifásicas

Perfis de tensão FN para curto FFF na linha:
100 (GUA CELPA 69) - 3015 (EMBRAPA 69) - 1

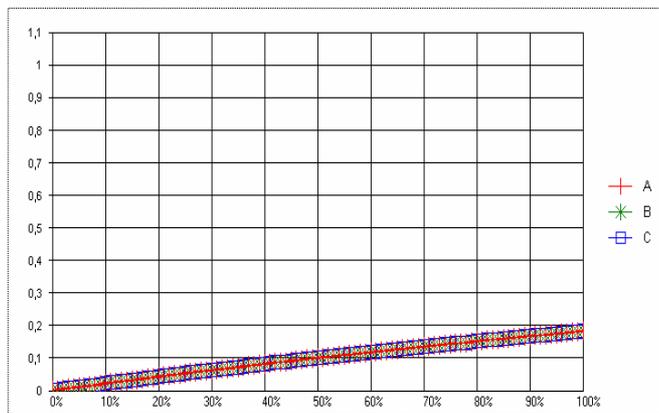
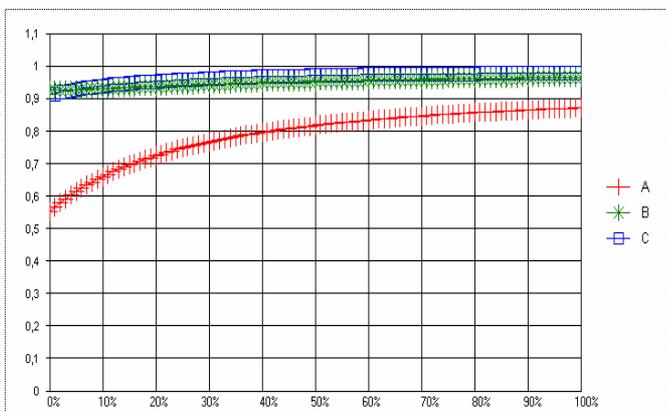


FIGURA 4.3 – Perfil de tensão em Guamá 69 kV para faltas na linha Guamá 69 kV – EMBRAPA 69 kV.

Faltas Monofásicas

Perfis de tensão FN para curto FT na linha:
200 (UTI CELPA 69) - 3105 (COQUEIRO 69) - 1



Faltas Trifásicas

Perfis de tensão FN para curto FFF na linha:
200 (UTI CELPA 69) - 3105 (COQUEIRO 69) - 1

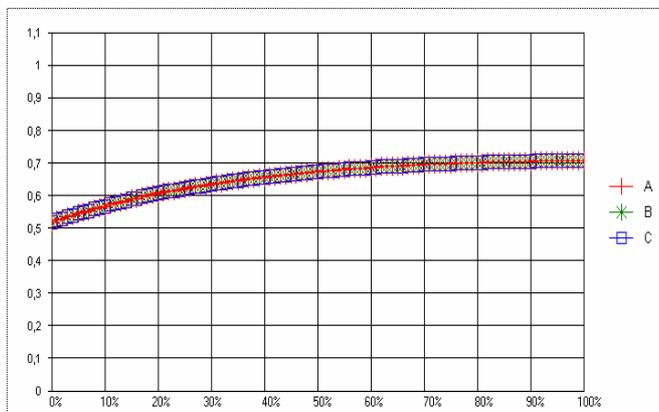


FIGURA 4.4 – Perfil de tensão em Guamá 69 kV para faltas na linha Utinga 69 kV – Coqueiro 69 kV.

Utinga 69 kV:

Os afundamentos mais críticos nesta barra de interesse, para faltas no subsistema Utinga, ocorrem em linhas que partem da barra Utinga 69 kV, sendo mais graves as que aparecem próximas à barra. A linha de subtransmissão que interliga as barras Utinga 69 kV e Coqueiro 69 kV é a mais crítica, sendo que faltas monofásicas e

trifásicas aplicadas em 100% dessa linha levam a afundamentos de 0,719 e 0,403 pu, respectivamente.

A maioria dos curtos-circuitos monofásicos que ocorrem neste subsistema produz afundamentos abaixo de 0,8 pu na barra Utinga 69 kV, enquanto que para as faltas trifásicas a maior parte leva a barra de interesse a afundamentos abaixo de 0,7 pu nas tensões fase-neutro. A exceção ocorre para faltas em linhas eletricamente mais distantes, como Benevides-Mosqueiro e Benevides-Castanhal, e para faltas nos alimentadores que partem da subestação Augusto Montenegro 13,8 kV, onde a ocorrência de defeitos praticamente não contribui para afundamentos na barra de interesse.

As faltas trifásicas e monofásicas no subsistema Guamá ocorridas em quase toda a extensão das linhas de transmissão com origem na subestação Guamá 69 kV provocam afundamentos de tensão na barra Utinga 69 kV abaixo de 0,8 pu. As Figuras 4.5 e 4.6 mostram os perfis de tensão da barra Utinga 69 kV para faltas monofásicas e trifásicas, aplicadas ao longo de uma linha de subtransmissão pertencente ao subsistema Utinga, e em uma linha do subsistema Guamá, respectivamente.

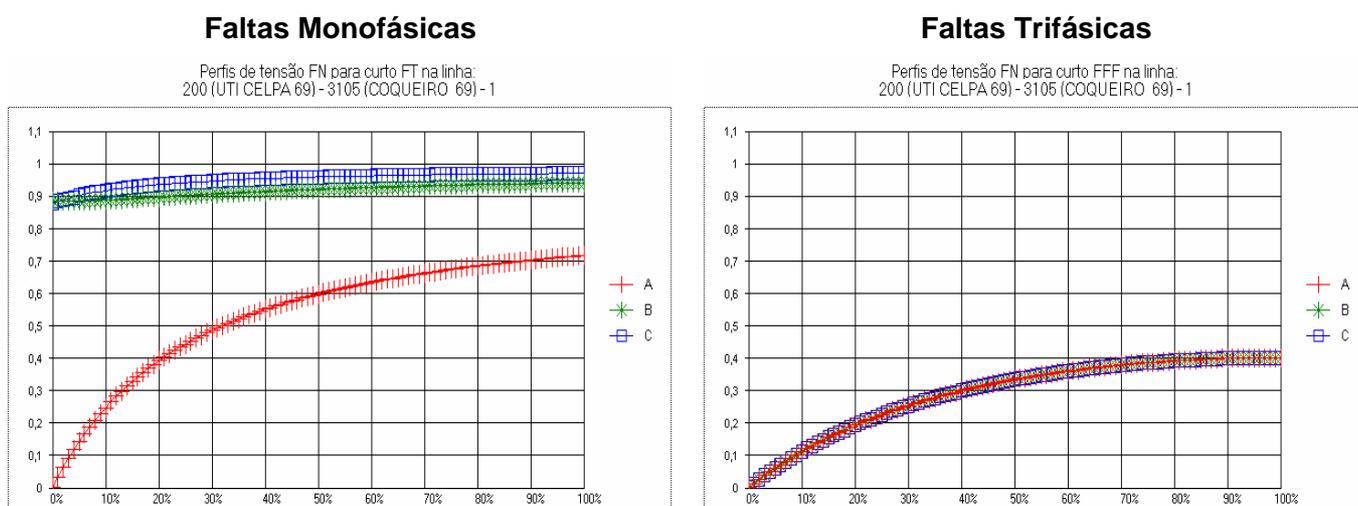
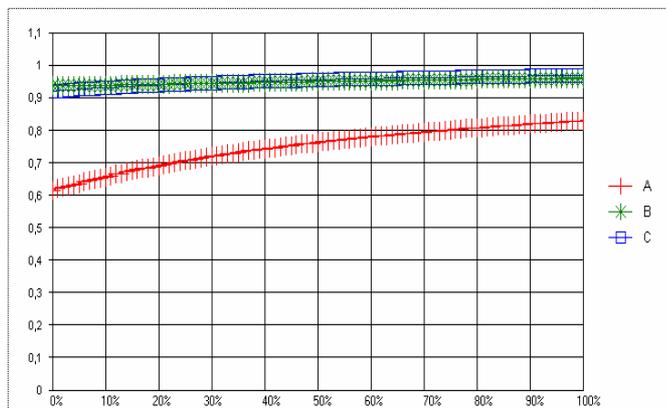


FIGURA 4.5 – Perfil de tensão em Utinga 69 kV para faltas na linha Utinga 69 kV – Coqueiro 69 kV.

Faltas Monofásicas

Perfis de tensão FN para curto FT na linha:
100 (GUA CELPA 69) - 3005 (INDEPEND. 69) - 1



Faltas Trifásicas

Perfis de tensão FN para curto FFF na linha:
100 (GUA CELPA 69) - 3005 (INDEPEND. 69) - 1

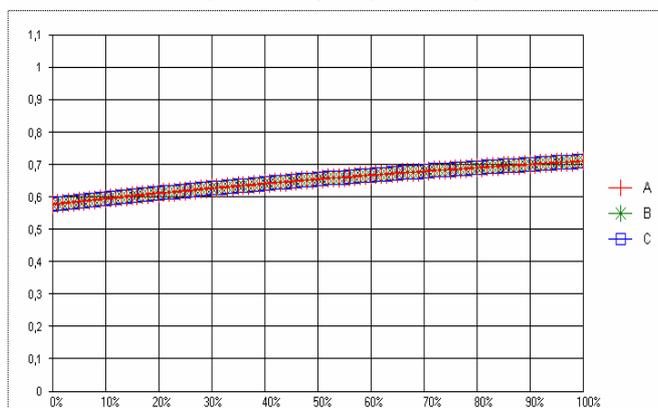


FIGURA 4.6 – Perfil de tensão em Utinga 69 kV para faltas na linha Guamá 69 kV – Independência 69 kV.

Augusto Montenegro 13,8 kV:

Faltas monofásicas aplicadas ao longo do circuito paralelo formado pelas linhas entre as barras Utinga 69 kV e Coqueiro 69 kV, e nas linhas de subtransmissão que se encontram a jusante da barra Coqueiro 69 kV, produzem afundamentos abaixo de 0,8 pu na tensão fase-neutro da barra Augusto Montenegro 13,8 kV.

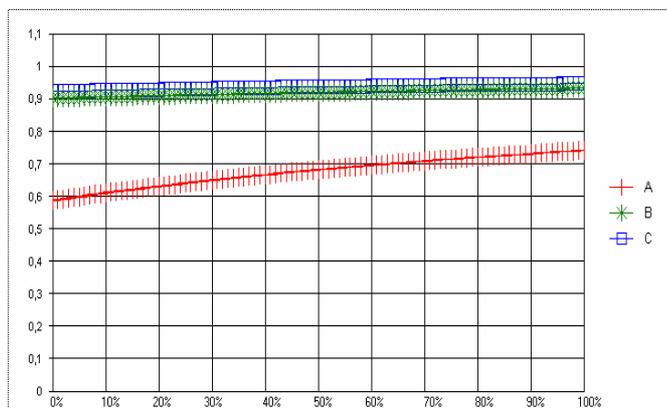
Faltas trifásicas nas linhas de subtransmissão do subsistema Utinga leva a afundamentos abaixo de 0,7 pu nas tensões fase-neutro da barra de interesse, exceto para faltas em linhas eletricamente mais distantes, como Benevides-Mosqueiro e Benevides-Castanhal.

A ocorrência de faltas monofásicas e trifásicas nos alimentadores de 13,8 kV que partem da barra de interesse, produzem afundamentos abaixo de 0,8 pu na barra Augusto Montenegro 13,8 kV, que se agrava a medida que se aproximam dela.

As faltas trifásicas e monofásicas no subsistema Guamá ocorridas nas linhas de subtransmissão com origem na subestação Guamá 69 kV provocam afundamentos de tensão na barra Augusto Montenegro 13,8 kV abaixo de 0,8 pu. Os perfis de tensão da barra de interesse, para faltas monofásicas e trifásicas ao longo de uma linha de subtransmissão pertencente ao subsistema Utinga, e em uma linha do subsistema Guamá, são apresentados nas Figuras 4.7 e 4.8, respectivamente.

