



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

TESE DE DOUTORADO

ANÁLISE ESTOCÁSTICA DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

GILVAN VIEIRA DE ANDRADE JUNIOR

Campina Grande, Paraíba
Dezembro de 2011.

GILVAN VIEIRA DE ANDRADE JUNIOR

ANÁLISE ESTOCÁSTICA DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Tese submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências do Programa de Doutorado em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos

Orientadores:

Sreeramulu Raghuram Naidu, Ph.D.

Edson Guedes da Costa, D.Sc.

Campina Grande, Paraíba
Dezembro de 2011.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

A553a Andrade Junior, Gilvan Vieira de.
Análise Estocástica dos Afundamentos de Tensão em Sistemas de distribuição / Gilvan Vieira de Andrade Junior. – Campina Grande, 2011.
189 f.: il. col.

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática.

Orientadores: Prof. Dr. Sreeramulu Raghuram Naidu e Prof. Dr. Edson Guedes da Costa.

Referências.

1. Qualidade da energia elétrica. 2. Cálculo de curto-circuito probabilístico. 3. Técnica de Monte Carlo. 4. Afundamento de tensão. 5. Localização de falta. I. Título.

CDU 621.3 (043)



ANÁLISE ESTOCÁSTICA DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO

GIVAN VIEIRA DE ANDRADE JÚNIOR

Tese Aprovada em 07.12.2011



SREERAMULU RAGHURAM NAIDU, Ph.D., UFCG

Orientador



EDSON GUEDES DA COSTA, D.Sc., UFCG

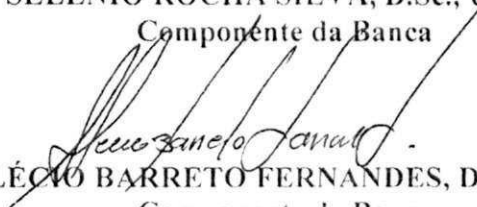
Orientador

ANTONIO PADILHA FELTRIN, Dr., UNESP
Componente da Banca (Ausência Justificada)



SELÊNIO ROCHA SILVA, D.Sc., UFMG

Componente da Banca



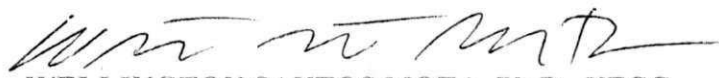
ALÉCIO BARRETO FERNANDES, D.Sc., ONS

Componente da Banca



RAIMUNDO CARLOS SILVÉRIO FREIRE, Dr., UFCG

Componente da Banca



WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D., UFCG

Componente da Banca

CAMPINA GRANDE – PB
DEZEMBRO - 2011

“Mas os que esperam no senhor, renovarão as suas forças, subirão com asas como águias, correrão e não se cansarão, caminharão e não se fatigarão.” (Isaiás 40:31)

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela minha existência, por ter me dado serenidade e coragem para vencer sempre.

À minha esposa, por se fazer presente em todos os momentos desta minha trajetória, acreditando que eu seria capaz, apoiando-me nas dificuldades, bem como torcendo e vibrando com cada obstáculo superado. Agradeço por ter aberto mão dos seus projetos em favor dos meus.

Tenho uma felicidade imensa de agradecer aos meus orientadores, Prof. S. R. Naidu e Prof. Edson Guedes, que sempre acreditaram no meu potencial. Particularmente, agradeço ao Prof. Edson pelo companheirismo e cumplicidade desde o meu mestrado, e ao Prof. Naidu por sua paciência, pela compreensão das minhas dificuldades e pelo grande apoio nas orientações cruciais para finalizar este trabalho.

A meus professores da UFRN, em especial a José Tavares, Manoel Firmino e Paulo Sérgio, que me ajudaram a dar início a vida acadêmica, incentivando a participar das pesquisas científicas e auxiliando no desenvolvimento de novos estudos.

Aos meus pais, irmãs e a minha filha Luísa, a quem eu dedico este trabalho, pois eles são partes de mim, acreditam e me apóiam incondicionalmente. Aos sogros, amigos e familiares, pelas palavras de incentivo e credibilidade no meu profissionalismo.

A todo o pessoal administrativo da UFCG/COPELE, especialmente a Adriano, Ângela, Eduardo, Francisco, Selma dentre outros que me auxiliaram no LAT e na UFCG na montagem dos equipamentos e auxílio nas questões burocráticas.

A Energisa, Chesf e ONS por permitirem o acesso às subestações, por fornecem os dados necessários a conclusão desta Tese e por confiarem na competência da equipe da UFCG.

Por fim aos colegas que tanto partilharam minhas desesperanças como também as alegrias ao longo desta tese: Camila Guedes, Camila Vital, Euler Macedo, George Rossany, Karcius Marcelus, Kalina Perereira, Kleber Melo, Luciano Sales, Tarso Vilela, Thyago Tanouss, entre outros amigos e colegas.

RESUMO

Neste trabalho é descrito um método para estimar a frequência de ocorrência de interrupção de uma carga sensível, devido ao afundamento de tensão em um sistema elétrico de distribuição de energia. No método é realizada a construção da tabela de densidade de probabilidade da ocorrência dos afundamentos de tensão, da qual são obtidas as frequências probabilísticas de afundamentos de tensão, separadas por intervalos determinados de magnitude e duração dos afundamentos. Observa-se que a tabela de densidade de afundamento de tensão, pode ser utilizada para identificar as linhas, que são responsáveis pelos afundamentos de tensão inaceitáveis no barramento da carga sensível. A manutenção das linhas críticas, combinado com a melhoria da coordenação dos relés de proteção, leva à redução significativa na taxa de desligamento da carga sensível. Finalmente, demonstra-se que as tabelas de densidade de probabilidade da ocorrência dos afundamentos de tensão gerados em alguns barramentos, associado às medições da magnitude e duração dos afundamentos nestes mesmos barramentos, permitem a localização das faltas ocorridas no sistema de distribuição.

Palavras-chave: Qualidade da energia elétrica, cálculo de curto-circuito probabilístico, técnica de Monte Carlo, afundamento de tensão, localização de falta.

ABSTRACT

This document describes the procedure for estimating the probabilistic frequency of interruption of a sensitive load due to voltage sags in an electrical power distribution system. The procedure requires the construction of the voltage sag density table giving the probabilistic frequencies of voltage sags of certain ranges of sag magnitudes and durations. It has been shown that the voltage sag density table may be used to pinpoint the lines that are responsible for unacceptable voltage sags at the sensitive load bus. Maintenance of the critical lines, combined with proper coordination of the protective relays leads to significant reduction in the rate of tripping of the sensitive load. Finally, it has been shown that voltage sag-density tables generated at a few bus bars, together with voltage sag magnitude and duration measurements at these nodes, permits the location of the faults in the distribution system.

Keywords: Electric power quality, probabilistic short-circuit calculations, Monte Carlo technique, voltage sags, fault location.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	4
RESUMO.....	5
ABSTRACT	6
LISTA DE FIGURAS	11
LISTA DE TABELAS.....	14
LISTA DE SÍMBOLOS.....	17
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	19
Capítulo 1 – INTRODUÇÃO	21
1.1. Considerações Iniciais	21
1.2. Variações de Tensão de Curta Duração.....	22
1.3. Os Afundamentos de Tensão	23
1.3.1. <i>Causas dos afundamentos de tensão</i>	24
1.3.2. <i>Efeitos dos afundamentos de tensão</i>	24
1.4. Motivação	25
1.5. Relevância.....	26
1.6. Objetivos.....	27
1.6.1. <i>Contribuições do trabalho</i>	28
1.7. Organização do Trabalho.....	29
Capítulo 2 – CONCEITOS BÁSICOS	31
2.1. Origem de Afundamentos e Interrupções	31
2.2. Efeitos Ocasionados Por Faltas	32
2.2.1. <i>Sistemas radiais</i>	32
2.3. Influências das Conexões dos Transformadores de Potência.....	34
2.3.1. <i>Circuitos de sequência equivalente para os diferentes tipos de transformadores</i>	35
2.3.2. <i>Defasagem imposta pelos transformadores do Tipo 3</i>	35
2.3.3. <i>Efeito da propagação nos 3 tipos de transformadores</i>	37
2.4. Normas Existentes para as VTCD	38
2.4.1. <i>PRODIST - ANEEL - Recomendação brasileira</i>	38
2.4.2. <i>IEEE 1159 - Recomendação americana</i>	39
2.4.3. <i>EN 50160 - Recomendação europeia</i>	40

2.5. Curvas de Tolerância	40
2.5.1. Características dos equipamentos sensíveis.....	41
2.5.2. Curva de tolerância CBEMA.....	41
2.5.3. Curva de tolerância ITIC	42
2.5.4. Curva de tolerância SEMI F47	43
Capítulo 3 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	45
3.1. Causas de Afundamentos de Tensão e Interrupções.....	45
3.2. Métodos de Análise dos Afundamentos de Tensão.....	46
3.3. Área de Vulnerabilidade	49
3.4. Métodos para Melhoria da Coordenação da Proteção	50
3.5. Análise dos Afundamentos de Tensão com o uso de Lógica Fuzzy.....	54
3.6. Localização de Falta Baseado nos Afundamentos de Tensão	60
3.7. Resumo das Contribuições dos Trabalhos Pesquisados	62
Capítulo 4 – ESTIMAÇÃO DA FREQUÊNCIA DE DESLIGAMENTOS	66
4.1. Características dos Afundamentos de Tensão	66
4.2. Análises Estocásticas	67
4.3. Determinação do Sistema em que Ocorrerá a Falta.....	68
4.4. Determinação do Tipo de Falta.....	68
4.5. Determinação da Localização da Falta	69
4.6. Determinação da Impedância de Falta.....	71
4.7. Determinações da Amplitude do Afundamento de Tensão	71
4.7.1. Método da matriz Y_{barra} fatorada.....	72
4.8. Adição da Influência dos Transformadores à Matriz Y_{barra}	75
4.9. Equacionamento da matriz impedância de barra para o cálculo de curto-circuito ..	79
4.10. Determinação da Duração do Afundamento de Tensão	80
4.10.1. Sistemas de distribuição e subtransmissão	80
4.10.1.1. Relés de sobrecorrente	81
4.10.1.2. Curvas características em relés digitais	83
4.10.1.3. Curvas características em relés eletromecânicos	87
4.10.2. Interação de elos-fusíveis e religadores	88
4.10.2.1. Características do elo-fusível.....	88
4.10.2.2. Características do religador	89
4.10.3. Sistema de transmissão.....	91
4.10.4. Consideração de falha do relé principal.....	92

4.11. Estimação de Desligamento das Cargas Sensíveis.....	92
4.11.1. Número de simulações e precisão do método	96
4.11.2. Influência da impedância de falta na Determinação da frequência de desligamento da carga sensível.....	98
4.12. Melhoria da Coordenação da Proteção.....	98
4.12.1. Rotina desenvolvida para melhoria da proteção	99
4.13. Método de Determinação das Linhas Críticas.....	108
4.13.1. Formulação da tabela de linhas críticas.....	108
4.13.2. Manutenção das linhas críticas - Análise da frequência de desligamento.....	111
Capítulo 5 – LOCALIZAÇÃO DE FALTAS	113
5.1. Armazenamento das Tabelas de Densidade de Probabilidade da Ocorrência dos Afundamentos.....	114
5.2. Determinação dos Locais de Falta.....	115
5.3. Exemplo de Aplicação do Método de Localização de Falta.....	116
Capítulo 6 – ESTUDO DE CASO	121
6.1. Caso 1: Carga Sensível Localizada em uma Barra do Sistema de Subtransmissão	121
6.1.1. Análise dos dados da medição na SE MRU	123
6.1.2. Análise dos afundamentos de tensão	125
6.1.3. Análises comparativas do sistema simulado com o sistema real	126
6.2. Caso 2: Método de Melhoria da Coordenação Aplicado a um Sistema de Subtransmissão.....	127
6.2.1. Resultados do subsistema para a ocorrência de faltas	127
6.2.2. Aplicação do método de melhoria da coordenação da proteção.....	129
6.3. Caso 3: Avaliação dos Afundamentos em Sistema Utilizando o Método das Linhas Críticas.....	131
6.3.1. Avaliação no período anterior a substituição do sistema de linha de transmissão.....	132
6.3.2. Estimação dos afundamentos no período anterior a substituição do sistema de linha de transmissão.....	133
6.3.3. Avaliação no período posterior a substituição do sistema de linha de transmissão.....	134
6.3.4. Estimação dos afundamentos no período posterior a substituição do sistema de linha de transmissão.....	135

6.3.5. <i>Estimação dos afundamentos para o período maior que um ano posterior a substituição do sistema de linha de transmissão</i>	136
6.4. Caso 4: Avaliação dos Afundamentos em Sistemas Utilizando o Método das Linhas Críticas Associado a Melhoria da Coordenação.....	139
6.5. Caso 5: Aplicação do Método de Localização de Falta a partir da Medição na SE MRU.....	141
6.6. Caso 6: Simulação da Localização de Falta em um Sistema de Distribuição.	143
6.6.1. <i>Realocação de Medidores para Localização de Falta</i>	147
6.7. Caso 7: Simulação da Localização de Falta Considerando a Interação da Proteção em um Sistema de Distribuição.....	153
6.8. Caso 8: Avaliação da influência do número de medidores para Localização de Falta em um Sistema de Distribuição.....	157
Capítulo 7 – CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	163
7.1. Conclusões.....	163
7.2. Sugestões de Trabalhos Futuros	165
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	167
TRABALHOS PUBLICADOS	177
APÊNDICE A - ROTINA EM MATLAB QUE EXEMPLIFICA A APLICAÇÃO DA LÓGICA FUZZY ADOTADA POR BONATTO ET AL.(1998)	180
APÊNDICE B - DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO, SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO ESTUDADOS	182

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Representação gráfica de um afundamento de tensão típico.	23
Figura 2.1 – Esquema de faltas localizadas na transmissão e distribuição.....	32
Figura 2.2 – Rede de distribuição com faltas localizadas.....	33
Figura 2.3 – Modelo divisor de tensão para um afundamento de tensão equilibrado.	34
Figura 2.4 – Circuitos equivalentes de sequência positiva (+), negativa (-) e zero para os tipos de conexão 1, 2 e 3.....	35
Figura 2.5 – Diagrama da ligação elétrica e dos fasores de tensão para um transformador trifásico conectado em Y- Δ (Yd) onde Y é o lado de alta-tensão.	36
Figura 2.6 – Propagação do afundamento de tensão causado por uma falta fase-terra através para cada tipo de transformador.	37
Figura 2.7 – Tolerâncias típicas de tensão para computadores (curva CBEMA).....	42
Figura 2.8 – Curva de tolerância ITIC.....	43
Figura 2.9 – Curva de tolerância SEMI F47.....	44
Figura 3.1 – Área de vulnerabilidade definida para uma carga específica.....	50
Figura 3.2 – Metodologia proposta por Urdaneta <i>et al.</i> (1995) para coordenação ótima....	52
Figura 3.3 – Superfície dos índices de segurança dos afundamentos de tensão em uma carga sensível.....	55
Figura 3.4 – Índices de segurança bidimensional dos afundamentos de tensão em uma carga sensível.....	56
Figura 3.5 – Níveis de distúrbios obtidos pela lógica <i>fuzzy</i> nas interseções das áreas.....	57
Figura 3.6 – Área de insegurança para as cargas sensíveis.	59
Figura 4.2 – Identificação da localização da falta com a escolha da linha e da posição na linha.	70
Figura 4.3 – Representação de uma falta na linha de transmissão.	71
Figura 4.4 – Representação do sistema elétrico com n barras.....	72
Figura 4.5 – Diagrama ilustrativo de uma rede elétrica fictícia.	76
Figura 4.6 – Circuitos equivalentes de sequência. (a) positiva, (b) negativa e (c) zero.	76
Figura 4.7 – Diagrama de proteção principal e de retaguarda para um sistema de distribuição.	81
Figura 4.8 – Coordenograma de Fase e neutro: seletividade Relé \times Relé.....	82
Figura 4.9 – Curva característica de tempo definido.....	84

Figura 4.10 – Representação das curvas características do tipo Normalmente Inversa (NI), Muito Inversa (MI) e Extremamente Inversa (EI).....	84
Figura 4.11 – Curvas características do tipo Normalmente Inversa (IEC - NI).....	85
Figura 4.12 – Comparativo entre a curva original e a estimada por MQ.....	87
Figura 4.13 – Curvas corrente x tempo do elo-fusível de 40 K.	89
Figura 4.14 – Sequência de operação adotada: 1 rápido + 1 retardado.....	90
Figura 4.16 – Representação do sistema elétrico fictício com 6 barras.	93
Figura 4.17 – Identificação da localização da falta monofásica no sistema elétrico fictício de 6 barras.....	93
Figura 4.19 – Fluxograma da rotina desenvolvida para melhoria da coordenação.	100
Figura 4.20 – Sistema modelo com barras enumeradas de A-E e Relés de 1-4.....	100
Figura 4.22 – Curvas características otimizadas de fase dos relés 1 e 2.	103
Figura 4.23 – Curvas características não otimizadas de neutro dos relés 1 e 2.....	103
Figura 4.24 – Curvas características otimizadas de neutro dos relés 1 e 2.....	104
Figura 4.25 – Curvas características dos relés de fase 2 e 4.....	105
Figura 4.26 – Curvas características não otimizadas de fase dos relés 2 e 3.....	105
Figura 4.27 – Curvas características otimizadas de fase dos relés 2 e 3.	106
Figura 4.28 – Curvas características com melhoria na coordenação de neutro dos relés 2 e 3.....	106
Figura 4.29 – Curvas características otimizadas de neutro dos relés 2 e 3.....	107
Figura 4.30 – Sistema fictício de 11 barras, com a barra de carga sensível selecionada. .	109
Figura 4.31 – Função de distribuição uniforme para o local das faltas nos segmentos de linha.....	111
Figura 4.32 – Função de distribuição falta com restrição de falta no segmento S_j	112
Figura 5.1 – Sistema fictício de 11 barras, com os pontos de medição A, B e C selecionados.....	114
Figura 5.2 – Processo de comparação entre as tabelas medidas e as simulações dos pontos A, B e C.....	115
Figura 5.3 – Linhas que ocasionaram os afundamentos das células a_{33} , b_{45} e c_9 dos respectivos pontos A, B e C.	116
Figura 5.4 – Diagrama de um subsistema de 69 kV para avaliação dos afundamentos....	117
Figura 5.5 – Percentuais de repetição das Linhas 8-9, 3-6 e 6-7 da célula A3-B8.....	119
Figura 5.6 – Percentuais de repetição das Linhas 8-9 e 3-6 da célula A3-B1.....	119
Figura 5.7 – Esquema da zona de falta entre as linhas 8-9 e 3-6.....	120

Figura 6.1 – Fotografia do qualímetro PX5 instalado no cubículo de medição da SE MRU.	124
Figura 6.2 – Diagrama ilustrativo da conexão do qualímetro.	124
Figura 6.3 – Diagrama da ligação do qualímetro na subestação MRU.	125
Figura 6.4 – Registro das variações de tensão ocorridas no período.....	125
Figura 6.5 – Curvas ITIC sobreposta aos pontos de ocorrência.....	126
Figura 6.6 – Diagrama da ligação do qualímetro na subestação MAA.	132
Figura 6.7 – Registro de chuvas e afundamentos críticos ocorrido no período de 424 dias de medição.....	137
Figura 6.8 – Registro de um afundamento de tensão na SE MRU, devido falta na linha 58 do sistema.	141
Figura 6.10 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 69.....	145
Figura 6.11 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 95.....	146
Figura 6.12 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 125.....	146
Figura 6.13 – Linhas indicadas para realocar o medidor que estava na barra 69.....	148
Figura 6.14 – Linhas indicadas para realocar o medidor que estava na barra 95.....	148
Figura 6.15 – Linhas indicadas para realocar o medidor que estava na barra 125.....	148
Figura 6.17 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 57.....	152
Figura 6.18 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 51.....	152
Figura 6.19 – Diagrama unifilar do alimentador de 13,8 kV da barra 64 a 121 da Figura B.4.	153
Figura 6.20 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 1.....	156
Figura 6.21 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 63.....	156
Figura 6.22 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 92.....	157
Figura 6.23 – Diagrama unifilar do alimentador de 13,8 kV da barra 57 a 95 da Figura B.3.	158
Figura 6.25 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 53.....	161
Figura 6.26 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 73.....	161
Figura 6.27 – Prováveis locais para a falta ocorrida entre as barras 132-133.	162

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Classificação das VTCDs, segundo a ANEEL (PRODIST, 2007).	39
Tabela 2.2 – Classificação das VTCDs, segundo IEEE 1159.	39
Tabela 2.3 – Classificação das VTCDs, segundo CENELEC.	40
Tabela 3.1 – Limitações dos métodos encontrados na literatura.	63
Tabela 3.2 – Técnicas de análise dos afundamentos de tensão.	64
Tabela 4.1 – Dados do total de faltas ocorridas por ano nos sistemas analisados.	68
Tabela 4.2 – Probabilidade de ocorrências para os tipos de faltas.	69
Tabela 4.3 – Características do padrão ANSI.	86
Tabela 4.4 – Probabilidade das faltas do sistema distribuição quanto transitoriedade do evento.	90
Tabela 4.5 – Alcance e tempo de atuação por zona do relé.	92
Tabela 4.6 – Registro de ocorrência de afundamento de tensão.	94
Tabela 4.7 – Registro de ocorrência de afundamento de tensão.	94
Tabela 4.8 – Frequência de ocorrências dos afundamentos de tensão na carga sensível. ...	95
Tabela 4.9 – Sobreposição da curva ITIC sobre a Tabela 4.8.	96
Tabela 4.10 – Frequência de ocorrências dos afundamentos de tensão na carga sensível. ...	97
Tabela 4.11 – Frequência de desligamento da carga sensível com a variação de impedância de falta.	98
Tabela 4.12 – Características de ajuste dos relés do sistema fictício.	101
Tabela 4.13 – Correntes de curto-circuito do sistema fictício.	101
Tabela 4.14 – Múltiplos de fase e neutro para os relés 1 e 2.	102
Tabela 4.15 – Múltiplos de fase e neutro para os relés 3 e 4.	104
Tabela 4.16 – Características de ajuste dos relés do sistema fictício.	107
Tabela 4.17 – Registro de ocorrência de afundamento de tensão.	109
Tabela 4.18 – Frequência de ocorrências dos afundamentos do sistema da Figura 4.28. ...	110
Tabela 4.19 – Linhas críticas que provocaram os afundamentos da célula selecionada da Tabela 4.18.	110
Tabela 5.2 – Amplitudes dos afundamentos de tensão representados pelo índice B.	117
Tabela 5.3 – Valores dos afundamentos na barra 2. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.	118

Tabela 5.4 – Valores dos afundamentos na barra 10. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	118
Tabela 6.1 – Quantidade de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.	122
Tabela 6.2 – Frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características.....	123
Tabela 6.3 – Quantidade de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.	128
Tabela 6.4 – Frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características.....	129
Tabela 6.5 – Quantidade de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características com a melhoria da proteção.	130
Tabela 6.6 – Frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características com a melhoria da proteção.	130
Tabela 6.7 – Análise da frequência de desligamento em todas as barras.....	131
Tabela 6.8 – Registro do qualímetro com sobreposição da curva ITIC para o período anterior a recapacitação das linhas.	133
Tabela 6.9 – Frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano antes da recapacitação da linha.....	134
Tabela 6.10 – Registro do qualímetro com sobreposição da curva ITIC para o período posterior a recapacitação das linhas.....	135
Tabela 6.11 – Frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano após a recapacitação da linha.....	136
Tabela 6.12 – Registro dos afundamentos pelo qualímetro para o período de 424 dias corridos.	138
Tabela 6.13 – Frequência probabilística evidenciando os índices de risco que são avaliados.	139
Tabela 6.14 – Linhas que promoveram o afundamentos críticos da CS.	140
Tabela 6.15 – Frequência probabilística após aplicação do MLC ao sistema.	140
Tabela 6.16 – Ocorrência de afundamentos de tensão registrado na barra 35.	142
Tabela 6.17 – Amplitudes dos afundamentos de tensão representados pelo índice B.	143
Tabela 6.18 – Valores dos afundamentos na barra 69. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	144

Tabela 6.19 – Valores dos afundamentos na barra 95. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	144
Tabela 6.20 – Valores dos afundamentos na barra 125. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	145
Tabela 6.21 – Valores dos afundamentos na barra 54. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	150
Tabela 6.22 – Valores dos afundamentos na barra 57. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	150
Tabela 6.23 – Valores dos afundamentos na barra 51. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	151
Tabela 6.24 – Valores dos afundamentos na barra 1. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	154
Tabela 6.25 – Valores dos afundamentos na barra 63. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	155
Tabela 6.26 – Valores dos afundamentos na barra 92. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	155
Tabela 6.27 – Valores dos afundamentos na barra 1. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	159
Tabela 6.28 – Valores dos afundamentos na barra 53. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	159
Tabela 6.29 – Valores dos afundamentos na barra 73. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.....	160
Tabela 6.30 – Resultado da variação no número de medidores para localização de falta.	161

LISTA DE SÍMBOLOS

ΔV_k	- Variação de tensão no nó k devido à falta.
E	- Vetor corrente de barra.
I_f	- Corrente de falta.
I_s	- Corrente de ajuste ou partida do réle de sobrecorrente.
$I_{fa}^{(1)}, I_{fa}^{(2)}$ e $I_{fa}^{(0)}$	- Correntes de falta em coordenadas de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente.
$I_{fa}^{(a)}, I_{fa}^{(b)}$ e $I_{fa}^{(c)}$	- Correntes de falta em coordenadas de fase (a, b e c), respectivamente.
l	- Distância entre a falta e o LCS.
n_1, n_2 e n_3	- Número aleatório gerado para determinar a localização da falta, o tipo de falta e o tipo de proteção (principal ou de retaguarda), respectivamente.
S_T	- Somatório do comprimento das linhas de transmissão /distribuição do sistema elétrico estudado.
$I_{curva_Relé}$	- Tempo de atuação do relê pela curva característica.
$I_{disjuntor}$	- Tempo de atuação mecânica do disjuntor.
$I_{retaguarda}$	- Tempo de espera para a retaguarda atuar.
I_{Total}	- Tempo total de atuação do sistema de proteção.
V	- Vetor tensão de barra.
$V_{afund.}$	- Tensão no LCS durante a falta.
V_f^0	- Tensão pré-falta na posição da falta.

- V_k^0 - Tensão pré-falta *na barra k*. Tensão durante a falta na barra *k*.
- $V^{(1)}$, $V^{(2)}$ e $V^{(0)}$ - Tensão em coordenadas de sequência positiva, negativa e zero no LCS durante a falta, respectivamente.
- $V^{(a)}$, $V^{(b)}$ e $V^{(c)}$ - Tensão em coordenadas de fase (*a*, *b* e *c*) no LCS durante a falta, respectivamente.
- Y_{barra} - Matriz admitância de barra.
- $Y^{(1)}$, $Y^{(2)}$ e $Y^{(0)}$ - Matriz admitância de barra de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente.
- z - Impedância do alimentador por unidade de comprimento.
- Z_{barra} - Matriz impedância de barra.
- Z_{barra}^n - Última coluna da matriz impedância de barra.
- Z_S - Impedância entre a fonte e o LCS.
- $Z_S^{(1)}$, $Z_S^{(2)}$ e $Z_S^{(0)}$ - Impedância de sequência positiva, negativa e zero entre a fonte e o LCS, respectivamente.
- Z_f - Impedância de falta.
- Z_F - Impedância entre o LCS e o local da falta.
- $Z_F^{(1)}$, $Z_F^{(2)}$ e $Z_F^{(0)}$ - Impedância de sequência positiva, negativa e zero entre o LCS e o local da falta, respectivamente.
- $Z^{(1)}$, $Z^{(2)}$ e $Z^{(0)}$ - Matriz impedância de barra de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	- <i>American National Standards Institute</i>
ATP	- <i>Alternative Transients Program</i>
AVV	- Acionamento a Velocidade Variável
CBEMA	- <i>Computer Business Equipment Manufacturer Association</i>
CHESF	- Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CLP	- Controlador Lógico Programável
CS	- Carga Sensível
EMTP	- <i>Electromagnetic Transients Program</i>
EPB	- Energisa Paraíba
IEEE	- <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	- <i>International Electrotechnical Commission</i>
ITE	- <i>Information Technology Equipment</i>
ITIC	- <i>Information Technology Industry Council</i>
LCS	- Local da Carga Sensível
MRU	- Mussuré I
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
Prodist	- Procedimento de Distribuição
QEE	- Qualidade de Energia Elétrica
RMS	- <i>Root Mean Square</i>
SE	- Subestação
SEMI	- <i>Semiconductor Equipment and Materials international</i>
TC	- Transformador de Corrente
TMS	- <i>Time Multiplier Setting</i>
TP	- Transformador de Potencial
VTCD	- Variação de Tensão de Curta Duração

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Iniciais

A Qualidade de Energia Elétrica (QEE) é um conceito abrangente, pois o termo engloba aspectos bem diversos, como a tecnologia usada, a satisfação dos clientes, custo do produto, etc. A qualidade da energia elétrica pode ser definida como a ausência relativa de distúrbios na tensão provocados pelo sistema da concessionária (Alves, 1996). No entanto, uma melhor definição está relacionada ao funcionamento adequado dos equipamentos, das cargas e dos próprios sistemas de potência, não significando necessariamente uma energia isenta de qualquer distúrbio (Ribeiro, 1998).

Ao longo dos anos, o número de cargas sensíveis aos distúrbios aumentou e conseqüentemente passaram a exigir uma energia elétrica de melhor qualidade. Na verdade, a energia vem sendo vista como um produto, e não mais como um serviço. E como todo produto, passa a ser analisado pelas suas características, como por exemplo, sua qualidade e seu preço. As cargas afetadas pelos distúrbios da QEE são principalmente equipamentos eletrônicos, acionamentos à velocidade variável (AVV), controladores lógico programáveis (CLP), dentre outros.

Um aspecto importante a ser mencionado é que muitos dos consumidores não sabem a que tipo de distúrbios da qualidade da energia estão sendo expostos. Não sabem se estão tendo problemas com afundamentos de tensão, harmônicos, desequilíbrio ou outro distúrbio de qualidade. Este fato ocorre porque os estudos e o trabalho de conscientização a respeito dos problemas de QEE são de caráter recente.

O ideal seria que existisse um equilíbrio entre as expectativas do consumidor e as limitações da concessionária. Para isto seria necessário que a concessionária pudesse informar ao consumidor sobre a qualidade da energia entregue, e por outro lado, que fossem de conhecimento da concessionária as expectativas do consumidor com relação a esta qualidade. Vale salientar que as expectativas do consumidor estão intimamente ligadas aos prejuízos ou insatisfação causados no seu processo pelos distúrbios.

Neste aspecto, a preocupação com a Qualidade da Energia Elétrica (QEE) tem sido crescente, tanto para as empresas fornecedoras, quanto para os consumidores em geral. Ela decorre do avanço do número de equipamentos eletro-eletrônicos sensíveis, cuja utilização abrange todos os segmentos de atividade, residencial, comercial ou industrial. A sensibilidade dos equipamentos combinadas com distúrbios elétricos pode ocasionar interrupções nos processos industriais. Entre os distúrbios existentes as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) são as que mais provocam prejuízos. Os equipamentos são sensíveis às VTCD, podendo operar de forma incorreta ou até mesmo serem desligados. Dentre as VTCD, os afundamentos de tensão constituem os mais importantes distúrbios.

Os afundamentos de tensão são considerados como distúrbio da QEE e os prejuízos decorrentes estão relacionados com o tempo em que parte ou todo o sistema de produção permanece sem funcionar. Além dos prejuízos mensuráveis, tem-se a insatisfação do consumidor com a má qualidade da energia elétrica fornecida ou os prejuízos intangíveis.

Esta Tese destaca o estudo sobre afundamentos de tensão e a sua influência sobre as cargas sensíveis instaladas no sistema. Visando-se manter os níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis entregue aos consumidores, são avaliadas alternativas de mitigar os problemas dos afundamentos de forma a reduzir sua ocorrência em sistemas elétricos. Entre as alternativas propostas são avaliadas: a redução do tempo de atuação do sistema de proteção, a localização das linhas críticas que podem promover os afundamentos nas cargas sensíveis e a identificação dos locais de falta a partir da tabela de densidades probabilísticas dos afundamentos de tensão obtida do sistema elétrico.

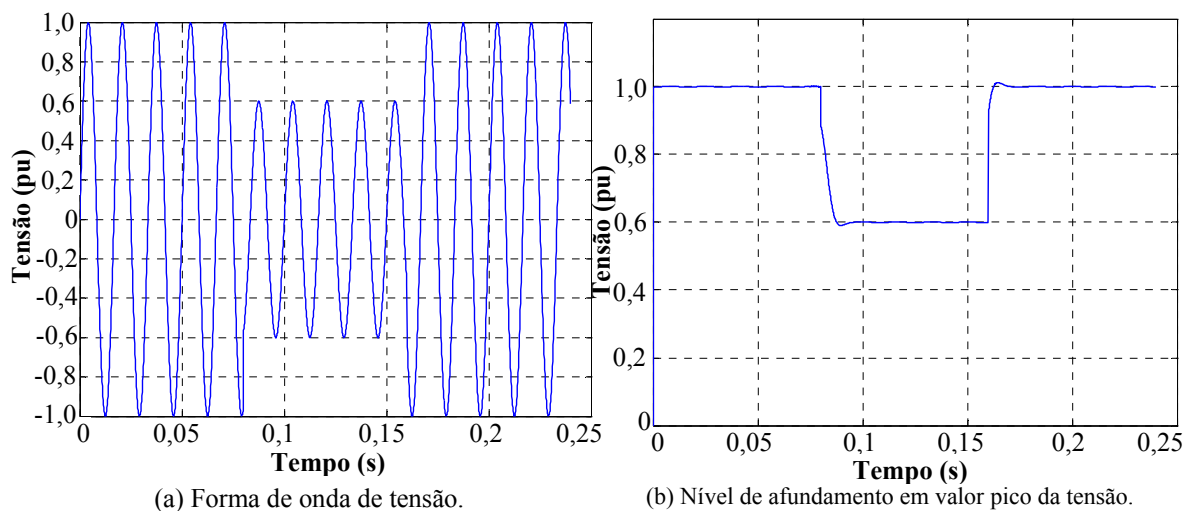
1.2. Variações de Tensão de Curta Duração

As VTCD são definidas como eventos que possuem duração superior ou igual a 1 ciclo e inferior a 3 segundos e magnitude de valor eficaz da tensão superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u. São normalmente classificadas em função da magnitude do evento como sendo: elevações, afundamentos ou interrupções; e da duração do evento como sendo: instantâneo, momentâneo ou temporário (Prodist, 2007).

Em geral, as VTCD são associadas a faltas no sistema elétrico de potência, falhas em equipamentos de proteção, chaveamentos capacitivos ou indutivos, entrada ou saída temporária de cargas de porte significativo em relação ao nível de curto-circuito local do sistema (Ghosh e Ledwich, 2002). Enfatizando afundamentos de tensão, dentre as VTCD, a seguir são apresentados os seus conceitos básicos.

1.3. Os Afundamentos de Tensão

Um afundamento de tensão é uma redução na magnitude da tensão de fornecimento seguido de seu restabelecimento depois de um curto período de tempo. Quando afundamentos ocorrem, os equipamentos ligados a rede podem operar de forma inadequada ou mesmo sair de operação. Com a saída de operação, a segurança e a produção do equipamento podem ser afetadas (Melhorn *et al.*, 1998). Na Figura 1.1(a) é mostrada a ocorrência de um afundamento na tensão. A magnitude da forma de onda é reduzida para aproximadamente 60% em relação ao valor nominal e a sua duração é de aproximadamente 5 ciclos. Na Figura 1.1(b) é apresentado o valor de pico para a forma de onda de tensão da Figura 1.1(a).



(a) Forma de onda de tensão.

(b) Nível de afundamento em valor pico da tensão.

Figura 1.1 – Representação gráfica de um afundamento de tensão típico.

Pela Figura 1.1(b), observa-se que tanto o decaimento brusco, como a recuperação da tensão, perduram por um ciclo (Bollen, 2000).

Segundo Bollen (2000) os afundamentos de tensão estão caracterizados pela sua amplitude, duração e o salto de ângulo. A amplitude dos afundamentos de tensão pode ser determinada a partir do cálculo de curto-circuito, e sua duração a partir do tempo de atuação dos equipamentos dos sistemas de proteção. Através da IEEE 1159 (1995) que trata da monitoração dos fenômenos de qualidade da energia elétrica, o IEEE define afundamento de tensão como sendo a redução do valor eficaz da tensão para um valor entre 0,1 e 0,9 p.u., durante um período de tempo compreendido entre 0,5 ciclos e 60 segundos.

Para a estimativa da frequência de afundamento de tensão podem ser utilizados dois métodos: monitoramento da qualidade da energia elétrica, através de equipamentos de medição; ou por estimativas através de predição estocástica. A desvantagem do

monitoramento reside no fato que eventos de pouca reprodutibilidade impõem a necessidade de se coletar dados, por vários anos, para que se tenham estimativas confiáveis.

1.3.1. Causas dos afundamentos de tensão

Alguns estudos mostram que a grande maioria dos afundamentos é causada pela circulação da corrente de curto-circuito através das impedâncias de linhas de transmissão e transformadores, enquanto não ocorre a atuação dos equipamentos responsáveis pela proteção ou a completa eliminação do defeito, (Saraiva Filho, 2002).

Os afundamentos de tensão gerados por partidas de grandes motores podem ser controlados, e geralmente não são severos ao ponto de causar problemas nas cargas sensíveis. A maioria dos grandes motores parte de forma indireta, através de equipamentos próprios, como por exemplo, a partir das chaves *soft-starter*. Sendo assim, a partida de grandes motores é uma causa secundária dos afundamentos de tensão.

As faltas no sistema elétrico ocorrem principalmente pela falha no isolamento entre os condutores e suas estruturas de sustentação, que geralmente são aterradas, como postes e torres de transmissão. As faltas também podem ocorrer devido a descargas atmosféricas, defeitos em equipamentos, contato de animais ou árvores, queimadas próximo as redes elétricas, entre outras causas naturais. Quando ocorre um curto-circuito, o afundamento se inicia e continua presente até que a proteção atue, eliminando a falta do sistema. Por representarem a imensa maioria das situações de faltas no sistema de potência, esta Tese se concentra em avaliar os afundamentos de tensão que têm como motivo curto-circuito nas linhas de transmissão e distribuição.

1.3.2. Efeitos dos afundamentos de tensão

Os efeitos mais comuns são disfunções nos CLP ou nos microprocessadores de controle, causando interrupções de parte ou de todo o processo, atuação dos equipamentos de proteção dos AVV e o seu conseqüente desligamento, desenergização das bobinas de contactores e relés auxiliares, perda de programação dos microprocessadores, etc. Estas ocorrências podem resultar em prejuízos econômicos, perda de produtividade e redução da qualidade do produto.

Nos AVV, o impacto pode se manifestar de duas formas, ambas podendo levar ao desligamento do acionamento: a primeira quando o capacitor do barramento cc não

consegue manter uma tensão mínima necessária nos terminais do módulo inversor, durante o período de ocorrência do afundamento e, a segunda, quando é ultrapassada a pequena capacidade da eletrônica de controle de operar com níveis reduzidos de tensão.

1.4. Motivação

A motivação principal dos estudos de afundamentos de tensão são os problemas causados a uma grande variedade de equipamentos sensíveis ao fenômeno. Os prejuízos causados pelos afundamentos de tensão podem ser extremamente elevados, dependendo da sensibilidade dos equipamentos e dos processos afetados. Em decorrência do largo uso de equipamentos elétricos e eletrônicos, consumidores comerciais e industriais são fortemente afetados pelos distúrbios da qualidade da energia. Desse modo, a necessidade de se conhecer as características e a frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão, em vários pontos de um sistema elétrico, averiguando quais as regiões são mais suscetíveis a sua ocorrência se torna essencial.

O consumidor precisa ser mais bem orientado sobre a vulnerabilidade ao fenômeno de afundamento de tensão para evitar prejuízos nos equipamentos diminuindo assim, a preocupação com a compatibilidade entre equipamentos, novas tecnologias e a rede elétrica em que são conectados e mesmo quanto à qualidade e confiabilidade do sistema elétrico.

Os problemas de qualidade de energia no que tange aos afundamentos de tensão representam um custo para a indústria e o comércio. Para o caso de consumidores industriais, podem-se relacionar vários custos relacionados à perda da qualidade da energia (Silva, 1999), a saber:

- Custos para reiniciar a produção (mão-de-obra);
- Custo devido a danos causados a materiais;
- Custos devido a danos causados à planta industrial (equipamentos);
- Custo para o reprocessamento de materiais;
- Custos relacionados à operação de equipamentos de geração auxiliar;
- Multas devido a atrasos nas entregas do produto;
- Perda da qualidade do produto e insatisfação do cliente.

Estima-se que o tempo gasto para a retomada da produção após a ocorrência de um afundamento pode variar de 1 hora a 3 horas para eventos com durações inferiores a 300 ms. Por exemplo, para indústrias têxteis, com processos e sistemas acionados a

velocidade variável, um afundamento de 80% da tensão nominal e com duração de apenas 6 ciclos pode ser tão prejudicial quanto à perda de produtividade causada pela interrupção do fornecimento de energia por 2 horas (Canguçu, 2006). Assim, devem ser realizados, esforços no sentido de se conhecer e aplicar as alternativas mais adequadas para a eliminação ou minimização dos problemas e prejuízos resultantes das variações indesejadas nas tensões de alimentação. Cunha e Silva, (2004), avaliaram que os prejuízos no Brasil, em relação aos afundamentos de tensão, possam atingir a cifra de US\$ 2 bilhões por ano, o que constitui uma motivação a mais para o seu estudo.

1.5.Relevância

Hoje há uma necessidade clara de se estudar as características da energia entregue pela concessionária, fazer um levantamento da verdadeira sensibilidade dos equipamentos ao distúrbio em questão, bem como uma análise econômico-financeira das perdas causadas pelo afundamento de tensão. De posse das informações, as medidas de mitigação do problema podem ser definidas por parte da concessionária, por parte do consumidor e também por parte dos fabricantes de equipamentos eletro-eletrônicos.

O conhecimento dos efeitos das faltas, distribuídas ao longo do sistema em estudo, permite determinar a duração e amplitude dos afundamentos. Classificar os afundamentos permite avaliar o seu grau de severidade, sendo possível também determinar os locais prováveis das faltas presentes em sistemas de distribuição. Portanto, a identificação rápida e eficiente do local das faltas irá promover a melhoria dos índices de confiabilidade dos sistemas de energia.

A determinação dos trechos da rede que podem ser considerados críticos é fundamental para direcionar ou promover manutenção seletiva das redes. Ela também é essencial para selecionar regiões físicas mais adequadas às instalações de plantas industriais com cargas sensíveis.

No contexto atual, a proposição de uma metodologia de cálculo do afundamento de tensão e sua implementação computacional tem uma grande relevância para o trabalho de melhoria na QEE e diminuição das perdas causadas pelo distúrbio em questão, em fim, aumento da confiabilidade dos sistemas elétricos.

1.6. Objetivos

Neste trabalho busca-se desenvolver uma metodologia para avaliar o desempenho de sistemas de potência frente aos afundamentos de tensão, determinar meios de reduzir o número de incidência anuais deste distúrbio em cargas sensíveis, melhorar a coordenação da proteção para se reduzir a duração dos afundamentos, bem como identificar os locais de faltas prováveis que originam os afundamentos nas cargas. Para tanto, são empregados processos estocásticos, baseados nos procedimentos de *Monte Carlo*, para se estimar o índice de afundamentos anuais. A partir da estimação dos índices de afundamento foi desenvolvido um método para determinar quais são as linhas críticas que promoveram este distúrbio na carga sensível. Determinadas as linhas, o método realiza simulações de manutenção das linhas para se obter a redução dos índices anuais de afundamentos críticos. Juntamente ao método de determinação das linhas críticas é construído um método para melhoria da coordenação da proteção, de modo a diminuir os tempos de atuação da proteção, e assim, reduzir os índices de desligamento das cargas sensíveis. Além desses métodos é apresentada uma técnica para localização de faltas em sistemas elétricos, a qual irá utilizar as tabelas de densidades probabilísticas dos afundamentos gerados pelo método de localização das linhas críticas e indicar a zona provável de falta.

Para estimar os índices de afundamentos nas cargas sensíveis é apresentada a técnica de Estimação da Frequência de Desligamentos, que consiste no desenvolvimento de uma rotina alimentada pelos dados estatísticos, de impedância, de topologia e de proteção de um sistema elétrico real, no qual são simuladas faltas pelo processo estocástico de *Monte Carlo*.