Faltas Monofásicas

Perfis de tensão FN para curto FT na linha:
3105 (COQUEIRO 69) - 3100 (COSANPA 69) - 1



Faltas Trifásicas

Perfis de tensão FN para curto FFF na linha:
3105 (COQUEIRO 69) - 3100 (COSANPA 69) - 1

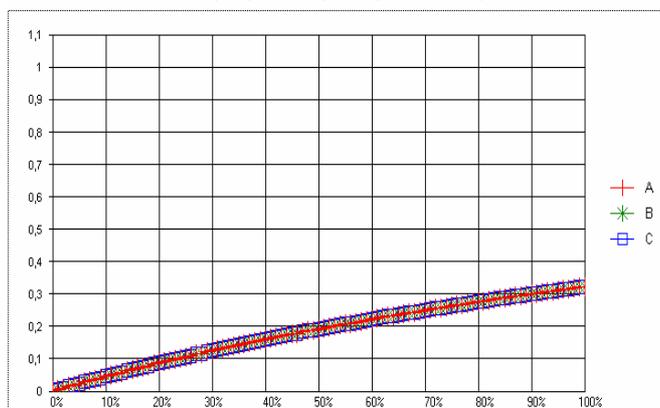
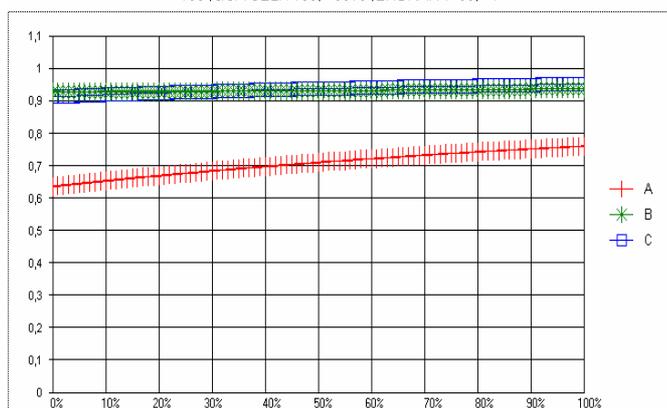


FIGURA 4.7 – Perfil de tensão em Augusto Montenegro 13,8 kV para faltas na linha Coqueiro 69 kV – Cosanpa 69 kV.

Faltas Monofásicas

Perfis de tensão FN para curto FT na linha:
100 (GUA CELPA 69) - 3015 (EMBRAPA 69) - 1



Faltas Trifásicas

Perfis de tensão FN para curto FFF na linha:
100 (GUA CELPA 69) - 3015 (EMBRAPA 69) - 1

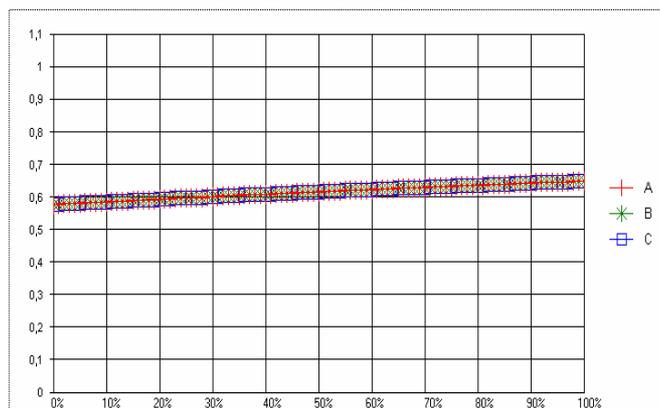


FIGURA 4.8 – Perfil de tensão em Augusto Montenegro 13,8 kV para faltas na linha Guamá 69 kV – Embraapa 69 kV.

Os fatores que mais influenciam o perfil de tensão nas barras de interesse analisadas podem ser:

- A configuração radial dos subsistemas Guamá e Utinga, tornando o perfil de afundamentos em barras internas a essas áreas funcionalmente dependente da distância elétrica do ponto de falta (interna aos subsistemas) e as barras;
- A conexão dos transformadores das subestações de distribuição da Celpa de 69 kV – 13,8 kV (Δ - Y_{aterrado}) beneficia o sistema de distribuição ao filtrar as tensões de fase de seqüência zero, reduzindo a magnitude de afundamentos para faltas ocorridas nas linhas de 69 kV da Celpa.

4.2.1.2 Áreas de Vulnerabilidade para as Barras de Interesse

Uma área de vulnerabilidade representa uma região do sistema elétrico na qual a ocorrência de faltas submete uma barra de interesse a afundamentos de tensão abaixo de um valor predefinido. Desta forma, o tamanho de uma área de vulnerabilidade depende da localização da barra monitorada dentro do sistema elétrico.

As áreas de vulnerabilidade são apresentadas neste trabalho através de um gráfico que mostra a extensão total, em km, dos trechos de linhas do sistema elétrico, que submete uma barra de interesse a afundamentos abaixo de um valor pré-determinado.

Conforme apresentado na Tabela 4.1, o sistema elétrico estudado possui um total de 334,53 km de linhas de subtransmissão e alimentadores que estão expostos à faltas, que podem levar a afundamentos de tensão nas barras de interesse.

Guamá 69 kV:

Nos estudos realizados para a barra de Guamá 69 kV, verificou-se um total de 213,273 km de linhas expostas a defeitos que levam a afundamentos abaixo de 0,9 pu. Esta área de vulnerabilidade quando desagregada por subsistema, apresenta o subsistema Utinga como o mais exposto a defeitos, com 86,3% ou aproximadamente 184,073 km, e, portanto, o que mais contribui para afundamentos de tensão nessa barra. O subsistema Guamá contribuiu com 13,7% do total, correspondendo a aproximadamente 29,2 km. Isto resulta da extensão muito maior das linhas do subsistema Utinga comparada às linhas do subsistema Guamá. Estas afirmativas podem ser visualizadas na Figura 4.9.

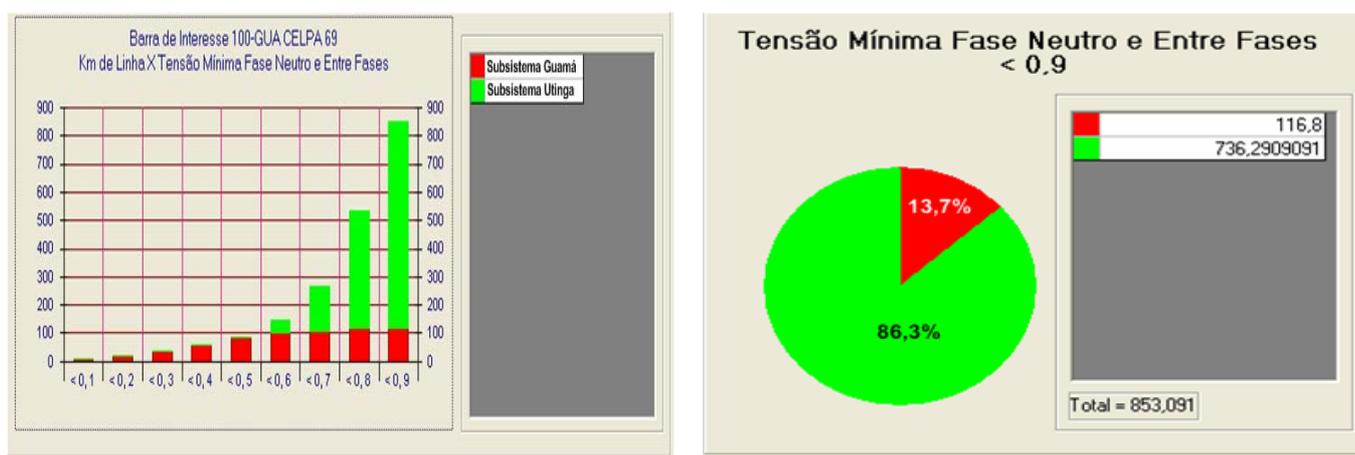


FIGURA 4.9 – Área de vulnerabilidade para a barra Guamá 69 kV, desagregada por subsistema.

A área de vulnerabilidade desagregada por tipo de defeito apresentou igual contribuição entre os defeitos que envolvem mais de uma fase, ou seja, as faltas FFF, FF e FFT, com 28,9% cada ou 61,6 km, ficando os 13,3% restantes para a falta FT ou 28,4 km. A maior severidade dos primeiros comparados aos defeitos FT justifica esses resultados. A Figura 4.10 ilustra estas afirmativas.

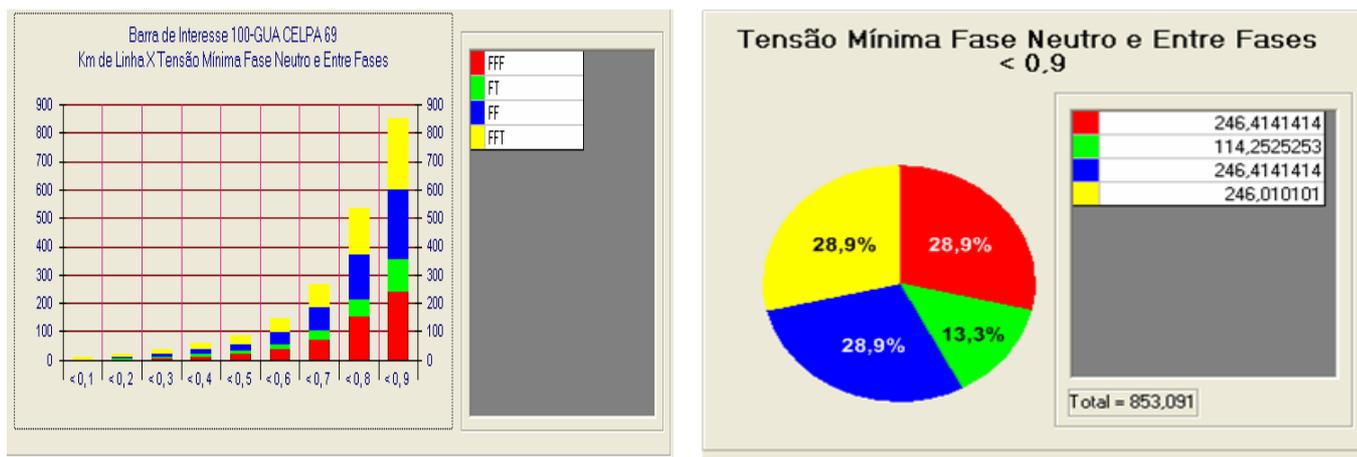


FIGURA 4.10 – Área de vulnerabilidade para a barra Guamá 69 kV, desagregada por tipo de defeito.

Utinga 69 kV:

Para a barra de Utinga 69 kV, a extensão da área de vulnerabilidade obtida foi de 287,713 km. Este valor quando desagregado por subsistema, apresenta a seguinte composição: 90,1% dos defeitos que produzem afundamentos abaixo de 0,9 pu ocorrem nas linhas pertencentes ao subsistema Utinga, o que equivale a 259,209 km. O subsistema Guamá contribui com os 9,9% restantes ou 28,504 km. Isto resulta da extensão muito maior das linhas do subsistema Utinga e da posição relativa da barra de interesse. Estas considerações estão apresentadas na Figura 4.11.

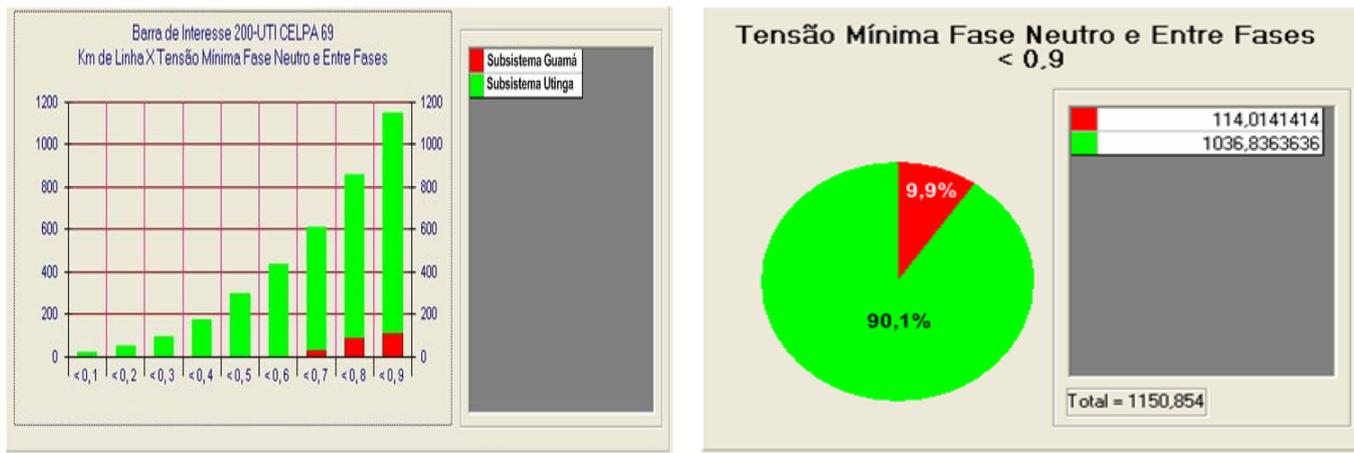


FIGURA 4.11 – Área de vulnerabilidade para a barra Utinga 69 kV, desagregada por subsistema.