Para a determinação dos locais do sistema mais suscetíveis a causarem afundamentos críticos na carga sensível é apresentado o Método de Determinação das Linhas Críticas (MDLC). No método, as linhas são localizadas pelas características de amplitude e duração dos afundamentos críticos. As simulações de manutenção destas linhas são realizadas pela redução da incidência de falta na linha crítica.

Visando diminuir os tempos de atuação da proteção, será apresentado o Método de Melhoria da Coordenação da Proteção (MMCP). O método inicialmente avalia os atuais ajustes da proteção aplicada a um sistema elétrico real. A partir disso são sugeridos novos ajustes para se reduzir o tempo entre as curvas características coordenadas dos relés de sobrecorrente, ou então, muda-se as características adotadas nos relés, de modo que se

mantenha a coordenação dentro do limite permitido por norma. Este método deve ser incorporado ao MDLC, para se reduzir índices de desligamento das cargas sensíveis.

Por fim é apresentado o Método de Localização de Falhas (MLF), o qual utiliza as tabelas de densidades probabilísticas dos afundamentos gerados pelo MDLC e valores de afundamentos detectados em pontos distintos do sistema elétrico, e assim, determinar as prováveis linhas que ocasionaram a falta ou indicar a zona de probabilidade de ocorrência da falta.

1.6.1. Contribuições do trabalho

As pesquisas desenvolvidas até o presente se detiveram em estudar os afundamentos de tensão com o objetivo de ponderar e classificar os índices de falta do sistema, bem como, delimitar as áreas que promovem afundamentos críticos atendendo apenas a classificação das amplitudes dos afundamentos.

A partir do contexto, como contribuição efetiva deste trabalho, foi desenvolvida toda uma metodologia capaz de determinar com maior exatidão as linhas do sistema mais suscetíveis a causar afundamentos críticos à carga sensível. Nas simulações as linhas foram modeladas considerando a probabilidade de falha diretamente proporcional aos seus comprimentos. Como também, na metodologia, as linhas críticas foram classificadas não somente pela faixa de amplitude do afundamento, mas também por sua faixa de duração que depende da proteção do sistema. Nas simulações, o sistema de proteção foi estudado exaustivamente para permitir a seletividade, bem como, sua melhoria para reduzir o tempo de atuação dos relés que possuem retaguarda para coordenação. Também os índices de probabilidades de faltas do sistema (monofásicos para a terra, bifásicos, etc.) foram identificados e levados em consideração para garantir uma representação mais próxima de uma situação real.

Ressalta-se que, a partir das linhas críticas identificadas, pôde-se realizar a simulação de manutenção de linhas. A manutenção foi simulada pela alteração dos índices de probabilidade de ocorrência de falta nas linhas. A influência da manutenção das linhas refletiu diretamente na redução do índice de afundamentos na carga sensível. Pela metodologia desenvolvida observou-se que os níveis de afundamentos residuais na carga sensível foram reduzidos de forma significativa, atingindo reduções de até 70% nos índices de afundamentos anuais na carga sensível, quando associado ao método de melhoria da coordenação.

Nos estudos realizados nesta Tese, verificou-se que as tabelas de densidades probabilísticas dos afundamentos, gerados pelo método das Linhas Críticas, permitem rastrear os locais de falta em sistemas de distribuição, tendo como parâmetro os dados de afundamentos fornecidos dos Locais de Carga Sensível. Esta proposta evidencia como contribuição um método para identificação dos locais de falta. Nos estudos são utilizados os dados de amplitude e duração dos afundamentos para classificação das zonas prováveis que originaram o distúrbio no sistema elétrico. O método se diferencia pelo uso dos dados do sistema de proteção que permitem caracterizar a duração dos afundamentos.

Como contribuição para o trabalho foram desenvolvidas rotinas computacionais capazes de:

- 1) Identificar as linhas críticas pela amplitude e duração dos afundamentos críticos nas cargas sensíveis do sistema.
- 2) Simular a manutenção efetiva das linhas críticas, a partir da redução da ocorrência das falta nestas linhas, para obter a redução de afundamentos críticos na carga sensível.
- 3) Reprogramar a temporização dos relés, promovendo a melhoria do sistema de proteção e reduzindo a frequência de desligamentos das cargas sensíveis.
- 4) Identificar os locais de falta em linhas de distribuição com o uso das tabelas de densidade de probabilidade da ocorrência dos afundamentos de tensão coletados nas barras do sistema elétrico.

Para o desenvolvimento deste trabalho, a Energisa Paraíba (EPB) gentilmente disponibilizou os dados e permitiu o acesso ao seu sistema. Nos estudos foram utilizados dados reais do sistema de transmissão, subtransmissão e distribuição, incluindo os ajustes e características de proteção nos três sistemas.

Campanhas de medição foram realizadas para se obter os níveis dos afundamentos de tensão reais, nos locais de carga sensível, para as ocorrências das faltas identificadas (local de ocorrência e registro da amplitude e duração) pela concessionária. Os resultados obtidos nas simulações foram validados pelas campanhas de medições em campo, caracterizando mais uma contribuição efetiva da pesquisa.

1.7. Organização do Trabalho

Com o intuito de obter os objetivos propostos, esta Tese está organizada conforme a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2 são mostrados alguns conceitos básicos sobre os afundamentos de tensão, com aplicações dos cálculos básicos e suas influências nos sistemas de potência;
- No Capítulo 3 são apresentada uma revisão bibliográfica dos principais métodos que envolvem o estudo sobre afundamentos aplicados aos sistemas elétricos de potência;
- No Capítulo 4 são apresentado, em detalhes, o método de cálculo para Estimação da Frequência de Desligamento da carga sensível devido aos afundamentos de tensão, desenvolvido em ambiente Matlab[®]. Também será apresentada uma técnica para melhorar a coordenação da proteção de modo a reduzir o tempo de duração dos afundamentos de tensão, melhorando o índice de desligamento das cargas sensíveis. Ainda nesse capítulo será apresentado o Método de Determinação das Linhas Críticas que tem como objetivo identificar as linhas mais suscetíveis a provocar os afundamentos das cargas sensíveis. A partir deste método é possível avaliar o comportamento dos afundamentos frente a uma manutenção de linhas mais eficiente.
- No Capítulo 5 são apresentado o método de localização de falta em linhas de distribuição, baseado nas tabelas de densidade de probabilidade de ocorrência dos afundamentos de tensão adquiridas de barras do sistema.
- No Capítulo 6 são apresentados estudos de caso, onde são feitas simulações computacionais baseadas nos dados de um sistema real. Ao final são mostrados resultados obtidos referente à frequência de desligamento de uma Carga Sensível, devido à ocorrência dos afundamentos de tensão, para os casos com e sem sondagem das linhas críticas, além de comparações com estudo de caso real.
- Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros extraídos desta Tese são apresentadas no Capítulo 7.

Capítulo 2

CONCEITOS BÁSICOS

Os conceitos básicos sobre os afundamentos de tensão em sistemas elétricos de potência são apresentados neste capítulo. Inicialmente são mostrados exemplos de como os afundamentos de tensão podem se propagar pelos sistemas radiais e não-radiais. Também são vistos as principais influências do tipo de conexão dos transformadores na propagação dos afundamentos de tensão no sistema elétrico. Por fim são apresentados os padrões normativos para as VTCD e as curvas de tolerância que podem caracterizar as cargas sensíveis presentes nos sistemas elétricos.

2.1. Origem de Afundamentos e Interrupções

Afundamentos e interrupções são geralmente causados por faltas no sistema elétrico. Considere um consumidor que é suprido pelo alimentador que contém o disjuntor 4, conforme mostrado no diagrama da Figura 2.1. Se ocorrer uma falta no alimentador 4, a mesma pode ser extinta pelo fusível lateral ou pelo disjuntor 4, dependendo da prática da concessionária. Ocorrendo a falta no alimentador 4, o consumidor irá experimentar um afundamento de tensão durante a falta seguida de uma interrupção devido à abertura, do disjuntor 4 ou do fusível, para a extinção da falta. Se a falta é temporária, uma operação de religamento do disjuntor deve ser bem sucedida. Isto geralmente requer 5 ou 6 ciclos para o disjuntor operar, tempo durante o qual ocorre o afundamento. O disjuntor permanece aberto tipicamente por um mínimo de 12 ciclos até 5 s, dependendo das práticas de religamento da concessionária. Equipamentos sensíveis certamente irão falhar durante esta interrupção (Bollen, 2000).

Um evento mais comum seria a ocorrência de uma falta em um dos alimentadores da subestação, ou seja, uma falta em um alimentador paralelo, ou uma falta em algum lugar no sistema de transmissão. Em qualquer um destes casos, o consumidor também irá experimentar um afundamento de tensão.

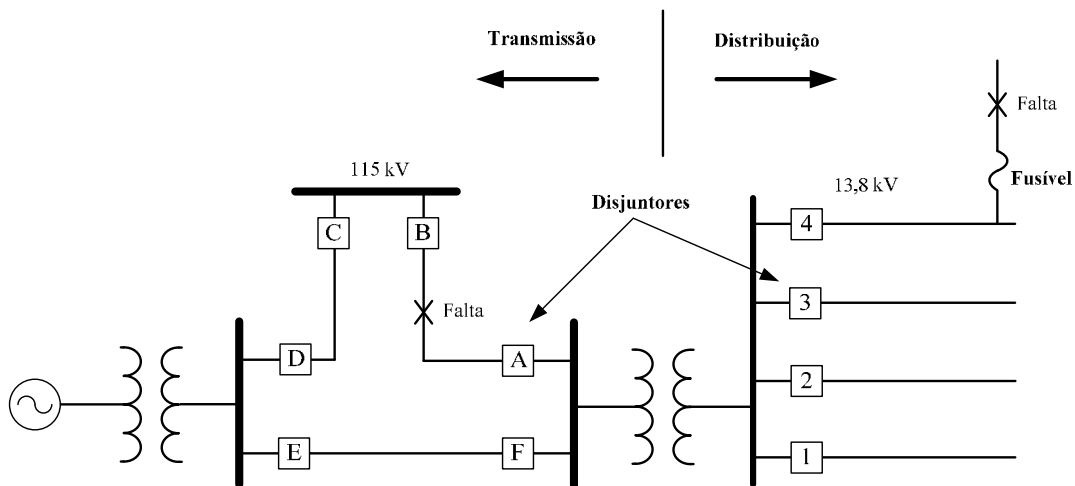


Figura 2.1 – Esquema de falhas localizadas na transmissão e distribuição.

Pode-se observar que para se extinguir a falta mostrada entre os disjuntores A e B no sistema de transmissão, ambos os disjuntores A e B devem operar. As faltas são extintas pelos disjuntores da transmissão em cerca de 5 ou 6 ciclos. Neste caso, existem duas linhas suprindo a subestação de distribuição e em somente uma ocorre a falta. Portanto, consumidores supridos pela subestação devem sentir os efeitos de um afundamento e não uma interrupção.

2.2. Efeitos Ocasionados Por Faltas

2.2.1. Sistemas radiais

Os números de 1 a 5 na Figura 2.2 indicam as localizações de faltas em um dado sistema de potência e as letras de A a D representam as cargas. Neste estudo ressalta-se que dependendo da ligação dos transformadores e da impedância da falta, o efeito da falta na transmissão, sub-transmissão e distribuição pode ser amenizado. A ocorrência de uma falta no sistema de transmissão (localização 1) irá causar um afundamento crítico para ambas as subestações interconectadas pela linha. Este afundamento é então transferido a todos os consumidores conectados as duas subestações. Como normalmente não há geração conectada em níveis mais baixos de tensão, um afundamento mais intenso é experimentado por todos os consumidores A, B, C e D. O afundamento experimentado por A é provavelmente o menos intenso, pois os geradores conectados a aquela subestação irão manter a tensão em um nível mais elevado. A ocorrência de uma falta em 2 não implicará em uma grande atenuação da tensão para o consumidor A. A impedância dos transformadores entre os sistemas de transmissão e subtransmissão são grandes o suficiente para limitar a queda de tensão no lado de alta do transformador (Bollen, 2000).

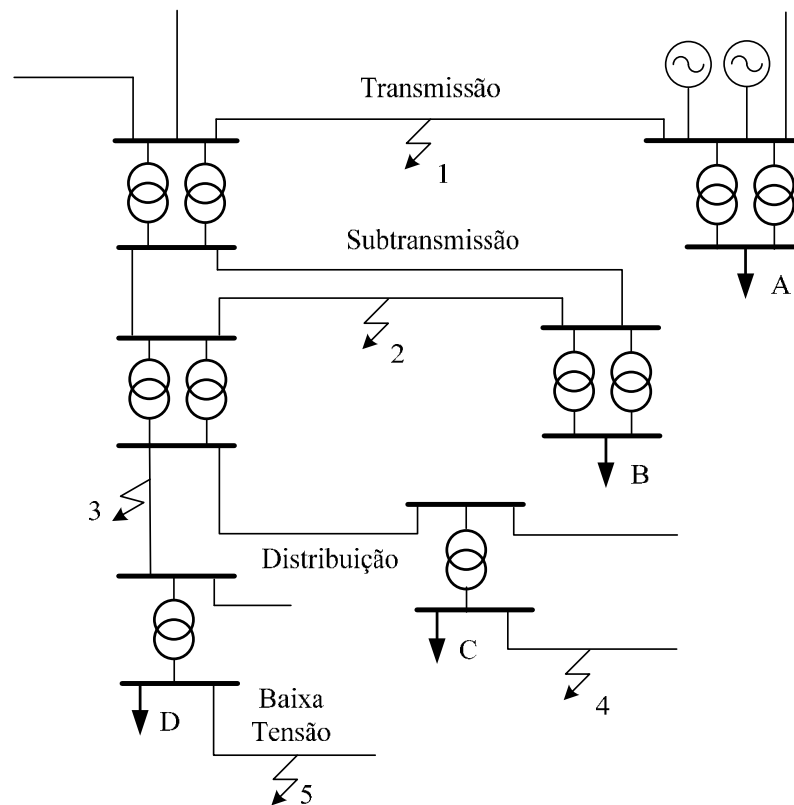


Figura 2.2 – Rede de distribuição com falhas localizadas.

No entanto, uma falta em 2 irá causar um afundamento mais intenso para ambas as subestações de subtransmissão e assim para todos os consumidores alimentados a partir delas (B, C e D).

A ocorrência de uma falta em 3 irá ocasionar um intenso afundamento de tensão para o consumidor D, seguido de uma interrupção de curta ou longa duração quando a proteção extingue a falta. O consumidor C irá experimentar também uma grande atenuação na tensão. O consumidor B irá experimentar um afundamento suave novamente devido às impedâncias do transformador. O consumidor A provavelmente não irá perceber esta falta. Uma falta localizada em 4 irá provocar um afundamento intenso para o consumidor C e um mais suave para o consumidor D. Finalmente, uma falta em 5 resultará em um afundamento intenso para o consumidor D e um suave para o consumidor C. Os consumidores A e B não são influenciados pelas falhas em 4 e 5.

Um modelo divisor de tensão como mostrado na Figura 2.3 pode ser utilizado para ponderar a magnitude do afundamento em sistemas radiais. Este modelo é simplificado principalmente para sistemas de transmissão, mas é bastante útil para mostrar algumas das propriedades dos afundamentos. Na figura 2.3 podem ser observadas duas impedâncias: Z_S

é a impedância da fonte no ponto de acoplamento comum; e Z_F é a impedância entre o ponto de acoplamento comum e a falta.

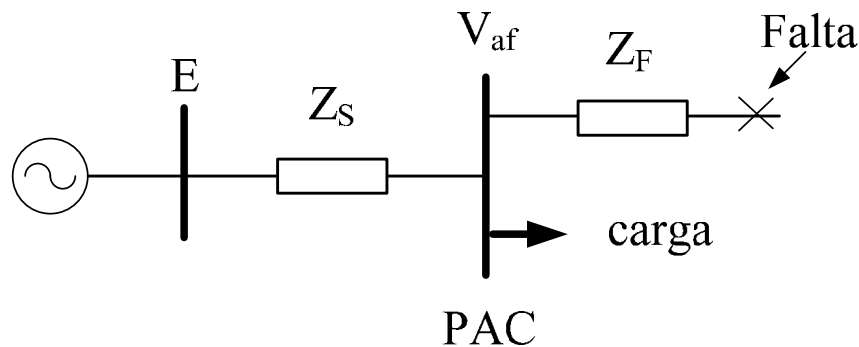


Figura 2.3 – Modelo divisor de tensão para um afundamento de tensão equilibrado.

O ponto de acoplamento comum é o ponto a partir do qual a falta e a carga são alimentadas. Neste texto, frequentemente a palavra “Ponto de Acoplamento Comum” é abreviada como PAC. No modelo do divisor de tensão, a corrente de carga antes e durante a falta será desprezada. A tensão no PAC e, portanto, a tensão nos terminais do equipamento é dada por:

$$V_{af} = \frac{Z_F}{Z_S + Z_F} \cdot E. \quad (2.1)$$

Qualquer impedância de falta deve ser incluída na impedância Z_F do alimentador. Pode-se observar que o afundamento torna-se mais intenso para faltas que ocorrem mais próximo do consumidor (Z_F menor) e para sistemas com um maior valor de Z_S . Embora um modelo monofásico seja utilizado na representação, a Equação (2.1) é aplicada em faltas trifásicas.

A análise de curto-circuito foi apresentada em detalhes nas pesquisas e nos trabalhos apresentados por, Martinez e Martin-Arnedo (2006), Bollen (2003) e Gross (1995).

2.3. Influências das Conexões dos Transformadores de Potência

Os afundamentos de tensão ao se propagarem pela rede elétrica terão suas características modificadas, devido à impedância entre a origem da falta. Uma atenção especial deve ser dada aos diferentes tipos de conexões dos enrolamentos dos transformadores que se encontram entre a origem da falta.

Bollen (2000) classifica os transformadores em três tipos quanto à propagação dos afundamentos de tensão, ou seja:

Tipo 1: Transformadores que não modificam as características dos afundamentos de tensão. Somente o transformador YNyn (estrela-estrela solidamente aterrado em ambos os enrolamentos) é considerado.

Tipo 2: Transformadores que removem a tensão de sequência zero. Este tipo de transformador bloqueia o fluxo da corrente de sequência zero. Fazem parte deste tipo os transformadores YNyo, YOyn, YOyo, Dd e Dz.

Tipo 3: Transformadores que além de removerem a tensão de sequência zero, introduz um defasamento angular entre as tensões primária e secundária. Fazem parte deste tipo, os transformadores Dyn, YNd, Yz.

2.3.1. Circuitos de sequência equivalente para os diferentes tipos de transformadores

Os circuitos de sequência positiva, negativa e zero, para os três tipos de transformadores descritos acima, são mostrados na Figura 2.4.

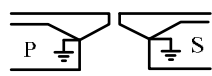
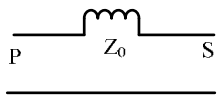
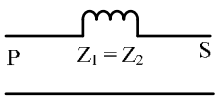
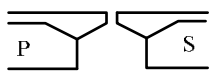
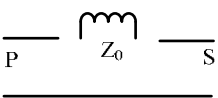
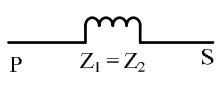

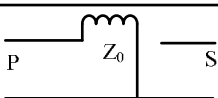
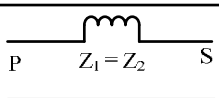
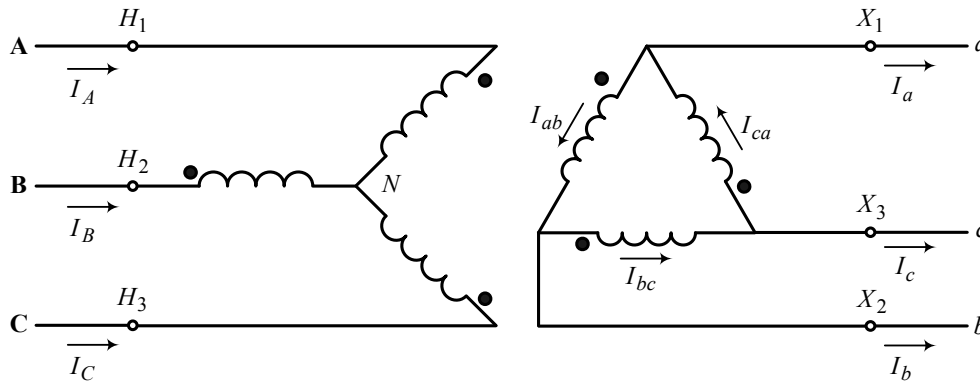
Tipo de Conexão	Circuito Equivalente de Seq. zero	Circuito Equivalente de Seq. + e -
Tipo 1 		
Tipo 2 		
Tipo 3 		

Figura 2.4 – Circuitos equivalentes de sequência positiva (+), negativa (-) e zero para os tipos de conexão 1, 2 e 3.

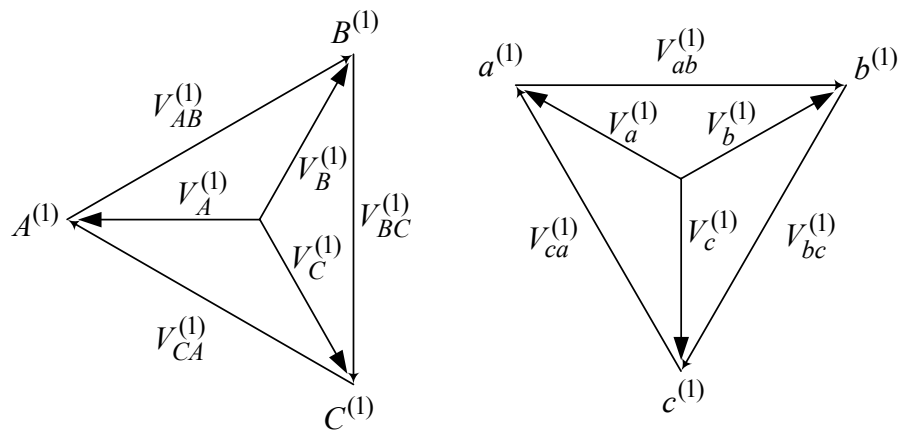
2.3.2. Defasagem imposta pelos transformadores do Tipo 3

Para os transformadores Yd, o grau do defasamento depende da maneira de como as fases estão orientadas, podendo ser de $\pm 30^\circ$, $\pm 90^\circ$ ou $\pm 150^\circ$.

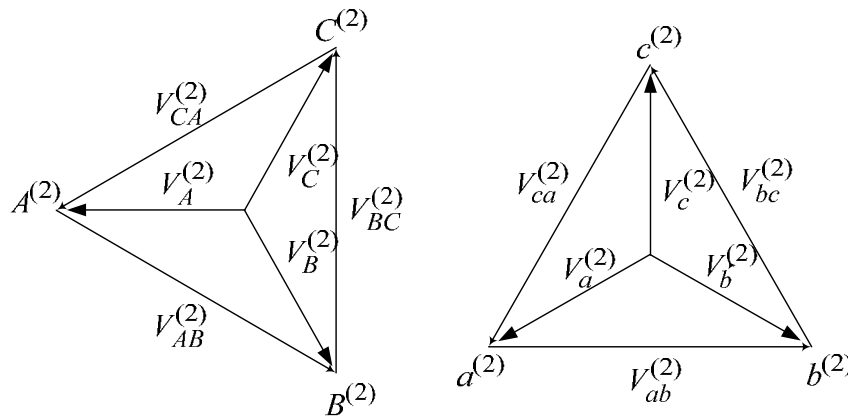
A Norma *ANSI* adota um defasamento de $\pm 30^\circ$, ou seja, no sistema em p.u. a tensão fase-terra no lado de alta tensão está defasada de 30° em relação à tensão fase-terra no lado de baixa tensão. O defasamento para o circuito de sequência negativa é o mesmo em relação ao circuito de sequência positiva, sendo de direção oposta, ou seja, a tensão fase-terra no lado de alta tensão está defasada de -30° em relação à tensão fase-terra no lado de baixa. Na Figura 2.5 é mostrado o circuito do transformador Yd e os diagramas fasoriais para as componentes de sequência positiva e negativa.



(a) Diagrama da ligação elétrica



(b) Componentes de sequência positiva



(c) Componentes de sequência negativa

Figura 2.5 – Diagrama da ligação elétrica e dos fasores de tensão para um transformador trifásico conectado em Y- Δ (Yd) onde Y é o lado de alta-tensão.

A partir da Figura 2.5, tem-se algebricamente em p.u.:

$$\text{Fase A: } \begin{cases} V_A^{(1)} = 1 \angle 0^\circ \\ V_a^{(1)} = 1 \angle -30^\circ \end{cases} \text{ e } \begin{cases} V_A^{(2)} = 1 \angle 0^\circ \\ V_a^{(2)} = 1 \angle 30^\circ \end{cases}$$

$$\text{Fase B: } \begin{cases} V_B^{(1)} = 1 \angle 240^\circ \\ V_b^{(1)} = 1 \angle 210^\circ \end{cases} \text{ e } \begin{cases} V_B^{(2)} = 1 \angle 120^\circ \\ V_b^{(2)} = 1 \angle 150^\circ \end{cases}$$

$$\text{Fase C: } \begin{cases} V_C^{(1)} = 1 \angle 120^\circ \\ V_c^{(1)} = 1 \angle 90^\circ \end{cases} \text{ e } \begin{cases} V_C^{(2)} = 1 \angle 240^\circ \\ V_c^{(2)} = 1 \angle 270^\circ \end{cases}$$

2.3.3. Efeito da propagação nos 3 tipos de transformadores

Na Figura 2.6 é mostrada a propagação do afundamento de tensão em pu, causado por uma falta fase-terra, sobre cada tipo de transformador (Aung e Milanovic, 2006b).

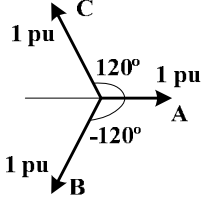
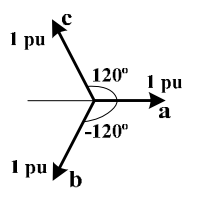
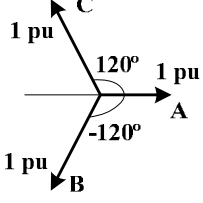
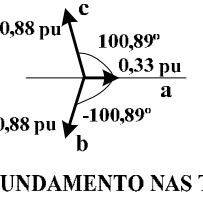
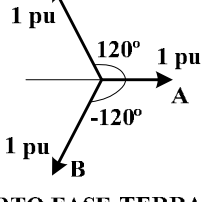
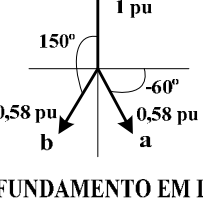
AFUNDAMENTO CAUSADO POR	TIPO DE CONEXÃO	PROPAGAÇÃO DO AFUNDAMENTO
 <p>1 pu 120° 1 pu -120° 1 pu CURTO FASE-TERRA</p>	Tipo 1 YNyn	 <p>1 pu 120° 1 pu -120° 1 pu AFUNDAMENTO IDÊNTICO</p>
 <p>1 pu 120° 1 pu -120° 1 pu CURTO FASE-TERRA</p>	Tipo 2 Dy	 <p>0,88 pu 100,89° 0,33 pu -100,89° 0,88 pu AFUNDAMENTO NAS TRÊS FASES</p>
 <p>1 pu 120° 1 pu -120° 1 pu CURTO FASE-TERRA</p>	Tipo 3 Dyn	 <p>1 pu 150° 0,58 pu -60° 0,58 pu AFUNDAMENTO EM DUAS FASES</p>

Figura 2.6 – Propagação do afundamento de tensão causado por uma falta fase-terra através para cada tipo de transformador.

Observa-se na Figura 2.6 que, para o transformador Tipo 1, o afundamento não sofreu influência, mantendo-se suas características (amplitude e ângulo de fase), pois este

tipo de transformador não bloqueia nenhuma passagem de componente de sequência e nem provoca um defasamento angular. No transformador Tipo 2, verifica-se que caso ocorra perda completa de uma das fases e se mantenha as tensões nas outras duas fases no lado primário, não haverá interrupção completa em nenhuma das fases do secundário. O transformador Tipo 3 é o que provoca a maior influência quando há afundamento em seu lado primário, pois neste caso ocorre o bloqueio da passagem da corrente de sequência zero (a qual fica retida no delta), causando assim uma defasagem angular em todas as fases do secundário.

2.4. Normas Existentes para as VTCD

As normas existentes podem ser classificadas em Normas Aplicáveis aos Sistemas das Concessionárias e Normas Aplicáveis aos Sistemas dos Consumidores. Dentre as normas que se aplicam aos sistemas das concessionárias, destaca-se o guia IEEE 1346, que propõe uma metodologia para as análises dos distúrbios. Este guia apresenta os critérios para as recomendações IEEE Std. 493, IEEE Std 1159 e IEEE Std 446.

A seguir são comentadas as recomendações brasileira, americana e europeia, respectivamente.

2.4.1. PRODIST - ANEEL - Recomendação brasileira

A referência brasileira oficialmente aprovada pela ANEEL no que se refere à qualidade de energia elétrica é o módulo 8, mais especificamente na seção 7, que trata das variações momentâneas de tensão de curta duração.

O módulo 8 foi constituído de modo a ser aplicado as unidades consumidoras com instalações conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição, porém o mesmo é um indicativo de como pode vir a ser aplicado aos Procedimentos de Distribuição (Prodist), que são os requisitos técnicos relacionados à qualidade de energia aplicadas às redes de distribuição das concessionárias de energia elétrica brasileiras.

A denominação de VTCD engloba distúrbios de interrupção, elevação e afundamentos de tensão com duração compreendida entre 1 ciclo de 60 Hz a 1 minuto. A Tabela 2.1 apresenta as denominações para VTCD e suas respectivas faixas de magnitude e duração, onde a letra “c” representa a duração em ciclos e a letra “s” representa a duração em segundos.

Tabela 2.1 - Classificação das VTCDs, segundo a ANEEL (PRODIST, 2007).

Classificação		Amplitude (a)	Duração (d)
Momentâneo	Elevação	$a > 1,1 \text{ pu}$	$1 \text{ c} \leq d \leq 3 \text{ s}$
	Afundamento	$0,1 \text{ pu} \leq a < 0,9 \text{ pu}$	
	Interrupção	$a < 0,1 \text{ pu}$	$d \leq 3 \text{ s}$
Temporário	Elevação	$a > 1,1 \text{ pu}$	$3 \text{ s} < d \leq 60 \text{ s}$
	Afundamento	$0,1 \text{ pu} \leq a < 0,9 \text{ pu}$	
	Interrupção	$a < 0,1 \text{ pu}$	

2.4.2. IEEE 1159 - Recomendação americana

A recomendação IEEE 1159 (1995) classifica os eventos de curta duração quanto à magnitude como sendo: elevação, afundamento ou interrupção; e quanto à duração como sendo: instantâneo, momentâneo ou temporário, conforme ilustra a Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Classificação das VTCDs, segundo IEEE 1159.

Classificação		Amplitude (a)	Duração (d)
Instantâneo	Elevação	$1,1 \text{ pu} < a \leq 1,8 \text{ pu}$	$0,5 \text{ c} \leq d \leq 30 \text{ c}$
	Afundamento	$0,1 \text{ pu} \leq a < 0,9 \text{ pu}$	
Momentâneo	Elevação	$1,1 \text{ pu} < a \leq 1,4 \text{ pu}$	$30 \text{ c} \leq d \leq 3 \text{ s}$
	Afundamento	$0,1 \text{ pu} \leq a < 0,9 \text{ pu}$	
	Interrupção	$a < 0,1 \text{ pu}$	
Temporário	Elevação	$1,1 \text{ pu} < a \leq 1,2 \text{ pu}$	$3 \text{ s} < d \leq 60 \text{ s}$
	Afundamento	$0,1 \text{ pu} \leq a < 0,9 \text{ pu}$	
	Interrupção	$a < 0,1 \text{ pu}$	

As durações das três categorias da recomendação IEEE 1159 estão intencionalmente correlacionadas com o tempo de atuação da proteção e a divisão das durações recomendadas por organismos técnicos internacionais, como a UIE-DWG-2-92-D (1993). O intervalo de tempo de 30 ciclos está relacionado ao tempo de atuação dos religadores para limitar curtos-circuitos não permanentes. Já o intervalo de tempo compreendido entre 30 ciclos e 3 segundos, está associado tipicamente ao tempo de eliminação do efeito da falta em todos os barramentos (Ferreira, 2002).

2.4.3. EN 50160 - Recomendação européia

Em relação às VTCD, a recomendação CENELEC EN 50160 (1999) faz a classificação para afundamentos e interrupções. As elevações de tensão não são levadas em consideração, limitando-se a definir os eventos como sobretensão transitórias e sobretensão temporária, não especificando faixas de magnitude e duração. A Tabela 2.3 apresenta a classificação dos eventos.

Tabela 2.3 – Classificação das VTCDs, segundo CENELEC.

Classificação	Amplitude (a)	Duração (d)
Afundamento	$0,01 \text{ pu} \leq a \leq 0,9 \text{ pu}$	$0,5 \text{ s} \leq d \leq 60 \text{ s}$
Interrupção de Curta Duração	$a < 0,01 \text{ pu}$	$0,5 \text{ s} \leq d \leq 3 \text{ min.}$
Interrupção de Longa Duração	$a < 0,01 \text{ pu}$	$d > 3 \text{ min.}$
Sobretensão Transitória	$a > 1,1 \text{ pu}$	Não definido
Sobretensão Temporária	$a > 1,1 \text{ pu}$	Não definido

2.5. Curvas de Tolerância

Equipamentos eletroeletrônicos apresentam diferentes sensibilidades aos afundamentos de tensão. Para caracterizar o impacto que um determinado afundamento de tensão poderá exercer sobre os equipamentos sensíveis são levantadas curvas de tolerância ou aceitabilidade por classes de cargas (Thallam e Heydt, 2000). Uma vez conhecidas as curvas de tolerância, elas podem ser utilizadas para identificar os locais onde ocorre maior exposição das cargas a esse tipo de distúrbio e, portanto, tem maior chance de causar interferência em processos produtivos. Esta informação pode ser utilizada, adicionalmente às características de amplitude e duração do distúrbio, para avaliar o desempenho do sistema elétrico, em função da vulnerabilidade de uma carga específica. Pensando nisso, diversas curvas foram desenvolvidas com o intuito de descrever as tolerâncias dos equipamentos sensíveis. Portanto, a tensão que supre os equipamentos deve estar dentro dos limites definidos pelas curvas, a fim de evitar o mau funcionamento ou danos desses equipamentos. As curvas de tolerância mundialmente adotadas CBEMA, ITIC e SEMI F47 definem, cada uma com um significado diferente, a suscetibilidade dos equipamentos e eletroeletrônicos mediante as variações de tensão.

2.5.1. Características dos equipamentos sensíveis

Como efeito dos afundamentos de tensão tem-se, principalmente, a má operação de equipamentos eletrônicos, em especial os baseados em microprocessadores, que tem sido alvo de preocupações dos órgãos de pesquisa em qualidade da energia como IEEE, ANSI, IEC e ITIC. Entretanto, determinar os níveis de sensibilidade de tais equipamentos torna-se uma tarefa difícil, devido ao grande número de medições necessárias para a coleta de dados, e ainda, as dificuldades de se ter equipamentos de medição em condições reais de campo.

As curvas de tolerância apresentadas a seguir foram determinadas a partir de estudos de casos realizados pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*), com exceção daqueles referentes a computadores, os quais foram estabelecidos pela ANSI (*American National Standards Institute*) e IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) - (Projeto SIDAQEE).

2.5.2. Curva de tolerância CBEMA

A curva mostrada na Figura 2.7 é a curva de tolerância de computadores a eventos, conhecida como curva CBEMA (*Computer Business Equipment Manufacturers Association*), que foi desenvolvida para descrever a tolerância típica de diferentes computadores a variações de tensão tanto em magnitude quanto em duração do distúrbio.

Dentro dos limites da região de tolerância é esperado que um computador opere de forma segura e caso o evento viole os limites dessa região poderá haver mau funcionamento ou danos ao equipamento.

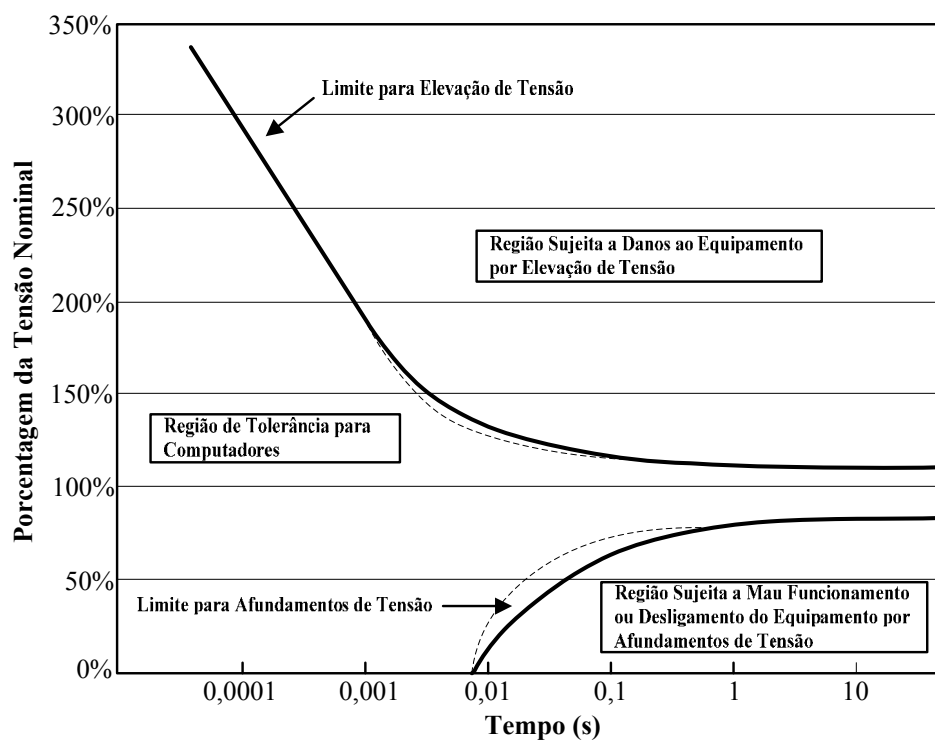


Figura 2.7 – Tolerâncias típicas de tensão para computadores (curva CBEMA).

Na região que não causa danos, as tensões aplicadas são menores do que um limite inferior ao do regime permanente. Não se espera que os equipamentos eletrônicos funcionem normalmente nesta região, mas nenhum dano deve acontecer ao equipamento. Na outra região, as elevações de tensão excedem o limite da curva. Algum dano é esperado para o equipamento se ele é submetido a tensões com estas características.

2.5.3. Curva de tolerância ITIC

A curva CBEMA já sofreu modificações ao longo do tempo. Atualmente substituída pela curva ITIC (*Information Technology Industry Council*), conforme ilustra a Figura 2.8, que engloba os Equipamentos de Tecnologia de Informação (ITE - *Information Technology Equipment*). Cabe ressaltar que as curvas ITIC não são uma especificação para projeto de equipamentos, mas apenas que descreve o comportamento típico, da maioria dos equipamentos do tipo ITE, face à tensão de entrada. Há um consenso na indústria de transmissão e distribuição de energia elétrica de utilizar a curva ITIC como referência aos distúrbios de tensão.

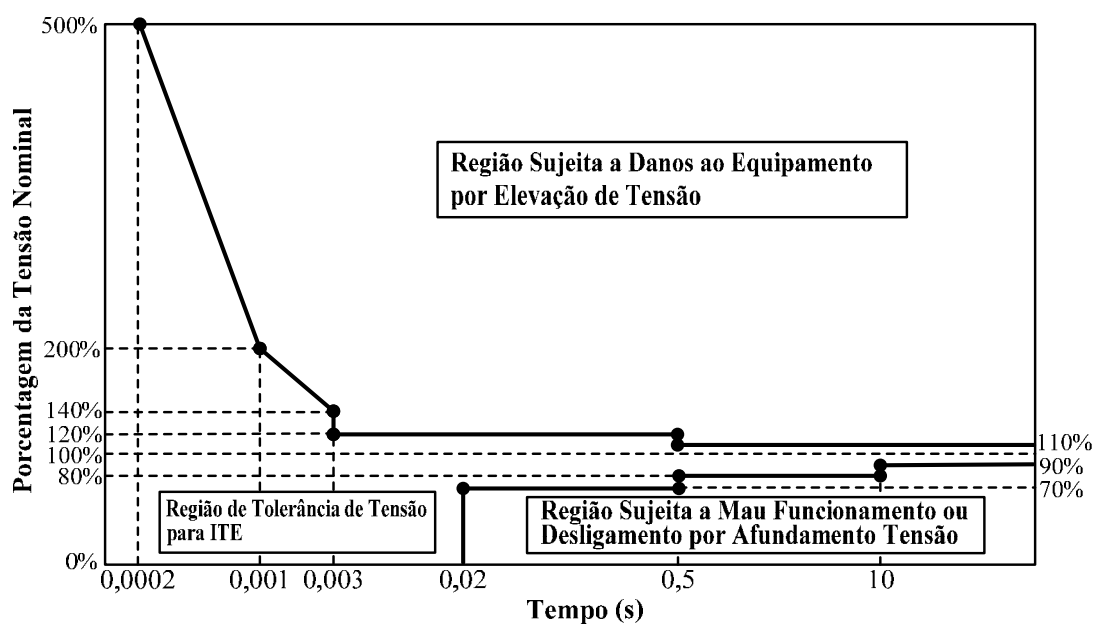


Figura 2.8 – Curva de tolerância ITIC.

As curvas ITIC e CBEMA podem levar a falsas conclusões sobre o impacto do evento em um determinado equipamento, se forem usadas para avaliar a severidade de eventos em equipamentos que não sejam os de tecnologia de informação e computadores, respectivamente; pois estas curvas não se aplicam a todos os tipos de cargas sensíveis. Isto vale particularmente para cargas que são sensíveis ao valor de pico de tensão e não ao valor eficaz, como por exemplo, equipamentos de corrente contínua alimentadas por pontes retificadoras.

2.5.4. Curva de tolerância SEMI F47

O limite de tolerância da curva SEMI F47, desenvolvido e apresentado pelo *Semiconductor Equipment and Materials Institute* (SEMI), abrange apenas os distúrbios de afundamento de tensão, não contemplando as elevações de tensão (Figura 2.9). Este padrão é aplicado a equipamentos e processos ligados a fabricantes de dispositivos semicondutores para verificar imunidade a afundamentos de tensão.

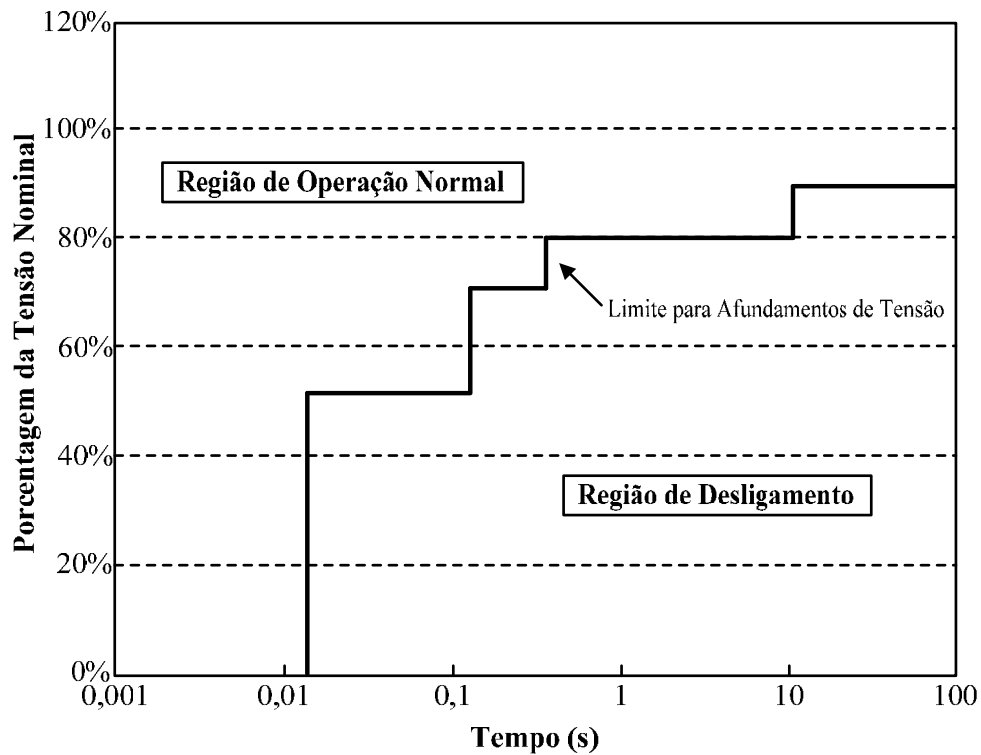


Figura 2.9 – Curva de tolerância SEMI F47.