Na análise por tipo de defeito, verificou-se que as faltas que envolvem mais de uma fase abrangem 76,5% da área de vulnerabilidade ou 220,569 km, ficando os 23,5% restantes para a falta FT o que equivale a 67,031 km. O fator determinante neste caso é novamente a maior severidade conferida aos defeitos que envolvem mais de uma fase. A Figura 4.12 mostra estes resultados.

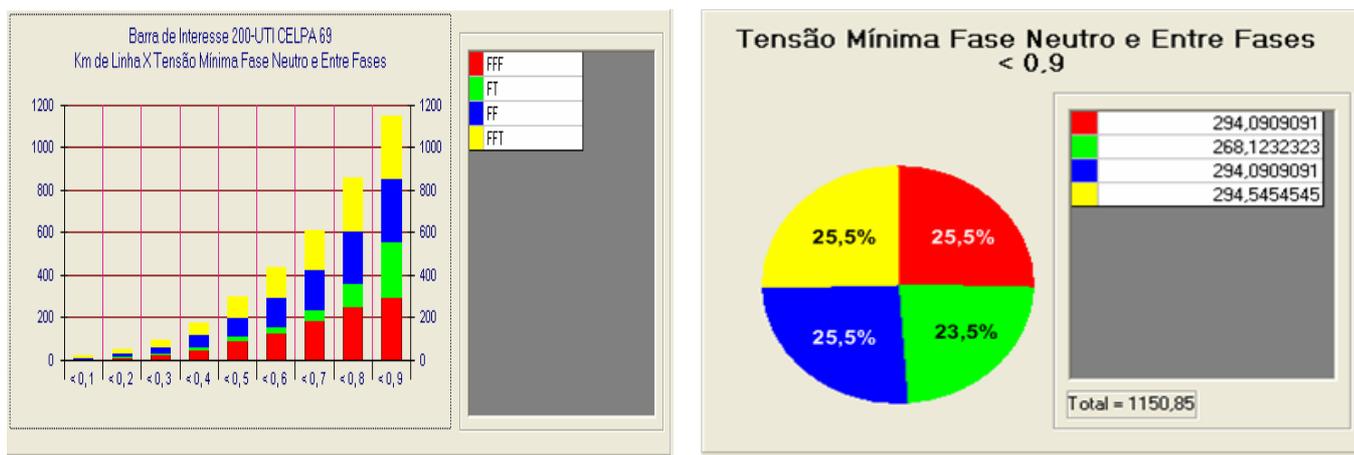


FIGURA 4.12 – Área de vulnerabilidade para a barra Utinga 69 kV, desagregada por tipo de defeito.

Augusto Montenegro 13,8 kV:

A área de vulnerabilidade obtida para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV foi de 312,203 km, a maior entre as três barras monitoradas. Sua desagregação por subsistema tem 90,97% de participação do subsistema Utinga ou 284,010 km e 9,03% de participação do subsistema Guamá. A justificativa para este resultado é a mesma dada para a barra Utinga 69 kV. A Figura 4.13 ilustra estes resultados.

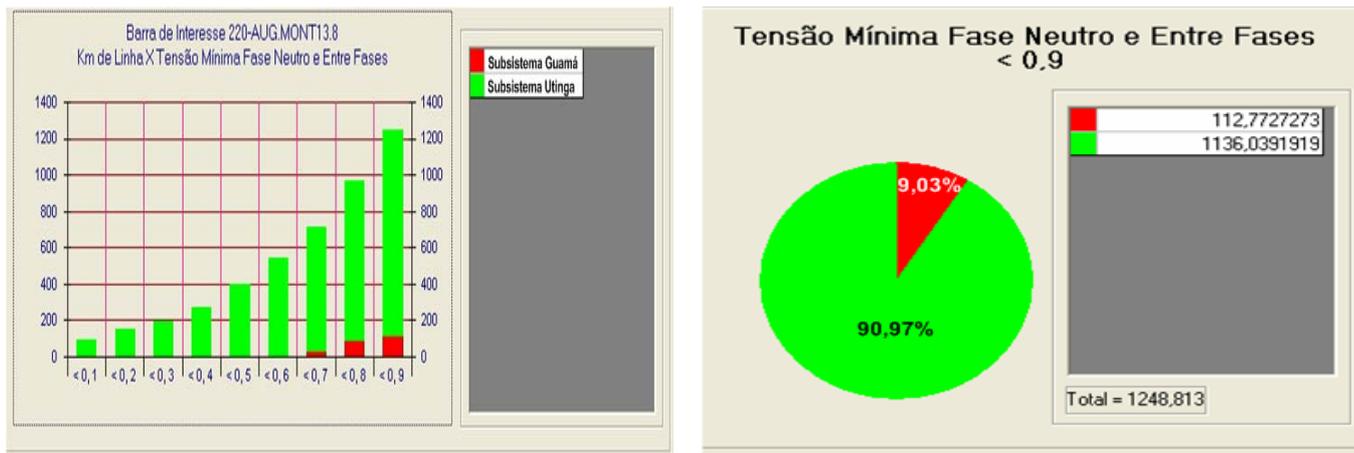


FIGURA 4.13 – Área de vulnerabilidade para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV, desagregada por subsistema.

Para esta barra de interesse, a área de vulnerabilidade também pode ser desagregada por nível de tensão, pois faltas ao longo dos alimentadores de 13,8 kV que partem da barra sob análise provocam afundamentos abaixo de 0,9 pu em Augusto Montenegro 13,8 kV. Desta forma, o nível de tensão de 69 kV participa com 90,862% ou 283,673 km e o nível de 13,8 kV participa com os 9,138% restantes ou 28,53 km, conforme mostrado na Figura 4.14.

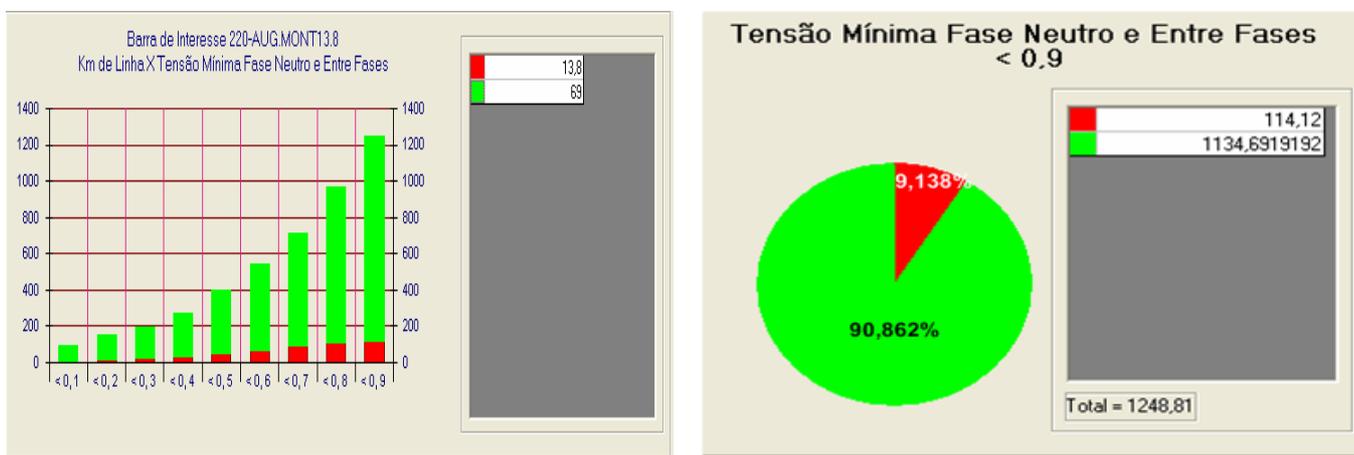


FIGURA 4.14 – Área de vulnerabilidade para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV, desagregada por nível de tensão.

Quando desagregada por tipo de defeito, a área de vulnerabilidade ficou assim determinada: 77,4% das faltas que produzem afundamentos na barra de interesse são dos tipos FFF, FF e FFT, com igual participação, e 22,6 % são provenientes dos defeitos FT, de acordo com o exposto na Figura 4.15.

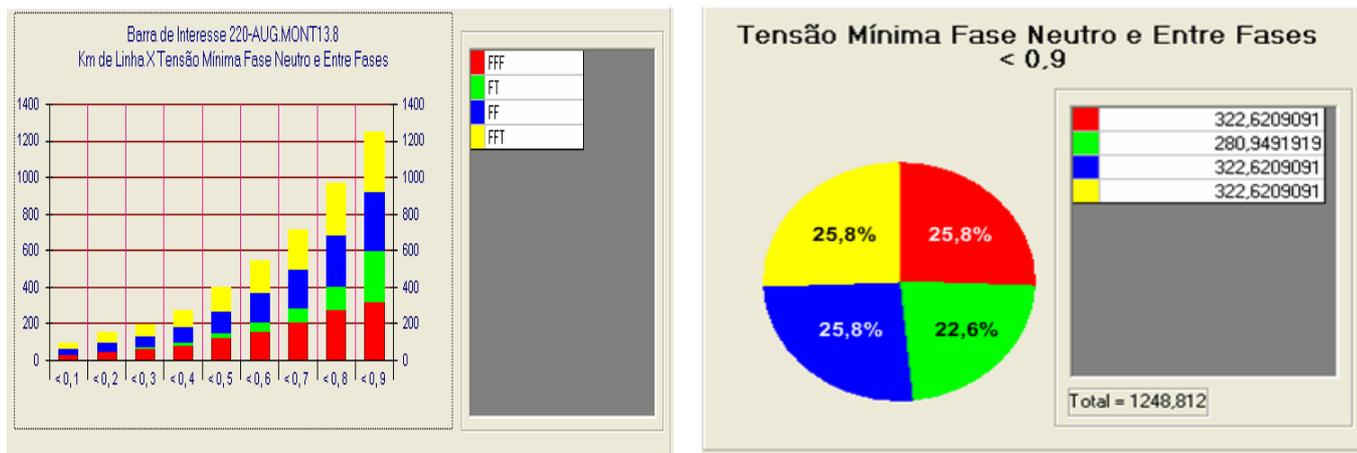


FIGURA 4.15 – Área de vulnerabilidade para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV, desagregada por tipo de defeito.

4.2.1.3 Expectativa de Afundamentos de Tensão para as Barras de Interesse

A estimativa da frequência anual de afundamentos de tensão em uma barra de interesse é calculada pelo ANAQUALI através do produto das taxas de falhas das linhas que compõem o sistema elétrico pela extensão da área de vulnerabilidade calculada anteriormente. Assim, verifica-se que há uma transformação dos resultados de áreas de vulnerabilidades para aqueles que expressam a expectativa anual de afundamentos na barra de interesse.

As taxas de falhas usadas nos cálculos foram mostradas anteriormente na Tabela 4.2, e introduzidas no ANAQUALI.

Guamá 69 kV:

Analisando-se os resultados da Figura 4.16 verifica-se uma frequência anual de afundamentos para a barra Guamá 69 kV de aproximadamente 20,36, com amplitudes abaixo de 0,9 pu e aproximadamente 3,4 com amplitudes abaixo de 0,6 pu. Este resultado, desagregado por tipo de defeito, mostra que os defeitos FT e FFT são os que mais contribuem para a ocorrência de afundamentos na barra de interesse com aproximadamente 39,1% e 36,3%, respectivamente para o limiar de 0,9 pu, e 35,8% e 38,2%, respectivamente para o limiar de 0,6 pu., como mostra a Figura 4.16. Estes resultados decorrem diretamente da maior participação destes defeitos na composição das taxas de falhas, conforme pode-se observar na Tabela 4.2.

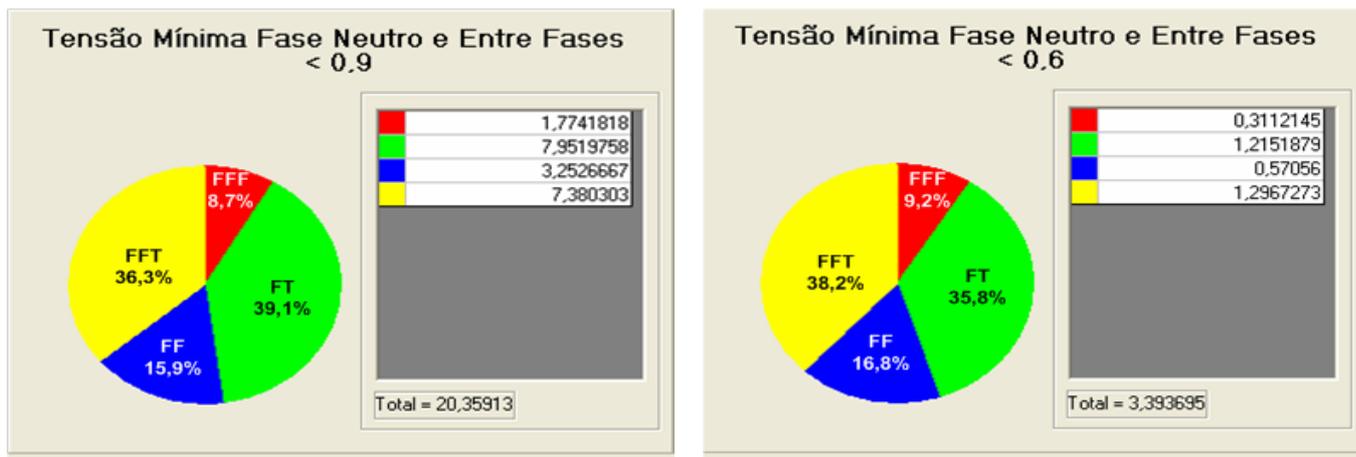


FIGURA 4.16 – Expectativa de afundamentos para a barra Guamá 69 kV, desagregada por tipo de defeito.

Quando a análise é direcionada por subsistema, observa-se que aproximadamente 82,8% das ocorrências dos afundamentos de tensão abaixo de 0,9 pu na barra de interesse é proveniente da incidência de faltas sobre o subsistema Utinga, enquanto que o subsistema Guamá participa com 17,2% que restam, conforme mostra a Figura 4.17. Este resultado é devido diretamente a maior participação do subsistema Utinga na composição da área de vulnerabilidade da barra Guamá 69 kV.

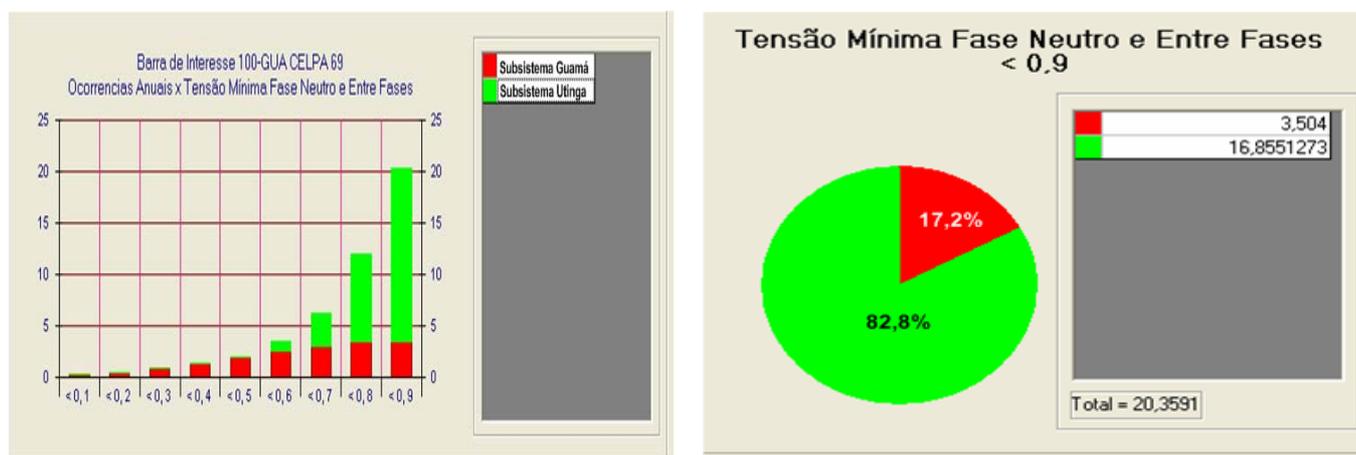


FIGURA 4.17 – Expectativa de afundamentos para a barra Guamá 69 kV, desagregada por subsistema.

Utinga 69 kV:

A expectativa anual de afundamentos de tensão calculada para a barra de Utinga 69 kV foi de aproximadamente 33,5 para um limiar de 0,9 pu, e 9,1 para um limiar de 0,6 pu. A desagregação por tipo de defeito ficou assim determinada: FFF (6,3%), FT (55,7%),

FF (11,6%) e FFT (26,4%), no limiar de 0,9 pu. Para o limiar de 0,6 pu, FFF (10,3%), FT (24,7%), FF (19,6%) e FFT (45,4%). Verificou-se a partir destes resultados, que novamente os defeitos FT e FFT são os maiores responsáveis pela ocorrência de afundamentos de tensão na barra de interesse, sendo que as faltas FFT contribuem quase duas vezes mais que as FT para afundamentos mais críticos, devido a sua maior severidade. A Figura 4.18 ilustra esses resultados.

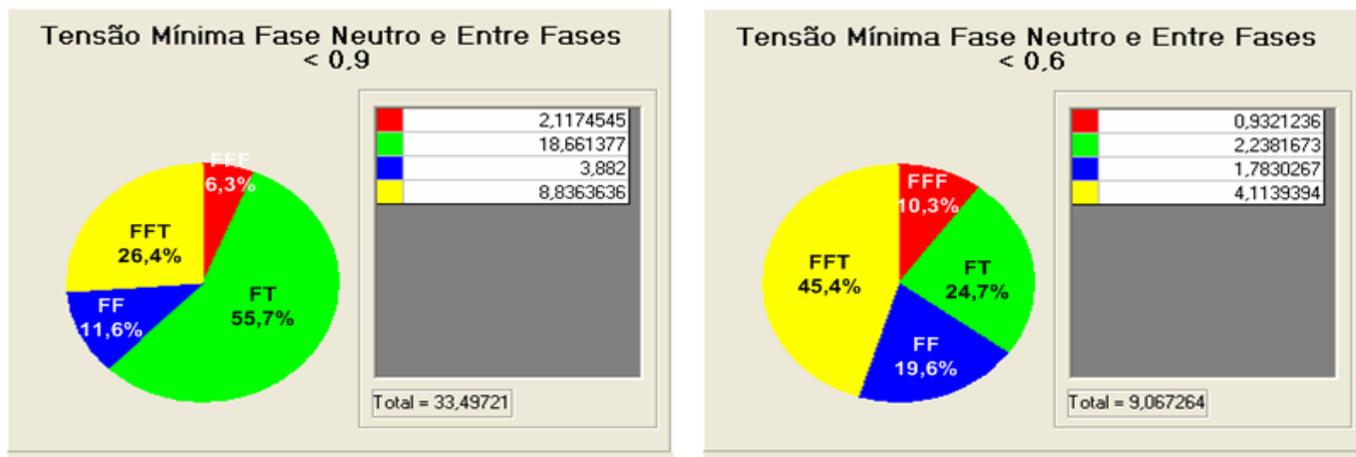


FIGURA 4.18 – Expectativa de afundamentos para a barra Utinga 69 kV, desagregada por tipo de defeito.

A avaliação da frequência de afundamentos quando direcionada por subsistema mostra que 90,1% dos afundamentos percebidos pela barra Utinga 69 kV, decorrem de curtos-circuitos no subsistema Utinga, conforme mostra a Figura 4.19. A maior participação deste subsistema na composição da área de vulnerabilidade da barra de interesse justifica este resultado.

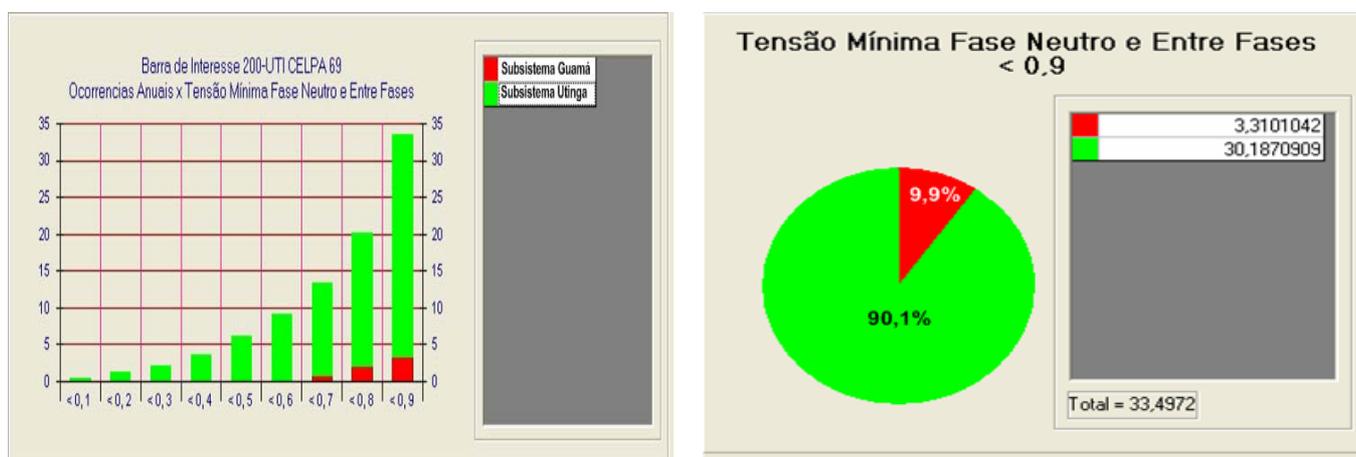


FIGURA 4.19 – Expectativa de afundamentos para a barra Utinga 69 kV, desagregada por subsistema.

Augusto Montenegro 13,8 kV:

Para esta barra de interesse, é esperado aproximadamente 34,1 afundamentos com amplitudes abaixo de 0,9 pu e 10,7 afundamentos no limiar de 0,6 pu. Estes resultados desagregados por tipo de defeito, mostram novamente que os defeitos FT e FFT são os maiores causadores de afundamentos de tensão, com 55,2% e 26,5%, respectivamente, para o limiar de 0,9 pu; e 28% e 43%, respectivamente, para o limiar de 0,6 pu, como mostra a Figura 4.20.

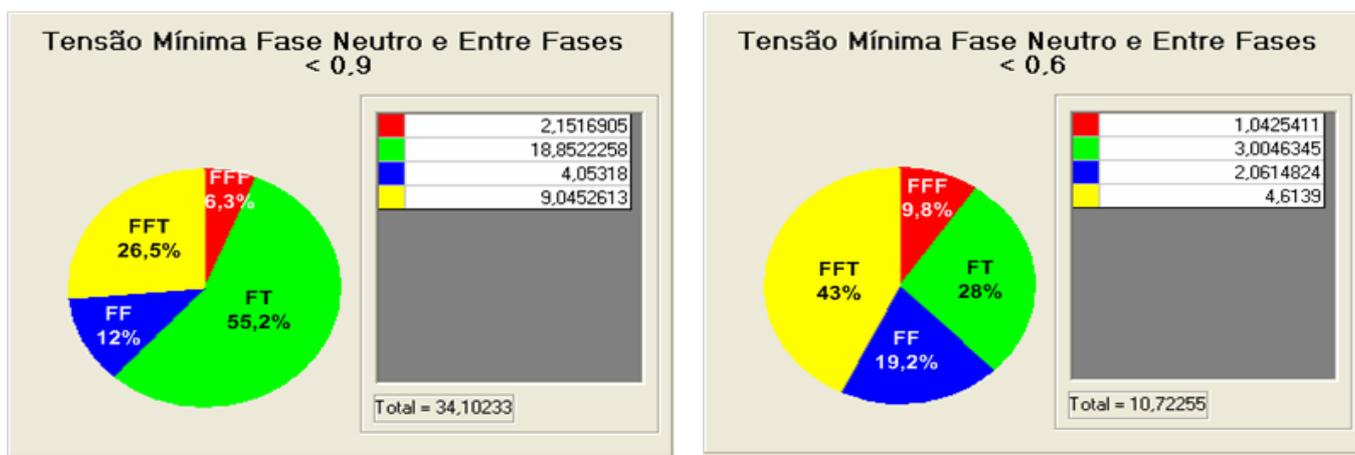


FIGURA 4.20 – Expectativa de afundamentos para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV, desagregada por tipo de defeito.