No próximo capítulo será apresentada uma revisão dos principais estudos sobre afundamentos em cargas sensíveis. A partir das informações será possível averiguar quais os procedimentos necessários para o desenvolvimento da metodologia a ser adotada nesta Tese.

Capítulo 3

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será apresentada uma revisão bibliográfica com os principais métodos que envolvem o estudo sobre afundamentos aplicados aos sistemas elétricos de potência.

3.1. Causas de Afundamentos de Tensão e Interrupções

Entre os diversos distúrbios nos sistemas elétricos, o afundamento de tensão tem importância devido aos danos que pode causar. Do ponto de vista do consumidor, podem resultar em parada de processo, com prejuízos em termos de produção, perda de material, perda na qualidade do produto, danos aos equipamentos e outras perdas não mensuráveis. Do ponto de vista da empresa fornecedora de energia, o afundamento de tensão pode levar a uma interrupção de curta e/ou longa duração resultando na diminuição de receita na venda de energia, degradação dos índices de confiabilidade estabelecidos pela ANEEL, insatisfação do consumidor e aumento de disputas legais entre cliente e fornecedor. Desta forma a ANEEL estabelece os índices de Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor em horas e centésimos de horas (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor em número de interrupções (FEC), quanto ao conjunto de unidades consumidoras atendidas. Os afundamentos de tensão implicam de forma direta nestes índices e quanto menor for os níveis de DEC e FEC, maior a confiabilidade do sistema elétrico.

Interrupções momentâneas, ou seja, com amplitudes inferiores a 0,1 pu (tipicamente não mais do que 2 a 5 segundos) causam uma perda completa de tensão e são resultantes de afundamentos extremamente severos próximos aos locais da falta ou ao uso de sistemas radiais adotados pelas concessionárias. Interrupções sustentadas, com duração maior que 1 min, são geralmente devido às faltas permanentes.

Um afundamento de tensão é tão danoso para a indústria quanto uma interrupção. Mas como a ocorrência de afundamentos é mais frequente do que as interrupções, o dano

total devido aos afundamentos é estimado como sendo maior. Como o afundamento nos terminais do equipamento pode ter sido originado devido às faltas ocorridas a centenas de quilômetros de distância no sistema de transmissão, o afundamento é considerado um problema mais “global” do que uma interrupção (Bollen, 2000).

3.2. Métodos de Análise dos Afundamentos de Tensão

Vários resultados de pesquisas sobre caracterização dos afundamentos de tensão em sistemas de potência utilizando a predição estocástica foram publicados na comunidade científica. A seguir são apresentados alguns dos trabalhos mais importantes que envolvem o tema proposto.

Os primeiros relatos sobre a avaliação estocástica dos afundamentos de tensão, baseados em magnitude e duração, foram relatados basicamente a partir dos anos 90. Antes disso os afundamentos de tensão era um termo desconhecido e programas de monitoramento eram poucos. Os primeiros estudos, antes da década de 90, sobre os afundamentos de tensão em equipamentos, se limitavam a experimentos com motores elétricos, que não abrange o escopo das cargas sensíveis atuais, sendo em sua maioria baseadas em microprocessadores.

Conrad *et al.* (1991) foram os pioneiros a desenvolver um estudo sobre a avaliação estocástica dos afundamentos de tensão. Devido a sua importância, este trabalho passou a compor o Capítulo 9 do *Gold Book* (IEEE Std 493, 1997). Os autores elevaram a importância de afundamentos originados por faltas e combinaram análise de tolerância às ferramentas para predizer as características importantes deste tipo de perturbação da tensão. A magnitude dos afundamentos é estimada simulando uma falta, a frequência de afundamentos é encontrada considerando a probabilidade de falta das linhas e dos barramentos e a duração é determinada por valores típicos de tempo de atuação da proteção. Os autores também consideraram o efeito dos afundamentos devido à conexão Δ -Y dos transformadores potência.

McGranaghan *et al.*, em 1991, apresentaram um trabalho que segue a mesma tendência mostrada nas publicações anteriores apresentadas: combinando a taxa de falta e a resposta de falta da rede por uma avaliação de estocástica dos afundamentos de tensão. No trabalho um novo conceito é introduzido, a área de vulnerabilidade que relaciona a sensibilidade da carga e a áreas mais propícias onde as faltas podem causar afundamentos severos.

Bollen (1993 a,b) analisou os efeitos dos afundamentos de tensão por critérios de confiança em parques industriais. Para isso, foi adotado o método de *Monte Carlo* em sua simulação, para se obter o grau de confiança do parque industrial, adotaram-se interrupções com períodos curtos e longos para a propagação dos afundamentos de tensão. O mesmo autor (Bollen, 1995) propõe um divisor de tensão simples para predição da magnitude de afundamentos em alimentadores radiais. Em seu trabalho foi introduzido o conceito de “distância crítica” para identificar o comprimento do alimentador exposto as faltas que podem causar afundamentos severos à carga sensível. Bollen (1995) aplica o modelo de divisor de tensão para a subtransmissão em anel e introduz o conceito de “salto de ângulo crítico” para o referido salto de ângulo de fase que pode danificar a carga sensível. Este ângulo é a diferença entre ângulo de fase da tensão resultante na carga com respeito ao ângulo de fase da tensão pré-falta.

Koval e Hughes (1996) realizaram um estudo para determinar a frequência de afundamentos em regiões comerciais e industriais no Canadá. Na análise, adotou-se que as amplitudes dos afundamentos seriam de 90% da tensão nominal. Em suas conclusões, verificou-se que a maioria dos afundamentos detectados teve origem do parque industrial.

Um estudo comparativo do método de distâncias críticas e posições de falta foram apresentados para faltas equilibradas e foi aplicado por Qader (1999) para determinar o número provável de afundamentos de um barramento em um grande sistema de transmissão. No seu trabalho são apresentados gráficos que ilustram os resultados da estimação estocástica. A área crítica (ou área de vulnerabilidade) é a área onde faltas causarão afundamentos mais severos para um determinado valor por ele estabelecido.

A proposta de Fonseca (1999) engloba a estimativa da quantidade, amplitude e duração dos afundamentos de tensão que atingem uma determinada carga através de um método estocástico, associado a um programa computacional de cálculo de curto-circuito e um sistema gerenciador de banco de dados. A aplicação do método proposto não foi realizada em um programa único para a análise e cálculo do afundamento de tensão, na qual tornaria mais simples e eficiente o uso do aplicativo desenvolvido. Para a determinação da duração do afundamento de tensão foi utilizado o tempo típico de atuação do equipamento de proteção mais utilizado em cada linha do sistema elétrico. Não foram consideradas as curvas características dos equipamentos de proteção, na qual tomaria a caracterização do sistema de proteção mais precisa.

Uma alternativa aproximada para se avaliar o desempenho dos afundamentos em sistemas elétricos, pode ser apresentada por meio de simulações computacionais. Neste contexto, observam-se dois métodos que são geralmente usados: o método de posições de falta e o método de distâncias críticas (Bollen, 2000). O método de posições de falta determina a magnitude do afundamento de tensão e a duração da falta aplicada à carga sensível em muitos locais no sistema.

Um método baseado na matriz de impedância foi aplicado por Lim e Strbac, em 2002, para calcular as magnitudes dos afundamentos de tensão em todas as barras do sistema. Os autores também descreveram a ocorrência dos afundamentos de tensão na forma de uma função de densidade de probabilidade de ocorrência. Porém, foram consideradas apenas faltas trifásicas e a durações das faltas não foram adotadas no estudo.

O método de distâncias críticas foi aplicado a sistemas radiais e uma tabela de densidade de probabilidade de afundamentos foi determinada por Wang *et al.*, em 2005. Em seu trabalho foi discutido a possibilidade de incorporar outros fatores que podem influenciar o comportamento da carga e por quais tipos de falta do sistema.

No trabalho de Thasananutariya e Chatratana, em 2005, a área de vulnerabilidade para determinada magnitude de afundamento foi calculada usando o método das posições de falta. O número esperado de ocorrência de afundamentos se baseava no produto desta área e o número esperado de faltas/km/ano para o sistema.

Tradicionalmente, as faltas são uniformemente distribuídas ao longo das linhas de transmissão no método de posições de falta. Outras distribuições, como a distribuição normal ou a distribuição exponencial, estão sendo adotadas e trazem resultados significantes para avaliação dos afundamentos do sistema (Milanovic *et al.* 2005).

Faried *et al.*, em 2005, utilizaram um método de predição estocástica para determinar a máxima amplitude dos afundamentos de tensão nos sistemas de transmissão. Foram analisados através de simulações em sistemas de transmissão, que as barras do sistema elétrico com geradores experimentam afundamentos menos severos comparados com as barras de cargas. Foram consideradas as faltas como causas dos afundamentos de tensão. Para as simulações das faltas foram utilizados a função de distribuição uniforme para determinar o tipo de falta e a localização da falta, e a função de distribuição normal para determinar a impedância de falta.

O trabalho de Martinez *et al.* (2003, 2004, 2006) apresenta uma metodologia para a predição das características dos afundamentos de tensão causados por faltas na rede de

distribuição e para o cálculo subsequente dos índices de afundamentos. Os cálculos são baseados no procedimento de *Monte Carlo*, desenvolvido e implementado pelos autores em programas do tipo ATP/EMTP a partir da modelagem prévia do sistema elétrico. A capacidade de análise inicialmente implementada, no procedimento original, foi expandida com o objetivo de analisar a influência que os equipamentos de proteção e sua coordenação podem ter no número e nas características dos afundamentos de tensão. A curva ITIC foi usada para contar o número de afundamentos críticos em uma simulação com 1000 faltas consecutivas. Uma das conclusões principais neste estudo foi que a melhoria na coordenação dos equipamentos de proteção poderia reduzir o número de afundamentos críticos.

Aung e Milanovic (2006a) apresentaram um método de predição estocástica para caracterizar os afundamentos de tensão (amplitude e duração) levando em consideração a probabilidade de falhas no sistema de proteção. No estudo realizado foi comparada a situação considerando a possibilidade de falhas no sistema de proteção principal e a situação sem a possibilidade de falhas. Concluíram que erros de predição estocástica ocorrem na caracterização dos afundamentos de tensão quando se negligencia as possíveis ocorrências de falhas no sistema de proteção principal.

Estudo dos efeitos de incerteza quanto à característica de sensibilidade de equipamentos foram estudados por Gupta e Milanovic, em 2006. Os autores utilizaram diferentes níveis de tolerância para os afundamentos de tensão, de forma a atender as características de diferentes tipos de carga sensível. O estudo foi executado em um sistema de potência genérico.

Park e Jang, em 2007, apresentaram um método eficiente para determinar as áreas de vulnerabilidade devido às faltas balanceadas e desbalanceadas em grandes sistemas. A área de vulnerabilidade é determinada para estimar a frequência de ocorrências de afundamentos de tensão em uma carga sensível. Foram consideradas curvas de tolerância específica de grupo de cargas e realizada a interseção destas curvas para a análise da sensibilidade de uma carga industrial como um todo.

3.3. Área de Vulnerabilidade

O conceito de área de vulnerabilidade foi desenvolvido para ajudar na avaliação da probabilidade de uma carga específica estar sujeita aos afundamentos de tensão de uma determinada amplitude (Fonseca, 1999; Park e Jang, 2007). A área de vulnerabilidade é

definida para um consumidor específico e para um limite de tensão de afundamento. O limite de tensão foi estabelecido a partir do tipo de carga existente no consumidor específico. De posse dos dados de sensibilidade da carga (curvas de tolerância), é possível determinar qual valor de tensão de afundamento passível de afetá-la, e conseqüentemente definir qual a área geográfica (área de vulnerabilidade) do sistema capaz de causá-lo. A determinação da área de vulnerabilidade é feita através de cálculos de curto-circuito ao longo do sistema. É importante ressaltar que quanto mais sensível à carga, maior será a sua área de vulnerabilidade. Na Figura 3.1 é mostrada a área de vulnerabilidade definida para uma carga específica (área cinza) (Fonseca, 1999).

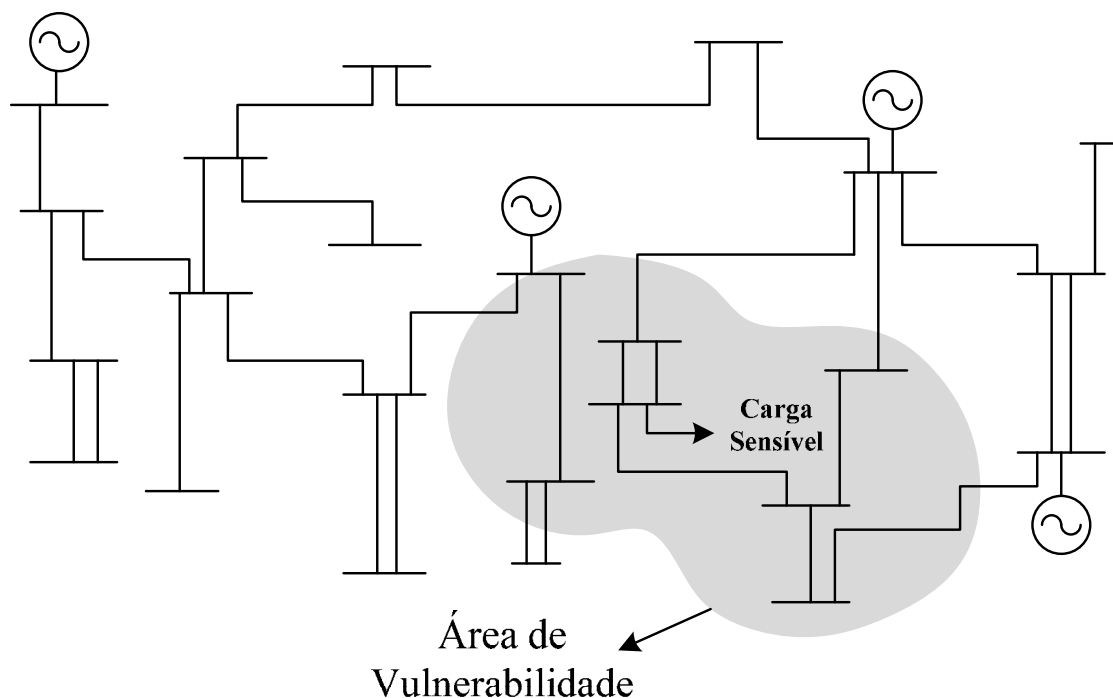


Figura 3.1 – Área de vulnerabilidade definida para uma carga específica.

Pela Figura 3.1 para uma falta em qualquer ponto da área cinza a carga sofrerá problemas de mau funcionamento ou desligamentos.

3.4. Métodos para Melhoria da Coordenação da Proteção

A proteção dos sistemas elétricos é feita com o objetivo de minimizar ou evitar o risco de vida e danos materiais quando da ocorrência de situações anormais de operação relacionadas com sobrecorrentes (curtos-circuitos), sobretensões internas (devido a operações de chaveamento) e externas (devido a descargas atmosféricas). Neste contexto, a proteção de um sistema típico de distribuição normalmente está a cargo de equipamentos comandados por relés, além dos seccionadores e chaves fusíveis.

Os dispositivos de proteção precisam ter suas características de ajuste coordenadas com as funções dos equipamentos adjacentes, o que faz com que a proteção completa do sistema seja bastante complexa. A coordenação dos ajustes dos relés de proteção gerencia as operações para extinguir uma falta no sistema em vários níveis de contingência. Quanto mais eficiente a coordenação de ajustes dos relés, mais rápidos será a extinção da falta e os efeitos dos afundamentos de tensão nas cargas sensíveis serão também reduzidos. A seguir são apresentados alguns trabalhos que envolvem o tema de melhoria da coordenação e da atuação da proteção em sistemas de potência.

English e Rogers (1994) mostraram como as funções disponíveis no sistema de proteção podem ser agrupadas por uma rotina computacional. A rotina proporciona saídas gráficas apresentando o estado de coordenação entre os relés primários e os de retaguarda (ou de *backup*) e outros equipamentos de proteção.

Urdaneta *et al.* (1995) apresentaram um método iterativo para coordenar a operação dos relés direcionais de sobrecorrente, considerando as mudanças na topologia do sistema. Em sua análise também foram consideradas as mudanças que ocorrem nas correntes detectadas pelos relés durante o tempo de extinção da falta, quando apenas um dos relés principais tenha atuado. Eles utilizaram um algoritmo de programação linear para calcular os ajustes de tempo. Os ajustes minimizam a soma dos tempos de operação dos relés para as faltas em estudo, obtendo atuações mais rápidas no período transitório e de falta permanente, melhorando assim, o processo de extinção da falta. A Figura 3.2 exibe a estrutura do método proposto, que consiste da aplicação sucessiva de programação linear baseada em algoritmo de otimização.

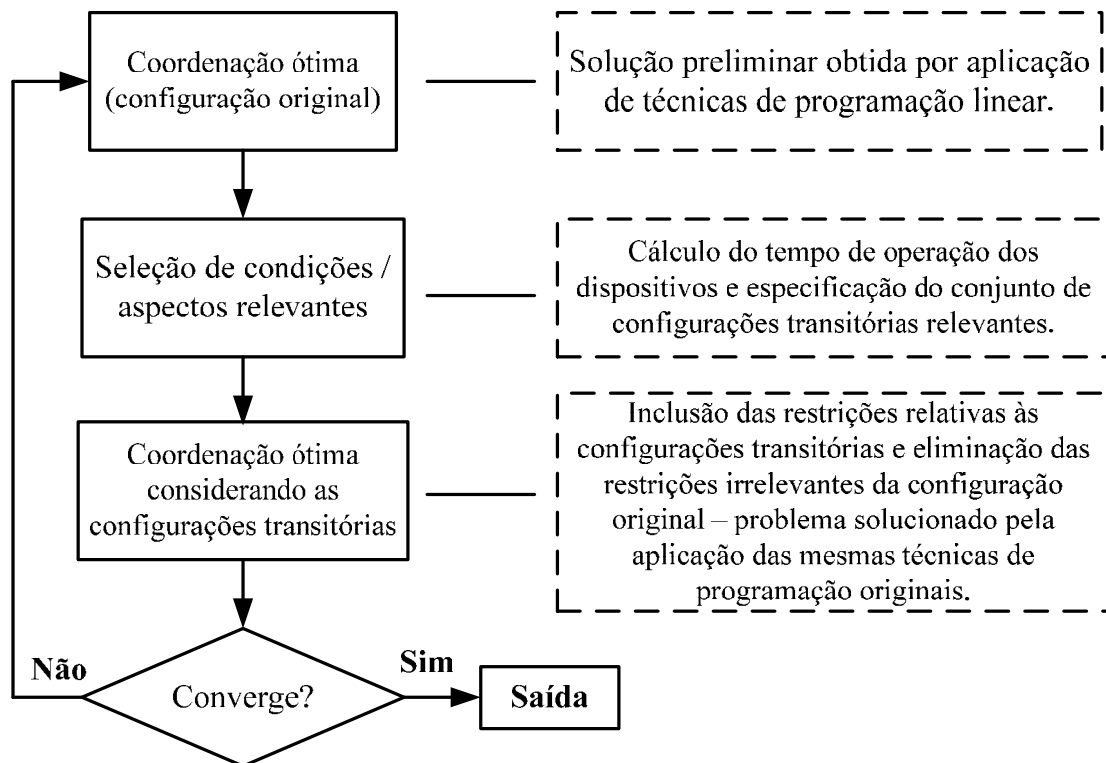


Figura 3.2 – Metodologia proposta por Urdaneta *et al.* (1995) para coordenação ótima.

Para obtenção do ajuste ótimo na coordenação do relé de sobrecorrente, Braga e Saraiva (1996) utilizaram o método simplex. Também para relés de sobrecorrente, Kawahara *et al.* (1997) utilizaram regras de decisão para obter o ajuste ótimo de proteção e os tempos de atraso da coordenação. Foi proposto, no estudo, um algoritmo para obter a ordem dos ajustes dos relés utilizando regras heurísticas, em que é identificado um conjunto mínimo de relés para serem ajustados inicialmente. Os ajustes dos relés e sua coordenação são também determinados aplicando-se regras experimentais propostas pelos autores. Para o caso do ajuste dos relés de sobrecorrente, dois parâmetros são fundamentais: ajustes do tempo e corrente de *pick-up*.

Equipamentos de proteção por sobrecorrente representam a maior gama de equipamentos de proteção instalados nos sistemas de proteção e podem ser considerados como a espinha dorsal de qualquer esquema de proteção. So *et al.* (1997) descreveram um método para coordenação da proteção por sobrecorrente baseado nos Algoritmos Genéticos. O objetivo do trabalho foi obter um ajuste ótimo dos relés, evitando-se as limitações dos métodos baseados em técnicas de otimização convencionais, permitindo assim, o aumento da probabilidade de convergência às configurações do ótimo global.

Pérez *et al.* (1998) apresentaram a avaliação de um esquema de proteção de linhas para sistemas interligados de subtransmissão, pela comparação da praticidade do tempo de

coordenação do relé, sob diferentes critérios. O esquema de proteção era composto de relés de distância para proteção primária e relés de sobrecorrente para proteção de *back-up* em 69 kV. Foi utilizada uma programação linear para otimização. Três casos foram considerados: 1) Coordenação independente dos relés de tempo inverso e relés de distância, 2) Coordenação combinando relés direcionais de tempo inverso de sobrecorrente considerando relés de distância, e 3) Coordenação combinando ajuste de tempo de exposição à alta corrente para relés direcionais de sobrecorrente.

Pérez e Urdaneta (1999) utilizaram programação linear para obtenção da coordenação ótima dos relés direcionais de sobrecorrente. Foi mostrado, por eles, que a influência de se considerar as zonas secundárias e falhas nos relés dos disjuntores resultam em importantes requisitos para a determinação dos ajustes do tempo.

Kojovic e Witte (2000) apresentaram um método prático para melhorar a coordenação dos relés para faltas de alta corrente, reduzindo os tempos de operação dos relés mediante integração de suas funções, desenvolvendo um relé de proteção universal com plataformas de hardware e software, que podem ser combinadas para diversas configurações. Em faltas de altas correntes e de duração reduzida, a aplicação do método fez com que os danos aos equipamentos fossem mínimos.

Como se sabe, os sistemas de distribuição convencionais são caracterizados por uma fonte que alimenta o sistema ao longo dos seus alimentadores. Com o advento da Geração Distribuída, parte do sistema deixa de ser radial, indicando alterações na coordenação da rede de proteção. Neste novo contexto, Girgis e Brahma (2001) estudaram a coordenação da proteção em sistemas de distribuição com a presença de Geração Distribuída. Eles consideraram o alimentador radial, com uma fonte alimentando uma das derivações. Nesse trabalho, foi explorado o efeito da geração distribuída na coordenação dos equipamentos de proteção fusível-fusível, fusível-religador e relé-relé.

So e Li (1999; 2004) modelaram os relés e a operação dos equipamentos do sistema em uma série de equações. As equações apresentavam restrições para posterior aplicação dos Algoritmos Evolucionários como ferramenta de otimização. Dessa forma, os autores encontraram um ajuste ótimo da proteção, proporcionando um tempo mínimo de interrupção do fornecimento de energia do sistema.

A comparação do uso dos Algoritmos Evolucionários com outros métodos inteligentes para otimização dos ajustes na coordenação da proteção foi realizado por Li e

So (1999). A maioria das restrições foi satisfeita pelo uso dos Algoritmos Evolucionários, convergindo para padrões ótimos na coordenação dos relés.

Yinhong *et al.* (2003) utilizaram algoritmos genéticos para obter uma coordenação ótima da proteção. Foi adotada uma nova técnica de codificação, chamada de codificação de restrição de intervalos, para melhorar a eficiência e precisão da otimização. Também para melhorar o desempenho do sistema de proteção, Orduña, *et al.* (2003) propuseram um esquema adaptativo *online* de ajustes dos relés e coordenação da proteção. Após mudanças no estado no alimentador, um sistema especialista propõe a correção dos ajustes errôneos das zonas de proteção. Coordenações erradas dos relés de diferentes subestações também são corrigidas pelo sistema especialista. Ahmadi *et al.* (2005) apresentaram uma aproximação para incorporar a coordenação dos relés e disponibilidade de geração alternativa na confiabilidade do alimentador radial.

Tseng *et al.* (2003) estudaram os efeitos do modelo de carga nos ajustes dos relés de distância. Os modelos utilizados foram os seguintes: ZIP estático (carga representada por três componentes, nomeadamente, a parte com impedância constante (Z), parte com corrente constante (I), e os de potência constante (P)), modelo de motor dinâmico, modelo composto, modelo PTI IEEE e modelo exponencial. Os principais pontos desse estudo incluem ajustes dos valores de impedância para três zonas de proteção dos relés, explorando assim, os efeitos dos modelos de carga no ângulo da impedância e no tempo de disparo do relé de distância.

Nesta Tese são avaliados os efeitos da melhoria da coordenação dos relés de proteção, visando à redução do tempo de duração dos afundamentos de tensão em cargas sensíveis.

3.5. Análise dos Afundamentos de Tensão com o uso de Lógica Fuzzy

Neste tópico são apresentados alguns métodos relevantes que utilizam a lógica *fuzzy* (ou lógica nebulosa) para caracterizar os índices de afundamentos de tensão em cargas sensíveis, bem como prever a susceptibilidade à falha das cargas pelos afundamentos mais severos. Alguns estudos verificaram que a lógica *fuzzy* permite a modelagem da incerteza inerente à confiabilidade da carga sensível, ou seja, determina a probabilidade da carga sensível falhar quando ocorre um afundamento de tensão. Vale ressaltar que o estudo da Lógica *Fuzzy* não é objeto desta Tese e que a mesma não foi aplicada aos métodos desenvolvidos.

Na literatura ainda são encontrados poucos trabalhos que abordam o tema de caracterização dos afundamentos de tensão em cargas sensíveis com o uso da lógica *fuzzy*. O trabalho de Bonatto *et al.* (1998) foi um dos primeiros a relatar o tema. Em seus estudos foi desenvolvido um método simplificado para caracterização dos afundamentos de tensão, baseando-se nas curvas de sensibilidade CBEMA para a construção de uma tabela de densidade de afundamentos de tensão. Eles usaram conjuntos difusos e regras de “se-então” que são regras de inferência utilizando o *Toolbox* do Matlab para representar as características do índice de segurança para os afundamentos na carga sensível. No Apêndice A se encontra um código em Matlab desenvolvido neste projeto que reproduz resultados semelhantes aos obtidos por Bonatto *et al.* Na rotina computacional foram adotados como entrada os dados dos limites de amplitude da tensão e duração do afundamento, para se obter como saída o índice de segurança da carga. Ao final foram obtidos os conjuntos difusos representados de forma semelhante pela Figura 3.3. Onde o tempo é representado em segundos, a tensão e o nível de segurança estão graduados em porcentagem.

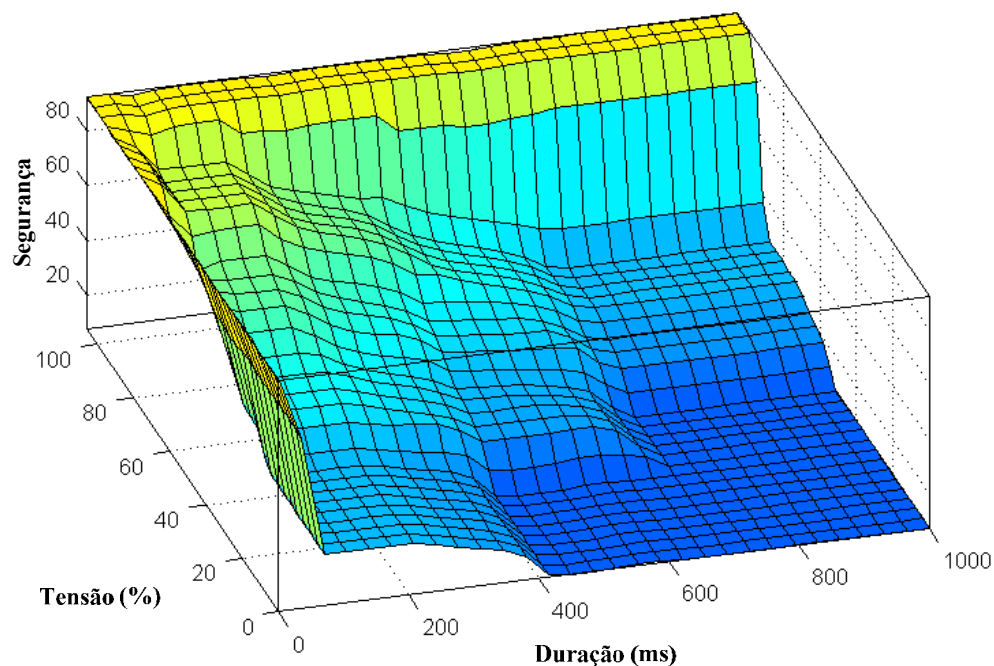


Figura 3.3 – Superfície dos índices de segurança dos afundamentos de tensão em uma carga sensível.

Pela Figura 3.3 é possível avaliar o nível de segurança dos afundamentos a qual a carga sensível está submetida. Quanto maior o nível de segurança, menor a probabilidade de falha da carga sensível. Da mesma forma em um plano bidimensional podem ser representados os índices de segurança conforme mostrado na Figura 3.4, em que as cores representam os índices sendo: amarelo, amarelo claro, verde, verde claro, azul claro e azul

escuro. Pela Figura 3.4 é possível observar que as características dos afundamentos se assemelham a característica das curvas ITIC que foi a sucessora das curvas CBEMA.

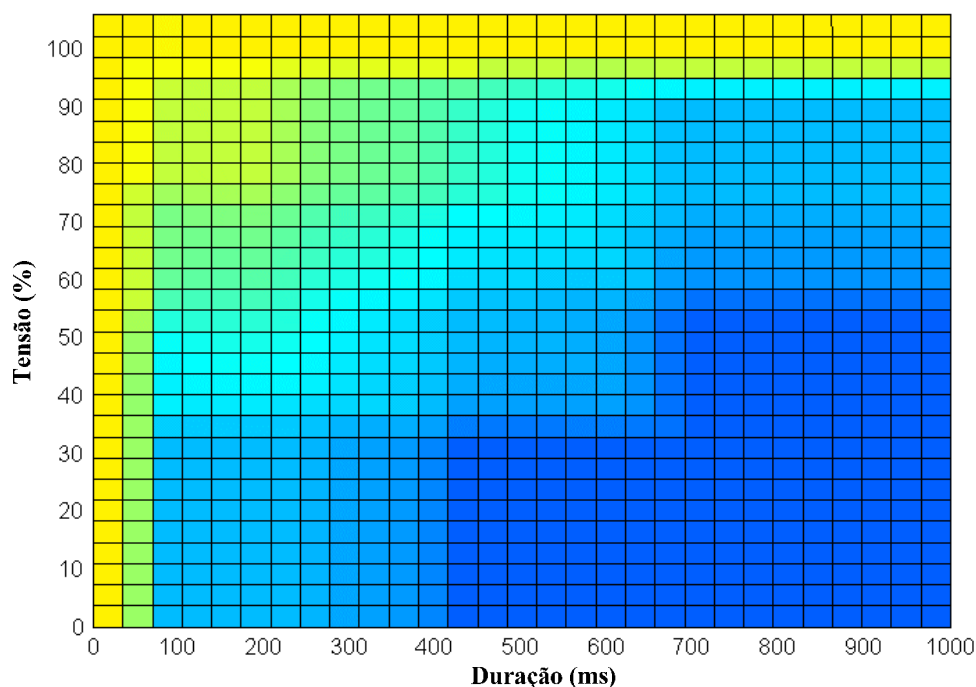


Figura 3.4 – Índices de segurança bidimensional dos afundamentos de tensão em uma carga sensível.

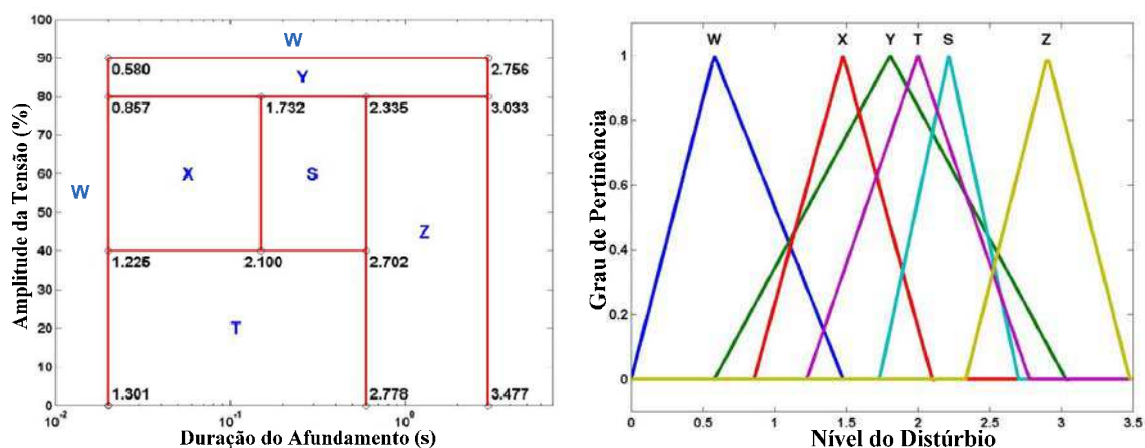
Verificou-se que o trabalho de Bonatto *et al.*(1998) limitou-se a análise apenas dos índices de afundamentos de tensão, não sendo observados parâmetros de localização de pontos críticos aos afundamentos em sistemas elétricos, também não foram mostrados exemplos de aplicações em sistemas elétricos.

No estudo de Yun *et al.* (1999) foi desenvolvido um método de análise baseado em lógica *fuzzy*, associado ao de *Monte Carlo* para avaliar o efeito do afundamento de tensão em sistemas de distribuição e assim estabelecer índices de falha de cargas sensíveis instaladas nos alimentadores. No método foi usado o histórico de afundamentos da concessionária, juntamente com as características CBEMA das cargas sensíveis instaladas. Foram considerados para o seu estudo os tempos de atuação dos equipamentos de proteção, para avaliar os afundamentos gerados pela faltas simuladas no processo de *Monte Carlo*.

Em Lu e Shen (2004) foram mostradas aplicações da lógica *fuzzy* para quantificar um único fator de imunidade que represente a imunidade das cargas sensíveis. No trabalho são exploradas as funções de pertinência *fuzzy* correspondentes a diferentes classes de severidade de afundamentos de tensão e durações. Foram considerados no estudo os dados de tolerância da curva ITIC e do padrão IEC 61000-4-11. Na formulação do processo de lógica *fuzzy* foram adotados passos semelhantes ao de Bonatto *et al.*(1998), porém com o

uso de duas características de tolerância, os pontos da curva de sensibilidade das cargas são postos em um sistema semelhante ao da Figura 3.3. Foram associados no estudo: amplitude e duração IEC, amplitude e duração ITIC e, por fim, amplitude ITIC com a duração recomenda na IEC. Verificou-se que a última associação permite maior diferenciação entre os índices gerados. Em seu estudo de caso foram utilizadas características de sensibilidade de 17 cargas sensíveis para determinação do seu fator único. Para se obter o fator único foram postos em um histograma os pontos das curvas de sensibilidade das cargas sensíveis e ao final é fornecido a média e o desvio padrão que caracterizam o fator de imunidade das cargas. No método apresentado não foram utilizados dados de nenhum sistema de potência, sendo relacionado apenas o nível de imunidade relativa das cargas sensíveis frente aos afundamentos de tensão.

No trabalho de Shen *et al.*(2005) foram utilizados dados de afundamentos medidos de sistemas elétricos. Os dados medidos foram aplicados a um modelo de lógica *fuzzy* semelhante aos processos já adotados por Lu e Shen (2004), para com isso estabelecer um índice único de distúrbios referente aos afundamentos do sistema. Eles construíram uma tabela em que foram realizadas divisões de áreas de distúrbio: S, T, W, X, Y e Z, conforme mostrado na Figura 3.5a. As áreas de distúrbio servem para classificar os efeitos dos afundamentos que a carga sensível ou o sistema elétrico pode experimentar. Neste caso as cargas sensíveis não são classificadas em apenas dois estados como por exemplo normal (W) e falha (Z), mas é incluindo também, operação quase normal (X), afundamento pouco intenso (Y), não muito normal (T), semi-falha (S), conforme pode ser visto na Figura 3.5b. Nas arestas das áreas foram colocados os índices de inferência obtidos da saída da lógica *fuzzy*.



(a) Áreas com níveis de distúrbio

(b) Níveis *fuzzy* de saída**Figura 3.5 – Níveis de distúrbios obtidos pela lógica *fuzzy* nas interseções das áreas.**

No estudo de caso apresentado por Shen *et al.* (2005), foi realizado um comparativo entre os dados de afundamentos de dois sistemas elétricos. Determinaram-se inicialmente os valores cumulativos dos afundamentos medidos conforme apresentado na IEEE Std.49(1997). Os valores de amplitude da tensão, expressa em percentagem, e a duração do evento, expresso em logaritmo de segundos, foram inseridos na rotina utilizando a lógica *fuzzy* desenvolvida pelos autores, obtendo assim, um índice de distúrbio. Por fim construíram os histogramas com os índices relativos de distúrbio dos dois sistemas, sendo estes índices representados uniformemente pela média e desvio padrão de cada caso. Assim, foi possível determinar qual dos dois sistemas é mais susceptível aos distúrbios provenientes dos afundamentos de tensão. Pelo método apresentado verifica-se que os parâmetros de identificação dependem da média e do desvio padrão, não sendo simplório relacionar as probabilidades.

Um comparativo entre os índices de distúrbio provocados pelos afundamentos de tensão em barras com níveis de tensão de 161 kV e 22 kV foi realizado por Shen e Lu (2007). Eles adotam procedimentos de lógica *fuzzy* semelhante aos implementados por Shen *et al.*(2005), porém para uma base de dados com período de tempo maior e com a implementação das curvas de níveis para a lógica *fuzzy*, energia dos afundamentos (Equação 3.1) e energia perdida (Equação 3.2). Em seu estudo foram observadas as variações nos índices de distúrbio para medições de afundamentos de tensão realizadas entre 2001 e 2004. Eles verificaram que os índices de distúrbio em sistemas de distribuição como 22 kV são mais intensos do que em 161 kV. Os autores mostraram também que nos sistemas de 22 kV e 161 kV houve aumento nos índices no decorrer do período de análise.

$$E_{VA} = \left[1 - \left(\frac{V}{V_{nom}} \right)^2 \right] \times T, \quad (3.1)$$

em que:

E_{VA} → Energia do afundamento de tensão;

V → Valor da tensão afundada;

V_{nom} → Valor da tensão nominal;

T → Período de duração do distúrbio.

$$W = (1 - V_{p.u.})^{3,14} \times T, \quad (3.2)$$

sendo:

W → Energia perdida devido ao afundamento;

$V_{p.u.}$ → Valor da tensão em p.u.

No trabalho de Lu e Shen (2007) foi apresentada uma técnica para determinação da inferência entre o índice de distúrbio do sistema elétrico e o nível de imunidade da carga sensível. No método foram utilizados a distribuição uniforme para a ocorrência de perturbação no sistema e os índices de imunidade do equipamento sensível. Em seu estudo é possível avaliar a probabilidade de falha da carga sensível baseando-se nos afundamentos registrados anualmente e das curvas de tolerância das cargas sensíveis. O método se baseia nas técnicas adotadas por Shen *et al.* (2005) e Shen e Lu (2007). No seu processo é determinada inicialmente a distribuição normal da imunidade das cargas sensíveis, baseando-se nas curvas de tolerância, posteriormente é determinada a distribuição normal dos distúrbios de afundamentos detectados nos sistema elétrico avaliado. A interseção entre as distribuições normais de imunidade e de distúrbios apresentada na Figura 3.6 fornecerá a probabilidade de falha da carga sensível adotando a Equação (3.3).

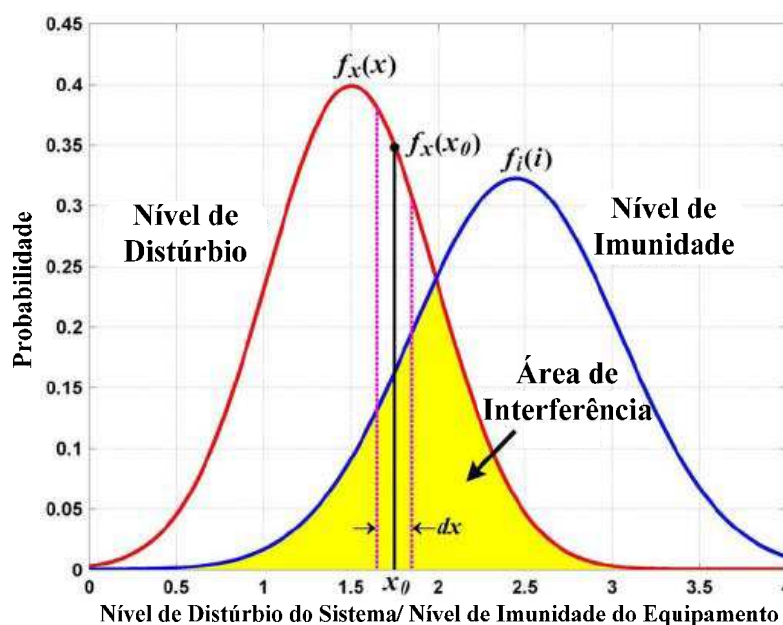


Figura 3.6 – Área de insegurança para as cargas sensíveis.

$$\bar{R} = \int_{-\infty}^{\infty} F_i(x) \cdot f_x(x) dx, \quad (3.3)$$

em que:

\bar{R} → Probabilidade de falha da carga sensível;

$F_i(x)$ → Função da distribuição cumulativa do nível de imunidade da carga sensível;

x → Elemento da distribuição cumulativa de imunidade.

Observou-se que no trabalho desenvolvido por Lu e Shen (2007) são propostos meios de identificar a influência que o sistema elétrico pode trazer às cargas sensíveis, podendo ser

avaliado os gastos com perdas funcionais dos equipamentos, porém não são avaliados meios de mitigar o problema dos afundamentos de tensão em sistemas elétricos.

A probabilidade de falha em equipamentos sensíveis foi estudada por Zhijian *et al.*(2010). Foi desenvolvido um o método que adota a lógica *fuzzy*-aleatória apresentado inicialmente por Kwakernaak (1978), para gerar números aleatórios de modo a se obter as distribuições normais da amplitude de tensão e duração dos afundamentos em separado, se baseado em dados de tolerância das cargas sensíveis e probabilidades de falta do sistema. Para validação foram realizados comparativos com o método de *Monte Carlo*, em que ao final se obtiveram resultados com boas aproximações. O método é limitado a apenas determinar índices de probabilidade de falha, sem aplicações para determinação de áreas ou zonas críticas para a ocorrência dos afundamentos em cargas sensíveis. Um estudo semelhante ao de Zhijian *et al.*(2010) foi realizado por Xiao *et al.*(2010), porém com o uso de uma quantidade maior de parâmetros de carga sensível e do sistema elétrico.

Nos estudos apresentados neste tópico pode-se observar que os métodos que utilizaram a lógica *fuzzy* se aplicaram para determinação das probabilidades de falha das cargas sensíveis, sem aplicações na determinação da origem dos afundamentos gerados em cada carga sensível. Como pode ser visto nos trabalhos mencionados acima, eles não relatam aspectos como zonas ou linhas críticas para os afundamentos de tensão ou localização de faltas utilizando a tabela de densidade de probabilidade de ocorrência dos afundamentos.

3.6. Localização de Falta Baseado nos Afundamentos de Tensão

Os afundamentos de tensão em cargas sensíveis podem ter sua origem em decorrência de faltas originadas no sistema de potência. Devido a esta característica alguns métodos são capazes de determinar, com o uso das características dos afundamentos, o local ou zona de origem de falta. Na literatura são encontrados diversos trabalhos que permitem detectar o local de falta, porém neste tópico foram selecionados alguns dos principais trabalhos que adotam as amplitudes dos afundamentos para identificar os prováveis locais de falta em sistemas de distribuição.

O método desenvolvido por Galijasevic e Abur (2002) se baseia nos contornos de vulnerabilidade dos afundamentos de tensão para determinar os locais de origem da falta. Inicialmente são medidos os valores de afundamentos nas barras de um determinado sistema elétrico de teste. Em seguida, para o processo de cálculo, são realizadas simulações

de falta no sistema fictício para se obter os diversos afundamentos gerados nas barras, determinado assim as zonas de vulnerabilidade. A interseção destas zonas fornecerá o provável local de falta, o qual é calculado pela minimização do erro da diferença entre as tensões medidas e simuladas. No processo a resistência de falta é estimada e para reduzir o grau de incerteza do processo, adota-se a lógica *fuzzy*. Em seu método foram utilizados simulações para representar as medições em campo. O método considera um valor fixo para a impedância da falta durante o cálculo. Em seu processo de cálculo não foram considerados os tempos de duração dos afundamentos, nem os critérios do sistema de proteção.

Em Mokhlis e Li (2007), foi desenvolvido um método para determinação de locais de falta ao longo de um alimentador de distribuição. O método utiliza a combinação da magnitude real de tensão e ângulo de fase simulados em um sistema para que sejam comparados com valores de tensão e fase medidos em um ponto inicial do alimentador em campo. No processo de cálculo são realizadas aproximações polinomiais das curvas características da amplitude de tensão e do ângulo de fase, comparando o erro relativo entre a medição simulada e a medição realizada em campo. Feito isso, o método permite listar as possíveis barras que ocorreu a falta. O método se mostra bastante simples e com bons índices de acertos. O seu trabalho se limita a estudar alimentadores individualizados, sem considerar os sistemas de transmissão e subtransmissão que os interligam. Também não foram considerados os sistemas de proteção presentes nos alimentadores.

Um método robusto foi desenvolvido por Pereira (2007) e Pereira *et al.*(2009). O método consiste em determinar os locais de falta pela comparação dos afundamentos de tensão gerados por simulação no ATP acoplado a uma rotina computacional e comparadas com as tensões medidas em algumas barras de um sistema real. O método se baseia em trabalhos como os de Tang *et al.*(2000) e Lehtonen *et al.* (1991) que utilizam fasores de frequência fundamental e análise de circuitos elétricos para se determinar os locais de falta. Em seu método são realizadas medições de tensão e corrente dos alimentadores que servirão para realizar os cálculos de fluxo de carga, considerando o carregamento do transformador de alimentação e as condições pré-falta do sistema calculada pela simulação do fluxo de potência trifásico. De posse das condições de tensão pré-falta, são realizados simulações de curto-circuito, com valores pré-fixados de impedâncias de falta no sistema, obtendo os afundamentos de tensão nas barras. Os valores dos afundamentos são armazenados em um banco de dados para o cálculo do desvio pela

comparação com as tensões medidas nas barras do sistema real com o uso da Equação (3.4).

$$\delta_i = V_{med}^i - V_{calc}^{i,j}, \quad (3.4)$$

Sendo:

V_{med}^i → Magnitude da tensão durante a falta medida no nó i ;

$V_{calc}^{i,j}$ → Magnitude da tensão calculada, para a condição de falta, para o nó i considerando uma falta no nó j .

A partir da Equação (3.4) se avalia a possível zona de falta pelas barras que possuem menor desvio δ , sendo selecionadas as 15 barras com menor desvio. As barras selecionadas compõem uma zona que é identificada como provável local de falta. Na otimização do método foram utilizadas técnicas de algoritmos genéticos para alocação ótima de instrumentos de aquisição, obtendo em simulação resultados mais precisos. Apesar de robusto, o método de Pereira *et al.* (2009) não foi considerado em sua análise os aspectos da proteção, bem como utilização dos parâmetros dos sistemas de transmissão e subtransmissão.

Pelos estudos apresentados neste tópico, pode-se observar que apesar de utilizarem algumas informações de amplitude dos afundamentos de tensão, não consideram os aspectos de proteção do sistema como relés e elos-fusíveis, bem como a dinâmica da proteção com o sistema de transmissão e subtransmissão que podem influenciar no afundamento em cargas sensíveis. Além disso, não foram consideradas as tabelas de densidades de probabilidade de ocorrência dos afundamentos de tensão das cargas sensíveis, sendo este aspecto de grande importância para se investigar meios de redução dos índices de afundamentos, ou que estes índices atendam os limites de tolerância das cargas e que sejam considerados os sistemas de proteção.

3.7. Resumo das Contribuições dos Trabalhos Pesquisados

Na literatura pesquisada foram encontrados diversos trabalhos sobre o tema a avaliação afundamentos de tensão em sistemas de potência. Verificou-se que em sua maioria são avaliados os efeitos em decorrência do afundamento em cargas sensíveis, poucas análises investigam meios de reduzir os problemas causados pelo distúrbio. Na

Tabela 3.1 é apresentado um resumo das descrições dos métodos investigados na literatura e suas limitações.

Tabela 3.1 - Limitações dos métodos encontrados na literatura.

Métodos	Limitações
Predição estocástica dos afundamentos	Poucos métodos apresentam formas de reduzir o problema dos afundamentos
Área de vulnerabilidade	Consideram apenas a amplitude dos afundamentos sem observar sua duração
Determinação dos índices com a lógica-fuzzy	Sua aplicação é dependente de medições obtidas em campo por longos períodos
Melhoria da coordenação da proteção	Melhoria de forma global ao sistema, não avaliam sua influência nos afundamentos
Localização de falta em sistemas elétricos	Não utilizam as características da proteção e da duração dos afundamentos

A seguir na Tabela 3.2 são enumerados os principais trabalhos estudados, com as principais contribuições enumeradas sob a codificação: A – Índices dos afundamentos em sistemas de potência; B – Área de influência dos afundamentos; C –Melhoria da coordenação dos relés de proteção; D – Localização de falta em sistemas de distribuição considerando os dados dos afundamentos de tensão.

Tabela 3.2 - Técnicas de análise dos afundamentos de tensão.

Ano	Pesquisadores	Contribuição			
		A	B	C	D
1991	Conrad <i>et al.</i>	•			
1991	McGranaghan <i>et al.</i>	•			
1993	Bollen	•			
1994	English e Rogers			•	
1995	Urdaneta <i>et al.</i>			•	
1995	Bollen		•		
1995	Bollen	•			
1996	Koval e Hughes	•			
1997	So <i>et al.</i>			•	
1998	Pérez <i>et al.</i>			•	
1998	Bonatto <i>et al.</i>	•			
1999	Qader	•			
1999	Pérez e Urdaneta			•	
1999	Fonseca	•			
1999	Yun <i>et al.</i>	•			
2000	Bollen		•		
2000	Kojovic e Witte			•	
2001	Girgis e Brahma			•	
2002	Lim e Strbac	•			
2002	Galijasevic e Abur				•
2003	Yinhong <i>et al.</i>			•	
2003	Tseng <i>et al.</i>			•	
1999 e 2004	So e Li			•	
2004, 2005 e 2007	Shen e Lu / Shen <i>et al.</i>	•			
2005	Wang <i>et al.</i>	•	•		
2005	Thasananutariya e Chatratana	•	•		
2005	Milanovic <i>et al.</i>	•	•		
2005	Ahmadi <i>et al.</i>			•	
2005	Faried <i>et al.</i>	•			
2003, 2004 e 2006	Martinez	•		•	
2006	Aung e Milanovic	•			
2006	Gupta e Milanovic	•			
2007	Park e Jang	•	•		
2007	Mokhlis e Li				•
2007 e 2009	Pereira / Pereira <i>et al.</i>				•
2010	Zhijian <i>et al.</i>	•			
2010	Xiao <i>et al.</i>	•			

Como podem ser observados na revisão bibliográfica apresentada sobre o tema de afundamento de tensão e no Resumo das Contribuições, muitos trabalhos buscam caracterizar os índices de afundamentos em sistemas de potência. As técnicas implementadas para a obtenção destes índices são bastante diversificadas e verifica-se uma tendência das pesquisas a utilizarem a Lógica *Fuzzy* como uma nova ferramenta computacional para classificação dos índices das cargas sensíveis e dos sistemas elétricos.

Os trabalhos que envolvem a melhoria de proteção enfocam de forma global ao sistema de potência e não se direcionam a redução dos afundamentos em cargas sensíveis, ou não são avaliados *a priori* em seus estudos.

Por fim, os trabalhos que envolvem a localização de falta utilizam em sua maioria as amplitudes dos afundamentos de tensão, juntamente com outros atributos como ângulo de fase, fluxo de carga, corrente de carga, impedância fixa da falta, entre outros apresentados, verificou-se que as características do sistema proteção não são consideradas como base dos cálculos. Os métodos apresentados também não adotam a tabela de densidade de probabilidade da ocorrência dos afundamentos para localização da falta em sistemas elétricos. Pela Tabela 3.1 observou-se que os trabalhos pesquisados abordam apenas alguns dos pontos A, B, C e D indicados.

Pelo exposto e contribuindo para o aprimoramento dos estudos sobre afundamentos de tensão, nesta Tese será desenvolvida uma metodologia que determina as linhas de transmissão críticas do sistema elétrico e permite localizar a posição das faltas baseando-se nas tabelas de densidade de probabilidade da ocorrência dos afundamentos. Para isto, são utilizados processos estocásticos adotando o método de *Monte Carlo* de forma a determinar estatisticamente quais locais do sistema elétrico têm maior probabilidade de provocar afundamentos críticos nas cargas sensíveis. A técnica ainda permite simular a manutenção e melhoria das linhas de transmissão de modo a reduzir a probabilidade de faltas nas linhas mais críticas do sistema elétrico. Ainda neste trabalho será implementada uma técnica para melhoria da coordenação visando à redução dos índices de desligamentos das cargas sensíveis provocados pelos afundamentos de tensão. Por fim, será adotada a tabela de densidades de probabilidade de ocorrência dos afundamentos para se determinar os locais de faltas que originaram afundamentos nas barras do sistema. Na metodologia são utilizados os dados reais estatísticos, de topologia e de proteção de parte do sistema elétrico do nordeste brasileiro, com enfoque principal na rede de distribuição de eletricidade do estado da Paraíba.

Os princípios da metodologia desenvolvida são apresentados nos próximos capítulos.

Capítulo 4

ESTIMAÇÃO DA FREQUÊNCIA DE DESLIGAMENTOS

Neste capítulo será apresentado o método de estimação da frequência de desligamentos de cargas sensíveis do sistema elétrico devido à ocorrência dos afundamentos de tensão. Inicialmente, o método deverá estimar o número de desligamentos que uma determinada carga sensível instalada no sistema poderá sofrer por ano, diante dos afundamentos de tensão. O primeiro passo é analisar as características dos afundamentos de tensão (amplitude e duração) no Local de Carga Sensível (LCS). Os afundamentos a serem analisados são gerados por faltas simuladas em todo o sistema, de forma aleatória, com base em dados estatísticos coletados do sistema elétrico real em estudo. Para cada falta simulada, será determinada a amplitude e a duração do afundamento no LCS, e será armazenada na tabela de frequência de ocorrências, uma ocorrência relacionada a valores de amplitude e de duração.

A determinação da amplitude dos afundamentos de tensão é realizada através do cálculo de curto-circuito e sua duração a partir da análise do sistema de proteção, levando em consideração a probabilidade de falhas em seus equipamentos.

Após todas as faltas simuladas, a tabela da frequência de ocorrências de afundamentos de tensão estará formada. De posse dos registros de ocorrências das faltas por ano, no sistema real, a tabela de frequência de ocorrências é convertida na tabela de densidade de probabilidade de ocorrências. A sensibilidade da carga é analisada através de sua curva de tolerância juntamente com as características dos afundamentos de tensão obtidos. Nesta análise, o número de desligamentos é estimado. A implementação do método proposto foi realizada utilizando o ambiente Matlab[®].

4.1. Características dos Afundamentos de Tensão

As duas características importantes de um afundamento de tensão são a sua amplitude e a duração do evento. Entende-se por amplitude do afundamento, o valor eficaz da tensão durante o evento, em porcentagem (%) ou por unidade (*p.u.*). A duração do

evento é evidentemente o intervalo de tempo durante o qual o valor eficaz da tensão permanece dentro dos limites que caracterizam o afundamento de tensão.

As cargas podem ser projetadas para serem resistentes a afundamentos, porém, tais equipamentos são bastante caros. Estimativas mais exatas da probabilidade de magnitude e duração dos afundamentos são necessárias para a aplicação adequada dos equipamentos utilizados em processos críticos. Assim, para minimizar os transtornos um ajuste eficiente do sistema de proteção pode ser implantado pela concessionária.

Algumas cargas podem ser bastante sensíveis a afundamentos de tensão. Existem processos industriais críticos que não podem suportar um afundamento de 85% a 90% com duração entre 16 *ms* a 20 *ms*. Cargas desse nível de sensibilidade podem ser perturbadas mais frequentemente por afundamentos do que por interrupções propriamente ditas.

Nos próximos tópicos deste capítulo são comentados os seguintes assuntos:

- a) A avaliação estocástica dos afundamentos de tensão de um sistema de potência, considerando como sendo eventos estocásticos, o tipo da falta, a localização da falta e a impedância da falta;
- b) Os procedimentos para determinar as características dos afundamentos do sistema escolhido;
- c) O levantamento de uma tabela de densidade de probabilidade de ocorrência dos afundamentos, dada a sensibilidade da carga aos afundamentos de tensão, bem como, estimar a frequência de desligamento da carga.

4.2. Análises Estocásticas

Os afundamentos de tensão a serem analisados são gerados por faltas simuladas nos diversos locais do sistema. Para que as simulações das faltas se tornem mais próximas das condições reais, é necessário que a sua localização, tipo e impedância sejam escolhidos de forma aleatória. As propriedades estatísticas destes parâmetros devem ser obtidas dos registros de ocorrência de faltas no sistema, fornecidos pela concessionária.

Para a representação das propriedades estatísticas da localização e do tipo das faltas será utilizado o método de *Monte Carlo*, o qual se baseia no processo de geração de números aleatórios ou randômicos a partir de uma dada função de distribuição, os quais podem apresentar as ocorrências aleatórias que caracterizam os problemas do tipo estocásticos e probabilísticos (El-Kady, 2004; Carpinelli *et al.* 1983). A técnica de análise estocástica desenvolvida neste trabalho é apresentada nos próximos itens.

4.3. Determinação do Sistema em que Ocorrerá a Falta

No processo de cálculo, considera-se que as faltas podem ocorrer em sistemas de transmissão (230 kV), subtransmissão (69 kV) e distribuição (13,8 kV). Para realizar a simulação foi necessário obter os dados das ocorrências de faltas por ano dos três sistemas, os quais foram fornecidos pela concessionária de energia local. A partir do banco de dados das faltas ocorridas nos sistemas referentes aos anos de 2004 a 2010, foi possível construir a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Dados do total de faltas ocorridas por ano nos sistemas analisados.

TOTAL DE FALTAS POR NÍVEL DE TENSÃO										
NÍVEL DE TENSÃO	FALTAS / ANO							TOTAL	Média	Probabilidade
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010			
13,8 kV	474	442	436	448	437	441	439	3117	445	90,80%
69 kV	27	43	41	41	36	33	34	255	36	7,43%
230 kV	1	15	11	10	9	6	9	61	9	1,78%
TOTAL DAS MÉDIAS									490	

Na Tabela 4.1 foi obtida a média de ocorrências dos três sistemas para os sete anos analisados, obtendo um total de 490 ocorrências por ano. Com as médias obtidas, também foi obtido a probabilidade de ocorrência em cada um dos sistemas, verificando que em 13,8 kV ocorrem a maioria das faltas (90,80%) e em 230 kV o menor número de ocorrência (1,78%). No método foram utilizadas as probabilidades de ocorrências e o total das médias no período de 7 anos, servindo para calcular a frequência de desligamentos de uma carga sensível por ano devido aos afundamentos de tensão.

Considerando que a probabilidade em 230 kV é P_T , em 69 kV é P_S e em 13,8 kV é P_D , gera-se um número n_1 , aleatório e uniformemente distribuído no intervalo de 0 a 1, com resolução de quatro dígitos. Desta forma a falta será aplicada com a seguinte lógica:

- $n_1 \leq P_T$, a falta ocorrerá no sistema de transmissão;
- $P_T < n_1 \leq (P_T + P_S)$, a falta ocorrerá no sistema de subtransmissão;
- $(P_T + P_S) < n_1 \leq 1$, a falta ocorrerá no sistema de distribuição.

4.4. Determinação do Tipo de Falta

As faltas que podem ocorrer no sistema são as trifásicas (3ϕ), fase-fase (2ϕ), fase-terra (ϕ -T) e fase-fase-terra (2ϕ -T). No estudo não são consideradas faltas em transformadores e

outras faltas raras devido não formarem 0,5% das estatísticas de falta do sistema estudado. Nesta Tese a probabilidade de ocorrências para cada tipo de falta foi obtida dos históricos do sistema em estudo. Foram coletados os dados de falta dos últimos seis anos do sistema elétrico, permitindo assim, construir a Tabela 4.2 de probabilidade de falta.

Tabela 4.2 – Probabilidade de ocorrências para os tipos de faltas.

Tipo de Falta	Anos Coletados							Probabilidade de Ocorrência
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
3ϕ	9	7	5	7	6	5	5	$P_{3\phi} = 0,0128$
2ϕ	56	58	54	54	52	51	53	$P_{2\phi} = 0,1101$
ϕ -T	394	398	393	399	389	387	388	$P_{\phi-T} = 0,8005$
2ϕ -T	43	37	36	39	35	37	36	$P_{2\phi-T} = 0,0766$

A partir dos dados apresentados na Tabela 4.2 é estabelecido o cálculo para selecionar o tipo de falta a ser aplicado em algum ponto da linha de transmissão. Um número real n_2 aleatório e uniformemente distribuído é gerado no intervalo de 0 a 1, com precisão de quatro dígitos e com as seguintes condições:

- $n_2 \leq P_{3\phi}$, a falta é do tipo trifásica;
- $P_{3\phi} < n_2 \leq (P_{3\phi} + P_{2\phi})$, a falta é do tipo fase-fase (bifásica);
- $(P_{3\phi} + P_{2\phi}) < n_2 \leq (P_{3\phi} + P_{2\phi} + P_{\phi-T})$, a falta é do tipo fase-terra (monofásica);
- $(P_{3\phi} + P_{2\phi} + P_{\phi-T}) < n_2 \leq 1$, a falta é do tipo fase-fase-terra (bifásica-terra).

4.5. Determinação da Localização da Falta

Após as escolhas do sistema em que será aplicada a falta e do tipo de falta, deve-se agora determinar o local da falta. Para o cálculo o comprimento das linhas da rede elétrica é colocado em série onde é identificado por C_i em que i é o número da linha, como mostrado na Figura 4.1.



Figura 4.1 – Representação dos comprimentos das linhas de uma rede elétrica.

O comprimento total das linhas é feito pela soma de todos os comprimentos:

$$S_T = \sum_{i=1}^n C_i . \quad (4.1)$$

Com a soma dos comprimentos já determinado pela Equação (4.1), gera-se um número n_3 , aleatório e uniformemente distribuído no intervalo de 0 a 1, com resolução de 4

dígitos. O número n_3 , gerado é multiplicado por S_T (soma total dos comprimentos). O valor resultante da multiplicação identifica a linha e a localização na linha onde ocorrerá a falta. A identificação da localização da falta na linha é mostrada na Figura 4.2 (de Andrade Jr. *et al.*, 2008).

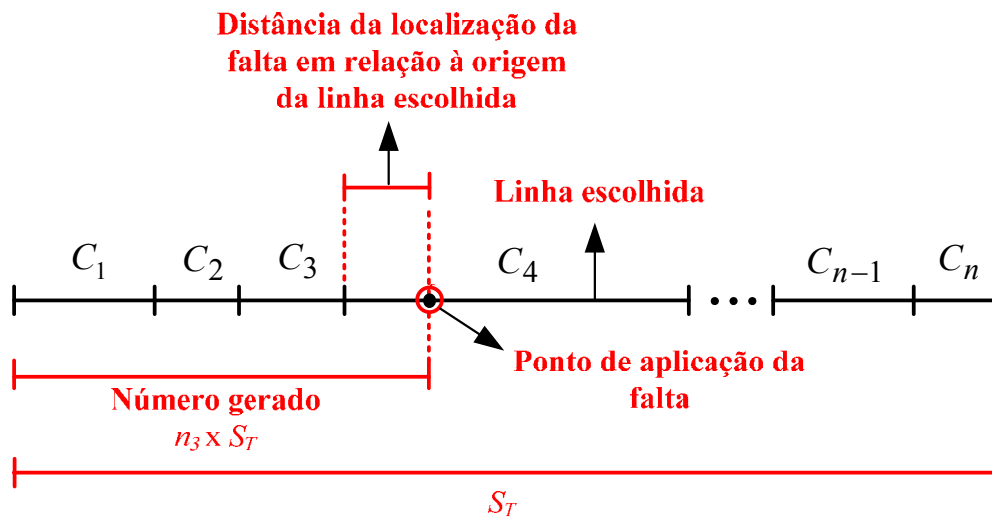
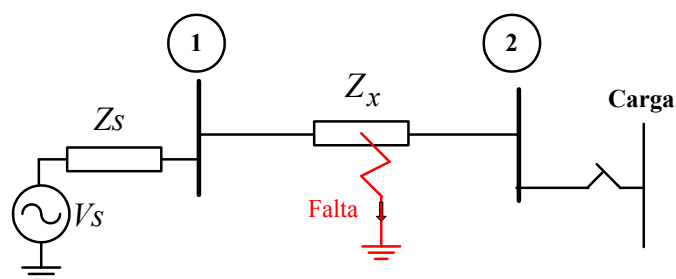


Figura 4.2 – Identificação da localização da falta com a escolha da linha e da posição na linha.

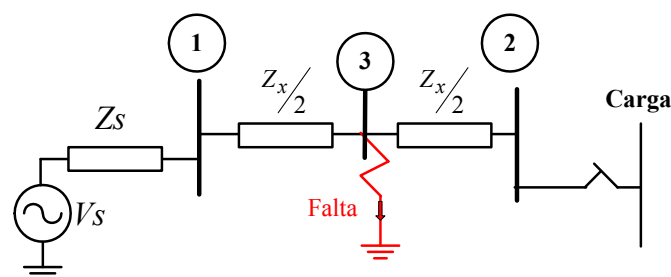
Pela Figura 4.2, verifica-se como é realizado o procedimento de escolha da linha e da posição para aplicação da falta. Desta forma, as linhas que possuem maior comprimento terão maior probabilidade de ocorrência de falta. Porém, não se descarta a possibilidade de ocorrência nas linhas menores. Com este procedimento o esforço computacional é reduzido devido à necessidade de gerar apenas um número aleatório, ao invés de gerar um número aleatório para determinar a linha e outro número para determinar a posição na linha (de Andrade Jr. *et al.*, 2008).

Após a localização da falta na linha situada entre duas barras i e j , é adicionada uma nova barra na posição da ocorrência da falta e a impedância da linha é distribuída entre a nova barra e as barras i e j . A barra que representará a localização da falta é identificada com um número igual à quantidade de barras da rede elétrica mais um. Este procedimento irá facilitar a formação da matriz impedância de barra para realizar o cálculo de curto-circuito.

Na Figura 4.3 é ilustrada a representação de uma falta que ocorreu no meio de uma linha situada entre as barras 1 e 2. Matematicamente, a falta pode ser representada pela adição de uma barra fictícia 3 que irá permitir o cálculo de curto-circuito. Portanto, deve-se adicionar uma barra extra na posição de aplicação da falta para o cálculo de faltas em posições distintas nas linhas de transmissão.



(a) Falta no meio da linha



(b) Adicionado uma nova barra para falta

Figura 4.3 – Representação de uma falta na linha de transmissão.

4.6. Determinação da Impedância de Falta

A impedância das faltas depende do arco formado durante a falta, da impedância da torre e da resistência do pé da torre. Em vista de tantas variáveis, a representação da impedância da falta torna-se muito difícil. Por conseguinte, a impedância da falta é considerada resistiva e a incerteza no seu valor é modelada por uma função de probabilidade de distribuição normal, onde são dados o valor da mediana e o desvio padrão (Faried *et al.*, 2005). Neste trabalho a impedância da falta é de característica resistiva e pode assumir valores normalmente distribuídos com média de 5Ω e desvio padrão de 1Ω , que são valores típicos adotados nos estudos de falta em sistemas de distribuição (Faried e Billinton, 2005).

4.7. Determinações da Amplitude do Afundamento de Tensão

Considere que uma rede elétrica composta de n barras pode ser representada como mostrado na Figura 4.4. Os terminais são as n barras mais a terra, que é implicitamente assumida como a barra de referência.

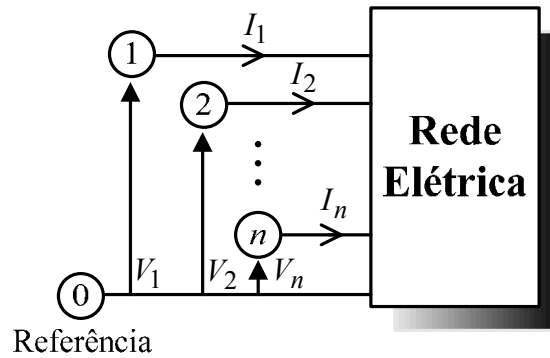


Figura 4.4 – Representação do sistema elétrico com n barras.

Definem-se arbitrariamente todas as correntes que estão entrando nos nós $1, 2, \dots, n$ e todas as tensões, como a diferença de tensão entre cada barra e a barra de referência. A matriz impedância de barra é definida a seguir pela Equação (4.2).

$$V = Z \cdot I, \quad (4.2)$$

sendo:

$V \rightarrow$ Vetor tensão de barra;

$I \rightarrow$ Vetor corrente de barra;

$Z_{barra} \rightarrow$ Matriz impedância de barra.

Representando a Equação (4.2) na forma expandida, tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix}. \quad (4.3)$$

Para o cálculo de curto-circuito é necessária a obtenção da matriz de impedância de barra Z_{barra} , também conhecida como matriz de curto-circuito. A seguir são apresentados alguns métodos que são utilizados para o cálculo da matriz impedância de barra.

4.7.1. Método da matriz Y_{barra} fatorada

Na análise de curto-circuito, observa-se que tanto para o cálculo da corrente de curto-circuito, quanto para os cálculos das tensões nas barras da rede elétrica durante uma ocorrência de falta, não há a necessidade de conhecer todos os elementos da matriz Z_{barra} . Na verdade, basta apenas conhecer a impedância na barra de curto-circuito (Z_{ff}) mais as impedâncias de transferência desta barra com relação às demais barras do sistema (Z_{if}). Com isso é necessário calcular apenas uma coluna da matriz Z_{barra} (Grainger e Stevenson, 1994).

Uma vez que a barra de curto-circuito é identificada como a barra de último número, então os elementos de interesse estão alocados na última coluna da matriz Z_{barra} . Desta forma são evitadas as operações matriciais desnecessárias e consequentemente também evitada a formação de uma matriz considerada cheia, diminuindo, tanto o esforço computacional quanto a limitação no armazenamento para o caso de grandes sistemas. Nesta Tese foi adotado o método da matriz Y_{barra} fatorada devido suas vantagens de programação e esforço computacional em relação aos métodos de Z_{barra} e Y_{barra} convencionais. Devendo ser ressaltado que o método da matriz Y_{barra} fatorada depende da montagem prévia da matriz Y_{barra} .

Matematicamente, para obter a última coluna da matriz Z_{barra} , esta é multiplicada por um vetor de mesma dimensão contendo todos os elementos nulos, exceto o último igual a um conforme apresentado em (4.4).

$$\begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{1n} \\ Z_{2n} \\ \vdots \\ Z_{nn} \end{bmatrix} = Z_{barra}^n \quad (4.4)$$

Sabendo que o produto entre as matrizes admitância e impedância é igual à matriz identidade I , têm-se:

$$Y_{barra} \cdot Z_{barra} = I \quad (4.5)$$

Multiplicando ambos os membros da Equação (4.6) por um vetor unitário:

$$Y_{barra} \cdot Z_{barra} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} = I \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Obtém-se então:

$$Y_{barra} \cdot Z_{barra}^n = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Para resolver o sistema linear dado na Equação (4.7), pode-se utilizar a técnica de decomposição LU para a matriz Y_{barra} . Onde L é a matriz triangular inferior e U , a matriz triangular superior. Durante a decomposição da matriz Y_{barra} pode ocorrer a necessidade de

haver o pivoteamento ou mudança de linha da matriz, fazendo com que duas ou mais linhas sejam trocadas de posição. Para garantir que a Z_{barra} seja realmente a última coluna de Z_{barra} , a posição do elemento 1 do vetor unitário tem que coincidir com a posição da última linha da matriz Z_{barra} após o pivoteamento. Esta informação é obtida através da matriz de pivoteamento P .

$$LUZ_{barra}^n = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ I_p \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (4.8)$$

Expandindo matricialmente a Equação (4.9), têm-se:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ l_{21} & 1 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ l_{p1} & l_{p2} & \cdots & 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ l_{n1} & l_{n2} & \cdots & l_{np} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & \cdots & u_{1p} & \cdots & u_{1n} \\ 0 & u_{22} & \cdots & u_{2p} & \cdots & u_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & u_{pp} & \cdots & u_{pn} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & u_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{1n} \\ Z_{2n} \\ \vdots \\ Z_{pn} \\ \vdots \\ Z_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1_p \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (4.9)$$

Assim, a solução da Equação (4.9), pode ser obtida em duas etapas como são apresentadas em (4.10) e (4.11).

$$LX = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ I_p \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (4.10)$$

$$UZ_{barra}^n = X. \quad (4.11)$$

A Equação (4.10) define a sequência de operações de substituição *forward* sobre L e a Equação (4.11) define a sequência de operações de substituição *backward* sobre U .

Expandindo a Equação (4.10), têm-se:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ l_{21} & 1 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ l_{p1} & l_{p2} & \cdots & 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ l_{n1} & l_{n2} & \cdots & l_{np} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_p \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1_p \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (4.11)$$

Considerando para $i = 1, 2, \dots, p, \dots, n$:

$$x_i = 0, \quad i < p, \quad (4.12)$$

$$x_i = 1, \quad i = p, \quad (4.13)$$

$$x_i = -\sum_{j=p}^{i-1} l_{ij} \cdot x_j, \quad i > p. \quad (4.14)$$

Expandindo agora a Equação (4.11), têm-se:

$$\begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & \cdots & u_{1p} & \cdots & u_{1n} \\ 0 & u_{22} & \cdots & u_{2p} & \cdots & u_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & u_{pp} & \cdots & u_{pn} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & u_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{1n} \\ Z_{2n} \\ \vdots \\ Z_{pn} \\ \vdots \\ Z_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_p \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}, \quad (4.15)$$

$$Z_{nn} = x_n / u_{nn}, \quad (4.16)$$

$$Z_{in} = \frac{x_n - \sum_{j=n}^{i+1} (u_{ij} \cdot Z_{jn})}{u_{ii}}, \quad i = n-1, n-2, \dots, 1. \quad (4.17)$$

Por fim, o vetor Z_{barra} encontrado representa a última coluna da matriz Z_{barra} que compõe as impedâncias necessárias para o cálculo de curto-circuito.

4.8. Adição da Influência dos Transformadores à Matriz Y_{barra}

As amplitudes dos afundamentos de tensão são calculadas a partir do estudo de curto-circuito. Como visto no tópico anterior, para que os cálculos de curto-circuito sejam realizados, utiliza-se a última coluna da matriz Z_{barra} . Com o objetivo de manter toda a estrutura de cálculo já desenvolvida, o efeito da influência dos transformadores será adicionado à matriz Z_{barra} .

Considere uma rede elétrica contendo três níveis de tensão, como mostrada na Figura 4.5.

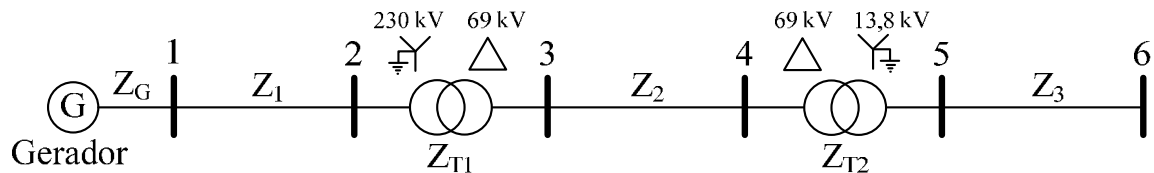


Figura 4.5 – Diagrama ilustrativo de uma rede elétrica fictícia.

A partir do diagrama unifilar apresentado na Figura 4.5 e utilizando a teoria das componentes simétricas, montam-se os circuitos unifilares de seqüência positiva, negativa e zero, da rede elétrica fictícia mostrada na Figura 4.6.

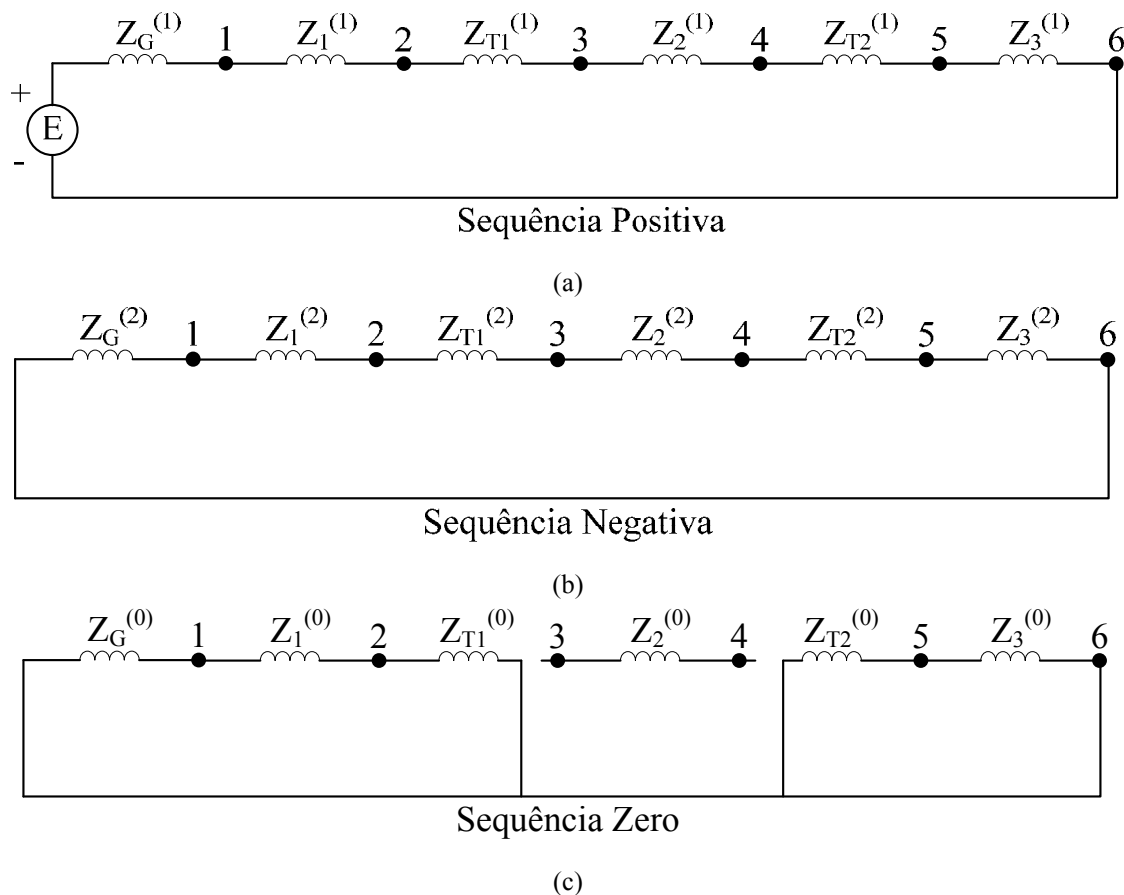


Figura 4.6 – Circuitos equivalentes de seqüência. (a) positiva, (b) negativa e (c) zero.

A partir dos circuitos mostrados na Figura 4.6 é construída a matriz admitância de barra Y_{barra} para cada componente de seqüência. Com isso, obtém-se:

$$Y_0 = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_G^{(0)} + Z_1^{(0)}} & -\frac{1}{Z_1^{(0)}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{Z_1^{(0)}} & \frac{1}{Z_1^{(0)} + Z_{T1}^{(0)}} & -\frac{1}{999999} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{999999} & \frac{1}{999999} + \frac{1}{Z_2^{(0)}} & -\frac{1}{Z_2^{(0)}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{Z_2^{(0)}} & \frac{1}{Z_2^{(0)} + 999999} & -\frac{1}{999999} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{999999} & \frac{1}{Z_{T2}^{(0)} + Z_3^{(0)}} & -\frac{1}{Z_3^{(0)}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{Z_3^{(0)}} & \frac{1}{Z_3^{(0)}} \end{bmatrix}, \quad (4.18)$$

$$Y_1 = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_G^{(1)} + Z_1^{(1)}} & -\frac{1}{Z_1^{(1)}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{Z_1^{(1)}} & \frac{1}{Z_1^{(1)} + Z_{T1}^{(1)}} & -\frac{1}{Z_{T1}^{(1)}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{Z_{T1}^{(1)}} & \frac{1}{Z_{T1}^{(1)} + Z_2^{(1)}} & -\frac{1}{Z_2^{(1)}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{Z_2^{(1)}} & \frac{1}{Z_2^{(1)} + Z_{T2}^{(1)}} & -\frac{1}{Z_{T2}^{(1)}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{Z_{T2}^{(1)}} & \frac{1}{Z_{T2}^{(1)} + Z_3^{(1)}} & -\frac{1}{Z_3^{(1)}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{Z_3^{(1)}} & \frac{1}{Z_3^{(1)}} \end{bmatrix}, \quad (4.19)$$

$$Y_2 = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_G^{(2)} + Z_1^{(2)}} & -\frac{1}{Z_1^{(2)}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{Z_1^{(2)}} & \frac{1}{Z_1^{(2)} + Z_{T1}^{(2)}} & -\frac{1}{Z_{T1}^{(2)}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{Z_{T1}^{(2)}} & \frac{1}{Z_{T1}^{(2)} + Z_2^{(2)}} & -\frac{1}{Z_2^{(2)}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{Z_2^{(2)}} & \frac{1}{Z_2^{(2)} + Z_{T2}^{(2)}} & -\frac{1}{Z_{T2}^{(2)}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{Z_{T2}^{(2)}} & \frac{1}{Z_{T2}^{(2)} + Z_3^{(2)}} & -\frac{1}{Z_3^{(2)}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{Z_3^{(2)}} & \frac{1}{Z_3^{(2)}} \end{bmatrix}. \quad (4.20)$$

Pelo diagrama da rede elétrica da Figura 4.6a, observa-se que o sistema de 69 kV está isolado do fluxo da componente de sequência zero. As impedâncias de sequência zero entre as barras 2-3 e 4-5 da Figura 4.6c são infinitas e está representado no algoritmo pelo valor 999999.

As correntes e tensões de sequência no lado primário e secundário do transformador trifásico podem ser obtidos a partir da Equação (4.21):

$$\begin{bmatrix} I_P^{(012)} \\ I_S^{(012)} \end{bmatrix} = Y^{(012)} \cdot \begin{bmatrix} V_P^{(012)} \\ V_S^{(012)} \end{bmatrix}. \quad (4.21)$$

A contribuição do defasamento para um transformador Tipo 3 pode ser vista a partir da Equação (4.22) (Aung e Milanovic, 2006b).

$$\begin{bmatrix} I_P^{(0)} \\ I_P^{(1)} \\ I_P^{(2)} \\ I_S^{(0)} \\ I_S^{(1)} \\ I_S^{(2)} \end{bmatrix} = y_{ij} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & e & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & f \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & f & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & e & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_P^{(0)} \\ V_P^{(1)} \\ V_P^{(2)} \\ V_S^{(0)} \\ V_S^{(1)} \\ V_S^{(2)} \end{bmatrix}. \quad (4.22)$$

Sendo y_{ij} a admitância ligada entre a barra i e a barra j :

$e \rightarrow$ representa o defasamento de $+30^\circ$, ou seja, $e = -1\angle 30^\circ$;

$f \rightarrow$ representa o defasamento de -30° , ou seja, $e = -1\angle -30^\circ$.

Da Equação (4.22), obtém-se:

$$\begin{aligned} I_P^{(0)} &= I_S^{(0)} = 0 \\ I_P^{(1)} &= y_{ij}^{(1)} V_P^{(1)} - y_{ij}^{(1)} e V_S^{(1)} \\ I_S^{(1)} &= y_{ij}^{(1)} f V_P^{(1)} - y_{ij}^{(1)} V_S^{(1)} \\ I_P^{(2)} &= y_{ij}^{(2)} V_P^{(2)} - y_{ij}^{(2)} f V_S^{(2)} \\ I_S^{(2)} &= y_{ij}^{(2)} e V_P^{(2)} - y_{ij}^{(2)} V_S^{(2)} \end{aligned} \quad (4.23)$$

Das Equações (4.23), observa-se que as matrizes Y_1 e Y_2 passam a serem diferentes das matrizes das Equações (4.19) e (4.20), pois terão alterações nos elementos mostrados pelas Equações (4.24).

$$\begin{aligned} y_{23}^{(1)}(\text{atual}) &= y_{23}^{(1)} \times e \\ y_{32}^{(1)}(\text{atual}) &= y_{32}^{(1)} \times f \\ y_{23}^{(2)}(\text{atual}) &= y_{23}^{(2)} \times f \\ y_{32}^{(2)}(\text{atual}) &= y_{32}^{(2)} \times e \\ y_{45}^{(1)}(\text{atual}) &= y_{45}^{(1)} \times e \\ y_{54}^{(1)}(\text{atual}) &= y_{54}^{(1)} \times f \\ y_{45}^{(2)}(\text{atual}) &= y_{45}^{(2)} \times f \\ y_{54}^{(2)}(\text{atual}) &= y_{54}^{(2)} \times e \end{aligned} \quad (4.24)$$

Após construir as matrizes admitância de barra $Y^{(0)}$, $Y^{(1)}$ e $Y^{(2)}$, as matrizes impedância de barra $Z_n^{(0)}$, $Z_n^{(1)}$ e $Z_n^{(2)}$ são calculadas através do método da matriz Y_{barra} fatorada, como descrito no sub-tópico 4.7.1. Neste caso, obviamente, as matrizes $Z_n^{(1)}$ e $Z_n^{(2)}$ também passam a serem diferentes.

Com a determinação de $Z_n^{(0)}$, $Z_n^{(1)}$ e $Z_n^{(2)}$ as tensões de componentes simétricas no LCS e a corrente de curto-circuito são determinadas das equações de curto-circuito (Gross, 1994).

4.9. Equacionamento da matriz impedância de barra para o cálculo de curto-circuito

Neste tópico será apresentada a técnica utilizada para aplicação de faltas (curtos-circuitos) no sistema elétrico estudado. As faltas adotadas para o estudo foram: trifásica, fase-terra, bifásica e bifásica-terra.

No cálculo das faltas, utiliza-se os elementos do vetor Z_{barra}^n obtidos pelo método da matriz Y_{barra} fatorada com os transformadores já adicionados ao sistema, conforme apresentado no tópico anterior. Os cálculos servirão para determinar a corrente de falta e o afundamento de tensão nas barras do sistema estudado. No método as faltas podem ser aplicadas diretamente nas barras do sistema ou em linhas de transmissão. Neste último caso, adota-se o método de adição de barra descrito no tópico 4.3 e ilustrado pela Figura 4.3

Por fim, a partir da matriz de transformação de *Fortescue*, são determinadas as tensões e as correntes em componentes de fase pelas Equações (4.25) e (4.26).

$$\begin{bmatrix} V_j^{(a)} \\ V_j^{(b)} \\ V_j^{(c)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_j^{(0)} \\ V_j^{(1)} \\ V_j^{(2)} \end{bmatrix}, \quad (4.25)$$

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{(a)} \\ I_{fa}^{(b)} \\ I_{fa}^{(c)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(1)} \\ I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix}, \quad (4.26)$$

onde $I_{fa}^{(1)}$, $I_{fa}^{(2)}$ e $I_{fa}^{(0)}$ são as correntes de falta de sequência positiva, negativa e zero respectivamente, $I_{fa}^{(a)}$, $I_{fa}^{(b)}$ e $I_{fa}^{(c)}$ são as correntes de falta das fases A, B e C respectivamente, $V_j^{(1)}$, $V_j^{(2)}$ e $V_j^{(0)}$ são as tensões de sequência positiva, negativa e zero respectivamente e $V_j^{(a)}$, $V_j^{(b)}$ e $V_j^{(c)}$ são as tensões nas fases A, B e C, respectivamente. As Equações (4.25) e (4.26) são utilizadas para determinar as tensões e correntes em todos os tipos de faltas adotados. A amplitude do afundamento de tensão é determinada pela menor

tensão entre as três fases. A corrente de curto-circuito é utilizada na determinação da duração do afundamento de tensão.

4.10. Determinação da Duração do Afundamento de Tensão

A duração dos afundamentos de tensão é determinada pelo tempo de atuação dos equipamentos de proteção. Quando uma falta ocorre o afundamento de tensão se inicia e continua presente até que o sistema de proteção atue, eliminando a falta do sistema.