A expectativa de afundamentos em função do subsistema é dominada pelo subsistema Utinga, que é responsável por 90,5% das ocorrências de afundamentos na barra Augusto Montenegro 13,8 kV, como era esperado, devido a sua maior participação na composição da área de vulnerabilidade da referida barra. Este resultado é mostrado na Figura 4.21.

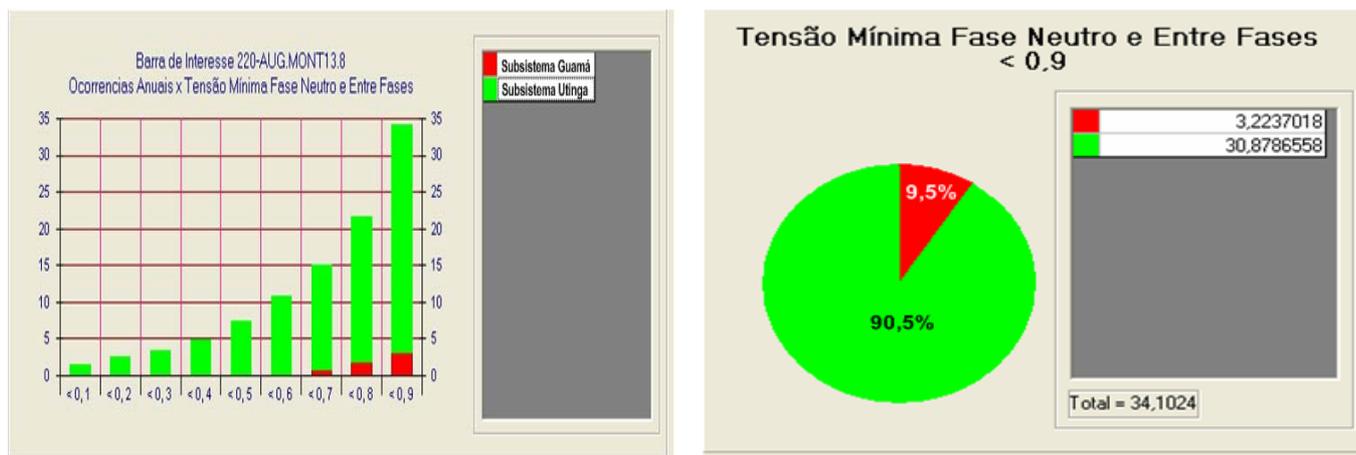


FIGURA 4.21 – Expectativa de afundamentos para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV, desagregada por subsistema.

4.2.2 Resultados Provenientes da Metodologia Estocástica

Este item apresenta a aplicação da metodologia estocástica, na análise das características dos afundamentos de tensão que afetam cada uma das três barras de interesse escolhidas, mostrando a aplicabilidade e potencialidade da metodologia desenvolvida, em estudos orientados à estimação dos parâmetros deste fenômeno.

A partir dos dados de taxas de falha em base anual e do comprimento das linhas e alimentadores obtemos o número esperado de faltas por ano no sistema elétrico. As posições dessas faltas são então sorteadas exaustivamente para cada ano de simulação do sistema. Como resultado dessas simulações, obtem-se os parâmetros (amplitude, duração e frequência média) dos afundamentos que atingem as barras Guamá 69 kV, Utinga 69 kV e Augusto Montenegro 13,8 kV.

As taxas de falhas utilizadas nas simulações são as mesmas usadas pelo método das posições de faltas, e apresentadas na Tabela 4.2, o que torna possível validar o método de avaliação estocástica.

Estas taxas de falhas, na ausência de informações na base histórica da concessionária, foram mantidas idênticas durante os anos, conferindo-se aleatoriedade às posições das faltas.

Os tempos de duração dos afundamentos são definidos pelos tempos de atuação da proteção. Estes valores foram informados na Tabela 4.3, e correspondem a dados reais fornecidos pela CELPA.

A faixa de amplitude “a” para detecção de afundamento de tensão escolhida foi $0,1 \leq a \leq 0,9$ pu da tensão nominal, de acordo com a norma IEEE Std 1159 (1995) e o

Módulo 2 – Submódulo 2.2 dos procedimentos de rede do ONS (2002), como exposto no Capítulo 2.

Os coeficientes da função *t student* utilizados no cálculo do erro da média estimada são aqueles fornecidos na Tabela 3.5, para um intervalo de confiança de 95%.

4.2.2.1 Resultados Obtidos para a Barra Guamá 69 kV:

As simulações foram executadas para um total de 120 anos. Este número de simulações mostrou-se satisfatório para a obtenção da convergência dos resultados, como se pode observar pela Figura 4.22. Nesta, tem-se a evolução da frequência média de afundamentos com amplitudes menores ou iguais a 0,9 pu, em função do número de simulações ou anos, para a barra de Guamá 69 kV.

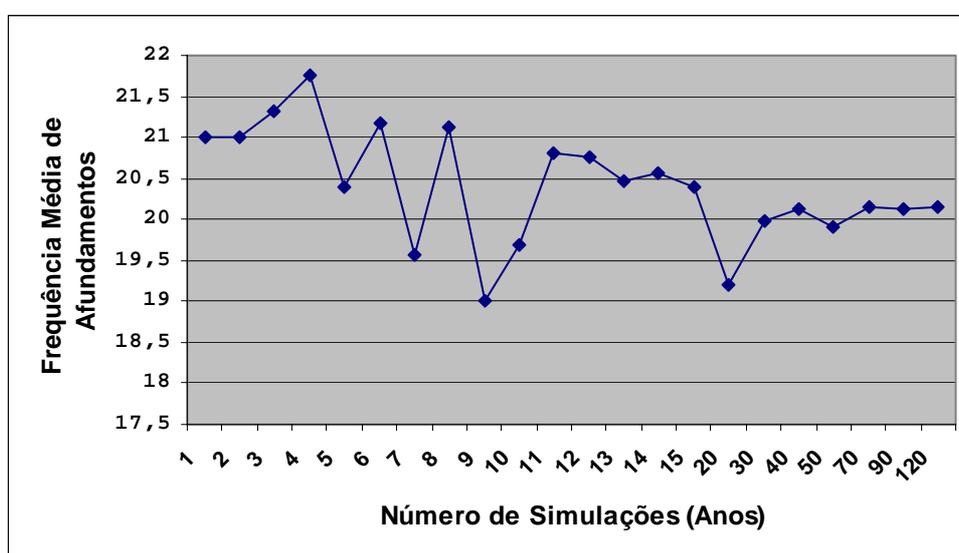


FIGURA 4.22 – Evolução da frequência média de afundamentos de tensão – barra Guamá 69 kV.

A Tabela 4.4 apresenta a distribuição de frequência média dos afundamentos para os 120 anos simulados. Como podemos verificar, a maioria dos eventos possui amplitudes entre 0,7 e 0,9 pu, e duração igual a 80 ms. Estes valores de amplitude decorrem do fato de que a maior parte dos afundamentos na barra Guamá 69 kV são produzidos por faltas no subsistema Utinga, como foi comentado nos resultados obtidos através do método das posições de falta. Assim, a distância elétrica entre a barra Guamá e este subsistema favorece a ocorrência de afundamentos mais superficiais. Quanto à duração, este é devido ao tempo da proteção nas linhas de 69 kV, o qual abrange até 90% das mesmas.

TABELA 4.4 - Frequência média de afundamentos de tensão para 120 anos de simulações – barra Guamá 69 kV.

Amplitude (pu)	Duração (ms)		
	80	330	1080
$0,8 < a \leq 0,9$	8,3	0	0,37
$0,7 < a \leq 0,8$	5,26	0	0,76
$0,6 < a \leq 0,7$	2,47	0	0,03
$0,5 < a \leq 0,6$	1,24	0	0,09
$0,4 < a \leq 0,5$	0,5	0	0,06
$0,3 < a \leq 0,4$	0,45	0	0,03
$0,2 < a \leq 0,3$	0,32	0	0,01
$0,1 < a \leq 0,2$	0,24	0	0
0,1	0,01	0	0

A partir da Tabela 4.4, é possível traçar um gráfico de barras em 3D que possibilita uma boa visualização dos resultados obtidos, sendo este apresentado na Figura 4.23.

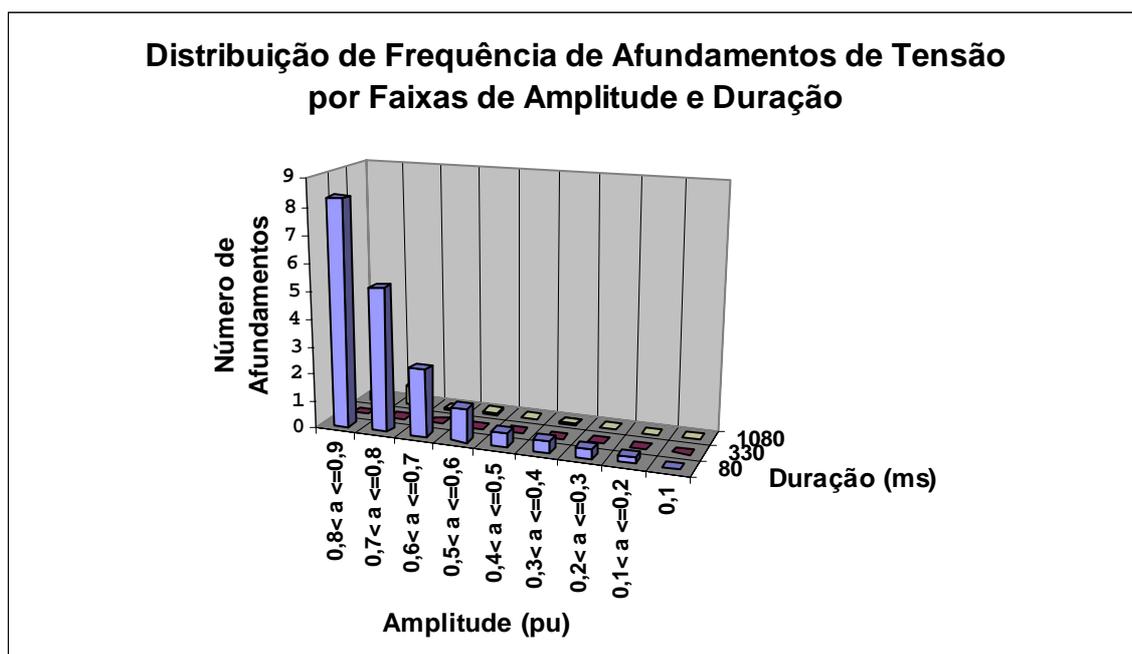


FIGURA 4.23 - Gráfico de distribuição de frequência de afundamentos de tensão em função da amplitude e duração – barra Guamá 69 kV.

Também foi construída a tabela de distribuição de frequência acumulada de afundamentos de tensão, a partir da Tabela 4.4 e utilizando a equação (3.11), conforme mostrado na Tabela 4.5.

TABELA 4.5 – Distribuição de freqüência média acumulada de afundamentos de tensão para 120 Anos de simulações – barra Guamá 69 kV.

Amplitude (pu)	Duração (ms)		
	≥ 80	≥ 330	$= 1080$
≤ 0.9	20,15	1,36	1,36
≤ 0.8	11,48	0,98	0,98
≤ 0.7	5,45	0,22	0,22
≤ 0.6	2,95	0,19	0,19
≤ 0.5	1,62	0,1	0,1
≤ 0.4	1,07	0,04	0,04
≤ 0.3	0,58	0,01	0,01
≤ 0.2	0,25	0	0
$= 0.1$	0,01	0	0

De acordo com a Tabela 4.5 pode-se observar que em média são esperados 20,15 afundamentos de tensão com amplitude menor ou igual a 0,9 pu e duração maior ou igual 80 ms. Este valor se aproxima bastante daquele obtido por meio do método das posições de falta, que foi de 20,36 ocorrências, mostrando assim, uma boa correspondência entre os dois métodos, apesar das faixas de amplitude para detecção dos afundamentos diferirem conforme citado anteriormente.

Os resultados da aplicação dos dois métodos por faixas de amplitude, que diferem em termos dos limites extremos, são mostrados na Tabela 4.6. Os conjuntos de valores associados às faixas de amplitude dos afundamentos sendo diferentes na aplicação dos dois métodos, acarretaram diferenças nas freqüências médias obtidas. A ausência de uma norma reguladora estabelecendo faixas de amplitudes padrões não permite uma avaliação mais precisa das metodologias aplicadas. Apesar disso, verifica-se novamente uma boa correspondência entre as freqüências médias obtidas nos dois métodos.