O sistema elétrico a ser analisado neste trabalho pode ser dividido em três sistemas de acordo com o seu nível de tensão: o sistema de transmissão (230 kV), subtransmissão (69 kV) e de distribuição (13,8 kV). Para cada sistema foi considerado o tipo de proteção mais usado, e então considerado o seu tempo de atuação.

No método desenvolvido, os religadores são considerados com atuação semelhante ao disjuntor, ou seja, sem que ocorram repetições de abertura e fechamento sucessivas, de modo a se considerar no cálculo apenas o tempo de uma abertura do equipamento utilizando sua curva de tempo dependente. Os elos fusíveis por se tratarem de elementos com curvas indefinidas, no método só poderão ser adicionadas suas equações polinomiais aproximadas, uma vez que para cada tipo de fabricante existem variações de tempo e corrente para atuação dos mesmos.

4.10.1. Sistemas de distribuição e subtransmissão

Para os sistemas de distribuição e subtransmissão são analisadas a atuação dos relés de sobrecorrente de fase e de neutro, associados a disjuntores instalados em cabines primárias nas subestações de distribuição.

O sistema de proteção da distribuição também utiliza chaves fusíveis. Basicamente, são instaladas as chaves fusíveis nos seguintes casos:

- Em princípio, em todos os ramais derivados do alimentador tronco;
- Após cargas, cuja importância recomende maior continuidade;
- Em todos os ramais particulares, identificando a derivação;
- Em alguns sub-ramais derivados de ramais longos ou derivados de ramais protegidos por religadores ou seccionalizadores ou quando tenham, em sua derivação, chaves de faca.

4.10.1.1. Relés de sobrecorrente

O relé é a parte lógica do sistema de proteção. É um equipamento que conectado ao sistema elétrico, fica responsável pela detecção de condições intoleráveis ou indesejáveis ao sistema elétrico, e por tomar a decisão de abertura ou não dos disjuntores a ele associado, a fim de iniciar o processo de retirada de operação da linha faltosa, mantendo com isso a continuidade do fornecimento de energia e limitando os danos aos equipamentos.

O relé atua quando a corrente elétrica do sistema atingir um valor igual ou superior ao ajuste previamente estabelecido. O ajuste refere-se à corrente mínima de atuação chamada de corrente de partida (*Starting current*) ou de ajuste I_s .

Nos sistemas de proteção em geral, o esquema da proteção de retaguarda é semelhante ao apresentado na Figura 4.7, onde o relé de retaguarda irá atuar mediante a falha do relé principal. Na Figura 4.7, tem-se que I_F é a corrente de falta, os disjuntores (52), as unidades dos relés de tempo definido (50) e de tempo dependente (51) para fase (F) e neutro (N).

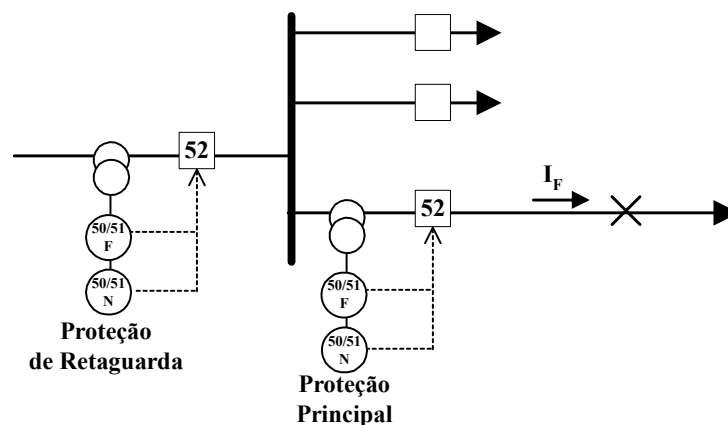


Figura 4.7 – Diagrama de proteção principal e de retaguarda para um sistema de distribuição.

Os coordenogramas de fase e de neutro, do esquema mostrado na Figura 4.7, são apresentados na Figura 4.8. Os coordenogramas mostram as curvas características dos dispositivos de proteção e como estão dispostas em seu tempo de atuação.

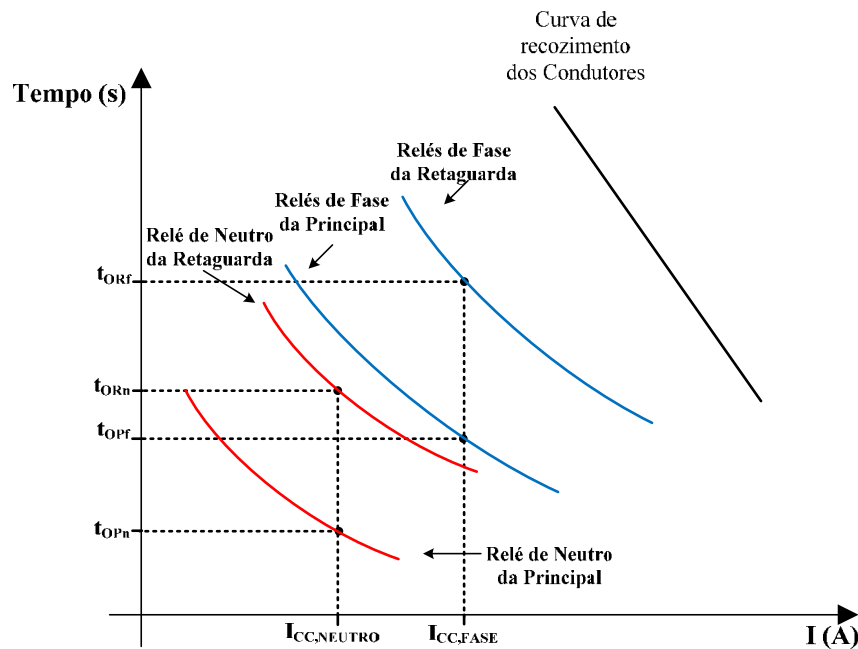


Figura 4.8 – Coordenograma de Fase e neutro: seletividade Relé × Relé.

Pela Figura 4.8 tem-se que:

$I_{CC,FASE}$ → Corrente de curto-circuito de fase;

$I_{CC,NEUTRO}$ → Corrente de curto-circuito de neutro;

t_{ORf} → Tempo de operação da proteção de retaguarda de fase;

t_{OPf} → Tempo de operação da proteção principal de fase;

t_{ORn} → Tempo de operação da proteção de retaguarda de neutro;

t_{OPn} → Tempo de operação da proteção principal de neutro;

t_{ORn} → Tempo de operação da proteção de retaguarda de neutro.

Pelo coordenograma mostrado na Figura 4.8, verifica-se que a curva do relé principal sempre permanece abaixo da curva do relé de retaguarda, caracterizando assim que o relé principal deverá atuar antes do relé de retaguarda. Verifica-se também, que os níveis de corrente de curto-circuito de fase e neutro para os relés, caracterizam em tempos de operação da proteção principal (t_{OPf} e t_{OPn}) e de retaguarda (t_{ORf} e t_{ORn}) diferentes, sendo estes tempos dependentes do nível da corrente de curto-circuito ($I_{CC,FASE}$ e $I_{CC,NEUTRO}$).

A partir do exposto acima os dados das características de proteção do sistema foram analisados da seguinte forma:

- Foram analisadas as barras dos sistemas verificando quais equipamentos de proteção estavam presentes em cada linha de interconexão;
- Após a análise das barras e equipamentos instalados, obtiveram-se as seguintes características dos relés por linha:

- ✓ Marca e modelo do relé;
 - ✓ Relação de transformação, usado para verificar a corrente do secundário do transformador de corrente (TC) que será vista pelo relé;
 - ✓ TMS (*Time Multiplier Setting Switch*) ajustado para a fase e neutro (curva de fase e neutro);
 - ✓ Corrente de partida para fase e para o neutro ajustado no relé (I_s);
 - ✓ Tipo de curva adotada para o ajuste de fase e neutro, que pode ser normalmente inversa (NI), muito inversa (MI), extremamente inversa (EI) ou fornecida pelo fabricante;
 - ✓ Corrente de atuação instantânea, que corresponde a uma curva de tempo definido para o ajuste de fase e neutro.
- Por fim o tempo de atuação da proteção para eliminação da falta foi dividido em três situações:

- ✓ Quando o relé principal falhar, o tempo será igual a:

$$t_{Total} = t_{disjuntor} + t_{curva_relé} + t_{retaguarda} \quad (4.27)$$

onde, t_{Total} é o tempo total de atuação da proteção, $t_{disjuntor}$ é o tempo de atuação mecânica do disjuntor, $t_{curva_relé}$ é o tempo de atuação pela curva característica do relé considerando a corrente de falta e $t_{retaguarda}$ é o tempo de espera para a retaguarda atuar.

- ✓ Quando o relé principal atuar, o tempo será igual a:

$$t_{Total} = t_{disjuntor} + t_{curva_relé} \quad (4.28)$$

- ✓ Quando o relé principal atuar em modo instantâneo, quando a função estiver ativada, o tempo total será igual a:

$$t_{Total} = t_{disjuntor} + t_{relé_instantâneo} \quad (4.29)$$

Pela Equação (4.29) o tempo dependerá do retardo mecânico do disjuntor mais tempo de disparo do relé instantâneo.

4.10.1.2. Curvas características em relés digitais

Os relés apresentam curvas características quanto ao seu tempo de atuação: tempo definido e tempo dependente. (IEEE Std. C37.112, 1996, IEEE Std., 1989). Para o tempo definido uma vez ajustados o tempo de atuação (t_a) e a corrente mínima de atuação ($I_{MIN,AT}$), o relé irá atuar neste tempo para qualquer valor de corrente igual ou maior do que o mínimo ajustado (Figura 4.9).

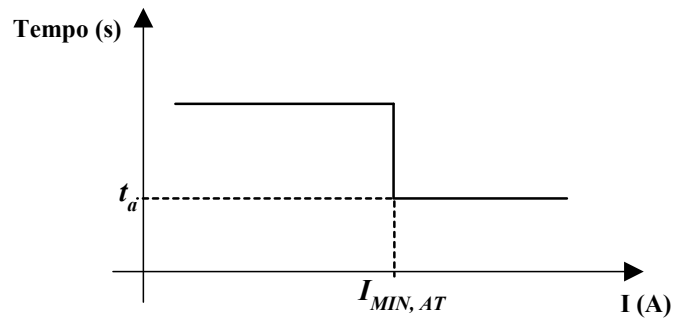


Figura 4.9 – Curva característica de tempo definido.

As curvas de tempo dependente são classificadas em três grupos: Normalmente Inversa (NI), Muito Inversa (MI) e Extremamente Inversa (EI), conforme mostra a Figura 4.10.

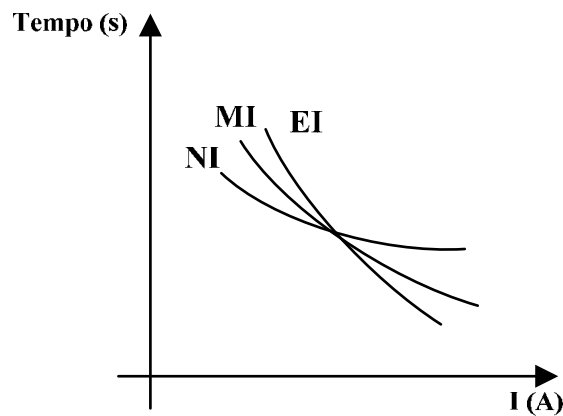


Figura 4.10 – Representação das curvas características do tipo Normalmente Inversa (NI), Muito Inversa (MI) e Extremamente Inversa (EI).

As curvas da Figura 4.10 são definidas, pelo padrão IEC, a partir de equações exponenciais do tipo:

$$t = \frac{k_1 \times TMS}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{k_2} - 1}, \quad (4.30)$$

em que:

k_1 e k_2 : constantes que, dependendo do valor recebido, irão definir os grupos (NI, MI ou EI):

- $k_1 = 0,14$ e $k_2 = 0,02$ → Curva Normalmente Inversa (NI);
- $k_1 = 13,5$ e $k_2 = 1$ → Curva Muito Inversa (MI);
- $k_1 = 80$ e $k_2 = 2$ → Curva Extremamente Inversa (EI);

I : corrente que chega ao relé através do secundário de um TC;

I_s : corrente de ajuste ou de partida (*starting current*);

TMS: os valores numéricos atribuídos ao *Time Multiplier Setting* (*TMS*) fazem as curvas se deslocarem ao longo do eixo dos tempos. Estes valores para o padrão IEC variam de 0,1 a 1, com passo de 0,01.

A relação de I/I_s em estudos de proteção é denominada como múltiplo e na maioria dos relés adotados utilizam o eixo de múltiplos ao invés do eixo de correntes e suas relações vão de 1 a 20 ou 30 vezes (depende do fabricante) da corrente nominal do sistema para representar a corrente de curto-circuito.

Comumente os catálogos dos fabricantes fornecem dez curvas por grupo, conforme exemplo mostrado na Figura 4.11. Na figura, estão fornecidas as curvas NI de um determinado relé, conforme Equação (4.30).

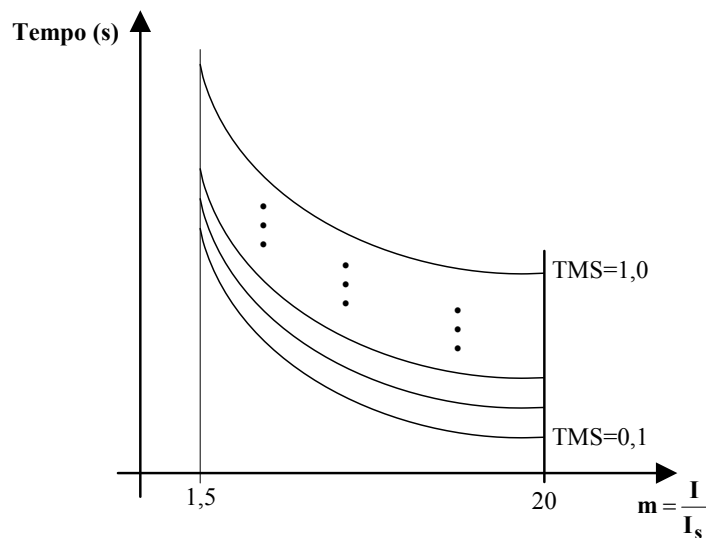


Figura 4.11 – Curvas características do tipo Normalmente Inversa (IEC - NI).

Por norma, as curvas são traçadas para valores do múltiplo (m) variando, geralmente, de 1,5 a 20, em um sistema de eixos ortogonais com escala $\log \times \log$.

Para se fazer a correspondência do valor da corrente de curto com o múltiplo m nas curvas de tempo dos relés, utiliza-se a Equação (4.31).

$$m = \frac{I_{CC \text{ no trecho}}}{RTC \times I_{Partida \text{ ajustada no Relé}}}, \quad (4.31)$$

em que,

$I_{CC \text{ no trecho}} \rightarrow$ Corrente de curto-circuito vista no primário do transformador de corrente (TC);

$RTC \rightarrow$ Relação de transformação do TC. Ex.: 400/5, 500/5, etc.;

$I_{Partida \text{ ajustada no Relé}} \rightarrow$ Corrente de partida do relé visto no secundário do TC.

Existem também outras curvas características como a americana U.S representada pela Equação (4.31) e a ANSI (IEEE Std. C37.112, 1996) adotada em alguns relés nacionais e representada na Equação (4.32).

$$t = TMS \cdot \left(k_1 + \frac{k_2}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^{k_3} - 1} \right), \quad (4.32)$$

em que:

$TMS \rightarrow$ varia entre 0,5 e 15;

k_1 , k_2 e k_3 : constantes que, dependendo do valor recebido, irão definir os grupos da característica:

- $k_1 = 0,0352$; $k_2=5,67$ e $k_3=2 \rightarrow$ Extremamente Inversa (EI);
- $k_1 = 0,18$; $k_2=5,95$ e $k_3=2 \rightarrow$ Inversa (I);
- $k_1 = 0,0226$; $k_2=0,0104$ e $k_3=2 \rightarrow$ Moderada Inversa (MOD. INV);
- $k_1 = 0,00262$; $k_2=0,00342$ e $k_3=0,02 \rightarrow$ Inversa de tempo curto (*Short Time* INV);
- $k_1 = 0,0963$; $k_2=3,88$ e $k_3=2 \rightarrow$ Muito Inversa (MI).

$$t = TMS \cdot \left(k_1 + \frac{k_2}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^{k_3} - k_3} + \frac{k_4}{\left(\left(\frac{I}{I_s} \right)^{k_3} - k_3 \right)^2} + \frac{k_5}{\left(\left(\frac{I}{I_s} \right)^{k_3} - k_3 \right)^3} \right), \quad (4.33)$$

em que:

$TMS \rightarrow$ varia entre 0,5 e 30;

k_1 , k_2 , k_3 , k_4 e k_5 : constantes que, dependendo do valor recebido, irão definir os grupos da característica conforme a Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Características do padrão ANSI.

k_1	k_2	k_3	k_4	k_5	Curvas características
0,04	0,2294	0,5	3,0094	0,7222	Extremamente Inversa (EI)
0,0274	2,2614	0,3	-4,189	9,1272	Inversa (I)
0,1735	0,6791	0,8	-0,08	0,1271	Moderada Inversa (MOD INV)
0,0615	0,79889	0,34	-0,284	4,0505	Muito Inversa (MI)

4.10.1.3. Curvas características em relés eletromecânicos

Alguns relés eletromecânicos não possuem uma equação definida para a característica das curvas. Para atender estas curvas foi elaborada uma rotina computacional capaz de estimar uma equação polinomial da característica do relé, a partir dos pontos discretizados da curva do fabricante. Em testes realizados na rotina e em pesquisas apresentadas por Michigan (2003), convencionou-se que o polinômio de ordem quarenta apresenta uma boa aproximação com a curva discretizada fornecida pelo fabricante.

No desenvolvimento da rotina computacional, verificou-se qual seria o melhor método para estimação dos parâmetros das curvas. Dentre vários métodos numéricos decidiu-se pelo método de Mínimos Quadrados (MQ), que é um dos mais conhecidos e práticos, pois não exige um grande esforço computacional e apresenta uma boa aproximação. Então, monta-se o sistema de equações do MQ as quais fornece os valores dos coeficientes c_1, c_2, \dots, c_n da expressão desejada. Por fim, aplicou-se o estimador MQ em uma rotina computacional utilizando 40 pontos de uma curva, a fim de obter a curva desejada. Foi observado que o algoritmo apresentou resultados satisfatórios, como apresentado no gráfico da Figura 4.12 que é um comparativo entre a curva original e a curva estimada por MQ.

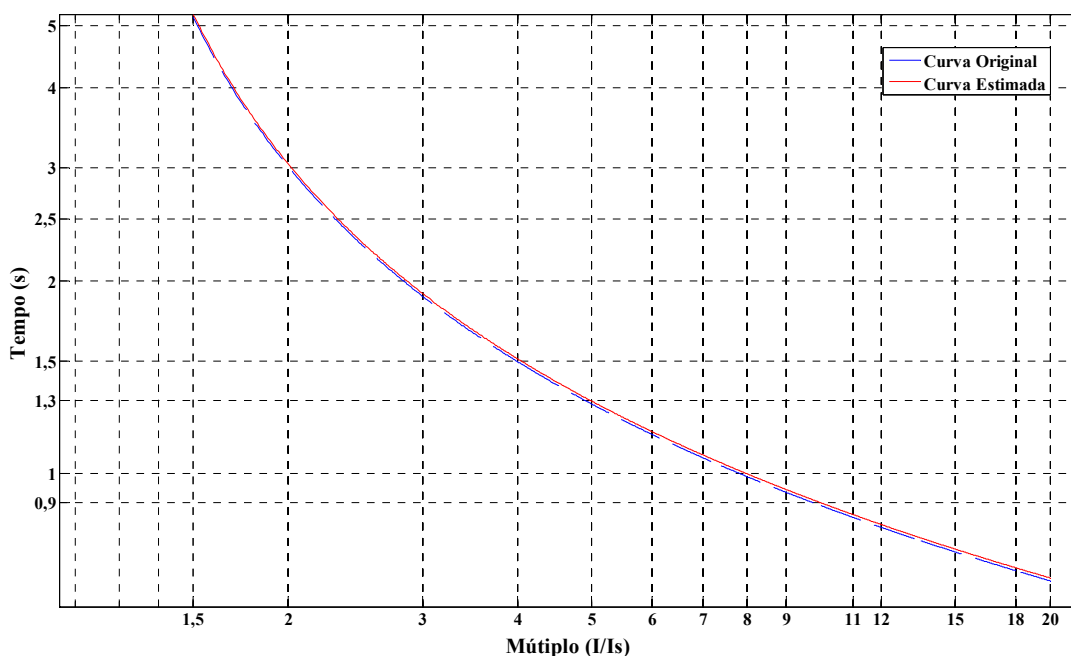


Figura 4.12 – Comparativo entre a curva original e a estimada por MQ.

A curva estimada da Figura 4.12 obteve um resíduo menor que 10^{-2} , sendo um resultado satisfatório para o estudo de proteção quando não for disponibilizada a equação

característica do fabricante. A rotina desenvolvida para estimar a equação das curvas dos relés pode ser também utilizada para estimar as curvas dos elos-fusíveis, porém para os casos iniciais são simulados sistemas em 69 kV, os quais não adotam elos-fusíveis como proteção de sobrecorrente das linhas de transmissão.

Os relés eletromecânicos possuem partes móveis que são susceptíveis ao desgaste natural, promovendo a alteração da sua curva característica e diferenciando assim da fornecida pelo fabricante. Esta alteração da característica com o tempo tem levado as concessionárias de energia a substituírem os relés eletromecânicos pelos digitais, tornando-se hoje uma tendência.

4.10.2. Interação de elos-fusíveis e religadores

Em sistemas de distribuição são utilizados basicamente chaves fusíveis compostas por elos-fusíveis e religadores os quais devem interagir de forma seletiva para atuar de forma correta em faltas permanentes e identificar as faltas transitórias, ou seja, faltas temporárias ou de curta duração. Devido à complexidade dos sistemas de distribuição (tipos de cabos diferentes no mesmo alimentador, cargas diversificadas por trecho e grande quantidade de derivações) nesta Tese a interação de elos-fusíveis e religadores será adotada apenas pela a rotina de localização de falta apresentada no Capítulo 5.

4.10.2.1. Características do elo-fusível

O elo-fusível é a parte ativa da chave-fusível. Eles constituem os elementos sensores que detectam a sobrecorrente e juntamente com o cartucho, interrompem o circuito. Os elos não devem fundir com a corrente de carga do equipamento ou do circuito protegido e devem obedecer as curvas características tempo x corrente, fornecidas pelos fabricantes.

Os fabricantes de elos-fusíveis fornecem, por seção transversal do cabo, curvas características tempo x corrente de fusão e interrupção, conhecidas como:

- Curvas de tempos mínimos de fusão;
- Curvas de tempos máximos de fusão;
- Curvas de tempos totais de interrupção.

Para a coordenação ou seletividade de elos-fusíveis são usadas as curvas de mínimos tempos de fusão e de máximos tempos totais de interrupção como mostrado na Figura 4.13.

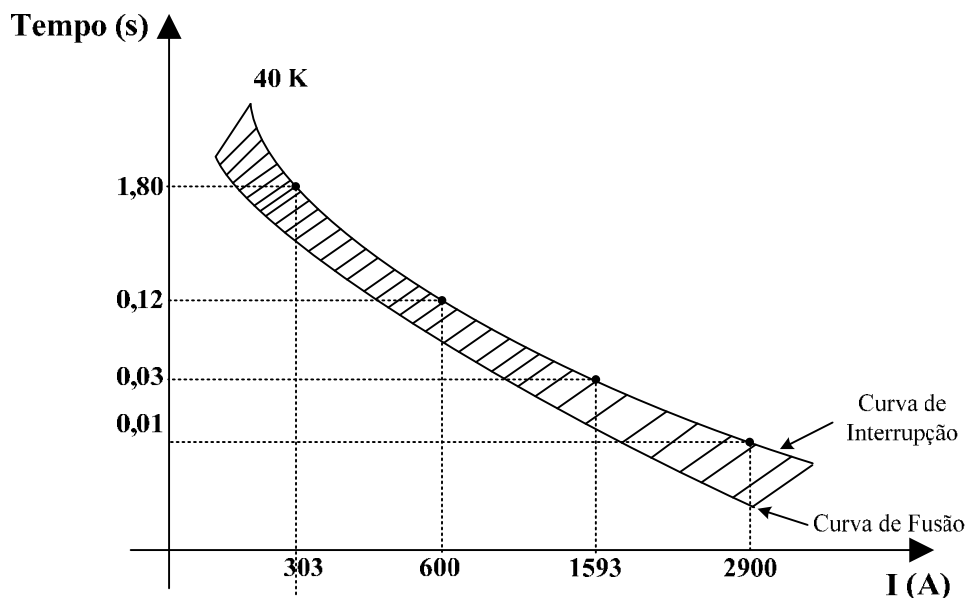


Figura 4.13 – Curvas corrente x tempo do elo-fusível de 40 K.

Nesta pesquisa foram adotados, para a rotina de localização de falta, os elos-fusíveis:

Tipo K - Elos-fusíveis rápidos;

Tipo T - Elos-fusíveis lentos;

Tipo H - Elos-fusíveis de alto surto (*high surge*), de ação lenta para surtos de corrente (a corrente transitória de magnetização de transformador, por exemplo). São fabricados somente para pequenas correntes nominais. Geralmente, são usados para proteger transformadores de pequenas potências (até 75 kVA) e pequenos bancos de capacitores.

Para o uso das curvas características também foi adotado o método dos Mínimos Quadrados para se determinar uma aproximação polinomial da curva, cuja rotina é semelhante a usada nos relés eletromecânicos mostrada anteriormente.

4.10.2.2. Características do religador

O religador é constituído por um mecanismo automático projetado para abrir e fechar circuitos em carga ou em curto-circuito, comandado por relés de sobrecorrente de ação indireta (alimentados por transformadores de corrente (TC)), que realizam as funções 50 e 51, e por um relé de religamento (função 79).

A repetição da sequência disparo × religamento, permite que o religador reconheça repetidamente se o defeito desapareceu, possibilitando diferenciar um defeito transitório de um permanente.

Para a rotina de localização de falta convencionou-se, pelo padrão da concessionária local de energia, o uso de um disparo rápido para as faltas transitórias, onde não ocorrerá a queima do fusível e posteriormente, o disparo retardado suficiente para o fusível atuar conforme apresentado na Figura 4.14.

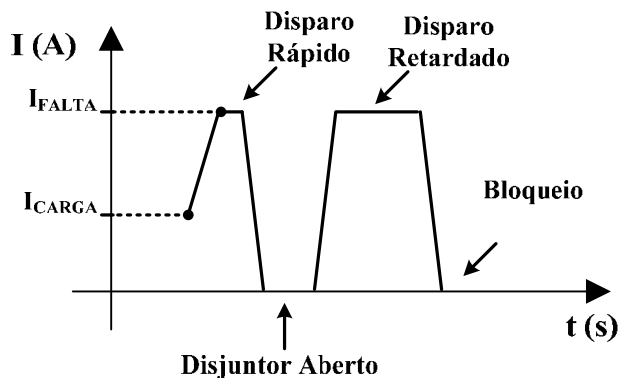


Figura 4.14 – Sequência de operação adotada: 1 rápido + 1 retardado.

Os dados de ajuste da proteção tanto dos elos-fusíveis quanto dos religadores foram fornecidos pela concessionária de energia local para a realização dos cálculos da proteção. Também, adotou-se a seguinte prática para se avaliar a coordenação da proteção entre elos-fusíveis \times religadores:

- Para todos os valores de curto-circuito possíveis no trecho do circuito protegido pelo elo-fusível, o tempo mínimo de fusão do elo-fusível deve ser maior do que o tempo de abertura do religador na curva rápida.
- Para todos os valores de defeitos possíveis no trecho do circuito protegido pelo elo-fusível, o tempo máximo de interrupção do elo-fusível deve ser menor que o tempo mínimo de abertura do religador na curva retardada.

As probabilidades de sucesso/falha no religamento também foram consideradas baseado-se nos dados fornecidos pela concessionária as quais estão representada na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Probabilidade das faltas do sistema distribuição quanto transitoriedade do evento.

Tipo de Falta	Probabilidade Permanente	Probabilidade Transitória
Trifásica	96,5%	4,5%
Bifásica-Terra	89,8%	10,2%
Bifásica	72,4%	27,6%
Monofásica	24,4%	75,6%

A partir da Tabela 4.4, as faltas simuladas no sistema de distribuição poderão ser eliminadas tanto pela ação do religador devido o disparo rápido ou pelo elo-fusível. Para uma carga sensível instalada em uma barra do sistema, esse procedimento de religamento poderá gerar um ou dois afundamentos sucessivos para uma mesma falta. Isto implica no aumento do número de afundamentos nas cargas por ano e fornece uma quantidade maior de informação do sistema para ser usada no método de localização de falta em distribuição.

4.10.3. Sistema de transmissão

Os relés de distância foram adotados para as linhas do sistema de 230 kV. Eles são alimentados por duas grandezas, a tensão (V) e a corrente (I), amostradas respectivamente pelos transformadores de potencial (TP) e transformadores de corrente (TC) conectados ao sistema elétrico. A partir das amostras de tensão e corrente, as características de atuação dos relés de distância são representadas no plano R-X (plano de impedâncias). Atualmente, graças aos sistemas dos relés que são baseados em microprocessadores, os planos de impedância podem ser representados por diversas características: losângulo, trapézio, retângulo, mho (muito comum em estudos de proteção), etc. As características são separadas por áreas definidas, que irão indicar as zonas de operação, como visto na Figura 4.15.

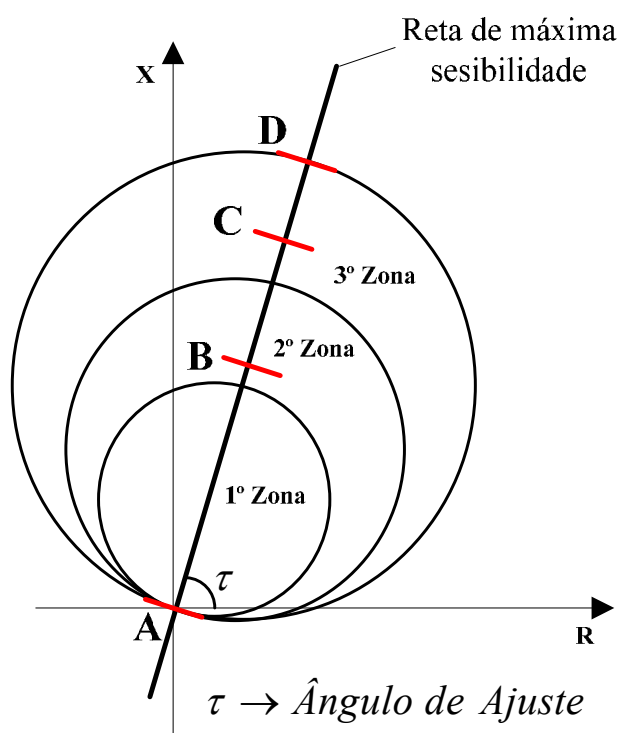


Figura 4.15 – Esquema da característica das 3 zonas de atuação do relé mho.

Algumas zonas de atuação possuem uma temporização. Considerando uma linha de transmissão dividida por setores AB, BC e CD, os valores típicos para cada um destes setores ou zonas são mostrados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Alcance e tempo de atuação por zona do relé.

Zona	Alcance	Tempo (s)
1 ^a	80% a 90% de AB	Instantâneo
2 ^a	AB+(20% a 75% de BC)	0,15 a 0,5
3 ^a	AB+BC+CD	0,40 a 1,0

Na elaboração da rotina computacional, foram utilizados os valores de tempo reais (ajustes de campo) do sistema de 230 kV, com isso, em cada falta simulada será verificada a distância do relé ao ponto da ocorrência, fornecendo ao final o tempo de atuação do relé. Também foram adicionados os relés de sobrecorrente e de tempo definido de cada subestação, havendo a possibilidade de atuação simultânea de mais de um relé, sendo considerado para o cálculo o relé de atuação mais rápida. Nas faltas em que envolvem a terra, os ajustes de neutro nos relés são habilitados, mantendo assim a coordenação do sistema de proteção.

4.10.4. Consideração de falha do relé principal

Após determinar qual equipamento de proteção será responsável pela eliminação da falta, é levada em consideração a probabilidade de falhas, podendo atuar a proteção principal ou a de retaguarda.

A proteção principal é quem deverá atuar primeiro em caso de falta dentro da zona protegida e a proteção de retaguarda só deverá atuar, quando esta existir, e ocorrer falha da proteção principal.

Com os dados históricos fornecidos pela concessionária EPB, a probabilidade de falhas da proteção primária é 8%.

Para isso, gera-se um número n_3 uniformemente distribuído no intervalo de 0 a 1.

- Se $n_3 < 0,08$, considera-se que a proteção primária irá falhar e a falta será eliminada pela proteção de retaguarda;
- Caso $0,08 < n_3 < 1,00$, então a falta será extinta pela proteção primária.

4.11. Estimativa de Desligamento das Cargas Sensíveis

Para a estimativa de desligamento de uma determinada carga sensível, instalada no sistema, provocada por afundamentos de tensão, é preciso obter os dados das

características (amplitude e duração) do distúrbio no local da instalação da carga e também obter o conhecimento da sensibilidade (curvas de tolerância) da carga diante dos afundamentos.

Considere um sistema elétrico em anel contendo 6 barras apresentado na Figura 4.16. A carga sensível instalada no sistema está localizada na barra 5. A carga sensível é composta por equipamentos com tecnologia baseada em microprocessadores.

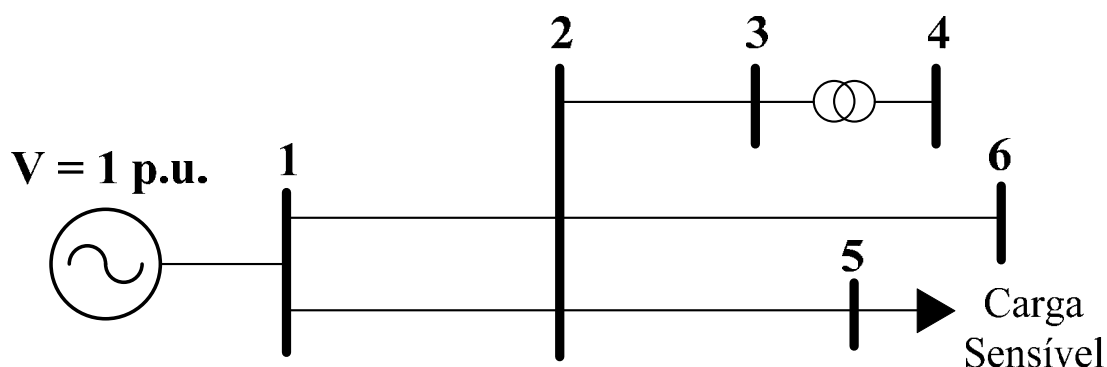


Figura 4.16 – Representação do sistema elétrico fictício com 6 barras.

Uma falta é simulada de forma aleatória no sistema. Considerando que a falta gerada é do tipo monofásico e está localizada na linha entre as barras 2 e 3, o sistema de proteção irá atuar, isolando a linha faltosa do sistema conforme apresentado na Figura 4.17. A carga sensível irá experimentar um afundamento de tensão no período entre a ocorrência da falta e o fim da atuação do sistema de proteção. A amplitude e a duração do afundamento na barra 5 são determinadas e uma ocorrência de afundamento é registrada e armazenada na tabela de densidade de probabilidade de ocorrências dos afundamentos de tensão mostrada na Tabela 4.6. Cada célula da tabela informa a quantidade de ocorrências de afundamentos caracterizada por sua faixa de amplitude e duração, em relação ao total de faltas geradas no sistema.

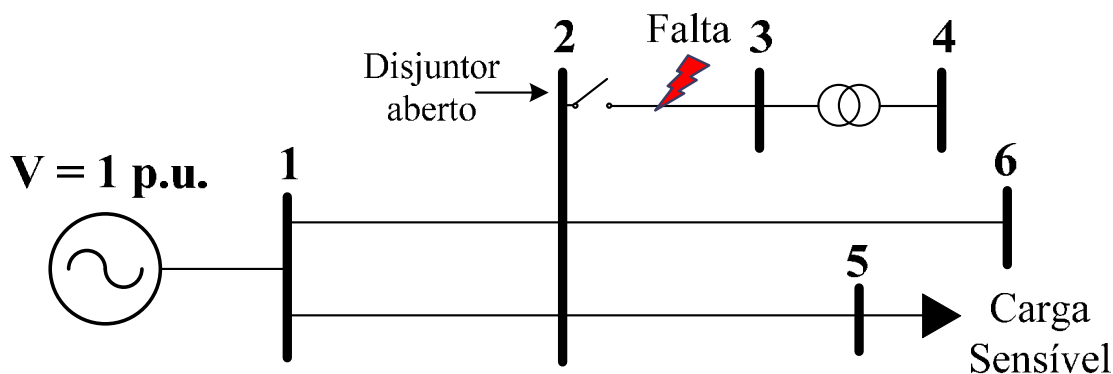


Figura 4.17 – Identificação da localização da falta monofásica no sistema elétrico fictício de 6 barras.

Tabela 4.6 – Registro de ocorrência de afundamento de tensão.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão em Segundos						
	0-0,02	0,02-0,2	0,2-0,5	0,5-0,8	0,8-1,2	1,2-1,5	1,5-10
1,00-0,90							
0,90-0,80							
0,80-0,70			1				
0,70-0,60							
0,60-0,50							
0,50-0,40							
0,40-0,30							
0,30-0,20							
0,20-0,10							
0,10-0,00							

Para o caso de uma falta ocorrer na linha entre as barras 2 e 5, a carga sensível será desligada. Para este caso, a ocorrência de afundamento não será registrada na Tabela 4.6.

Outras faltas são simuladas de forma aleatória e a tabela de densidade de probabilidade de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características é preenchida conforme apresentado na Tabela 4.7. Os valores a_1, a_2, \dots, a_{70} representam o número de ocorrências referente a cada célula. O número de faltas a serem simuladas é determinado pelo número de falhas ocorridas nas linhas de transmissão por km por ano. Este número é um dado estatístico, obtido de registros históricos do sistema analisado. Conhecendo o comprimento total das linhas de transmissão do sistema e a quantidade de anos necessários para obter resultado mais preciso, é determinado o número de faltas a serem simuladas no sistema.

Tabela 4.7 – Registro de ocorrência de afundamento de tensão.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão em Segundos						
	0-0,02	0,02-0,2	0,2-0,5	0,5-0,8	0,8-1,2	1,2-1,5	1,5-10
1,00-0,90	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7
0,90-0,80	a_8	a_9	a_{10}	a_{11}	a_{12}	a_{13}	a_{14}
0,80-0,70	a_{15}	a_{16}	a_{17}	a_{18}	a_{19}	a_{20}	a_{21}
0,70-0,60	a_{22}	a_{23}	a_{24}	a_{25}	a_{26}	a_{27}	a_{28}
0,60-0,50	a_{29}	a_{30}	a_{31}	a_{32}	a_{33}	a_{34}	a_{35}
0,50-0,40	a_{36}	a_{37}	a_{38}	a_{39}	a_{40}	a_{41}	a_{42}
0,40-0,30	a_{43}	a_{44}	a_{45}	a_{46}	a_{47}	a_{48}	a_{49}
0,30-0,20	a_{50}	a_{51}	a_{52}	a_{53}	a_{54}	a_{55}	a_{56}
0,20-0,10	a_{57}	a_{58}	a_{59}	a_{60}	a_{61}	a_{62}	a_{63}
0,10-0,00	a_{64}	a_{65}	a_{66}	a_{67}	a_{68}	a_{69}	a_{70}

Para se obter a frequência de afundamentos de tensão no local da carga sensível, a Tabela 4.7 é convertida na tabela de frequência de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características e apresentada na Tabela 4.7. A frequência se refere ao período de um ano. Para converter, cada valor das células da Tabela 4.6 será dividida pelo fator F_c , com equacionamento apresentado nas Equações (4.34) e (4.35).

$$b_i = \frac{a_i}{F_c}, \quad (4.34)$$

$$F_c = \frac{N}{n}. \quad (4.35)$$

Onde,

N - número de faltas simuladas;

n - número de faltas por ano fornecido pela concessionária de energia.

O valor b_i de cada célula da Tabela 4.8, representa a probabilidade de ocorrências por ano de afundamentos caracterizados por sua faixa de amplitude e duração, no barramento da carga sensível.

Tabela 4.8 – Frequência de ocorrências dos afundamentos de tensão na carga sensível.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão em Segundos						
	0-0,02	0,02-0,2	0,2-0,5	0,5-0,8	0,8-1,2	1,2-1,5	1,5-10
1,00-0,90	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7
0,90-0,80	b_8	b_9	b_{10}	b_{11}	b_{12}	b_{13}	b_{14}
0,80-0,70	b_{15}	b_{16}	b_{17}	b_{18}	b_{19}	b_{20}	b_{21}
0,70-0,60	b_{22}	b_{23}	b_{24}	b_{25}	b_{26}	b_{27}	b_{28}
0,60-0,50	b_{29}	b_{30}	b_{31}	b_{32}	b_{33}	b_{34}	b_{35}
0,50-0,40	b_{36}	b_{37}	b_{38}	b_{39}	b_{40}	b_{41}	b_{42}
0,40-0,30	b_{43}	b_{44}	b_{45}	b_{46}	b_{47}	b_{48}	b_{49}
0,30-0,20	b_{50}	b_{51}	b_{52}	b_{53}	b_{54}	b_{55}	b_{56}
0,20-0,10	b_{57}	b_{58}	b_{59}	b_{60}	b_{61}	b_{62}	b_{63}
0,10-0,00	b_{64}	b_{65}	b_{66}	b_{67}	b_{68}	b_{69}	b_{70}

Conforme foi considerada a carga instalada composta por equipamentos baseados em microprocessadores, sua sensibilidade aos afundamentos de tensão é representada pela curva ITIC inferior. A curva é sobreposta à Tabela 4.8 e pode ser representada na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Sobreposição da curva ITIC sobre a Tabela 4.8.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão em Segundos						
	0-0,02	0,02-0,2	0,2-0,5	0,5-0,8	0,8-1,2	1,2-1,5	1,5-10
1,00-0,90	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7
0,90-0,80	b_8	b_9	b_{10}	b_{11}	b_{12}	b_{13}	b_{14}
0,80-0,70	b_{15}	b_{16}	b_{17}	b_{18}	b_{19}	b_{20}	b_{21}
0,70-0,60	b_{22}	b_{23}	b_{24}	b_{25}	b_{26}	b_{27}	b_{28}
0,60-0,50	b_{29}	b_{30}	b_{31}	b_{32}	b_{33}	b_{34}	b_{35}
0,50-0,40	b_{36}	b_{37}	b_{38}	b_{39}	b_{40}	b_{41}	b_{42}
0,40-0,30	b_{43}	b_{44}	b_{45}	b_{46}	b_{47}	b_{48}	b_{49}
0,30-0,20	b_{50}	b_{51}	b_{52}	b_{53}	b_{54}	b_{55}	b_{56}
0,20-0,10	b_{57}	b_{58}	b_{59}	b_{60}	b_{61}	b_{62}	b_{63}
0,10-0,00	b_{64}	b_{65}	b_{66}	b_{67}	b_{68}	b_{69}	b_{70}

A soma das ocorrências que estão abaixo da curva ITIC inferior, em destaque na Tabela 4.9, representa a estimativa do número de desligamentos por ano que a determinada carga irá experimentar.

4.11.1. Número de simulações e precisão do método

A partir do método desenvolvido e exposto neste capítulo, verificou-se a necessidade de ajustar o número de simulações estocásticas para se obter o menor erro de variação entre simulações e o menor tempo de processamento. Como a rotina foi desenvolvida inicialmente em Matlab[®], o método foi ponderado em processamento para esta plataforma computacional. A rotina computacional desenvolvida utilizou o banco de dados de um sistema elétrico real de 152 barras com níveis de tensão de 230 kV, 69 kV e 13,8 kV (Apêndice B).

Após a alimentação da rotina com os dados do sistema elétrico foram elaboradas simulações estocásticas com 2.000, 5.000, 8.000, 10.000, 12.000 e 15.000 faltas aleatórias no sistema. Em todas as simulações a Tabela 4.9 era atualizada através do fator de correção F_c pelas Equações (4.34) e (4.35), para um índice de falta do sistema de 490 por ano. A carga sensível apresentava-se conectada à barra 35 da rede subtransmissão de 69 kV. Para cada sequência de simulações, a frequência de desligamento era armazenada e posto novamente a uma nova simulação de forma a se repetir, inicialmente de 5 vezes, até se obter ao final, a variação de valores de frequência de desligamento e o tempo de simulação conforme exposto na Tabela 4.10. A variação apresentada se refere ao erro médio obtido entre a média dos valores e o maior ou o menor valor das frequências de desligamento.