TABELA 4.6 – Freqüência média de afundamentos para algumas faixas de amplitude resultante da aplicação das duas metodologias – barra Guamá 69 kV.

Amplitude (pu)	Posições de Falta	Amplitude (pu)	Estocástico
$0,8 \leq a < 0,9$	8,46	$0,8 < a \leq 0,9$	8,67
$0,7 \leq a < 0,8$	5,7	$0,7 < a \leq 0,8$	6,02
$0,6 \leq a < 0,7$	2,8	$0,6 < a \leq 0,7$	2,5
$0,5 \leq a < 0,6$	1,45	$0,5 < a \leq 0,6$	1,33
$0,4 \leq a < 0,5$	0,63	$0,4 < a \leq 0,5$	0,56

Através da equação (3.13), calculou-se o erro cometido na estimação da média de afundamentos, por faixas de amplitude e duração, para o período de simulação de 120 anos (ver Tabela 4.7).

TABELA 4.7 – Erro na estimação da frequência média de afundamentos em cada intervalo para 120 anos de simulação – barra Guamá 69 kV.

Amplitude (pu)	Duração (ms)		
	80	330	1080
$0,8 < a \leq 0,9$	0,36	0	0,09
$0,7 < a \leq 0,8$	0,35	0	0,16
$0,6 < a \leq 0,7$	0,24	0	0,03
$0,5 < a \leq 0,6$	0,17	0	0,05
$0,4 < a \leq 0,5$	0,11	0	0,04
$0,3 < a \leq 0,4$	0,11	0	0,03
$0,2 < a \leq 0,3$	0,11	0	0,02
$0,1 < a \leq 0,2$	0,08	0	0
0,1	0,02	0	0

Para exemplificar a evolução do erro com o aumento do número de anos simulados é mostrado na Figura 4.24 o gráfico do erro para o intervalo de amplitude $0,5 < a \leq 0,6$ pu e duração igual a 80 ms.

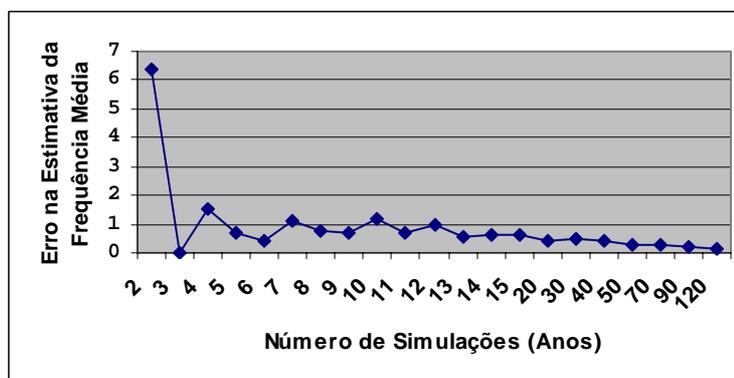


FIGURA 4.24 - Gráfico de evolução do erro com o aumento do número de anos para o intervalo de amplitude $0,5 < a \leq 0,6$ pu e duração igual a 80 ms – barra Guamá 69 kV.

Caso se deseje diminuir ainda mais o erro até certo valor, é necessário aumentar o número de anos simulados. No entanto, a partir de certa quantidade de anos, torna-se difícil reduzir o erro de estimação, pois como podemos observar na Figura 4.24 o erro praticamente se estabiliza em aproximadamente 90 anos.

As mesmas considerações feitas anteriormente foram repetidas para a barra Utinga 69 kV e Augusto Montenegro 13,8 kV, a fim de se verificar como se comportam os afundamentos de tensão, considerando a metodologia estocástica.

4.2.2.2 Resultados Obtidos para a Barra Utinga 69 kV

Para um total de 120 anos de simulações a evolução da frequência média de afundamentos com amplitudes menores ou iguais a 0,9 pu, em função do número de simulações ou anos, foi calculada para a barra de Utinga 69 kV, sendo mostrada na Figura 4.25. Nela, podemos verificar que para esse número de simulações a convergência alcançada mostrou-se satisfatória.

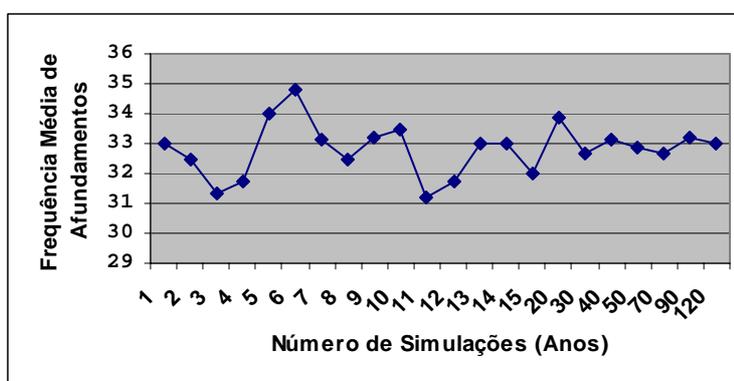


FIGURA 4.25 – Evolução da frequência média de afundamentos para a barra Utinga 69 kV.

Na Tabela 4.8 tem-se a distribuição de frequência média dos afundamentos para os 120 anos simulados. Analisando esta tabela observamos que os afundamentos nesta barra apresentam um comportamento um pouco diferente daquele verificado para Guamá 69 kV. Os afundamentos de amplitude entre 0,7 e 0,9 pu e duração igual a 80 ms compreendem um pouco mais de 50% do total. A tabela mostra que também houve a ocorrência de eventos mais severos, como por exemplo, na faixa $0,5 < a \leq 0,6$. Isto decorre da maior participação do subsistema Utinga na geração de afundamentos na barra Utinga 69 kV. Assim, faltas que ocorram em linhas que partem desta barra e próxima a ela podem levar a afundamentos de menor amplitude.

TABELA 4.8 - Frequência média de afundamentos de tensão para 120 anos de simulações – barra Utinga 69 kV.

Amplitude (pu)	Duração (ms)		
	80	330	1080
$0,8 < a \leq 0,9$	11,79	0	1,61
$0,7 < a \leq 0,8$	6,38	0	0,62
$0,6 < a \leq 0,7$	4,13	0	0,15
$0,5 < a \leq 0,6$	2,5	0	0,36
$0,4 < a \leq 0,5$	2,26	0	0,2
$0,3 < a \leq 0,4$	1,45	0	0
$0,2 < a \leq 0,3$	1,06	0	0
$0,1 < a \leq 0,2$	0,5	0	0
0,1	0,01	0	0

Para uma melhor visualização é mostrado o gráfico de barras em 3D na Figura 4.26.

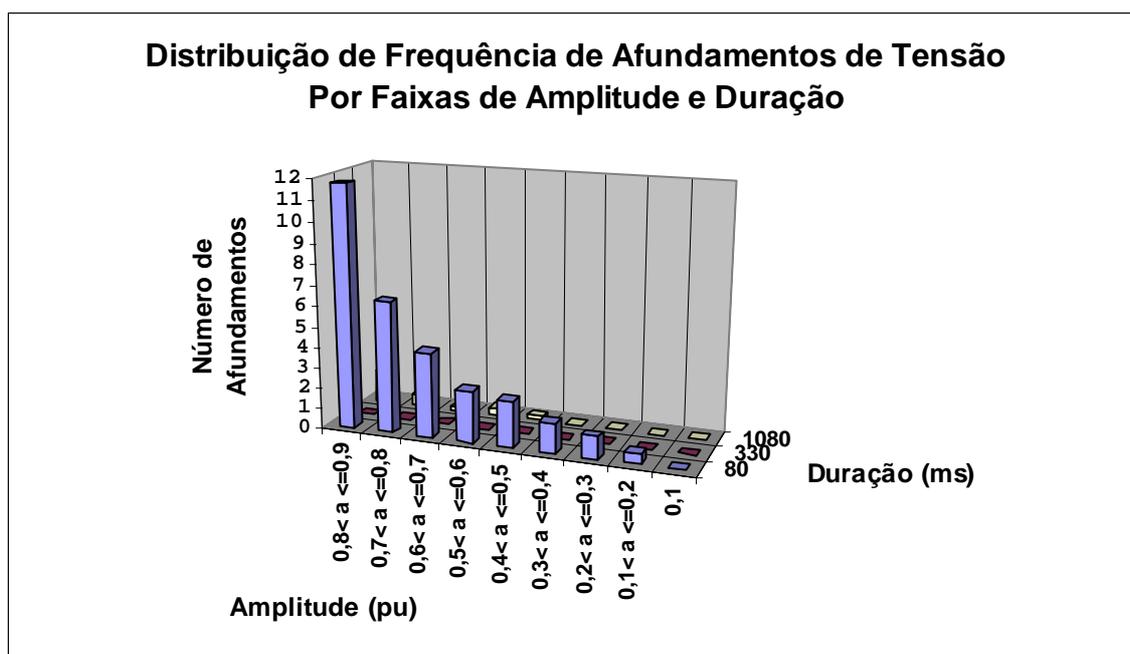


FIGURA 4.26 - Gráfico de distribuição de frequência de afundamentos de tensão em função da amplitude e duração – barra Utinga 69 kV.

A Tabela 4.9 mostra a distribuição de frequência acumulada dos afundamentos de tensão, construída a partir da tabela de distribuição de frequência e a equação (3.11).

TABELA 4.9 – Distribuição de freqüência média acumulada de afundamentos de tensão para 120 anos de simulações – barra Utinga 69 kV.

Amplitude (pu)	Duração (ms)		
	≥ 80	≥ 330	$= 1080$
≤ 0.9	33,02	2,94	2,94
≤ 0.8	19,62	1,33	1,33
≤ 0.7	12,62	0,71	0,71
≤ 0.6	8,34	0,56	0,56
≤ 0.5	5,47	0,2	0,2
≤ 0.4	3,02	0	0
≤ 0.3	1,57	0	0
≤ 0.2	0,51	0	0
$= 0.1$	0,01	0	0

Pode-se observar que a freqüência média de afundamentos com amplitude menor ou igual a 0,9 pu e duração igual a 80 ms foi de 33,02, o que corresponde a um valor bastante próximo do obtido através do método das posições de falta, que foi de 33,5. Como foi verificado para a barra Guamá 69 kV, os resultados encontrados pelos dois métodos também apresentam uma boa correspondência para a barra Utinga 69 kV. A mesma aproximação é encontrada quando os resultados são apresentados por faixas de amplitude, como ilustrado na Tabela 4.10.

TABELA 4.10 – Freqüência média de afundamentos para algumas faixas de amplitude resultante da aplicação das duas metodologias – barra Utinga 69 kV.

Amplitude (pu)	Posições de Falta	Amplitude (pu)	Estocástico
$0,8 \leq a < 0,9$	13,31	$0,8 < a \leq 0,9$	13,4
$0,7 \leq a < 0,8$	6,91	$0,7 < a \leq 0,8$	7,0
$0,6 \leq a < 0,7$	4,19	$0,6 < a \leq 0,7$	4,28
$0,5 \leq a < 0,6$	2,97	$0,5 < a \leq 0,6$	2,86
$0,4 \leq a < 0,5$	2,46	$0,4 < a \leq 0,5$	2,46

Na Tabela 4.11 tem-se os erros cometidos ao se estimar a média de afundamentos para 120 anos de simulação por faixas de amplitude e duração, calculados com o auxílio da equação (3.13).

TABELA 4.11 – Erro na estimação da frequência média de afundamentos em cada intervalo para 120 anos de simulação – barra Utinga 69 kV.

Amplitude (pu)	Duração (ms)		
	80	330	1080
0,8 < a ≤ 0,9	0,44	0	0,23
0,7 < a ≤ 0,8	0,37	0	0,15
0,6 < a ≤ 0,7	0,31	0	0,07
0,5 < a ≤ 0,6	0,23	0	0,12
0,4 < a ≤ 0,5	0,23	0	0,08
0,3 < a ≤ 0,4	0,19	0	0
0,2 < a ≤ 0,3	0,18	0	0
0,1 < a ≤ 0,2	0,13	0	0
0,1	0,02	0	0

A evolução do erro com o aumento do número de anos simulados é mostrada para o intervalo de amplitude $0,5 < a \leq 0,6$ pu e duração igual a 80 ms, de acordo com a Figura 4.27. Observa-se que a estabilização do erro também ocorre em aproximadamente 90 anos como se verificou para a barra Guamá 69 kV, o que reforça a afirmação de que considerar um número de simulações igual a 120 anos é suficiente para os estudos.