Tabela 4.10 – Frequência de ocorrências dos afundamentos de tensão na carga sensível.

Sequência	Número de Simulações					
	2.000	5.000	8.000	10.000	12.000	15.000
1º	70,2	66,3	65,5	65,9	65,8	65,8
2º	68,1	64,9	66,1	65,5	65,9	65,2
3º	63,3	67,4	64,8	64,9	65,1	64,8
4º	65,1	64,9	64,3	65,1	64,9	64,7
5º	64,7	65,1	65,2	64,8	64,6	65,1
Média	66,3	65,7	65,2	65,2	65,3	65,1
Variação	$\pm 3,9$	$\pm 1,7$	$\pm 0,9$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
Tempo Médio de Cada Simulação	24,3 s	63,9 s	101,1 s	127,2 s	158,2 s	193,3 s

Pela Tabela 4.10, verifica-se que a variação tende a reduzir conforme se aumenta o número de simulações de falta do sistema de forma a se estabilizar após 10.000 simulações. Também se observa que o tempo de simulação aumenta em proporção ao número de simulações. Devido a esta variação optou-se por utilizar uma quantidade de sequências de repetição das simulações 10 vezes maior, ou seja de 50 repetições, de forma a reduzir o erro e se obter um intervalo de confiança na ordem de 95%. Portanto para a rotina final adotou-se o número de 10.000 simulações já que possui um dos menores tempos de execução e a sua variação e média se aproximam das rotinas de 12.000 e 15.000 simulações. Por fim, para uma simulação com 50 repetições de 10.000 simulações estocásticas de falta para o mesmo caso da Tabela 4.10, obteve-se uma a frequência de desligamento de $65,05 \pm 0,7$. Na Figura 4.18 é apresentado o gráfico da distribuição cumulativa, em comparação com a distribuição normal, para a frequência de desligamentos anuais devido aos afundamentos.

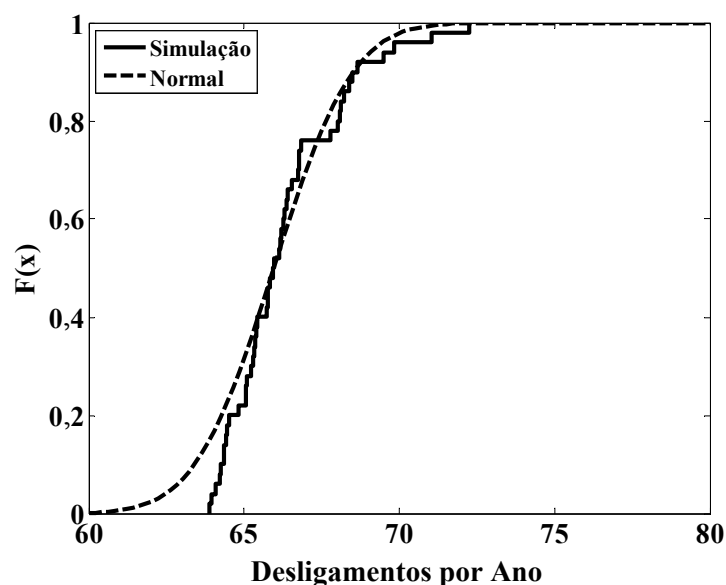


Figura 4.18 – Distribuição cumulativa para o número de desligamentos críticos por ano.

A partir da rotina desenvolvida, pretende-se realizar a determinação da frequência de desligamento da carga sensível presente no sistema, considerando neste estudo a influência dos transformadores e sistemas de proteção com ajustes reais de campo. Métodos para reduzir a frequência de desligamento são apresentados ainda neste capítulo, de modo a tentar melhorar as condições de operação das cargas sensíveis presentes em sistemas elétricos de distribuição.

4.11.2. Influência da impedância de falta na Determinação da frequência de desligamento da carga sensível

A partir do método desenvolvido foram avaliados a influência da impedância de falta para a determinação da frequência de desligamentos. Nas simulações foi utilizado o mesmo sistema elétrico do sub-tópico 4.11.1, com 50 repetições de 10 mil simulações para cada caso. Pelas simulações obteve como resultado a Tabela 4.11, que mostra a frequência de desligamento para cada impedância puramente resistiva representada pela média da distribuição normal, sendo adotado o desvio padrão de 1 Ω para cada falta.

Tabela 4.11 – Frequência de desligamento da carga sensível com a variação de impedância de falta.

Resistência da Falta (Média)	0 Ohms	2 Ohms	5 Ohms	7 Ohms	10 Ohms	15 Ohms
Frequência de Deslig.	73,21 \pm 1,6	68,32 \pm 1,1	65,05 \pm 0,7	64,03 \pm 0,8	61,91 \pm 0,7	59,83 \pm 0,8

Pela Tabela 4.11, observa-se que de fato a uma pequena variação da frequência de desligamento conforme se aumenta a resistência de falta, sendo neste caso inversamente proporcional. Porém verifica-se também que as resistências de 5 e 7 Ohms são as que mais se aproximam das obtidas por medição em campo. Deste modo, convencionou-se utilizar a impedância de 5 Ohm que é mais comum para utilização em sistemas de sub-transmissão e distribuição de energia (Faried e Billinton, 2005).

4.12. Melhoria da Coordenação da Proteção

Neste tópico será apresentado o método desenvolvido para avaliação e melhoria do sistema de proteção visando a redução do tempo de duração dos afundamentos de tensão. Os estudos relativos aos afundamentos e à análise dos equipamentos de proteção são avaliados para que o sistema elétrico se mantenha em conformidade com os padrões

estabelecidos pelas curvas de tolerância ITIC e SEMI-F47. Definidas as curvas de tolerância a serem adotadas nos sistemas de potência, foi possível desenvolver a rotina computacional para melhoria da coordenação que será descrita a seguir.

4.12.1. Rotina desenvolvida para melhoria da proteção

Uma rotina computacional foi desenvolvida para determinação do melhor ajuste de coordenação entre os relés de sobrecorrente. A rotina se baseia nas curvas características dos relés digitais já apresentadas nas Equações (4.30), (4.32) e (4.33), como também dos relés eletromecânicos que podem ser estimadas pela rotina apresentado no subtópico 4.10.1.2.

A rotina computacional utiliza o princípio da seletividade entre relés (Figura 4.8) para que possa coordenar a proteção do sistema elétrico. A seletividade entre relés ocorre em subestações, onde um conjunto de relés funciona como proteção principal e outro como proteção de retaguarda. Para se obter seletividade entre os dois conjuntos de relés, as curvas de tempo dos relés principais (fase e neutro) deverão estar abaixo das curvas dos relés de retaguarda (fase e neutro), respectivamente. As curvas do relé principal e de retaguarda deverão estar afastas entre si no mínimo 0,4 s, em todo o trecho protegido pelos relés principais, para as correntes de curtos-circuitos de fase e terra (Almeida, 2000).

$$t_{\text{Relé de Retaguarda}} \geq t_{\text{Relé Principal}} + 0,4 \text{ s} . \quad (4.36)$$

Na rotina as curvas de tempo das unidades de fase e neutro são ajustadas de modo a atender a seletividade com os equipamentos de proteção a jusante e a montante, e também com a curva de recozimento dos condutores. Considere-se, por exemplo, o trecho de um sistema de distribuição apresentado na Figura 4.7. Para haver seletividade entre os equipamentos de proteção empregados, as suas curvas de tempo deverão obedecer ao coordenograma dado na Figura 4.8 (coordenação de fase e neutro). No caso da Figura 4.8, os tempos de atuação dos relés fase e neutro de retaguarda são maiores em 0,4 s com relação aos relés de proteção principal, obedecendo a Equação (4.36) e confirmando a coordenação do sistema.

O princípio fundamental do método é reajustar todos os relés de proteção do sistema alterando o valor do TMS até se obter a melhoria da coordenação conforme a Equação (4.36). Para isso, na rotina são utilizadas as seguintes etapas:

- Obtenção do ajuste atual dos relés de proteção do sistema;
- Sequenciamento dos relés principais e de retaguarda;

- Obtenção dos dados de curto-circuito trifásico, bifásico, fase-terra e fase-terra mínimo das barras do sistema;
- Ajuste do TMS até obtenção da coordenação de fase utilizando a tabela de curtos trifásica e bifásica para obtenção do múltiplo pela Equação (4.31);
- Ajuste do TMS até obtenção da coordenação de neutro utilizando a tabela de curtos fase-terra e fase-terra mínimo para obtenção do múltiplo pela Equação (4.31).

No fluxograma apresentado na Figura 4.19 estão descritas as etapas de funcionamento da rotina desenvolvida.

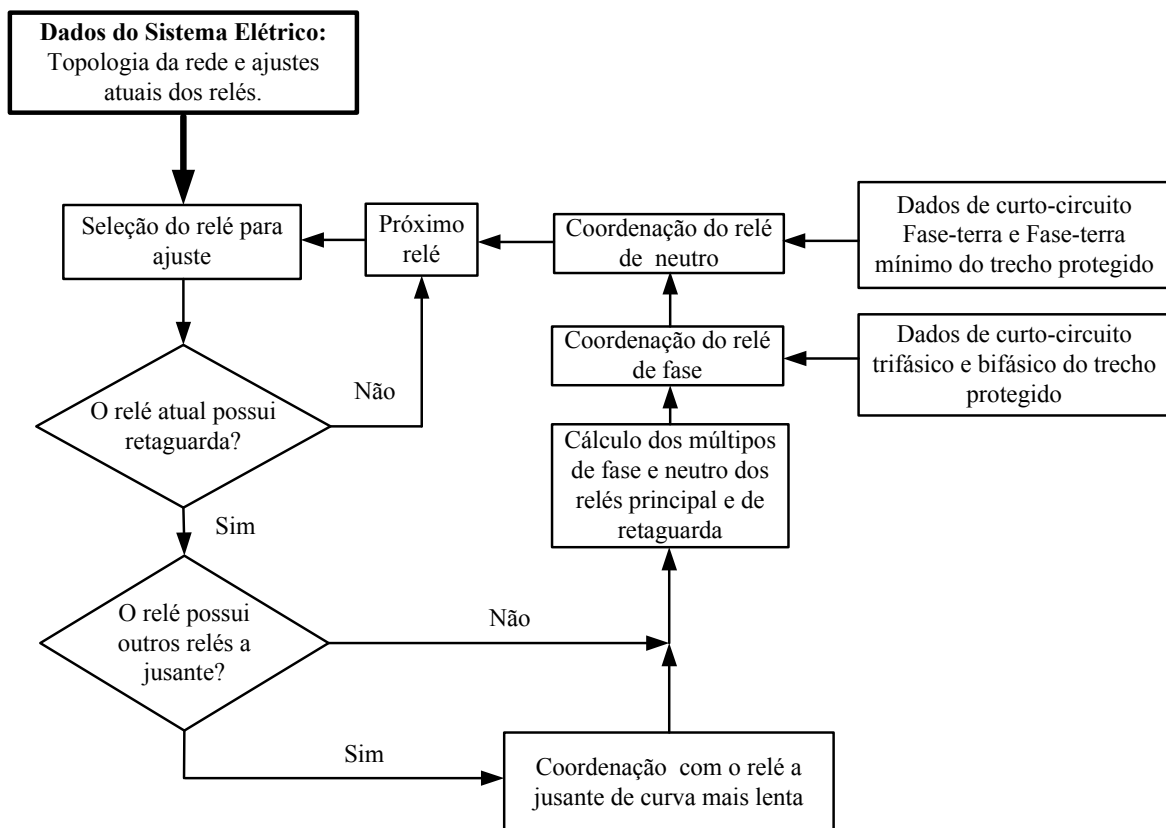


Figura 4.19 – Fluxograma da rotina desenvolvida para melhoria da coordenação.

A seguir será apresentado um caso de estudo, adotando o sistema fictício da Figura 4.20, para simulação da coordenação dos relés utilizando a rotina desenvolvida.

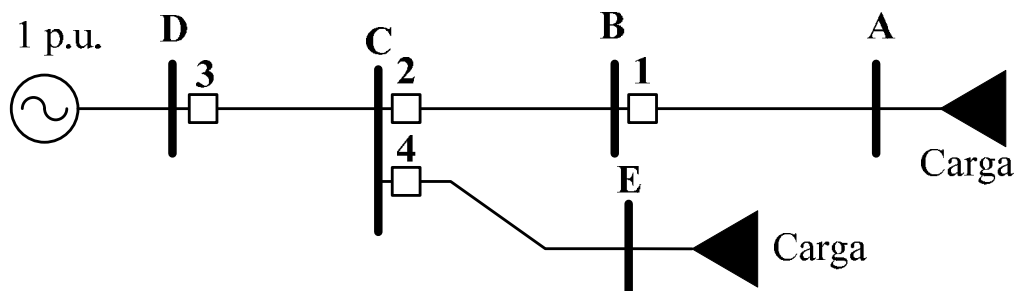


Figura 4.20 – Sistema modelo com barras enumeradas de A-E e Relés de 1-4.

Na simulação do caso teste a seguir, considera-se que todos os relés presentes no sistema da Figura 4.20 permitem coordenação. Os relés apresentam um ajuste inicial da corrente de partida, RTC e correntes de curto-circuito já definidas, permitindo a utilização da Equação (4.31) para o cálculo dos múltiplos. Os dados de ajuste dos relés e as correntes de curto-circuito das barras são fornecidos respectivamente nas Tabela 4.12 e Tabela 4.13.

Tabela 4.12 – Características de ajuste dos relés do sistema fictício.

Relés	Característica		TMS (dial)		I Partida		RTC
	Fase	Neutro	Fase	Neutro	Fase	Neutro	
1	U.S. - I	U.S. - EI	0,92	0,66	5,3	1,8	250/5
2	IEC - NI	IEC - MI	0,81	0,56	5,2	1,5	350/5
3	ANSI - I	ANSI - I	12,30	8,60	5,1	1,8	350/5
4	IEC - NI	IEC - MI	0,12	0,09	5,0	1,8	400/5

Tabela 4.13 – Correntes de curto-circuito do sistema fictício.

Barra	I _{CC} Trifásico	I _{CC} Bifásico	I _{CC} Fase-terra	I _{CC} Fase-terra Mínimo (5 Ω)
A	3189 A	2762 A	1124 A	1088 A
B	4652 A	4029 A	1639 A	1587 A
C	6789 A	5879 A	2392 A	2316 A
D	7648 A	6623 A	2695 A	2609 A
E	3531 A	3058 A	1244 A	1205 A

- **Caso Teste: Coordenação entre os relés do sistema fictício.**

De posse dos dados do sistema mostrado nas Tabela 4.12 e Tabela 4.13 é possível utilizar a rotina desenvolvida para coordenar os relés. A rotina seleciona sempre duas curvas por vez para realizar a coordenação. Inicialmente, selecionam-se as curvas onde apresentam carga ligada ao barramento à jusante, no caso os relé 1 e 4. Estes relés não podem ser alterados, pois já estão ajustados para a carga, porém servirão de base para coordenar os relés de sua retaguarda.

O primeiro ajuste será entre os relés 1 e 2, que estão protegendo os trechos AB e BC, respectivamente. Através da Equação (4.31), calcula-se os respectivos múltiplos, neste caso, para os relés 1 e 2 utilizam-se os curtos trifásico na barra B e bifásico na barra A para os múltiplos de fase. A escolha dos curtos trifásicos e bifásicos é feita baseada na teoria de

projetos de proteção, os quais devem ser ajustados para detectarem a máxima corrente de falta e a mínima corrente de falta, de modo que os seus múltiplos de fase estejam dentro dos limites da curva característica do relé (Almeida, 2000). Para o cálculo do múltiplo de neutro, utilizam-se os curtos fase-terra em B e o fase-terra mínimo em A, baseado na mesma teoria dos projetos de proteção. Os resultados dos múltiplos dos relés 1 e 2 estão apresentados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Múltiplos de fase e neutro para os relés 1 e 2.

Relé	Trifásico em B	Bifásico em A	Fase-terra em B	Fase-terra mínimo em A
1	17,5	10,4	18,2	12,1
2	12,8	7,6	15,6	10,4

A partir dos dados da Tabela 4.14 e com os valores de TMS da Tabela 4.12 é possível gerar os gráficos utilizando as equações referentes a cada característica conforme mostrado na Figura 4.21.

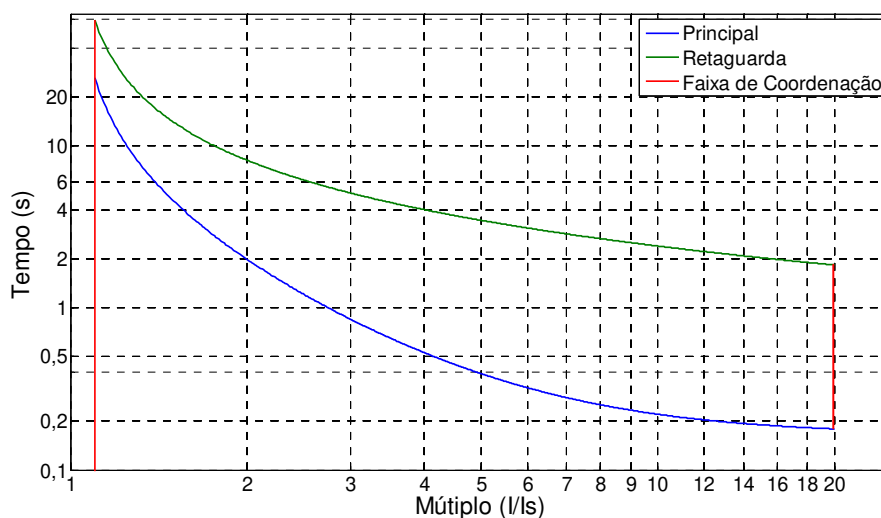


Figura 4.21 – Curvas características não otimizadas de fase dos relés 1 e 2.

Pela Figura 4.21, observa-se que o intervalo entre a curva do relé principal e o de retaguarda é elevado, isso implica em um período de afundamento de tensão elevado caso o relé principal falhe. Utilizando a rotina, obtiveram-se as curvas com ajustes melhorados apresentadas na Figura 4.22.

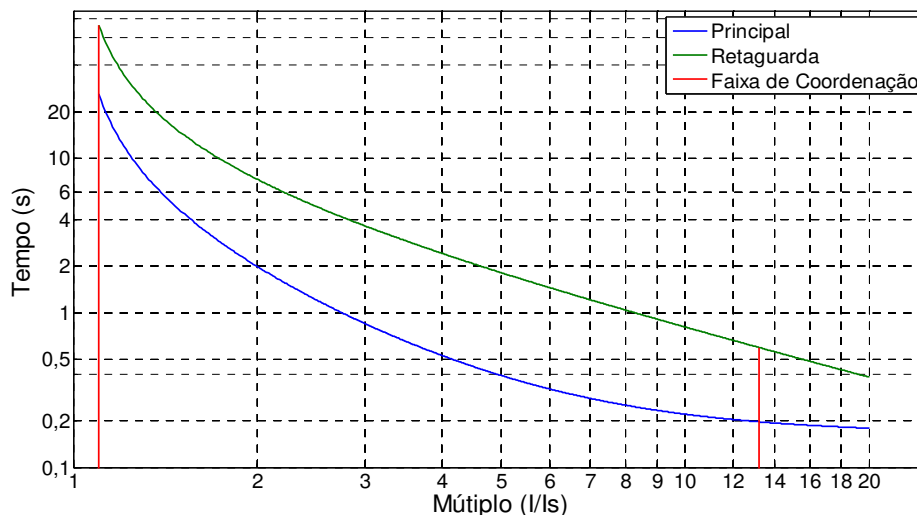


Figura 4.22 – Curvas características otimizadas de fase dos relés 1 e 2.

A partir das curvas da Figura 4.22 em comparação com as curvas da Figura 4.21 é possível observar que houve uma alteração com melhoria significativa. Neste caso a rotina alterou o ajuste da curva de retaguarda para um TMS de 0,54 e a característica para IEC – MI (muito inversa). Os tempos de resposta da retaguarda passaram de 2,5 segundos para 1,09 segundos, mantendo-se a coordenação de fase. Ainda pela Figura 4.22, verifica-se que a faixa de coordenação atende ao máximo múltiplo de retaguarda que pela Tabela 4.14 é 12,8 para o relé 2 de fase, ou seja o tempo entre as curvas é maior ou igual a 0,4 s.

O mesmo procedimento mostrado para o relé de fase foi realizado para as características de neutro como pode ser observado na Figura 4.23 antes da melhoria da coordenação e na Figura 4.24 depois de realizado a melhoria da coordenação.

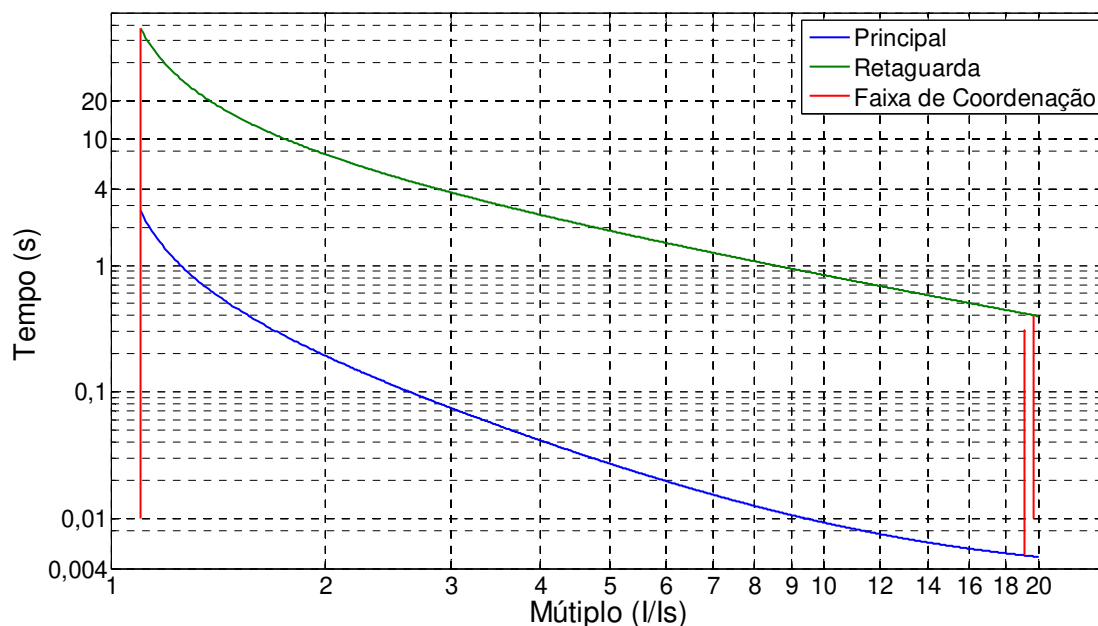


Figura 4.23 – Curvas características não otimizadas de neutro dos relés 1 e 2.

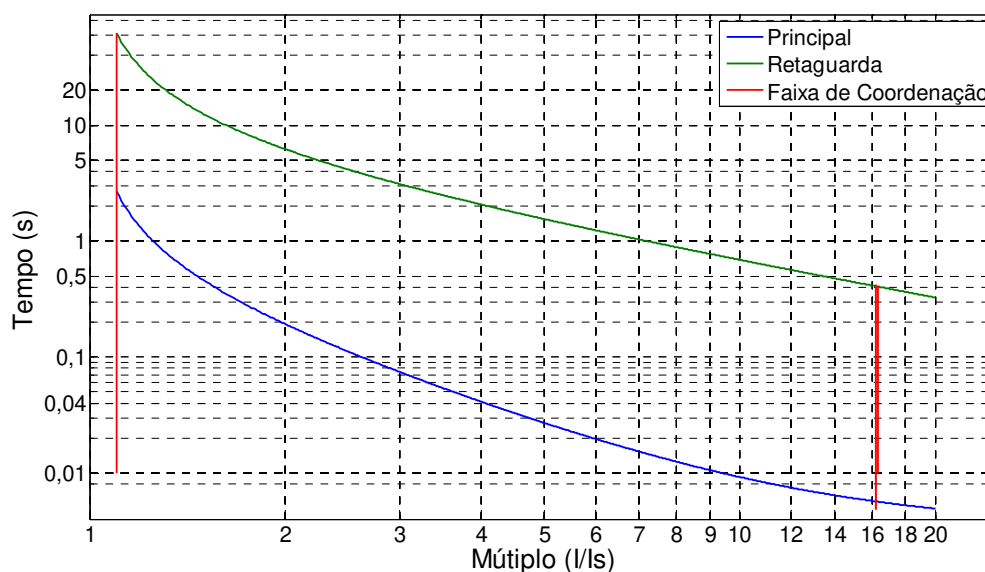


Figura 4.24 – Curvas características otimizadas de neutro dos relés 1 e 2.

Na Figura 4.24, a rotina modificou o ajuste do relé de neutro de retaguarda para um TMS de 0,46 e manteve a característica IEC – MI (muito inversa). Neste caso houve uma redução em mais de 0,2 segundos no tempo de atuação da retaguarda. Ainda na Figura 4.24, verifica-se que a faixa de coordenação se manteve dentro do limite mínimo do múltiplo da retaguarda de neutro que pela Tabela 4.14 foi de 15,6 para o relé 2.

O relé 3 do sistema necessita ser ajustado, já que o relé 4 possui o ajuste projetado para a sua carga à jusante. O ajuste do relé 3 depende das curvas características dos relés 2 e 4 que estão a sua jusante. Inicialmente, determinam-se os múltiplos dos relés 3 e 4 de fase a partir dos curtos trifásicos na barra C e bifásico na barra E. Para os múltiplos de neutro utilizam-se os curtos fase-terra na barra C e fase-terra mínimo na barra E. Os valores dos múltiplos dos relés 3 e 4, calculados utilizando a Equação (4.31), são apresentados na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 – Múltiplos de fase e neutro para os relés 3 e 4.

Relé	Trifásico em C	Bifásico em E	Fase-terra em C	Fase-terra mínimo em E
3	16,6	7,5	16,6	8,4
4	19,4	8,7	18,9	9,6

A partir da determinação dos múltiplos e com o uso dos ajustes dos relés cadastrados na Tabela 4.12 é possível verificar a coordenação entre o relé 3 e os relés 2 e 4. A princípio, é necessário determinar entre os relés 2 e 4 quais deles apresentam o perfil mais lento. A filosofia de coordenar com o relé mais lento se deve ao fato que no sistema

elétrico o relé precisa ser seletivo e, por isso, não deve atuar mais rápido do que o relé a jusante mais próximo. Na Figura 4.25 são apresentadas as curvas características de fase dos relés 2 e 4.

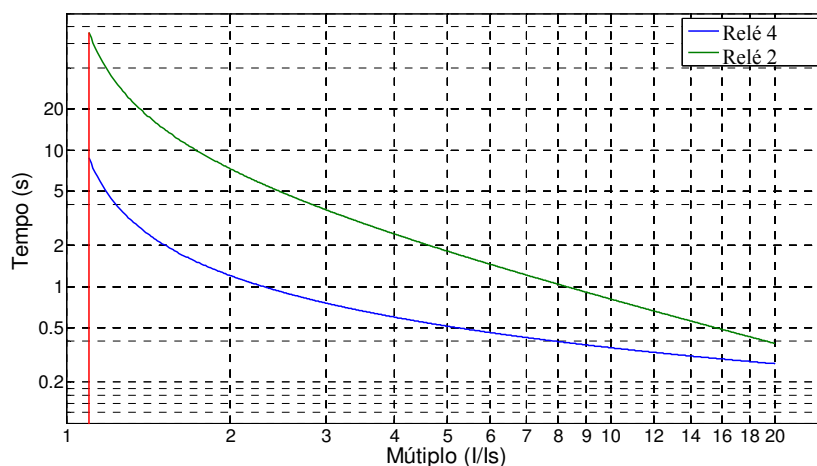


Figura 4.25 – Curvas características dos relés de fase 2 e 4.

Pela Figura 4.25, verifica-se que o relé 2 de fase possui característica mais lenta do que o relé 4. Com isso, a coordenação do relé 3 deverá ser feita baseado na curva do relé 2.

A partir dos perfis de fase dos relés 2 e 3 e com o uso das tabelas de dados anteriores, foram gerados as curvas características mostradas na Figura 4.26.

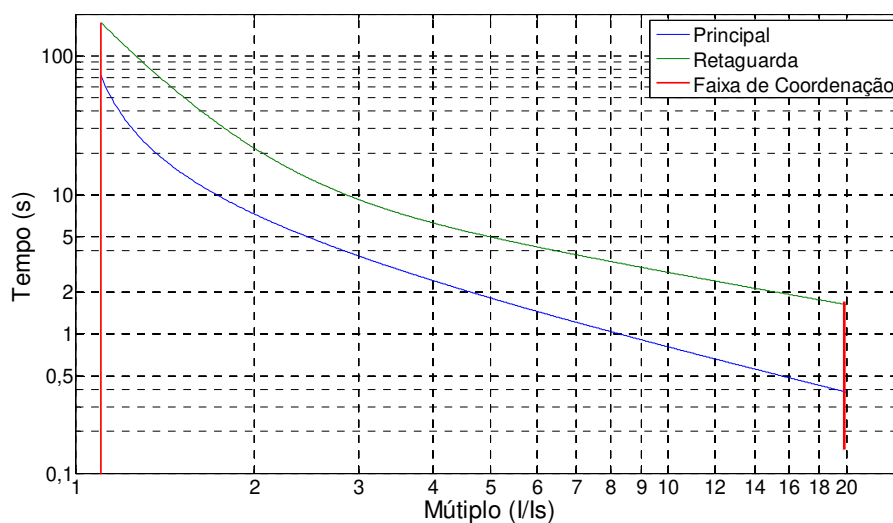


Figura 4.26 – Curvas características não otimizadas de fase dos relés 2 e 3.

Seguindo os procedimentos já citados anteriormente, a rotina realiza a melhoria da coordenação obtendo o resultado apresentado na Figura 4.27 para os relés de fase.

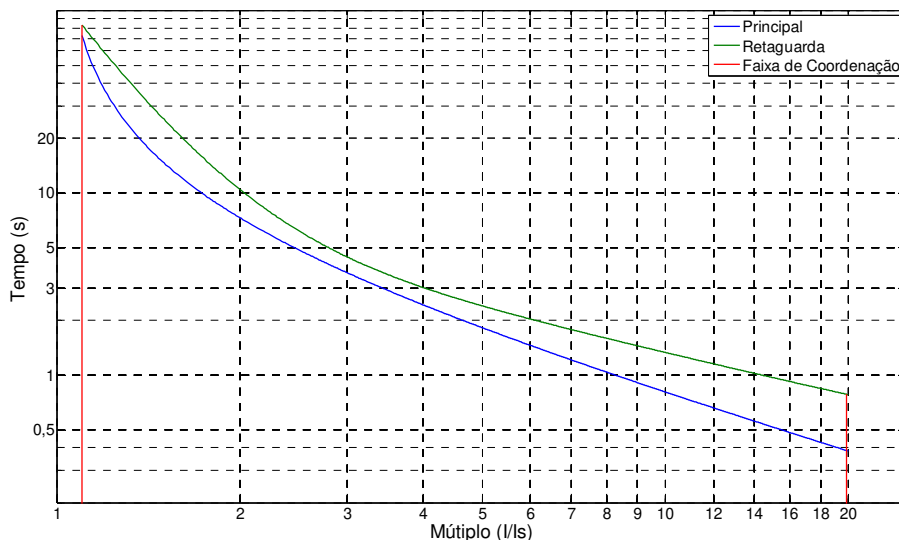


Figura 4.27 – Curvas características otimizadas de fase dos relés 2 e 3.

A partir da Figura 4.27, verifica-se que a coordenação foi aperfeiçoada e se obteve uma redução no período de atuação da retaguarda maior do 1 segundo, com o novo ajuste de TMS igual a 5,8 com a mesma característica ANSI – I (inversa). A faixa de coordenação está dentro do intervalo estabelecido pelos múltiplos do relé de retaguarda que para o curto trifásico na barra C é de 16,6 conforme pode ser visto na Tabela 4.15.

A coordenação de neutro entre os relés de neutro de 2 e 3 segue o mesmo princípio já adotado pela rotina. O ajuste original das curvas de neutro dos relés pode ser visto na Figura 4.28.

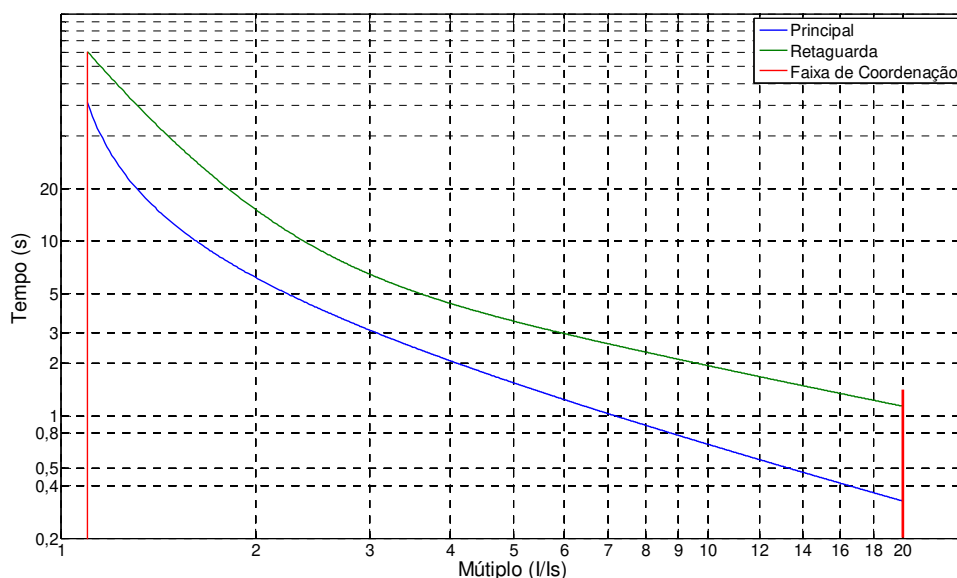


Figura 4.28 – Curvas características com melhoria na coordenação de neutro dos relés 2 e 3.

Na Figura 4.29, pode-se visualizar a curva coordenada de neutro entre os relés 2 e 3, com o ajuste aprimorado.

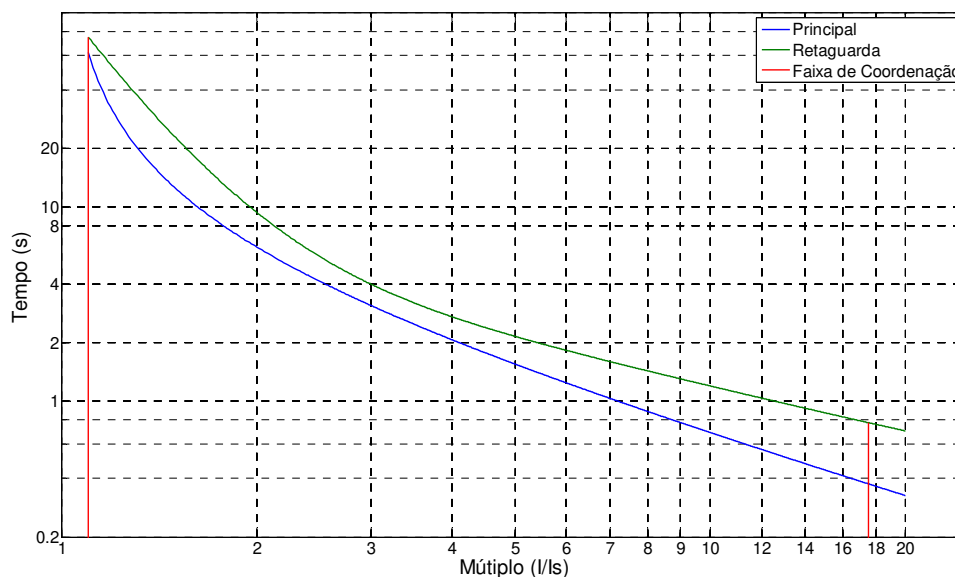


Figura 4.29 – Curvas características otimizadas de neutro dos relés 2 e 3.

Os resultados obtidos na Figura 4.29 mostram que houve uma redução no tempo de atuação da retaguarda através da alteração do ajuste do TMS para 5,3 e mantendo-se a característica ANSI – I (inversa). A faixa de coordenação também se manteve dentro dos limites do múltiplo da retaguarda.

Por fim, na Tabela 4.16 é apresentada uma comparação entre o ajuste inicial dos relés e o ajuste obtido pela rotina computacional de melhoria da coordenação.

Tabela 4.16 – Características de ajuste dos relés do sistema fictício.

Relés	AJUSTE ORIGINAL				AJUSTE MELHORADO			
	Característica		TMS (dial)		Característica		TMS (dial)	
	Fase	Neutro	Fase	Neutro	Fase	Neutro	Fase	Neutro
1	U.S. - I	U.S. - EI	0,92	0,66	U.S. - I	U.S. - EI	0,92	0,66
2	IEC - NI	IEC - MI	0,81	0,56	IEC - MI	IEC - MI	0,54	0,46
3	ANSI - I	ANSI - I	12,30	8,60	ANSI - I	ANSI - I	5,8	5,3
4	IEC - NI	IEC - MI	0,12	0,09	IEC - NI	IEC - MI	0,12	0,09

A partir da rotina desenvolvida, pretende-se realizar a melhoria da coordenação de um sistema real para se averiguar através de simulações, a influência deste método para se reduzir o período de duração dos afundamentos e o índice de desligamento de uma carga sensível instalada. A rotina de aprimoramento da coordenação da proteção será aplicada à estudos de caso apresentados no Capítulo 6.

4.13. Método de Determinação das Linhas Críticas

Neste tópico será apresentada uma técnica complementar ao método de estimação da frequência de desligamentos em cargas sensíveis. O método de determinação das linhas críticas apresenta uma técnica para se determinar as linhas críticas responsáveis pelos afundamentos de tensão na carga sensível. A técnica consiste em determinar quais linhas de transmissão, subtransmissão ou distribuição são mais propícias a provocarem afundamentos críticos, ou seja, que se colocam abaixo da curva de sensibilidade da carga, neste caso a curva de ITIC. A partir da localização das linhas críticas se torna possível requisitar de forma mais eficiente a manutenção preventiva ou até a limpeza dos isoladores e adequação de equipamentos de proteção contra surtos atmosféricos, de modo a promover a melhoria significativa do sistema elétrico. A seguir será apresentado o processo de cálculo passo a passo do método desenvolvido.

4.13.1. Formulação da tabela de linhas críticas

Inicialmente deverão ser selecionados quais afundamentos são críticos à carga sensível instalada no sistema elétrico. Para isso, determinam-se quais os índices de frequência de desligamentos, apresentados na Tabela 4.9 do tópico 4.11, estão situados abaixo da curva de sensibilidade ITIC. Vale ressaltar que cada célula da Tabela 4.9 representa a frequência de desligamento anual da carga com valores de amplitude da tensão e tempo de duração definidos. Como a Tabela 4.9 já se encontra normalizada pelo fator F_c , os afundamentos que são considerados prejudiciais a carga sensível são aqueles que possuem valor de frequência maior do que 1, ou seja, que promovam mais de um afundamento crítico ao ano. A partir disso, armazenam-se todas as linhas que ocorreram faltas e que causaram afundamento nas células com índice de frequência acima de 1.

Para um melhor entendimento do método, na Figura 4.30 é apresentado um sistema elétrico fictício com 11 barras, onde uma carga sensível se encontra instalada na Barra 5. Neste sistema, pretende-se estimar a frequência de desligamento da carga sensível e armazenar as linhas que provocam índice de desligamento acima de 1. Para a estimação foram simuladas 10 faltas em locais distintos no sistema e os afundamentos foram alocados nas células da Tabela 4.17.

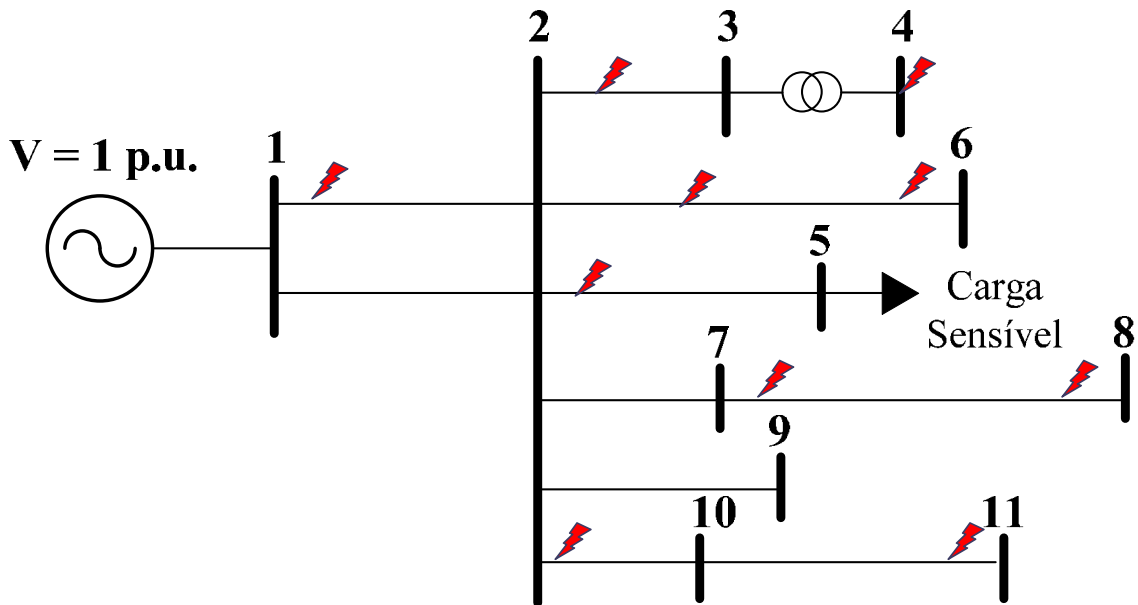


Figura 4.30 – Sistema fictício de 11 barras, com a barra de carga sensível selecionada.

Tabela 4.17 – Registro de ocorrência de afundamento de tensão.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão em Segundos						
	0-0,02	0,02-0,2	0,2-0,5	0,5-0,8	0,8-1,2	1,2-1,5	1,5-10
1,00-0,90							
0,90-0,80					1		
0,80-0,70		2					
0,70-0,60					1		
0,60-0,50			3				
0,50-0,40						1	
0,40-0,30							
0,30-0,20				1			
0,20-0,10							
0,10-0,00							

Pela Tabela 4.17, observa-se que foram registradas apenas 9 faltas, isso se deve a ocorrência de uma falta na linha que alimenta a carga sensível (da barra 2 para a barra 5), se caracterizando portanto, como um desligamento.

Para se obter a tabela da frequência de desligamento da cargas sensível, cada célula da Tabela 4.17 deve ser dividida por $F_c = N/n$ para se construir a Tabela 4.18, onde N é o número de simulações menos os desligamentos da carga sensível, neste caso N é igual a 9. O número de faltas por ano do sistema é representado por n , neste problema adotou-se como sendo igual a 4. Portanto tem-se que F_c é igual a $9/4$ ou 2,25.

Tabela 4.18 – Frequência de ocorrências dos afundamentos do sistema da Figura 4.28.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão em Segundos						
	0-0,02	0,02-0,2	0,2-0,5	0,5-0,8	0,8-1,2	1,2-1,5	1,5-10
1,00-0,90							
0,90-0,80					0,4		
0,80-0,70		0,9					
0,70-0,60					0,4		
0,60-0,50			1,3				
0,50-0,40						0,4	
0,40-0,30							
0,30-0,20				0,4			
0,20-0,10							
0,10-0,00							

Pela Tabela 4.18 observa-se que célula selecionada apresenta valor maior do que 1 afundamento ao ano. A partir disso, para o método das linhas críticas proposto, é possível determinar quais os locais que propagaram os afundamentos que compõe a célula com 1,3 afundamentos ao ano. Recorre-se então ao histórico das linhas previamente armazenadas que geram as 3 faltas críticas da Tabela 4.17. Os dados armazenados das linhas selecionadas são apresentados na Tabela 4.19.

Tabela 4.19 – Linhas críticas que provocaram os afundamentos da célula selecionada da Tabela 4.18.

Linha		Posição da Falta	Tipo de Falta
De	Para		
2	3	33%	Monofásica
2	6	41%	Bifásica
2	6	81%	Monofásica

Pela Tabela 4.19, verifica-se que a maior parte dos afundamentos foram provocados pelas ocorrências na Linha 2 a 6. Então para o sistema apresentado da Figura 4.30, a manutenção preventiva da linha 2 a 6, juntamente com lavagem dos isoladores e a inserção de para-raios de linha ou cabos guarda, poderão trazer melhorias ao sistema analisado para as mesmas simulações realizadas.