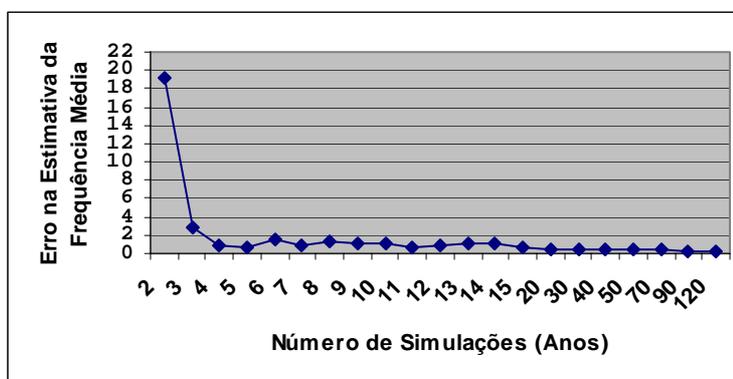


FIGURA 4.27 - Gráfico de evolução do erro com o aumento do número de anos para o intervalo de amplitude $0,5 < a \leq 0,6$ pu e duração igual a 80 ms – barra Utinga 69 kV.

4.2.2.3 Resultados Obtidos para a Barra Augusto Montenegro 13,8 kV

A Figura 4.28 mostra a evolução do número médio de ocorrências de afundamentos com amplitudes menores ou iguais a 0,9 pu para a barra Augusto Montenegro 13,8 kV, considerando o período de simulação de 120 anos. A exemplo do que ocorreu para as outras duas barras estudadas, a quantidade de anos simuladas foi suficiente para se atingir a convergência dos resultados.

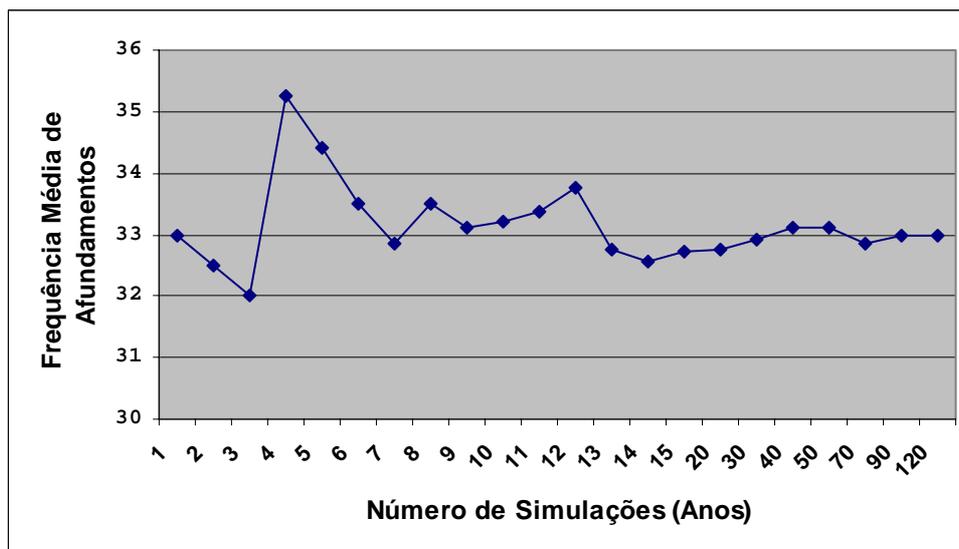


FIGURA 4.28 – Evolução da frequência média de afundamentos de tensão – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.

A distribuição de frequência média dos afundamentos obtida no período de simulação está apresentada na Tabela 4.12. Nesta, observa-se uma distribuição dos afundamentos semelhante àquela obtida para a barra Utinga 69 kV, onde se tem um pouco mais de 50% do total de eventos nas faixas de amplitude $0,7 < a \leq 0,8$ e $0,8 < a \leq 0,9$ e duração igual a 80 ms. Entretanto, ao contrário do verificado para as outras barras de interesse, houve uma pequena ocorrência de afundamentos produzidos por faltas nos alimentadores de 13,8 kV, cerca de 1,56, que correspondem aos eventos de duração igual a 330 ms. Isto decorre da localização geo-elétrica da barra Augusto Montenegro 13,8 kV, a qual é a barra de origem destes alimentadores.

TABELA 4.12 - Frequência média de afundamentos de tensão para 120 anos de simulações – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.

Amplitude (pu)	Duração (ms)		
	80	330	1080
$0,8 < a \leq 0,9$	11,36	0,31	1,29
$0,7 < a \leq 0,8$	6	0,4	0,13
$0,6 < a \leq 0,7$	3,45	0,25	0,18
$0,5 < a \leq 0,6$	3,01	0,21	0,42
$0,4 < a \leq 0,5$	2,44	0,17	0,16
$0,3 < a \leq 0,4$	1,23	0,07	0,02
$0,2 < a \leq 0,3$	0,79	0,08	0
$0,1 < a \leq 0,2$	0,88	0,07	0,02
0,1	0,02	0	0

Na Figura 4.29 é apresentado o gráfico de barras em 3D correspondente aos resultados contidos na Tabela 4.12.

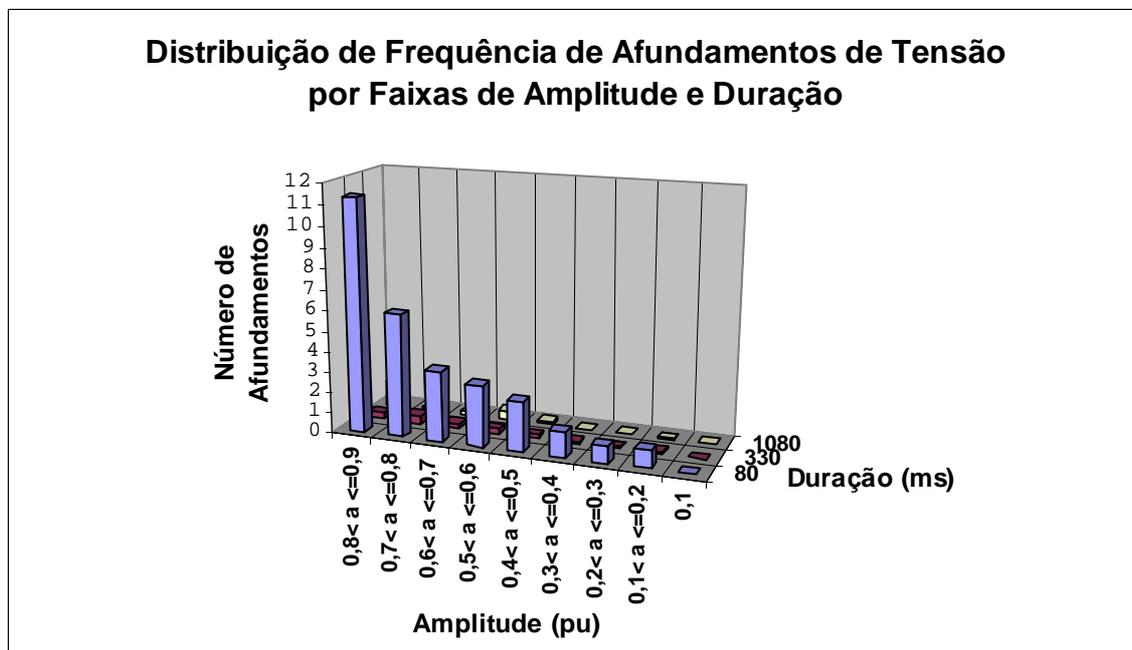


FIGURA 4.29 - Gráfico de distribuição de frequência de afundamentos de tensão em função da amplitude e duração – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.

A distribuição de frequência acumulada dos afundamentos de tensão para a barra de interesse, construída a partir da Tabela 4.12 está mostrada na Tabela 4.13.

TABELA 4.13 – Distribuição de Frequência Média Acumulada de Afundamentos de Tensão para 120 Anos de Simulações – Barra Augusto Montenegro 13,8 kV

Amplitude (pu)	Duração (ms)		
	≤ 80	≤ 330	$= 1080$
≤ 0.9	32,97	3,79	2,23
≤ 0.8	20,02	2,19	0,94
≤ 0.7	13,49	1,66	0,81
≤ 0.6	9,6	1,23	0,63
≤ 0.5	5,97	0,6	0,21
≤ 0.4	3,2	0,27	0,05
≤ 0.3	1,87	0,17	0,02
≤ 0.2	1	0,09	0,02
$= 0.1$	0,02	0	0

A Tabela 4.13 permite observar que em média são esperados para a barra de interesse um total de 32,97 afundamentos com amplitude menor ou igual 0,9 pu e

duração maior ou igual a 80 ms. Este valor se aproxima daquele encontrado através do método das posições de falta, que foi de 34,1 afundamentos. No entanto, têm-se para esta barra a maior diferença entre os resultados provenientes dos dois métodos, considerando as barras Utinga e Guamá 69 kV. Esta diferença deve-se principalmente ao fato de que dos 34,1 eventos, aproximadamente 1,51 possuem amplitudes menores que 0,1 pu, os quais não são contabilizados como afundamentos de tensão pelo método estocástico. Quando os resultados são apresentados por faixas de amplitude verifica-se uma maior correspondência entre os métodos, conforme mostrado na Tabela 4.14.

TABELA 4.14 – Frequência média de afundamentos para algumas faixas de amplitude resultante da aplicação das duas metodologias – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.

Amplitude (pu)	Posições de Falta	Amplitude (pu)	Estocástico
0,8<= a <0,9	12,53	0,8< a <=0,9	12,96
0,7<= a <0,8	6,61	0,7< a <=0,8	6,53
0,6<= a <0,7	4,23	0,6< a <=0,7	3,88
0,5<= a <0,6	3,38	0,5< a <=0,6	3,64
0,4<= a <0,5	2,52	0,4< a <=0,5	2,77

Na Tabela 4.15 é mostrado o erro na estimação da média dos afundamentos, por faixas de amplitude e duração para o período de simulação considerado, onde se pode observar que os valores obtidos para os tempos de 80 ms e 1080 ms são parecidos com aqueles encontrados para a barra Utinga 69kV.

TABELA 4.15 – Erro na estimação da frequência média de afundamentos em cada intervalo para 120 anos de simulação – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.

Amplitude (pu)	Duração (ms)		
	80	330	1080
0,8< a <=0,9	0,39	0,1	0,22
0,7< a <=0,8	0,34	0,12	0,06
0,6< a <=0,7	0,31	0,09	0,08
0,5< a <=0,6	0,29	0,07	0,12
0,4< a <=0,5	0,25	0,08	0,07
0,3< a <=0,4	0,2	0,05	0,03
0,2< a <=0,3	0,15	0,05	0
0,1< a <=0,2	0,16	0,04	0,03
0,1	0,03	0	0

A evolução do erro com o aumento do número de anos simulados é mostrada para o intervalo de amplitude 0,5< a <=0,6 pu e duração igual a 80 ms, por meio da

Figura 4.30. Observa-se um decaimento mais lento do erro em função do número de simulações quando comparado com as outras barras de interesse, sendo que a estabilização do mesmo só começa em um período um pouco maior que 90 anos.

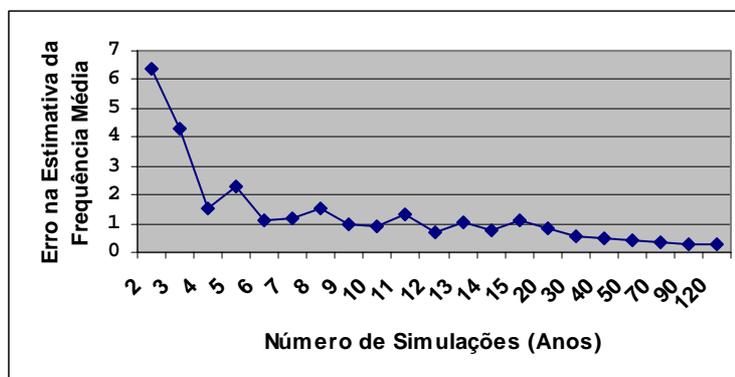


FIGURA 4.30 – Evolução do erro com o aumento do número de anos para o intervalo de amplitude $0,5 < a \leq 0,6$ pu e duração igual a 80 ms – barra Augusto Montenegro 13,8 kV.

4.3 Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as aplicações da metodologia estocástica e do método das posições de falta na estimação de parâmetros de afundamentos de tensão, em três barras pertencentes ao sistema elétrico de distribuição da CELPA.

Ao se comparar os resultados obtidos em cada metodologia observa-se uma boa relação entre as mesmas, tanto para o parâmetro amplitude quanto para o parâmetro número de ocorrências. Os resultados da metodologia estocástica convergem para aqueles do método das posições de falta na medida em que se aumenta o número de anos de simulações, confirmando o que foi exposto por OLIVEIRA *et al.* (2005).

Esta aproximação de resultados deve-se essencialmente ao fato de que em ambos os métodos utilizaram-se a distribuição de probabilidade uniforme para a posição de cada falta nas linhas. Além disso, adotaram-se também valores idênticos para as taxas de falta nas linhas, bem como para a distribuição estatística dos tipos de falta.

O uso da metodologia estocástica torna possível avaliar o parâmetro duração dos afundamentos, uma vez que este não é obtido por meio do programa ANAQUALI. Como eram esperados, os resultados para todas as barras estudadas mostraram um maior número de eventos com duração igual a 80ms, pois este tempo corresponde ao utilizado na proteção de 1ª zona das linhas de 69 kV, que vai de 1 até 90% do comprimento das mesmas.

A estimativa dos parâmetros dos afundamentos através da metodologia estocástica baseada principalmente na escolha aleatória das posições de falta ao longo da extensão das linhas do sistema é um fator muito importante. Isto possibilita considerar o caráter aleatório da posição das faltas ocorridas no sistema elétrico devido a descargas atmosféricas. Esta variação de posição das faltas influencia diretamente os valores de amplitude e de duração dos afundamentos de tensão.

Assim, pode-se afirmar que a metodologia estocástica se mostra eficiente e aplicável em estudos que envolvam a estimação de parâmetros de afundamentos, contribuindo para a obtenção de resultados mais próximos da realidade.

5 Conclusões

Este trabalho teve como objetivo principal a implementação de uma metodologia de avaliação estocástica dos afundamentos de tensão, que possibilita a estimação do número e das características destes distúrbios.

A metodologia implementada faz a estimativa das características do distúrbio com base em um estudo estatístico estocástico que leva em consideração dois fatores: dados estatísticos de taxas médias de falhas (falhas/100 km/ano) em linhas de transmissão, subtransmissão e distribuição; e a distribuição aleatória das faltas ao longo da extensão das linhas. Este último foi considerado nos estudos devido tanto os valores de amplitude quanto os de duração do afundamento de tensão dependerem da localização da falta ao longo da linha, o que torna necessário que as posições das faltas sejam escolhidas de forma aleatória para que as simulações representem melhor a ocorrência de curto-circuito, na tentativa de emular a característica aleatória dos defeitos.

Os gráficos de evolução da frequência média de afundamentos obtidos através da metodologia estocástica e apresentados no Capítulo 4, mostraram que para um período de simulação superior a 30 anos, os resultados começam a convergir para aqueles obtidos pelo método das posições de falta. No entanto, para períodos inferiores a este a aleatoriedade das posições de falta nas linhas do sistema prevalecem, influenciando bastante os resultados que, nem sempre serão próximos as frequências médias obtidas pelo método das posições de falta.

Apesar de os métodos utilizarem faixas de amplitudes diferentes para a detecção dos afundamentos, ainda assim observou-se uma boa correspondência entre os mesmos em relação à frequência média dos distúrbios. Apenas os resultados obtidos pelos métodos para a barra Augusto Montenegro apresentaram uma maior diferença, devido o programa ANAQUALI contabilizar como afundamentos os eventos de amplitudes menores que 0,1 pu. Esta mesma aproximação é encontrada quando os resultados são apresentados por faixas de amplitude, ainda que existam diferenças entre as faixas em termos dos limites extremos.

Para as três barras de interesse analisadas os erros de estimação da frequência média por faixas de amplitude e duração obtidos para os 120 anos mostraram-se satisfatórios. Caso o erro desejado seja menor que o obtido, é necessário aumentar o número de simulações. Porém, daí em diante, para uma redução significativa do erro, o aumento do número de simulações será acentuado, pois como foi verificado, o erro praticamente se estabiliza a partir dos 90 anos de simulação.

O método das posições de falta foi utilizado para convalidar os resultados da avaliação estocástica, por ser o mais utilizado no cálculo de afundamentos de tensão em sistemas elétricos em geral, permitindo assim verificar a aplicabilidade da metodologia implementada.

Portanto, devido ao bom desempenho apresentado pela metodologia estocástica, a mesma pode ser utilizada como auxílio à tomada de decisões por parte dos planejadores de sistemas elétricos em relação a futuros investimentos, correspondentes a obras de reforço no sistema ou a instalação de equipamentos específicos para a mitigação dos problemas produzidos por este distúrbio.

Sugestões para futuros trabalhos:

- Comparação dos resultados obtidos através da metodologia estocástica com aqueles obtidos por meio de monitoração, a fim de se verificar a qualidade dos resultados estimados ou do sistema de monitoração;
- Incluir na metodologia estocástica outras variáveis aleatórias que afetam as características dos afundamentos, como: tipo de curto-circuito, impedância de falta, linha sob falta, taxas de falhas ao longo das linhas, entre outras, a fim de tornar as análises mais precisas;
- Integrar ao aplicativo onde foi implementada a metodologia estocástica rotinas próprias de cálculo de fluxo de potência e curtos-circuitos deslizantes, visando tornar mais simples e eficiente o uso deste aplicativo;
- Integrar ao aplicativo uma rotina com as curvas dos sistemas de proteção, que permitirá uma avaliação mais detalhada da influência destes sistemas sobre os parâmetros dos afundamentos de tensão;
- Utilização dos resultados provenientes da metodologia estocástica no cálculo de índices associados a afundamentos de tensão em sistemas elétricos.

6 Referências Bibliográficas

- BECKER, C.; BRAUN, W. Jr.; CARRICK, K. *et al.*; 1994. *Proposed Chapter 9 for Predicting Voltage Sags (Dips) in Revision to IEEE Std 493, the Gold Book*. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 30, Nº 3, May/June.
- BOLLEN, M. H. J.; 1995. *The Influence of Motor Re-Acceleration on Industry Applications*. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31, p. 667-674.
- BOLLEN, M. H. J.; 1996. *Fast Assessment Methods for Voltage Sags in Distribution Systems*. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 32, Nº 6, November/December.
- BOLLEN, M. H. J.; 2000. *Understanding Power Quality Problems – Voltage Sags and Interruptions*. New York: IEEE Press Series on Power Engineering.
- BOLLEN, M. H. J. & STYVAKTAKIS, E.; 2000. *Characterization of Three-Phase Unbalanced Dips (as easy as one-two-three?)*. 9th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Orlando, USA, October.
- BOLLEN, M. H. J.; WANG, P.; JENKINS, N.; 1996. *Analysis and Consequences of the Phase Jump Associated with a Voltage Sag*. Power System Computation Conference, Dresden, Germany, August.
- BORDALO, U. A.; SILVA, M. G. da; RODRIGUES, A. B. *et al.*; 2005. *Análise Probabilística de Afundamentos de Tensão de Curta Duração em Redes de Distribuição Radiais*. VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém - PA, Agosto.
- BROOKS, D. L.; DUGAN, R. C.; WACLAWIAK, M.; SUNDARAM, A.; 1998. *Indices for Assessing Utility Distribution System RMS Variation Performance*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, Nº 1, January.
- CARVALHO FILHO, J. M.; 2000. *Uma Contribuição à Avaliação do Atendimento a Consumidores com Cargas Sensíveis – Proposta de Novos Indicadores*. Itajubá. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Escola Federal de Engenharia de Itajubá.
- CARVALHO FILHO, J. M.; ABREU, J. P. G.; LEBORGNE, R. C. *et al.*; 2002. *Softwares e Procedimentos para Simulação de Afundamentos de Tensão*. XIV – Congresso Brasileiro de Automática, Natal-RN, Setembro.
- CARVALHO, P. L.; 1997. *Uma Contribuição ao Estudo da Depressão de Tensão*. Itajubá. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Escola Federal de Engenharia de Itajubá.

- CONRAD, L.; LITTLE, K.; GRIGG, C.; 1991. *Predicting and Preventing Problems Associated with Remote Fault-Clearing Voltage Dips*. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 27, Nº 1, January/February.
- COSTA, J. G. da; 2003. *Avaliação do Impacto Econômico do Afundamento de Tensão na Indústria*. Belo Horizonte. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
- DUGAN, R. C.; McGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W.; 1996. *Electrical Power Systems Quality*. New York: McGraw-Hill.
- FARIED, S. O.; BILLINTON, R.; ABORESHAID, S.; 2005. *Stochastic Evaluation of Voltage Sag and Unbalance in Transmission Systems*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 20, Nº 4, October.
- FONSECA, V. R. C.; 1999. *Cálculo Estocástico do Afundamento de Tensão*. Belo Horizonte. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
- IEC - EUROPEAN Std; 1994. *Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems*, EN50160.
- IEEE Std 1159; 1995. *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*.
- IEEE Std 493; 1997. *Recommended Practice for Design Reliable Industrial and Commercial Power Systems*. Capítulo 9 – Voltage Sag Analysis.
- KORTH, H. F. & SILBERSCHATZ, A.; 1995. *Sistema de Banco de Dados*. 2. ed. Makron Books do Brasil Editora LTDA.
- LEBORGNE, R. C.; 2003. *Uma Contribuição à Caracterização da Sensibilidade de Processos Industriais Frente a Afundamentos de Tensão*. Itajubá. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Escola Federal de Engenharia de Itajubá.
- MARTINEZ, J. A. & ARNEDO, J. M.; 2004. *Voltage Sag Stochastic Prediction Using an Electromagnetic Transients Program*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, Nº 4, October.
- MILANOVIC, J. V.; AUNG, M. T.; GUPTA, C. P.; 2005. *The Influence of Fault Distribution on Stochastic Prediction of Voltage Sags*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, Nº1, January.
- NRS-048; 1998. *Electricity Supply – Quality of Supply – Part 1 Minimum Standard*. For Application by the National Electricity Regulator, South Africa.
- OLIVEIRA, T. C.; ABREU, J. P. G.; CARVALHO FILHO, J. M. *et al.*; 2005. *Estimação de Parâmetros de Afundamentos de Tensão*. VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém - PA, Agosto.

- ONS – Submódulo 2.2; 2002. *Padrões de Desempenho da Rede Básica*. Operador Nacional do Sistema.
- ONS-2.1-021; 2001. *Cálculo de Afundamentos de Tensão*. Operador Nacional do Sistema.
- ONS-2.1-022; 2001. *Estado da Arte de Indicadores de Afundamentos de Tensão*. Operador Nacional do Sistema.
- QADER, M. R.; BOLLEN, M. H. J.; ALLAN, R. N.; 1999. *Stochastic Prediction of Voltage Sags in a Large Transmission System*. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 35, Nº1, January/February.
- ROMÉRO, S. P.; PINTO, R. J.; DAVID, P. A. M. S. *et al.*; 2004. *Programa de Análise de Falhas Simultâneas – ANAFAS*. Versão 4.0, Cepel, Dezembro.
- ROSS, R. P.; ASSIS, T. M. L.; SOLLERO, R. B. *et al.*; 1999. *Análise de Afundamentos de Tensão*. III SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Brasília – DF, Agosto.
- SCHMIDT, D. C. & ROMÉRO, S. P.; 2002. *Programa de Análise de Afundamentos de Tensão – ANAQUALI*. Versão 2.0, Cepel, Dezembro.
- SILVA, J. S.; CARDOSO Jr., G.; GARCEZ, J. N. *et al.*; 2005. *Análise do Impacto das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) na Área Metropolitana de Belém – Estudo de Casos*. VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém - PA, Agosto.
- STEVENSON, W. J.; 1986. *Estatística Aplicada a Administração*. São Paulo: HARBRA LTDA.
- THALLAM, R. S.; 2000. *Comments on Voltage Sag Indices*. IEEE P1564 Internal Document, January.
- THALLAM, R. S. & HEYDT, G. T.; 2000. *Power Acceptability and Voltage Sag Indices in the Three Phase Sense*. IEEE PES Summer Meeting, Seattle, USA, July.
- XU, W.; 2001. *Component Modeling Issues for Power Quality Assessment*. IEEE Power Engineering Review, November.