Para se verificar a influência da manutenção e melhoria das linhas críticas é necessário reduzir a probabilidade de ocorrência de falta na linha. Este procedimento será apresentado no tópico a seguir.

4.13.2. Manutenção das linhas críticas - Análise da frequência de desligamento

A simulação da manutenção (lavagens dos isoladores) ou melhorias das linhas críticas, como citadas no tópico anterior, pode ser realizada a partir da redução da probabilidade de ocorrência de falta na linha. Inicialmente, verifica-se que a probabilidade de ocorrência de faltas nas linhas é uniformemente distribuída conforme representado pelo segmento \overline{OH} na Figura 4.31, ou seja, todas as linhas possuem probabilidades de ocorrência que dependem apenas do seu tamanho em km. Quanto maior o comprimento da linha, maior a chance de ocorrer a falta, quanto menor o comprimento da linha menor a chance de ocorrência da falta. Porém em um sistema elétrico, outras variáveis podem influenciar a propagação da falta, como a poluição ou fissuras em isoladores, emendas dos cabos, queimadas em plantações como a cana-de-açúcar, etc.

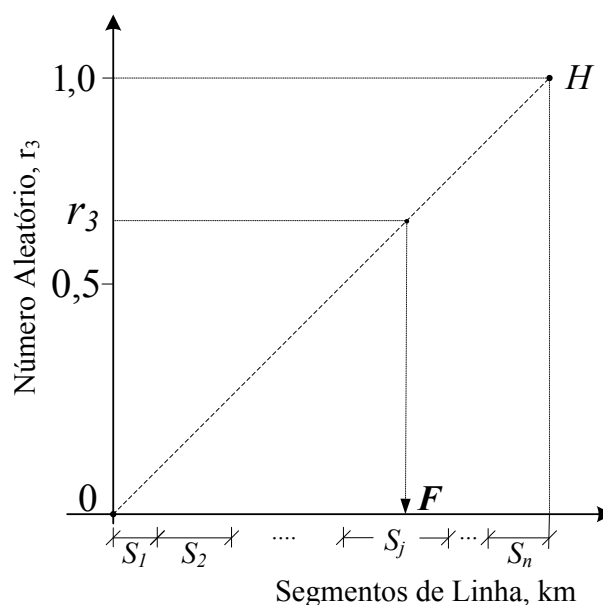


Figura 4.31 – Função de distribuição uniforme para o local das faltas nos segmentos de linha.

Pela Figura 4.31, observa-se que a probabilidade de ocorrência de uma falta F é uniformemente distribuída para todos os segmentos linhas. Neste caso para um sistema com n linhas, verifica-se que um número gerado aleatoriamente pode representar a ocorrência de uma falta F aleatória em qualquer segmento de linha S_j do sistema.

Para se simular sistemas em que houve manutenção ou melhorias nas linhas, pode-se modificar o índice da probabilidade de ocorrência de falta. Na Figura 4.32 é apresentada a proposta de redução da probabilidade de ocorrência de falta para o segmento S_j .

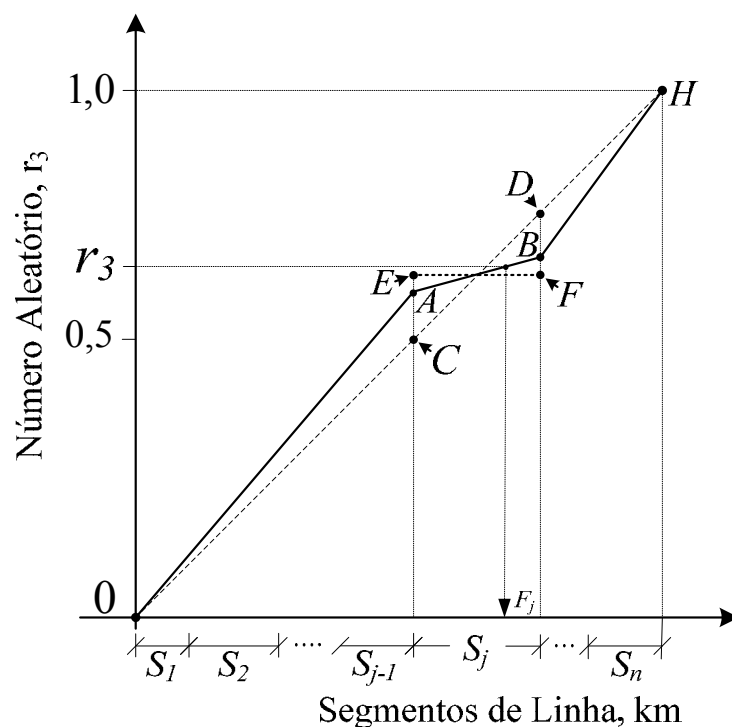


Figura 4.32 – Função de distribuição falta com restrição de falta no segmento S_j .

Pela Figura 4.32, verifica-se que o segmento \overline{AB} teve sua inclinação alterada chegando a 95% da sua inclinação normal \overline{CD} que é um valor tipicamente adotado para o estudo de compatibilidade da rede elétrica com o grau de suportabilidade dos dispositivos elétricos (Asensi, 2005). A distância \overline{AE} é de 5% do segmento \overline{CE} da mesma forma ocorre para o segmento \overline{BF} que é 5% de \overline{DF} . A lógica do método é que a probabilidade de ocorrência reduza para o segmento escolhido. Desta forma é necessário que o fator de redução da probabilidade de ocorrência de falta esteja relacionado ao percentual da inclinação do segmento S_j .

Capítulo 5

LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

Neste capítulo será apresentada uma técnica para determinação dos locais de falta em redes de distribuição que originam afundamentos críticos nas barras onde se encontram cargas sensível instaladas.

Técnicas para localização de faltas em redes de distribuição são ferramentas importantes para preservar a confiabilidade da operação do sistema e a redução de custos de operação e manutenção, principalmente para faltas recorrentes. Em se tratando de faltas permanentes, muitas vezes, o trabalho das equipes de manutenção para encontrar o local da falta pode ser aliviado com o auxílio de chamadas telefônicas recebidas no centro de atendimento ao cliente. Entretanto, para faltas temporárias, porém recorrentes, torna-se difícil obter o local ou a região da falta para a realização de manutenção preventiva. Desse modo, um algoritmo para localização de faltas se faz necessário.

Devido às características dos alimentadores de distribuição, tais como não homogeneidade dos condutores da rede, grande número de ramais laterais e alta diversidade das cargas, entre outras, o problema de localização de faltas em alimentadores de distribuição é distinto do mesmo problema para a transmissão de energia elétrica, e sua solução é mais complexa.

Uma alternativa para se determinar os locais de falta surge ao se estudar a propagação dos afundamentos de tensão em sistemas elétricos. Os afundamentos apresentam características de amplitude e duração que pode fornecer subsídios suficientes para determinar os prováveis locais de falta. Baseado nestas características é proposto um método que utiliza os dados da tabela de densidade de afundamento em um processo *off-line*, em que são estimados os afundamentos pelo mesmo processo de *Monte Carlo* adotado no Método da Linhas Críticas e comparados com os valores de afundamentos detectados em barras distintas do sistema de distribuição.

5.1. Armazenamento das Tabelas de Densidade de Probabilidade da Ocorrência dos Afundamentos

No processo *off-line* do método, são realizadas simulações de falta para a construção da matriz de densidade de probabilidade de ocorrência dos afundamentos. O processo de construção da matriz é semelhante ao apresentado no tópico 4.11 desta Tese, porém são armazenadas mais de uma tabela de densidade simultaneamente conforme exemplificado na Figura 5.1.

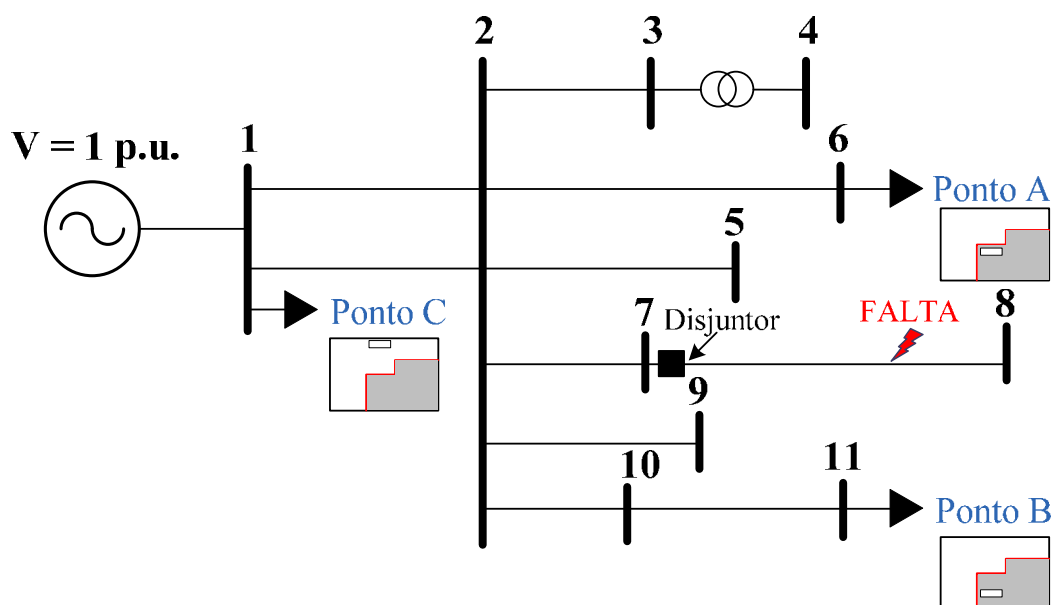


Figura 5.1 – Sistema fictício de 11 barras, com os pontos de medição A, B e C selecionados.

Observa-se pela Figura 5.1 que em cada um dos pontos com instrumentos de aquisição (medidores) A, B e C foi gerado uma tabela de densidade, isto implica em armazenamentos distintos dos dados de afundamentos de tensão para uma mesma ocorrência de falta. Ainda pela Figura 5.1, verifica-se que para uma falta ocorrida na linha 7-8 terá a atuação do disjuntor que provocará afundamentos com o mesmo tempo de duração nos pontos A, B e C. As amplitudes dos afundamentos dependerão do local em que os instrumentos estão instalados, podendo coincidir ou não a sua posição nas células da tabela.

No processo estocástico de aplicação de falta adotado são realizados 10 mil simulações, o que permite fazer o mapeamento de boa parte do sistema a ser analisado. Em cada célula da tabela de densidade estarão as características de afundamento de diversas faltas realizadas no sistema, inclusive faltas que ocorram no sistema de transmissão e subtransmissão. Ressalta-se que as características estatísticas do sistema são consideradas e, portanto, as faltas irão ocorrer com maior probabilidade nas linhas de distribuição.

5.2. Determinação dos Locais de Falta

Inicialmente para se determinar os locais de falta, necessita-se obter medições de afundamentos em pontos distintos do sistema que se deseja analisar. As medições devem conter a amplitude e duração dos afundamentos registrados para uma mesma falta ocorrida no sistema. Utilizando o exemplo da Figura 5.1, para se localizar o evento ocorrido na linha 7-8 são realizadas medições nos pontos A, B e C, simultaneamente. De posse das medições, selecionam-se as células correspondentes nas tabelas de densidades de probabilidade de ocorrência dos afundamentos construídas pelo processo de *Monte Carlo* para os mesmos pontos A, B e C. Durante o processo de *Monte Carlo*, devem ser armazenados todos os locais de falta simulados. Do banco de dados com as linhas que apresentaram maior incidência, são selecionadas as linhas que são comuns as células das tabelas A, B e C, simuladas. Mais ainda, seleciona-se a linha que apresenta a maior repetibilidade como local provável da falta ou em caso de repetibilidades aproximadas (linhas próximas), escolhe-se a região das ocorrências das faltas.

Considerando o exemplo da Figura 5.1, têm-se os três valores de afundamentos medidos nos pontos A, B e C com um valor comum de duração. Em seguida, os afundamentos medidos junto com a duração comum são localizados nas células a_{33} , b_{45} e c_9 , das tabelas construídas por *Monte Carlo* nos pontos A, B e C, conforme mostrado na Figura 5.2.

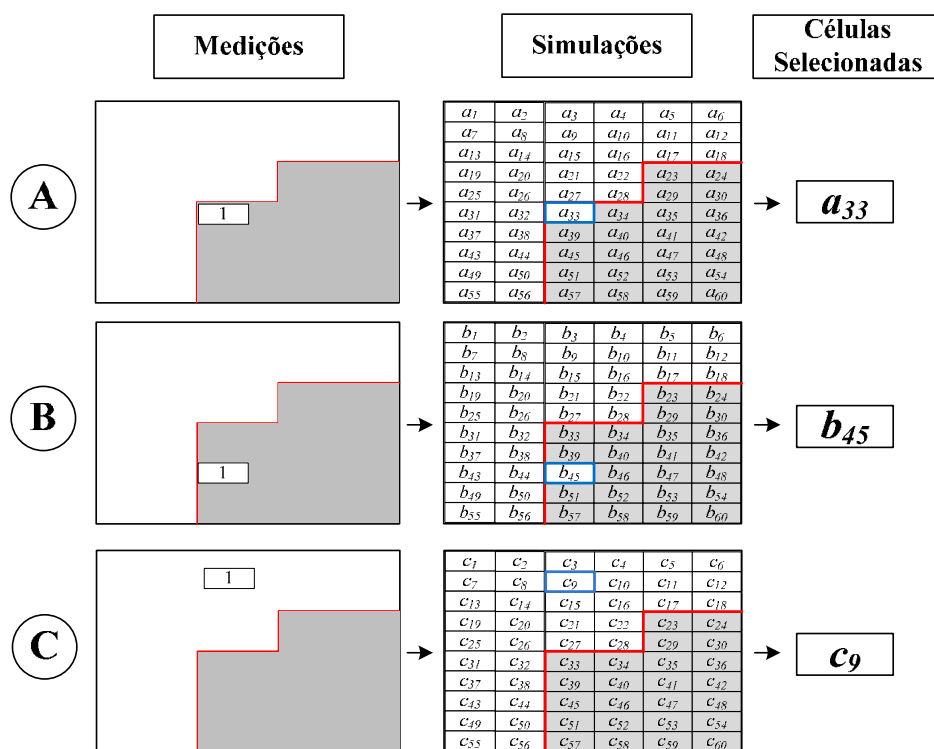


Figura 5.2 – Processo de comparação entre as tabelas medidas e as simulações dos pontos A, B e C.

Considerando as células selecionadas a_{33} , b_{45} e c_9 , consulta-se o banco de dados para a obtenção dos locais de falta que geraram afundamentos nesta células. As linhas selecionadas são ordenadas de acordo com a maior taxa de repetição percentual $R(\%)$ em relação às demais linhas conforme apresentado na Equação (5.1).

$$R(\%) = \frac{L_i}{\sum_{x=1}^{x=n} L_x} \cdot 100, \quad (5.1)$$

em que:

$L_i \rightarrow$ Linha a qual se deseja determinar o percentual de repetição;

$L_x \rightarrow$ Total da linha de índice x que se repetiu durante o processo estocástico;

$n \rightarrow$ Número de linhas que se repetiram.

Na Figura 5.3 são apresentadas as linhas com maior taxa de repetição L_W , L_X , L_Y e L_Z , identificadas respectivamente pelas células a_{33} , b_{45} e c_9 .

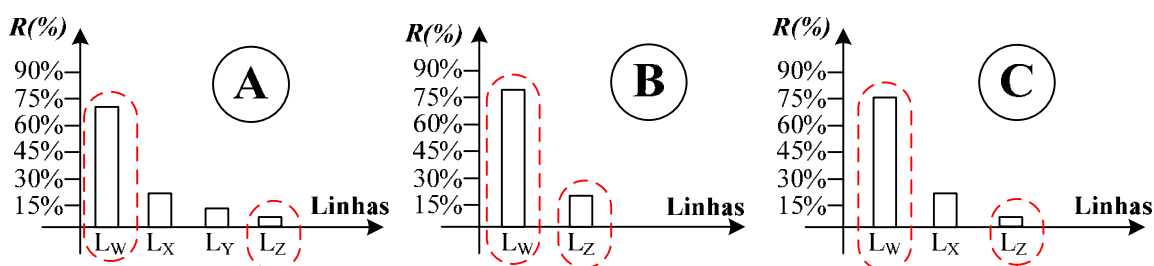


Figura 5.3 – Linhas que ocasionaram os afundamentos das células a_{33} , b_{45} e c_9 dos respectivos pontos A, B e C.

Pela Figura 5.3, observa-se que as linhas selecionadas L_W e L_Z são comuns aos três pontos de medição A, B e C, e portanto irão constituir a zona de falta. Pelos gráficos de A, B e C verifica-se também que L_W é o que possui maior taxa de repetição, podendo ser considerado como a linha mais provável de ocorrência da falta. Nos gráficos, a linha L_W representa o trecho da barra 7 a 8 e a linha L_Z o trecho da barra 2 a 7.

5.3.Exemplo de Aplicação do Método de Localização de Falta

No exemplo a ser estudado considerou-se um sistema em 69 kV representado pela Figura 5.4, composto por 10 barras e 10 linhas. Inicialmente, são consideradas as medições advindas das barras 2 e 10, nestas mesmas barras são realizadas as simulações utilizando o processo de *Monte Carlo*, para construir as tabelas de densidades de probabilidade de ocorrência dos afundamentos.

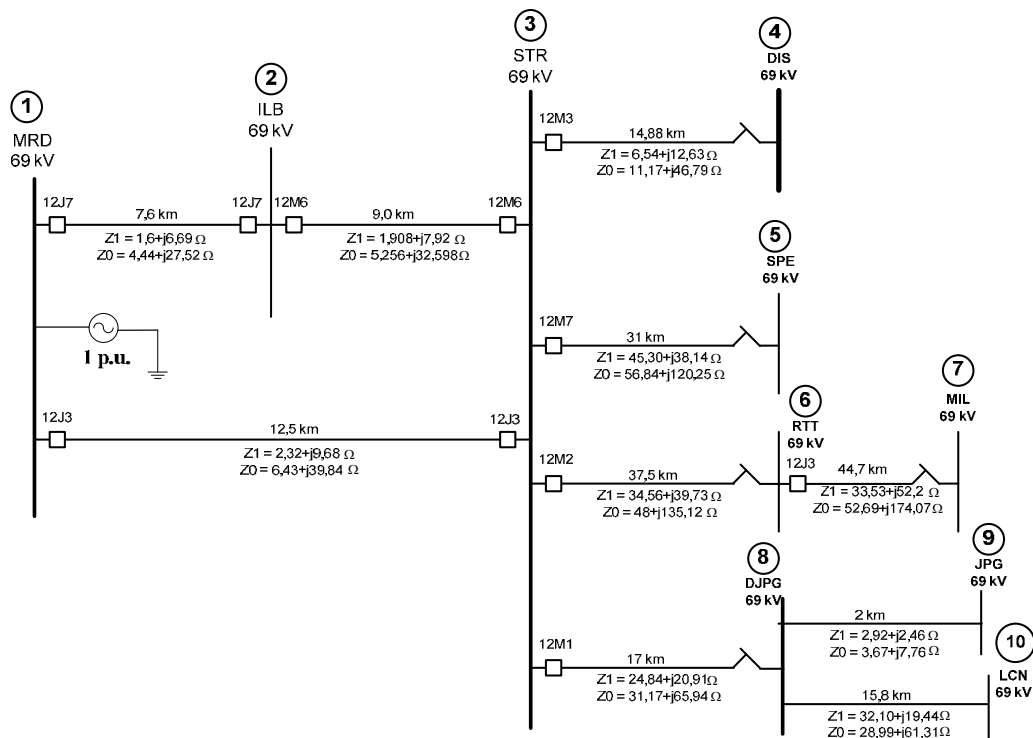


Figura 5.4 – Diagrama de um subsistema de 69 kV para avaliação dos afundamentos.

Para evidenciar as informações importantes, como: valores das durações e das amplitudes dos afundamentos, as tabelas de densidade são condensadas e representadas pelas Tabela 5.1 e Tabela 5.2.

Tabela 5.1 – Durações dos afundamentos de tensão representados pelo índice A.

Duração do Afundamento de Tensão em Segundos						
A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
0-0,02	0,02-0,2	0,2-0,5	0,5-0,8	0,8-1,2	1,2-1,5	1,5-10

Tabela 5.2 – Amplitudes dos afundamentos de tensão representados pelo índice B.

Amplitude da Tensão (p.u.)									
B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10
0,00-0,10	0,10-0,20	0,20-0,30	0,30-0,40	0,40-0,50	0,50-0,60	0,60-0,70	0,70-0,80	0,80-0,90	0,90-1,00

Considerando as barras 2 e 10 como referência aplicou-se uma falta monofásica a 50% da linha que vai da barra 8 a 9. Esta falta é registrada pelos medidores 2 e 10 e que resultou em um afundamento de tensão com amplitude e duração mostrados, respectivamente, nas Tabela 5.3a e Tabela 5.4a. Em seguida foram construídas as tabelas de densidades de probabilidade de ocorrência dos afundamentos nas barras 2 e 10, representadas, respectivamente, pelas Tabela 5.3b e Tabela 5.4b.

Tabela 5.3 – Valores dos afundamentos na barra 2. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B10								B10	0	0	394	30	39	4	41
B9								B9	0	29	1031	9	100	0	15
B8			1					B8	0	129	1475	19	137	0	18
B7								B7	0	0	641	0	60	0	0
B6								B6	0	0	844	0	83	0	0
B5								B5	0	0	585	1	57	0	0
B4								B4	0	460	360	52	46	7	37
B3								B3	0	559	605	53	105	6	5
B2								B2	0	231	47	53	23	5	60
B1								B1	0	71	431	22	66	5	77

Pela Tabela 5.3a verifica-se que a falta ocasionada na linha 8-9 gerou um afundamento com duração A3 e amplitude B8 na barra 2. Para os valores simulados na Tabela 5.3b, foram detectados 1475 afundamentos do tipo A3-B8 na barra 2. Nos afundamentos simulados todas as posições e linhas são conhecidas, permitindo assim determinar os percentuais de repetição destas linhas para localização da falta.

Tabela 5.4 – Valores dos afundamentos na barra 10. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B10								B10	0	0	179	17	23	2	16
B9								B9	0	28	591	6	51	2	7
B8								B8	0	125	730	24	68	3	13
B7								B7	0	12	428	8	47	0	11
B6								B6	0	0	365	10	24	1	8
B5								B5	0	0	678	0	60	0	0
B4								B4	0	0	458	0	40	0	0
B3								B3	0	978	850	113	159	11	55
B2								B2	0	214	852	36	82	10	62
B1			1					B1	0	98	1308	17	142	7	65

Na Tabela 5.4a observa-se que a falta ocasionada na linha 8-9 gerou um afundamento do tipo A3-B1 na barra 10. Nos valores simulados da Tabela 5.4b, foram detectados 1308 afundamentos do tipo A3-B1 na barra 10.

Após a identificação das células correspondentes aos afundamentos/durações medidos nas barras 2 e 10, são realizados os cálculos da taxa de repetição das linhas encontradas nas células. Para os afundamentos detectados na barra 2 foram detectados 1173 ocorrências na linha 8-9, 239 na linha 3-6 e 63 na linha 6-7. Na barra 10 foram detectados 1083 ocorrências de falta na linha 8-9 e 225 na linha 3-6. Os percentuais das

repetições das linhas estão representadas graficamente na Figura 5.5 para a célula A3-B8 e na Figura 5.6 para a célula A3-B1.

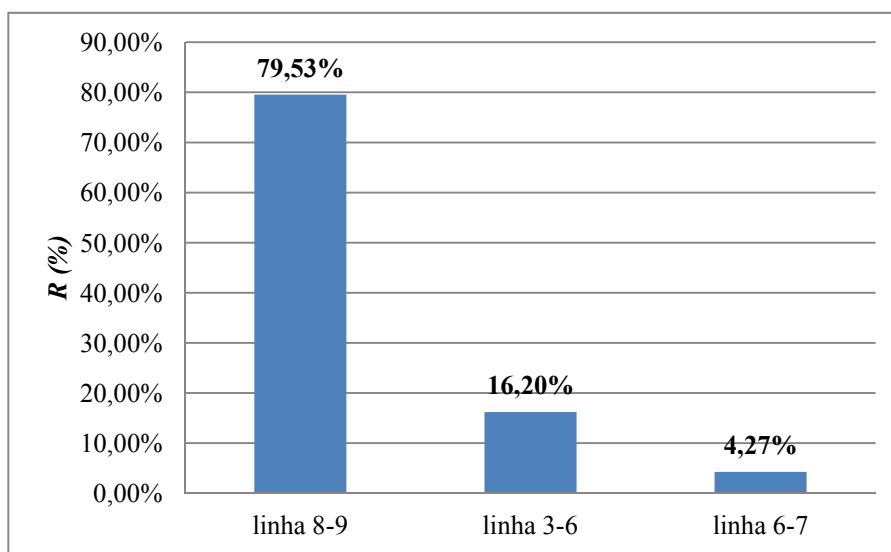


Figura 5.5 – Percentuais de repetição das Linhas 8-9, 3-6 e 6-7 da célula A3-B8.

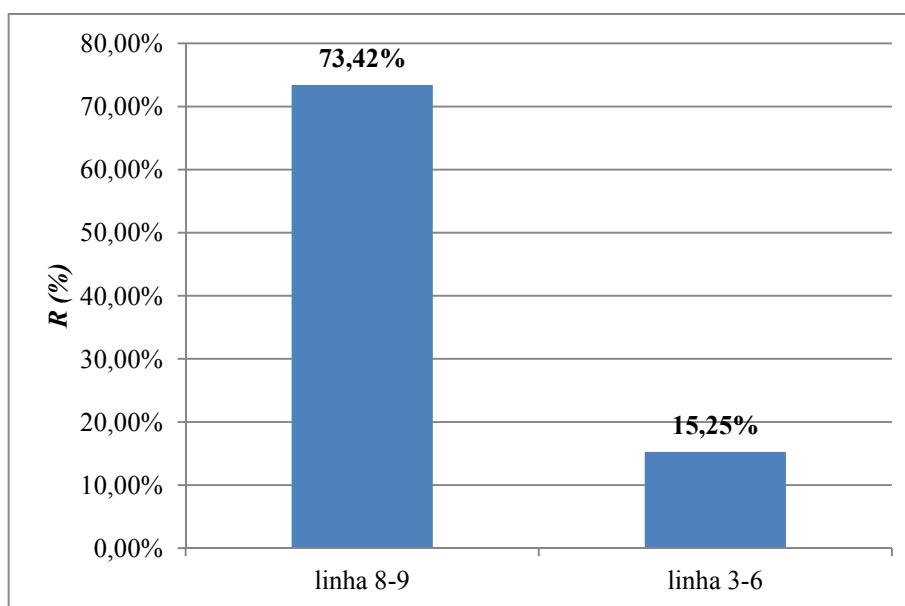


Figura 5.6 – Percentuais de repetição das Linhas 8-9 e 3-6 da célula A3-B1.

Pelas Figura 5.5 e Figura 5.6, verificam-se que as linhas 8-9 e 3-6 são comuns as células A3-B8 e A3-B1, sendo assim pode-se selecionar uma zona de falta semelhante à Figura 5.7 ou então considerar como provável local da falta a linha 8-9, já que possui maior probabilidade de ocorrência, sendo, de fato, o local onde ocorreu a falta.

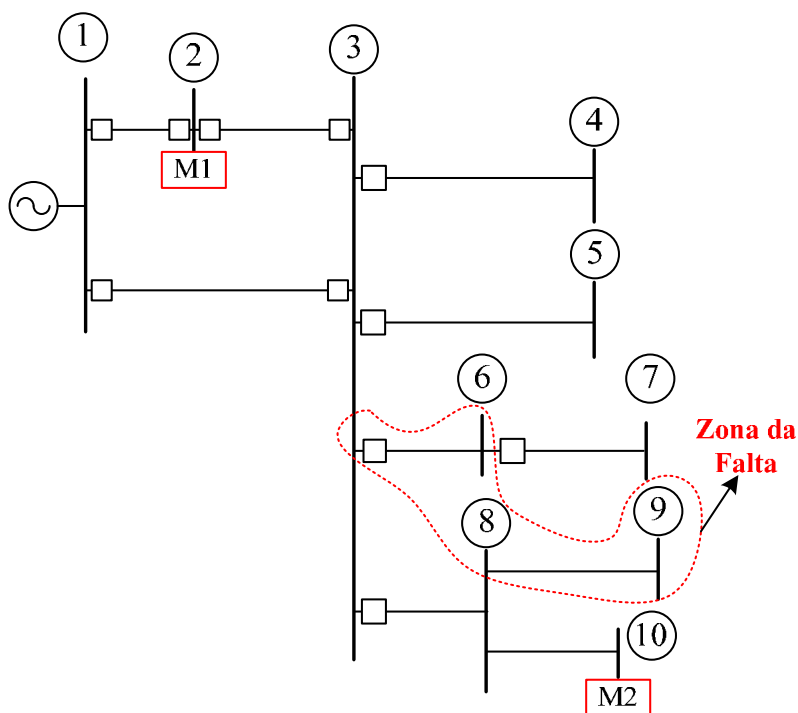


Figura 5.7 – Esquema da zona de falta entre as linhas 8-9 e 3-6.

Na Figura 5.7 são identificados os pontos de medição M1 na barra 2 e M2 na barra 10, juntamente com a zona de falta que demonstra a boa aproximação do método desenvolvido, mesmo com o uso de apenas dois medidores. Outro ponto importante é que a localização da falta é feita identificando diretamente as linhas e não somente os barramentos como demonstrado em Pereira (2007).

Nos resultados apresentados com o método de localização de falta, observou-se uma boa precisão na indicação da linha ou região de provável falta. O método se diferencia dentre outros na literatura, por utilizar a tabela de densidade de probabilidade da ocorrência dos afundamentos de tensão para a localização da falta. As tabelas de densidades de probabilidade de ocorrência dos afundamentos já contemplam os tempos de atuação da proteção permitindo detectar características distintas das faltas ocorridas em cada linha. Para o caso apresentado foi utilizado apenas dois medidores, mas para sistemas maiores recomenda-se a utilização de um número maior de medidores.

No próximo capítulo são apresentados outros estudos de caso para medições realizadas em campo com faltas localizadas em sistemas de distribuição.

Capítulo 6

ESTUDO DE CASO

Neste capítulo são apresentados e analisados os resultados obtidos pelas simulações nos quais foram utilizados os sistemas da concessionária EPB (subtransmissão 69 kV e os troncos principais do sistema de distribuição 13,8 kV), juntamente com o tronco principal do sistema de transmissão 230 kV que o alimenta. Nos sistemas foram considerados os dados de impedância, os sistemas de proteção, os dados dos transformadores e a estatística de ocorrência de falta por ano. Os resultados das simulações são comparados com as medições/aquisições obtidas em campo para o mesmo sistema.

6.1. Caso 1: Carga Sensível Localizada em uma Barra do Sistema de Subtransmissão

Para a aplicação do método proposto, foram considerados os sistemas de transmissão (230 kV), subtransmissão (69 kV) e de distribuição (13,8 kV), para estimar a frequência de desligamento de uma carga sensível, causada por afundamentos de tensão gerados por faltas simuladas aleatoriamente em todos os três sistemas.

Todos os parâmetros necessários dos sistemas foram fornecidos pela concessionária EPB, tais quais:

- Impedâncias de sequências zero, positiva e negativa, em p.u.;
- Comprimento das linhas da rede elétrica;
- Arranjo dos barramentos;
- Características do sistema de proteção;
- Local da carga sensível.

A barra a ser considerada como o local de instalação da carga sensível foi a subestação de Mussuré I (MRU). A escolha desta barra foi devido à subestação estar localizada próxima às cargas consideradas industriais e por facilidade de acesso a instalação do equipamento de medição. A localização desta subestação pode ser vista no diagrama unifilar do sistema de subtransmissão mostrado na Figura B.2 do Apêndice B (barra 35).

Para este estudo de caso, foram realizadas 10.000 simulações, com 50 repetições para se obter um intervalo de confiança de 95%. Na Tabela 6.1 estão apresentados os resultados da quantidade de ocorrências dos afundamentos de tensão, em função de suas características, ocorridas na barra MRU. Neste caso, foi utilizado o resultado que mais se aproximou da média nas últimas 50 repetições do método adotado.

Tabela 6.1 – Quantidade de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0,02s	0,02-0,2s	0,2-0,5s	0,5-0,8s	0,8-1,2s	1,2-1,5s	1,5-10s
95-100%	0	1895	286	471	7	1	76
90-95%	0	782	333	1040	20	0	46
85-90%	0	653	310	808	7	1	48
80-85%	0	471	480	269	1	6	39
75-80%	0	284	275	62	3	5	11
70-75%	0	156	125	20	1	5	3
65-70%	0	113	88	17	6	2	15
60-65%	0	52	69	4	5	10	8
55-60%	0	36	24	1	2	13	7
50-55%	0	19	5	3	1	17	7
45-50%	0	32	1	6	15	14	16
40-45%	0	1	0	5	9	14	6
35-40%	0	8	0	2	4	11	3
30-35%	0	8	0	4	4	16	3
25-30%	0	11	3	4	11	14	6
20-25%	0	13	24	37	3	2	0
15-20%	0	33	2	15	0	0	1
10-15%	0	19	0	20	0	1	1
5-10%	0	26	2	11	0	0	3
0-5%	0	13	1	12	1	0	3

Curva
ITIC

Verifica-se na Tabela 6.1 que o intervalo da amplitude é de 0,05 p.u. ou 5%, permitindo um melhor detalhamento das ocorrências por nível de tensão. O fato da primeira coluna, referente ao intervalo de duração do distúrbio entre 0,00 e 0,02 s, não possuir nenhuma ocorrência, deve-se ao sistema de proteção analisado. O tempo de atuação dos disjuntores foi considerado igual a 72 ms a partir dos dados fornecidos pela concessionária de energia.

Para determinar a frequência de desligamentos por ano devido aos afundamentos de tensão, utilizou-se do número médio de faltas ocorridas em um ano nos três sistemas (230 kV, 69 kV e 13,8 kV), $n = 490$ faltas/ano (Tabela 4.1). Sabendo-se que foram realizadas 10 mil simulações e que ocorreram dois desligamentos da carga sensível, têm-se $N = 9998$. O valor de cada célula Tabela 6.1 é dividido pela relação N/n formando a tabela de frequência de ocorrências conforme mostrado na Tabela 6.2. Cada célula da Tabela 6.2

representa a frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano caracterizado por sua faixa de amplitude e duração.

Tabela 6.2 – Frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0,02s	0,02-0,2s	0,2-0,5s	0,5-0,8s	0,8-1,2s	1,2-1,5s	1,5-10s
95-100%	0,00	92,87	14,02	23,08	0,34	0,05	3,72
90-95%	0,00	38,33	16,32	50,97	0,98	0,00	2,25
85-90%	0,00	32,00	15,19	39,60	0,34	0,05	2,35
80-85%	0,00	23,08	23,52	13,18	0,05	0,29	1,91
75-80%	0,00	13,92	13,48	3,04	0,15	0,25	0,54
70-75%	0,00	7,65	6,13	0,98	0,05	0,25	0,15
65-70%	0,00	5,54	4,31	0,83	0,29	0,10	0,74
60-65%	0,00	2,55	3,38	0,20	0,25	0,49	0,39
55-60%	0,00	1,76	1,18	0,05	0,10	0,64	0,34
50-55%	0,00	0,93	0,25	0,15	0,05	0,83	0,34
45-50%	0,00	1,57	0,05	0,29	0,74	0,69	0,78
40-45%	0,00	0,05	0,00	0,25	0,44	0,69	0,29
35-40%	0,00	0,39	0,00	0,10	0,20	0,54	0,15
30-35%	0,00	0,39	0,00	0,20	0,20	0,78	0,15
25-30%	0,00	0,54	0,15	0,20	0,54	0,69	0,29
20-25%	0,00	0,64	1,18	1,81	0,15	0,10	0,00
15-20%	0,00	1,62	0,10	0,74	0,00	0,00	0,05
10-15%	0,00	0,93	0,00	0,98	0,00	0,05	0,05
5-10%	0,00	1,27	0,10	0,54	0,00	0,00	0,15
0-5%	0,00	0,64	0,05	0,59	0,05	0,00	0,15

A partir da Tabela 6.2, a frequência de desligamentos da carga sensível devido aos afundamentos de tensão é calculada pela soma dos valores situados nas células abaixo da curva ITIC (destacada). A soma dos valores é igual a $54,30 \pm 0,7$, significando que para a carga sensível localizada na barra selecionada (MRU) é estimada uma frequência de aproximadamente **54** desligamentos por ano.

6.1.1. Análise dos dados da medição na SE MRU

Os resultados da medição realizada na SE MRU no período de 12/03/2008 às 16:30 h a 26/05/2008 às 07:50 h são apresentados neste tópico. A partir das medições realizadas, com o uso do qualímetro *PX5* da *Dranetz*, foram analisadas diversas formas de onda. O qualímetro aqui utilizado é um equipamento capaz de identificar diversos distúrbios da qualidade da energia (harmônicos, *flickers*, a forma de onda da tensão e corrente, etc.) dentre eles destaca a capacidade medir os afundamentos de tensão e aloca-los na curva ITIC.

O *PowerXplorer™ PX5* é um medidor de qualidade de energia, portátil que pode monitorar, gravar e mostrar dados de oito canais, sendo quatro canais para tensão e quatro para corrente, simultaneamente. O *PX5* foi construído para reconhecer os padrões Classe A, IEEE 1159 e IEC 61000-4-30, que contemplam requisitos de exatidão e de medições. Na Figura 6.1 é mostrada a fotografia do qualímetro instalado no cubículo de medição da subestação. Na Figura 6.2 é ilustrado o diagrama da conexão do qualímetro a rede elétrica.

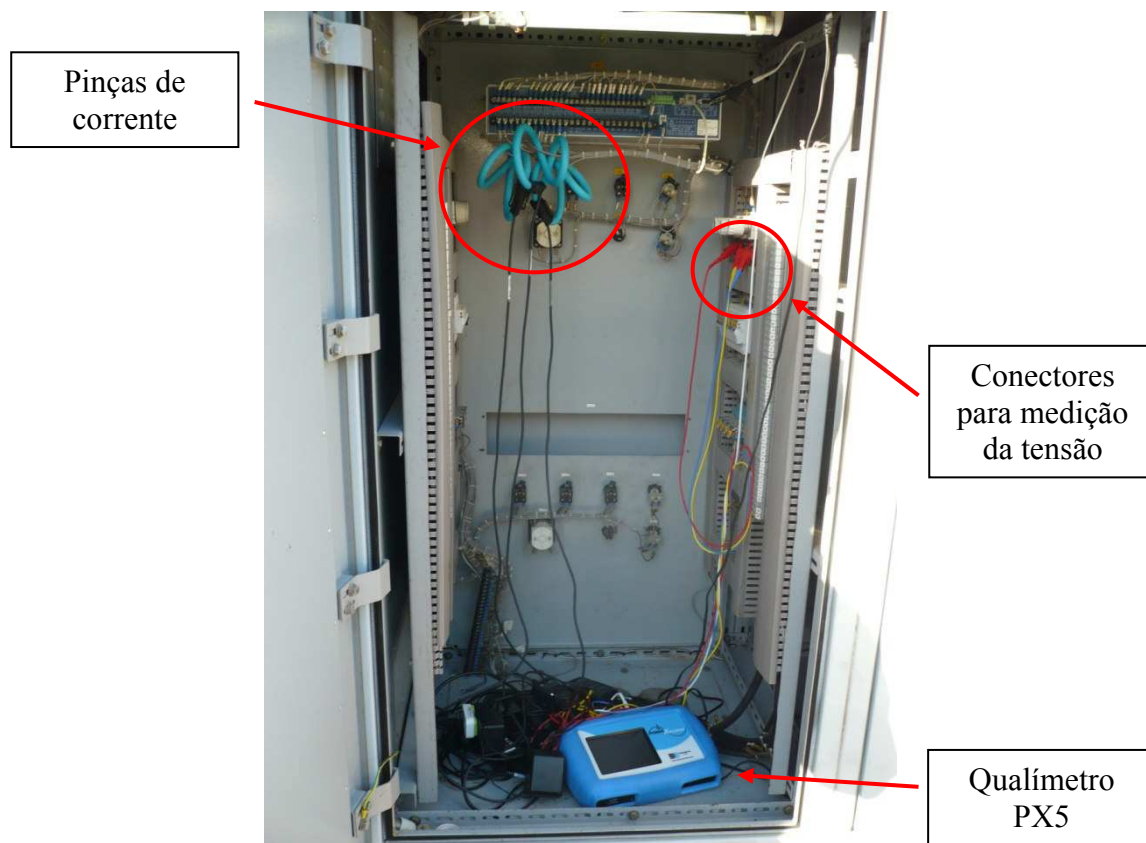


Figura 6.1 – Fotografia do qualímetro PX5 instalado no cubículo de medição da SE MRU.

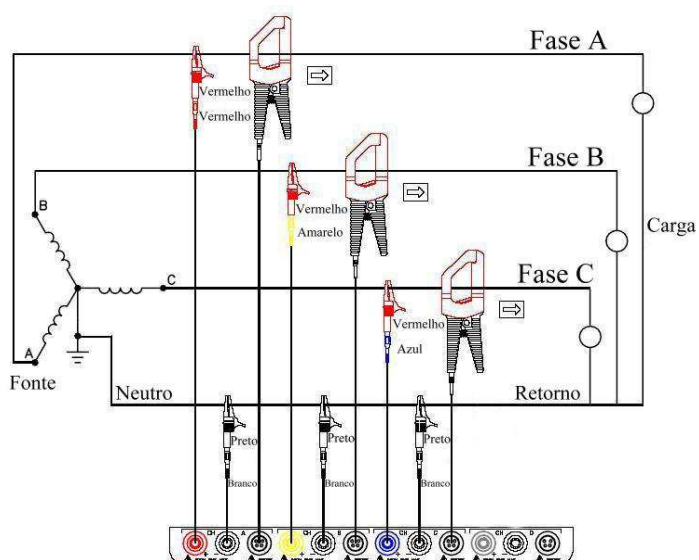


Figura 6.2 – Diagrama ilustrativo da conexão do qualímetro.

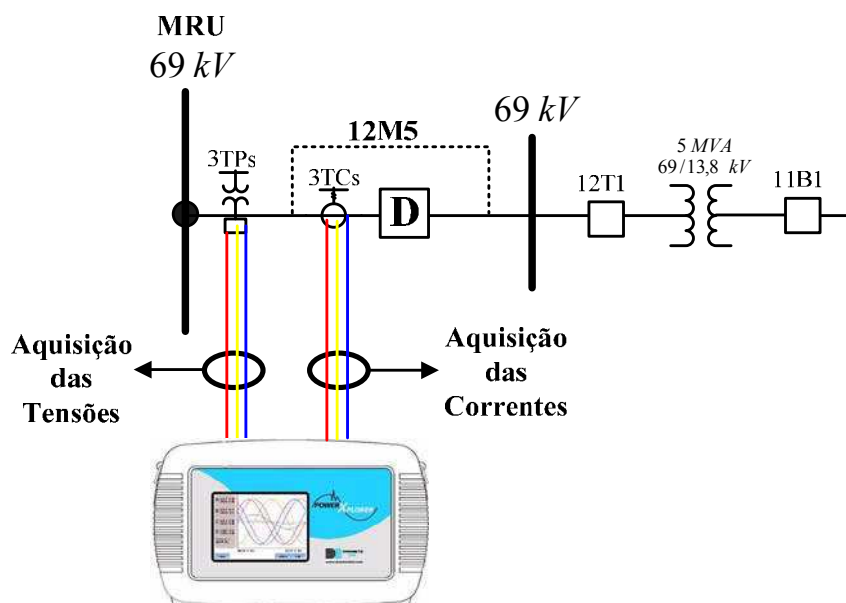


Figura 6.3 – Diagrama da ligação do qualímetro na subestação MRU.

A Figura 6.3 mostra de forma simplificada a ligação do equipamento na subestação. Na figura é possível observar que a subestação possui 3 TP e 3 TC, os quais estão ligados através dos terminais do relé que aciona disjuntor (D) 12M5. Nas aquisições, foram coletadas as formas de onda da tensão e da corrente do sistema.

6.1.2. Análise dos afundamentos de tensão

O software *Dran View*® do PX5 fornece previamente a curva ITIC com as ocorrências mais relevantes para o período. Na Figura 6.4 são apresentados os níveis de variação da tensão, em que são evidenciadas as ocorrências de afundamentos e sobretensões.

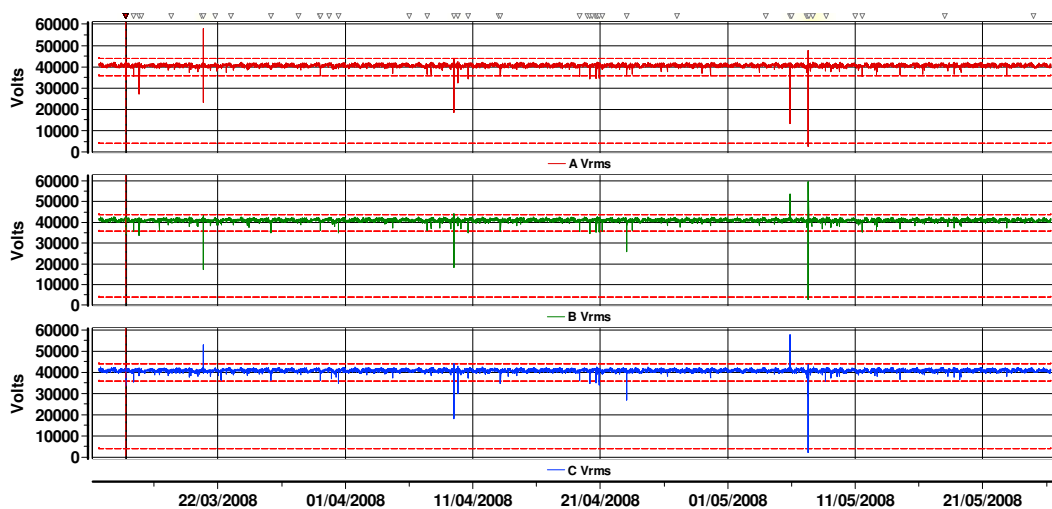


Figura 6.4 – Registro das variações de tensão ocorridas no período.

Pela evolução das amplitudes de tensão mostradas na Figura 6.4 é possível verificar que ocorreram alguns afundamentos de tensão no período analisado. Com o resumo dos afundamentos ocorridos no sistema, o software do qualímetro construiu a curva de ITIC mostrada na Figura 6.5.

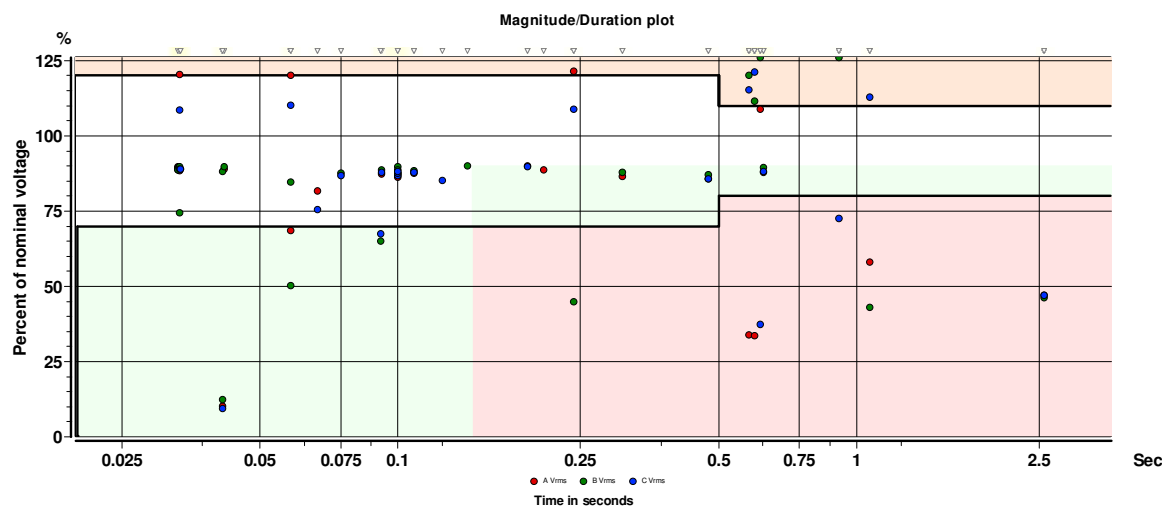


Figura 6.5 – Curvas ITIC sobreposta aos pontos de ocorrência.

A partir dos dados analisados pela curva ITIC apresentada na Figura 6.5, verifica-se que no período analisado ocorreu um alto índice de afundamentos (11 ocorrências) e também de sobretensões (10 ocorrências), os quais ultrapassaram os limites estabelecidos pela curva ITIC.

A seguir será feita uma análise comparativa dos dados obtidos em campo com o sistema simulado, verificando a validade do método proposto.

6.1.3. Análises comparativas do sistema simulado com o sistema real

A partir das medições obtidas em campo na SE MRU e considerando a carga sensível instalada na barra MRU no sistema EPB, verificou-se na Figura 6.5 que ocorreram 11 afundamentos críticos situados abaixo da curva ITIC, para um período de aproximadamente 75 dias. Nas simulações realizadas, verificou-se que a barra MRU possui uma probabilidade de ocorrência de 55 desligamentos por ano. Para se fazer uma análise comparativa em relação ao período de medição que foi 75 dias, calculou-se a razão da frequência de desligamento para o mesmo período de medição, o qual é apresentado na Equação (6.1).

$$\text{Frequência de desligamento} = \frac{75 \text{ dias de medição}}{365} \cdot 54,30 \approx 11,11 \text{ ocorrências} \quad (6.1)$$

O resultado das simulações para o mesmo intervalo de medição é de também 11 ocorrências. Esta comparação demonstra a eficiência do método proposto.

Outra avaliação do método proposto foi feita através da comparação entre a zona de maior densidade da Tabela 6.1, que vai de 60% a 100% de amplitude no intervalo de 0,02 a 0,80 segundos, com as ocorrências registradas na curva ITIC e apresentada na Figura 6.5. Verifica-se que na Figura 6.5 a maioria das ocorrências situa-se na zona de densidade descrita pela Tabela 6.1, concluindo que as simulações possuem coerência quanto aos resultados obtidos em campo.

6.2. Caso 2: Método de Melhoria da Coordenação Aplicado a um Sistema de Subtransmissão

Neste estudo de caso será utilizada a rotina de Estimação da Frequência de Desligamento da Carga Sensível, associado ao método de Melhoria da Coordenação para redução do período de duração dos afundamentos.

Inicialmente, com o uso da rotina apresentada no Capítulo 4 são realizados simulações de curto-circuito em um sistema real para determinar frequência de desligamentos da CS devido aos afundamentos por ano. Foram utilizadas as metodologias de processos estocásticos, buscando fazer uma análise preliminar do comportamento do sistema analisado quanto aos afundamentos de tensão.

Neste estudo de caso será adotado o mesmo subsistema já apresentado na Figura 5.4 do Capítulo 5 para aplicação do método de melhoria da coordenação. No subsistema considera-se que uma carga sensível está instalada na barra 4. As impedâncias das linhas estão em Ohms e para o cálculo de predição estocástica, as impedâncias foram convertidas para *p.u.* Com a seleção da carga sensível foram realizadas simulações de faltas pelo processo de *Monte Carlo* nas linhas de transmissão do sistema.

6.2.1. Resultados do subsistema para a ocorrência de faltas

Para os cálculos estocásticos, foram feitos 10.000 simulações de ocorrências de faltas ocorridas de forma aleatória em todo subsistema e se verificou que essa quantidade de simulações se torna suficiente para estabilização do valor estimado. Na Tabela 6.3 são apresentados os resultados das simulações e estão destacados os números de ocorrências que estão abaixo da curva de tolerância (ITIC).

Tabela 6.3 – Quantidade de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0,02s	0,02-0,2s	0,2-0,5s	0,5-0,8s	0,8-1,2s	1,2-1,5s	1,5-10s
95-100%	0	1861	144	329	10	0	29
90-95%	0	824	350	1070	32	0	68
85-90%	0	665	267	904	3	0	42
80-85%	0	475	491	329	1	3	35
75-80%	0	303	308	61	1	3	9
70-75%	0	139	131	29	5	5	8
65-70%	0	93	120	35	8	3	1
60-65%	0	41	87	14	5	0	1
55-60%	0	43	26	0	3	4	6
50-55%	0	29	3	3	2	9	0
45-50%	0	38	3	8	3	7	15
40-45%	0	10	0	2	2	14	4
35-40%	0	5	0	3	0	8	2
30-35%	0	11	0	11	0	10	7
25-30%	0	12	4	10	1	9	2
20-25%	0	22	17	7	2	12	4
15-20%	0	19	0	12	6	10	10
10-15%	0	24	3	17	0	10	5
5-10%	0	18	2	21	0	8	7
0-5%	0	30	0	18	4	7	7

Para determinar o número de ocorrências por ano, utilizou-se do número médio de faltas ocorridas em um ano no subsistema, $n = 490$ faltas/ano. Sabendo-se que foram realizadas 10 mil simulações e que ocorreram 27 desligamentos da carga sensível, têm-se $N = 9973$. O valor de cada célula da Tabela 6.3 foi dividida pela relação N/n , normalizando-a e obtendo a Tabela 6.4 com a frequência de ocorrências. Cada célula da Tabela 6.4 representa a frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano caracterizado por sua faixa de amplitude e duração.

Tabela 6.4 – Frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0,02s	0,02-0,2s	0,2-0,5s	0,5-0,8s	0,8-1,2s	1,2-1,5s	1,5-10s
95-100%	0,00	91,44	7,08	16,16	0,49	0,00	1,42
90-95%	0,00	40,49	17,20	52,57	1,57	0,00	3,34
85-90%	0,00	32,67	13,12	44,42	0,15	0,00	2,06
80-85%	0,00	23,34	24,12	16,16	0,05	0,15	1,72
75-80%	0,00	14,89	15,13	3,00	0,05	0,15	0,44
70-75%	0,00	6,83	6,44	1,42	0,25	0,25	0,39
65-70%	0,00	4,57	5,90	1,72	0,39	0,15	0,05
60-65%	0,00	2,01	4,27	0,69	0,25	0,00	0,05
55-60%	0,00	2,11	1,28	0,00	0,15	0,20	0,29
50-55%	0,00	1,42	0,15	0,15	0,10	0,44	0,00
45-50%	0,00	1,87	0,15	0,39	0,15	0,34	0,74
40-45%	0,00	0,49	0,00	0,10	0,10	0,69	0,20
35-40%	0,00	0,25	0,00	0,15	0,00	0,39	0,10
30-35%	0,00	0,54	0,00	0,54	0,00	0,49	0,34
25-30%	0,00	0,59	0,20	0,49	0,05	0,44	0,10
20-25%	0,00	1,08	0,84	0,34	0,10	0,59	0,20
15-20%	0,00	0,93	0,00	0,59	0,29	0,49	0,49
10-15%	0,00	1,18	0,15	0,84	0,00	0,49	0,25
5-10%	0,00	0,88	0,10	1,03	0,00	0,39	0,34
0-5%	0,00	1,47	0,00	0,88	0,20	0,34	0,34

Por fim, para se obter a probabilidade do número de faltas que ocorrem em um ano, é feito somatório das células que se encontram abaixo da curva de tolerância da Tabela 6.4. Com o somatório, obteve-se o valor de **56,99±0,9** desligamentos/ano, que é um valor elevado para os índices de qualidade atuais. Uma alternativa para reduzir os índices de afundamentos por ano seria aplicar a rotina de melhoria da coordenação da proteção a qual será demonstrada no próximo sub-tópico.

6.2.2. Aplicação do método de melhoria da coordenação da proteção

A rotina desenvolvida utiliza os dados dos relés presentes no sistema para realizar os cálculos e análises. No caso do sistema apresentado na Figura 5.4, todos os ajustes dos relés foram verificados e alterados para se obter o melhor desempenho do sistema de proteção, e assim reduzir os efeitos dos afundamentos de tensão. Após melhoria da coordenação, foi novamente utilizado a rotina para cálculo da frequência de desligamentos, só que agora com o sistema de proteção melhor coordenado. Os resultados para a densidade de ocorrências da nova simulação estão apresentados na Tabela 6.5, considerando a mesma carga sensível selecionada na barra 4.

Tabela 6.5 – Quantidade de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características com a melhoria da proteção.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0,02s	0,02-0,2s	0,2-0,5s	0,5-0,8s	0,8-1,2s	1,2-1,5s	1,5-10s
95-100%	0	1915	283	146	7	12	10
90-95%	0	1011	724	541	27	16	25
85-90%	0	716	536	592	8	13	16
80-85%	0	506	510	287	5	9	17
75-80%	0	320	336	20	2	4	3
70-75%	0	167	133	3	6	3	5
65-70%	0	101	128	24	6	1	0
60-65%	0	46	85	12	4	1	0
55-60%	0	48	22	3	4	2	3
50-55%	0	30	5	2	3	6	0
45-50%	0	39	6	10	3	5	11
40-45%	0	10	2	4	3	11	2
35-40%	0	6	1	4	1	6	0
30-35%	0	11	3	9	4	9	3
25-30%	0	13	5	9	3	7	1
20-25%	0	23	19	6	4	10	2
15-20%	0	20	11	9	5	7	5
10-15%	0	25	5	16	4	6	3
5-10%	0	21	16	6	4	5	4
0-5%	0	34	9	10	8	3	2

Semelhante ao caso anterior, para se normalizar a tabela utilizou-se a mesma relação N/m . O resultado da normalização está apresentado na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características com a melhoria da proteção.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0,02s	0,02-0,2s	0,2-0,5s	0,5-0,8s	0,8-1,2s	1,2-1,5s	1,5-10s
95-100%	0,00	94,10	13,91	7,17	0,34	0,59	0,49
90-95%	0,00	49,68	35,58	26,58	1,33	0,79	1,23
85-90%	0,00	35,18	26,34	29,09	0,39	0,64	0,79
80-85%	0,00	24,86	25,06	14,10	0,25	0,44	0,84
75-80%	0,00	15,72	16,51	0,98	0,10	0,20	0,15
70-75%	0,00	8,21	6,54	0,15	0,29	0,15	0,25
65-70%	0,00	4,96	6,29	1,18	0,29	0,05	0,00
60-65%	0,00	2,26	4,18	0,59	0,20	0,05	0,00
55-60%	0,00	2,36	1,08	0,15	0,20	0,10	0,15
50-55%	0,00	1,47	0,25	0,10	0,15	0,29	0,00
45-50%	0,00	1,92	0,29	0,49	0,15	0,25	0,54
40-45%	0,00	0,49	0,10	0,20	0,15	0,54	0,10
35-40%	0,00	0,29	0,05	0,20	0,05	0,29	0,00
30-35%	0,00	0,54	0,15	0,44	0,20	0,44	0,15
25-30%	0,00	0,64	0,25	0,44	0,15	0,34	0,05
20-25%	0,00	1,13	0,93	0,29	0,20	0,49	0,10
15-20%	0,00	0,98	0,54	0,44	0,25	0,34	0,25
10-15%	0,00	1,23	0,25	0,79	0,20	0,29	0,15
5-10%	0,00	1,03	0,79	0,29	0,20	0,25	0,20
0-5%	0,00	1,67	0,44	0,49	0,39	0,15	0,10

A partir do somatório das células abaixo da curva ITIC da Tabela 6.6, foi obtido o valor de **53,21** desligamentos ao ano, que representa uma redução de **6,47%** no índice de desligamentos com relação ao sistema original. Pelo resultado alcançado, observou-se que o método permite reduzir os desligamentos das cargas sensíveis provocados pelos afundamentos de tensão, porém ainda não é uma melhoria significativa para o sistema elétrico.

A partir dos dados do sistema, foi realizada uma análise mais aprofundada sobre o índice de desligamentos em todas as barras. Com isso foi possível construir um paralelo entre o sistema antes e depois da melhoria da coordenação. Na Tabela 6.7 estão discriminados os resultados dos índices e a taxa de redução dos desligamentos.

Tabela 6.7 – Análise da frequência de desligamento em todas as barras.

Nº do Barramento	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Frequência de desligamento	44,64	51,12	50,91	56,99	57,67	63,16	63,47	59,09	59,55	59,40
Frequência de desligamento com melhoria da coordenação	42,06	45,95	46,97	53,31	54,36	60,16	60,64	56,74	57,19	57,11
Redução em %	5,77%	10,11%	7,74%	6,47%	5,73%	4,75%	4,46%	3,97%	3,97%	3,85%

Os resultados apresentados na Tabela 6.7, mostram que a melhoria da coordenação da proteção pode ser uma alternativa para reduzir os índices de desligamentos das cargas sensíveis devido aos afundamentos de tensão. Ainda, pela Tabela 6.7, observou-se que a barra 2 obteve os melhores resultados, sendo um dos pontos do sistema com menor índice de desligamentos por ano.

6.3. Caso 3: Avaliação dos Afundamentos em Sistema Utilizando o Método das Linhas Críticas

Neste estudo de caso, buscou-se avaliar o impacto dos afundamentos de tensão em uma carga sensível quando é promovida a manutenção ou a substituição completa de uma linha de transmissão. Para tanto, a linha antiga foi totalmente renovada ou recapitada e foram substituídas as estruturas de postes, isoladores e cabos. No estudo registraram-se as formas de onda dos sinais de tensão e corrente no sistema por um período de 180 dias antes e após a recapitação das linhas. Foi utilizado o mesmo qualímetro *PowerXplorer™ PX5* apresentado no caso anterior. A instalação foi realizada em 69 kV através dos terminais do relé de proteção. O circuito de medição montado nas dependências da SE MAA (Mataraca) está apresentado na Figura 6.6. A SE MAA corresponde a barra 30 do sistema (Figura B.2; Apêndice B).

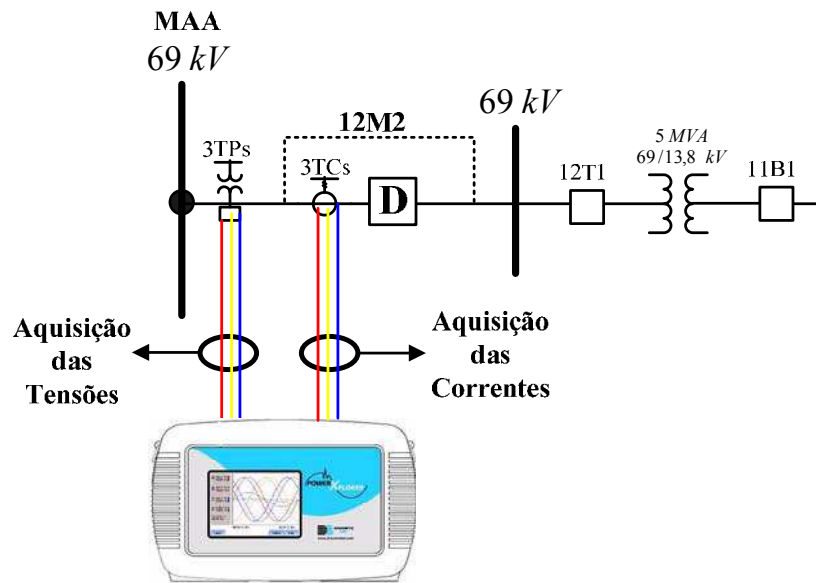


Figura 6.6 – Diagrama da ligação do qualímetro na subestação MAA.

Foram realizadas as seguintes etapas de análise no sistema:

- Medição e análise do período de 180 dias antes da substituição do sistema de linhas de transmissão;
- Utilização da rotina desenvolvida para determinar a frequência de desligamentos da carga instalada na barra da SE MAA.
- Medição e análise do período de 180 dias após a substituição da linha de transmissão;
- Avaliação da frequência de desligamentos da carga instalada na barra da SE MAA após a substituição da linha, utilizando agora o Método de Linhas Críticas para simular a recapacitação da linha (linha 62; Tabela B.1; Apêndice B).

6.3.1. Avaliação no período anterior a substituição do sistema de linha de transmissão

Após a instalação do qualímetro na SE MAA (ver Figura 6.6), foram registrados os dados para o período de 180 dias antes da recapacitação do sistema de linhas de transmissão. Os dados de registro do qualímetro são apresentados na Tabela 6.8 a seguir.

Tabela 6.8 – Registro do qualímetro com sobreposição da curva ITIC para o período anterior a recapacitação das linhas.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0.02s	0.02-0.2s	0.2-0.5s	0.5-0.8s	0.8-1.2s	1.2-1.5s	1.5-10s
95-100%	0	18	16	8	0	0	0
90-95%	0	10	14	6	3	8	0
85-90%	0	12	11	7	0	0	3
80-85%	0	6	9	4	4	0	2
75-80%	0	3	9	2	0	0	0
70-75%	0	3	6	1	0	0	0
65-70%	0	4	4	0	0	0	0
60-65%	0	2	3	2	1	0	0
55-60%	0	2	1	0	0	0	1
50-55%	0	1	0	1	0	0	0
45-50%	0	0	1	0	1	0	0
40-45%	0	0	0	0	0	0	0
35-40%	0	0	0	0	0	0	0
30-35%	0	0	2	0	0	0	0
25-30%	0	0	0	1	0	0	0
20-25%	0	0	0	0	0	0	0
15-20%	0	0	0	0	0	0	0
10-15%	0	0	0	0	0	0	0
5-10%	0	0	0	0	0	0	0
0-5%	0	0	0	0	0	0	0

Pela Tabela 6.8, verifica-se que foram registradas 30 ocorrências de afundamentos críticos, ou seja, que estão situados abaixo da curva inferior do padrão ITIC, no período analisado de 180 dias. No próximo sub-tópico será apresentada a simulação do sistema com a rotina desenvolvida para o mesmo período de medição.

6.3.2. *Estimação dos afundamentos no período anterior a substituição do sistema de linha de transmissão*

Na rotina desenvolvida, selecionou-se a barra 30 correspondente a SE MAA para simular a presença de carga sensível nesse sistema. Como ainda não houve recapacitação de linhas, para este momento inicial, não será utilizado o método das linhas críticas. Na rotina foram realizadas 50 repetições de 10.000 simulações de faltas no sistema de modo a se obter 95% no intervalo de confiança. As probabilidades de ocorrência de falta do sistema são de 490 faltas ao ano. Na Tabela 6.9 são apresentadas as frequências de ocorrência dos desligamentos normalizados para o período de um ano no sistema.

Tabela 6.9 – Frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano antes da recapacitação da linha.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0,02s	0,02-0,2s	0,2-0,5s	0,5-0,8s	0,8-1,2s	1,2-1,5s	1,5-10s
95-100%	0,00	76,97	6,59	9,03	0,35	0,00	1,01
90-95%	0,00	57,60	16,33	36,71	1,32	0,00	3,14
85-90%	0,00	34,02	10,24	55,98	0,05	0,00	2,54
80-85%	0,00	23,83	21,95	24,49	0,15	0,20	2,03
75-80%	0,00	15,57	15,62	7,35	0,15	0,20	0,51
70-75%	0,00	8,47	6,49	2,69	0,15	0,20	0,71
65-70%	0,00	5,37	5,88	2,13	0,15	0,30	0,10
60-65%	0,00	1,67	4,41	1,37	0,05	0,05	0,00
55-60%	0,00	1,57	1,12	0,30	0,15	0,20	0,41
50-55%	0,00	1,22	0,56	0,10	0,10	0,51	0,00
45-50%	0,00	1,17	0,46	0,61	0,10	0,56	0,96
40-45%	0,00	0,25	0,61	0,10	0,05	0,35	0,10
35-40%	0,00	0,10	0,20	0,10	0,05	0,41	0,15
30-35%	0,00	0,41	0,00	0,51	0,35	0,25	0,10
25-30%	0,00	0,41	0,10	0,35	0,25	0,41	0,25
20-25%	0,00	0,81	1,17	0,25	0,15	0,25	0,25
15-20%	0,00	1,27	0,00	0,66	0,41	0,10	0,51
10-15%	0,00	1,12	0,30	1,17	0,20	0,25	0,20
5-10%	0,00	0,71	0,96	1,37	0,25	0,10	0,51
0-5%	0,00	1,52	0,86	0,81	0,30	0,20	0,20

Pelo método, verificou-se que a frequência de desligamentos anuais do sistema corresponde ao valor de $66,30 \pm 0,7$. Desta forma para se comparar o valor obtido pelo método com o valor medido em campo, deve-se realizar o ajuste para o período de 180 dias como apresentado na Equação (6.2).

$$\text{Frequência de desligamento} = \frac{180 \text{ dias de medição}}{365} \cdot 66,3 \approx 32,7 \text{ ocorrências} \quad (6.2)$$

Verifica-se pela Equação (6.2) a probabilidade de ocorrência para este sistema foi de 32,7 ocorrências em um período de 180 dias. O número de ocorrência se aproxima do valor obtido em campo pelo qualímetro que foram de 30 ocorrências para o mesmo período.

6.3.3. Avaliação no período posterior a substituição do sistema de linha de transmissão

Neste tópico são apresentados os dados de registro do qualímetro na SE MAA para o período de 180 dias após a recapacitação do sistema de linhas de transmissão são apresentados na Tabela 6.10.

Tabela 6.10 – Registro do qualímetro com sobreposição da curva ITIC para o período posterior a recapacitação das linhas.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0.02s	0.02-0.2s	0.2-0.5s	0.5-0.8s	0.8-1.2s	1.2-1.5s	1.5-10s
95-100%	0	12	10	2	2	0	0
90-95%	0	10	11	2	3	2	0
85-90%	0	8	9	4	0	1	0
80-85%	0	7	9	1	2	0	2
75-80%	0	4	6	2	1	0	1
70-75%	0	2	6	1	2	0	0
65-70%	0	4	3	1	0	0	0
60-65%	0	2	2	0	0	0	0
55-60%	0	0	0	2	0	0	0
50-55%	0	1	0	0	0	0	0
45-50%	0	0	0	0	1	0	0
40-45%	0	0	0	1	0	0	0
35-40%	0	0	1	0	0	0	0
30-35%	0	0	1	0	0	0	0
25-30%	0	1	0	0	0	0	0
20-25%	0	0	0	0	0	0	0
15-20%	0	0	0	0	0	0	0
10-15%	0	0	0	0	0	0	0
5-10%	0	0	0	0	0	0	0
0-5%	0	0	0	0	0	0	0

Pela Tabela 6.10, verifica-se que foram registradas apenas 27 ocorrências de afundamentos críticos no período analisado de 180 dias. Este dado caracteriza que houve uma melhoria no índice de afundamentos, porém não implica dizer que se deve diretamente a recapacitação do trecho de linha supracitado. Mas para termos de comparação será apresentado a seguir o resultado da simulação com a aplicação do Método das Linhas Críticas para o trecho recapitado.

6.3.4. *Estimação dos afundamentos no período posterior a substituição do sistema de linha de transmissão*

O resultado da simulação para o sistema com o trecho de linha recapitado será apresentado. Adotou-se o mesmo procedimento apresentado no sub-tópico 6.3.2, porém será imposto que o trecho de linha recapitado terá uma probabilidade menor de ocorrência de falta. A probabilidade de ocorrência de falta na linha foi reduzida em 95% em relação à situação normal de linhas. Como resultado da simulação foi obtido a Tabela 6.11 correspondente as frequências de desligamentos normalizados para o período de um ano após a recapacitação da linha.

Tabela 6.11 – Frequência de ocorrências de afundamentos de tensão por ano após a recapacitação da linha.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0,02s	0,02-0,2s	0,2-0,5s	0,5-0,8s	0,8-1,2s	1,2-1,5s	1,5-10s
95-100%	0,00	81,14	6,19	9,69	0,66	0,00	0,41
90-95%	0,00	56,78	16,80	40,39	1,57	0,00	2,79
85-90%	0,00	31,72	10,25	53,54	0,05	0,00	1,98
80-85%	0,00	25,07	19,59	24,46	0,00	0,51	1,88
75-80%	0,00	13,95	13,95	7,00	0,10	0,20	0,86
70-75%	0,00	8,93	5,94	3,35	0,15	0,36	0,36
65-70%	0,00	4,67	5,48	2,23	0,15	0,10	0,30
60-65%	0,00	1,88	3,70	1,17	0,05	0,10	0,05
55-60%	0,00	1,17	1,57	0,46	0,20	0,10	0,41
50-55%	0,00	1,07	0,76	0,15	0,10	0,36	0,05
45-50%	0,00	1,37	1,07	0,46	0,30	0,46	0,96
40-45%	0,00	0,25	0,56	0,10	0,15	0,51	0,10
35-40%	0,00	0,25	0,10	0,10	0,00	0,36	0,00
30-35%	0,00	0,36	0,00	0,25	0,36	0,41	0,00
25-30%	0,00	0,46	0,10	0,25	0,30	0,20	0,05
20-25%	0,00	0,71	0,86	0,46	0,25	0,25	0,05
15-20%	0,00	0,61	0,05	0,51	0,41	0,10	0,00
10-15%	0,00	0,56	0,30	1,47	0,41	0,25	0,05
5-10%	0,00	0,51	1,22	0,86	0,46	0,10	0,10
0-5%	0,00	0,30	0,41	0,20	0,30	0,36	0,00

Pelo método, verificou-se que a frequência de desligamentos anuais do sistema passou a ter o valor de $60,62 \pm 0,8$. Desta forma para se comparar o valor obtido pelo método com o valor medido em campo, deve-se realizar o ajuste para o período de 180 dias como apresentado na Equação (6.3).

$$\text{Frequência de desligamento} = \frac{180 \text{ dias de medição}}{365} \cdot 60,62 \approx 29,9 \text{ ocorrências} \quad (6.3)$$

Verifica-se pela Equação (6.3) que a probabilidade de ocorrência foi reduzida e apresenta o valor de 29,9 ocorrências para o período de 180 dias. O número de ocorrências registradas pelo método também se aproxima do valor obtido em campo, o qualímetro registrou 27 ocorrências para o mesmo período. Desta forma o método desenvolvido apresenta uma boa aproximação dos dados obtidos em campo, podendo trazer resultados intuitivos do sistema elétrico para diversas tipos condições realistas.

6.3.5. Estimação dos afundamentos para o período maior que um ano posterior a substituição do sistema de linha de transmissão

Neste estudo foram avaliadas as medições ocorridas na mesma barra 30 apresentada no Caso 3 para o período posterior a substituição da linha totalizando 424 dias corridos de medição (≈ 14 meses). Para este caso foi possível avaliar a sazonalidade das chuvas em

relação à quantidade de afundamentos críticos ocorridos no período em que o qualímetro permaneceu instalado. O índice pluviométrico das chuvas foi obtido por dados coletados de sítios de análise meteorológica do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC) pertencente ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), sítio do Clima Tempo e sítio do Jornal do Tempo. As chuvas do período foram avaliadas para as regiões em torno da grande João Pessoa até a região próxima a Mataraca, ambas situadas na Paraíba. A seguir na Figura 6.7 é apresentado um gráfico com as chuvas ocorridas e os afundamentos críticos registrados pelo qualímetro para o mesmo período de maio de 2009 a junho 2010.

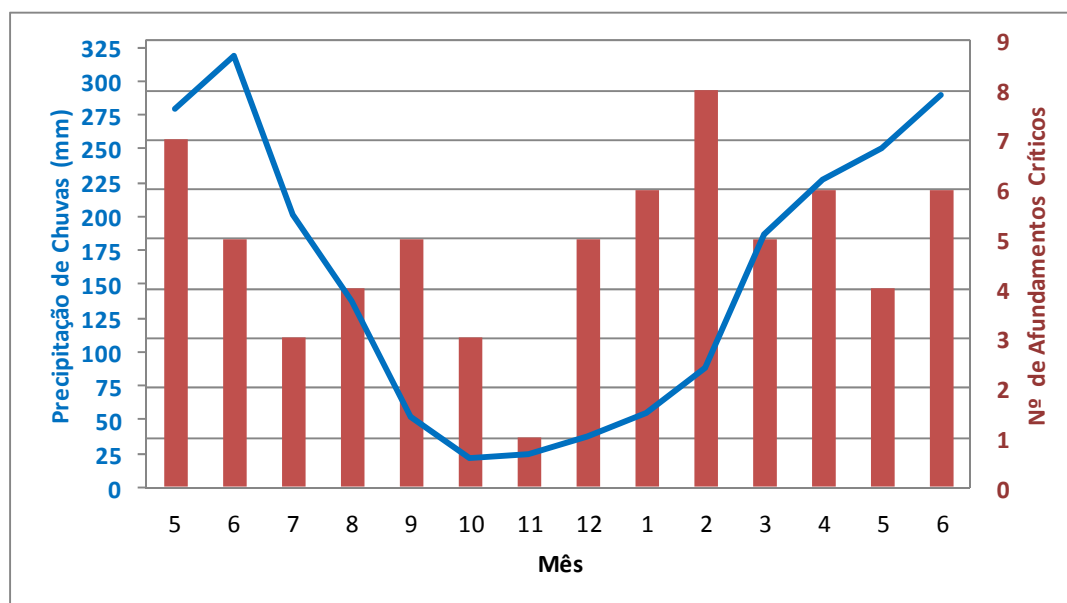


Figura 6.7 – Registro de chuvas e afundamentos críticos ocorrido no período de 424 dias de medição.

Pela Figura 6.7 é possível observar que as chuvas acumuladas para cada mês (curva em azul), apresentam índices pluviométricos menores que 100 mm entre os meses de setembro a janeiro e restante do ano este índice tende a aumentar. O número de afundamentos críticos registrados por mês é bastante variável, porém ocorrem tendências de crescimento dos afundamentos críticos nos períodos em que as chuvas começam a aumentar, estabilizando-se no período mais chuvoso e voltando a aumentar conforme o índice de chuvas tende a reduzir. O fato das ocorrências de falta aumentarem durante o início das chuvas, principalmente nos meses 1 e 2, pode ser devido os isoladores estarem ainda sujos. Como as chuvas não são intensas no período, os isoladores não conseguem ser limpos totalmente e permanecem com resíduos até a sua limpeza mais efetiva, que ocorre no período de inverno entre os meses 3 e 6 do ano.

A seguir na Tabela 6.12 é apresentado os afundamentos de tensão registrados pelo qualímetro no período de 424 dias.

Tabela 6.12 – Registro dos afundamentos pelo qualímetro para o período de 424 dias corridos.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0.02s	0.02-0.2s	0.2-0.5s	0.5-0.8s	0.8-1.2s	1.2-1.5s	1.5-10s
95-100%	0	23	19	4	5	0	0
90-95%	0	18	14	5	2	1	0
85-90%	0	8	11	4	1	0	0
80-85%	0	5	13	2	3	2	1
75-80%	0	21	18	4	1	2	0
70-75%	0	16	12	3	3	1	1
65-70%	0	9	7	2	0	0	0
60-65%	0	6	4	1	1	0	0
55-60%	0	2	5	2	0	0	0
50-55%	0	2	1	1	1	0	0
45-50%	0	1	2	0	0	0	0
40-45%	0	1	0	1	0	0	0
35-40%	0	0	1	0	0	0	0
30-35%	0	1	1	0	0	0	0
25-30%	0	0	0	0	0	1	0
20-25%	0	0	0	0	0	0	0
15-20%	0	0	0	0	0	0	0
10-15%	0	0	0	0	0	0	0
5-10%	0	0	0	0	0	0	0
0-5%	0	0	0	0	0	0	0

Pela Tabela 6.12 verifica-se que o qualímetro registrou 68 afundamentos críticos no período em que estava instalado na barra 30. Utilizando-se a mesma frequência de desligamentos anuais do caso 3, pois se trata da mesma barra, o sistema apresentou o valor de $60,62 \pm 0,8$. Desta forma para se comparar o valor obtido pelo método com o valor medido em campo, deve-se realizar o ajuste para o período de 424 dias como apresentado na Equação (6.4).

$$\text{Frequência de desligamento} = \frac{424 \text{ dias de medição}}{365} \cdot 60,62 \approx 70,4 \text{ ocorrências} \quad (6.4)$$

Pela Equação (6.4), verifica-se que a probabilidade de 70,4 ocorrências da simulação apresenta uma boa aproximação dos 68 afundamentos críticos registrados pelo qualímetro.

Neste caso também se observa, que mesmo considerando a sazonalidade das chuvas, o número de afundamentos críticos registrados ao ano se mantém próximo ao valor das estimações, já que são eventos aleatórios e não uniformes.

6.4. Caso 4: Avaliação dos Afundamentos em Sistemas Utilizando o Método das Linhas Críticas Associado a Melhoria da Coordenação

Neste estudo são apresentadas as análises feitas no sistema elétrico simulado para se buscar reduzir os índices de afundamentos nas cargas sensíveis utilizando para isso o Método das Linhas Críticas juntamente com o processo de melhoria da coordenação da proteção.

Para as simulações adotou-se o mesmo sistema simulado no Caso 3 sub-tópico 6.3.2, onde o índice de frequência de desligamentos foi de $66,3 \pm 0,7$ ao ano para a carga sensível instalada na SE MAA (barra 30). Com os dados dos locais de falta já armazenados, devem-se determinar quais foram as faltas que tiveram mais de um desligamento da CS por ano, Tabela 6.9. Desta forma são apresentadas, na Tabela 6.13, as células em destaque, que mostram os índices críticos à CS.

Tabela 6.13 – Frequência probabilística evidenciando os índices de risco que são avaliados.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0,02s	0,02-0,2s	0,2-0,5s	0,5-0,8s	0,8-1,2s	1,2-1,5s	1,5-10s
95-100%	0,00	76,97	6,59	9,03	0,35	0,00	1,01
90-95%	0,00	57,60	16,33	36,71	1,32	0,00	3,14
85-90%	0,00	34,02	10,24	55,98	0,05	0,00	2,54
80-85%	0,00	23,83	21,95	24,49	0,15	0,20	2,03
75-80%	0,00	15,57	15,62	7,35	0,15	0,20	0,51
70-75%	0,00	8,47	6,49	2,69	0,15	0,20	0,71
65-70%	0,00	5,37	5,88	2,13	0,15	0,30	0,10
60-65%	0,00	1,67	4,41	1,37	0,05	0,05	0,00
55-60%	0,00	1,57	1,12	0,30	0,15	0,20	0,41
50-55%	0,00	1,22	0,56	0,10	0,10	0,51	0,00
45-50%	0,00	1,17	0,46	0,61	0,10	0,56	0,96
40-45%	0,00	0,25	0,61	0,10	0,05	0,35	0,10
35-40%	0,00	0,10	0,20	0,10	0,05	0,41	0,15
30-35%	0,00	0,41	0,00	0,51	0,35	0,25	0,10
25-30%	0,00	0,41	0,10	0,35	0,25	0,41	0,25
20-25%	0,00	0,81	1,17	0,25	0,15	0,25	0,25
15-20%	0,00	1,27	0,00	0,66	0,41	0,10	0,51
10-15%	0,00	1,12	0,30	1,17	0,20	0,25	0,20
5-10%	0,00	0,71	0,96	1,37	0,25	0,10	0,51
0-5%	0,00	1,52	0,86	0,81	0,30	0,20	0,20

A partir dos dados selecionados na Tabela 6.13, e recorrendo aos dados dos locais de faltas é montada a Tabela 6.14 com as linhas e número de faltas registradas em cada uma delas.

Tabela 6.14 – Linhas que promoveram o afundamentos críticos da CS.

Tensão	Linha		Número de Faltas
	Barra DE	Barra PARA	
13,8 kV	30	31	1
69 kV	54	82	4
69 kV	55	84	4
69 kV	56	86	4
69 kV	56	89	4
69 kV	58	99	2
69 kV	58	101	2
69 kV	60	107	2
69 kV	66	117	3
69 kV	61	112	3
69 kV	63	117	3
69 kV	63	118	3
69 kV	65	124	29
69 kV	65	125	25
69 kV	65	126	27
69 kV	66	129	3
69 kV	66	130	17
69 kV	69	141	3
69 kV	69	143	2
69 kV	72	150	3

Pela Tabela 6.14, verifica-se que 4 linhas tiveram maior influência nas ocorrências de afundamentos críticos na CS, são elas: linha 65 a 124, linha 65 a 125, linha 65 a 126 e linha 66 a 130. Aplicando-se então a redução de 95% na probabilidade de ocorrência de falta nas 4 linhas selecionadas pelo MLC é obtido o resultado da frequência de desligamento da CS, apresentado na Tabela 6.15.

Tabela 6.15 – Frequência probabilística após aplicação do MLC ao sistema.

Amplitude Da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0,02s	0,02-0,2s	0,2-0,5s	0,5-0,8s	0,8-1,2s	1,2-1,5s	1,5-10s
95-100%	0,00	12,07	12,73	0,15	0,05	0,10	0,05
90-95%	0,00	61,44	36,94	1,12	0,66	0,30	0,81
85-90%	0,00	11,06	6,49	1,01	0,41	0,00	0,15
80-85%	0,00	4,87	2,59	0,71	0,20	0,00	0,10
75-80%	0,00	1,27	0,56	0,25	0,05	0,00	0,05
70-75%	0,00	0,20	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
65-70%	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
60-65%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00
55-60%	0,00	0,00	0,05	0,71	0,00	0,00	0,00
50-55%	0,00	0,15	0,00	0,56	0,00	0,00	0,00
45-50%	0,00	0,10	0,20	0,41	0,00	0,00	0,00
40-45%	0,00	0,61	0,30	0,86	0,15	0,00	0,00
35-40%	0,00	0,61	0,36	0,71	0,25	0,00	0,00
30-35%	0,00	0,66	1,47	0,36	0,00	0,00	0,00
25-30%	0,00	2,28	1,27	0,15	0,05	0,00	0,00
20-25%	0,00	1,12	1,67	0,20	0,00	0,00	0,00
15-20%	0,00	0,30	0,05	0,05	0,00	0,00	0,00
10-15%	0,00	0,61	0,25	0,20	0,00	0,00	0,00
5-10%	0,00	0,86	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00
0-5%	0,00	0,05	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00

Como resultado da simulação foi obtido o valor de $18,67 \pm 0,9$ para a frequência de desligamento da carga sensível. Após a aplicação do MLC associando ao método de melhoria da coordenação, obteve-se uma redução de 72% dos afundamentos críticos em relação ao índice anterior que era de $66,3 \pm 0,7$ desligamentos ao ano. A partir dos resultados obtidos pela técnica implementada, verifica-se que o método pode trazer melhorias significativas ao sistema elétrico a partir da localização das linhas mais suscetíveis à suscitação de afundamentos nas cargas sensíveis.

6.5. Caso 5: Aplicação do Método de Localização de Falta a partir da Medição na SE MRU

Neste estudo de caso é verificado o método de localização de falta para uma medição realizada em campo. A medição foi realizada com o qualímetro *PowerXplorer™ PX5* adotado nos casos anteriores. Por constar de apenas um equipamento de medição não será realizado o método completo, ou seja, não haverá comparação entre as tabelas de densidades probabilísticas para se escolher as linhas coincidentes que mais se repetem. Este estudo visa avaliar a aplicação do método para uma situação real, averiguado o seu desempenho em sistemas de potência.

Inicialmente, o qualímetro foi instalado na SE Mussuré (MRU - barra 35 da Figura B.2) (ver também as Figuras 6.1 e 6.3) para detecção dos afundamentos de tensão. Na Figura 6.8 é apresentada uma das ocorrências registradas pelo equipamento e que servirá de base para a localização da falta.

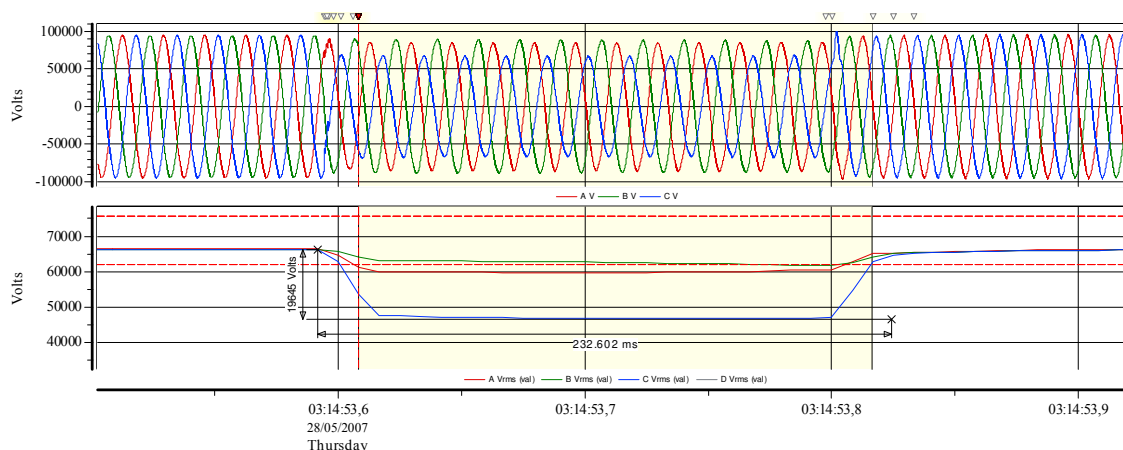


Figura 6.8 – Registro de um afundamento de tensão na SE MRU, devido falta na linha 58 do sistema.

Pela Figura 6.8, observa-se que foi registrado um afundamento de 0,72 p.u. da tensão nominal com duração de 232,6 ms. Portanto o afundamento se caracteriza como sendo do tipo

A3-B8 (Tabelas 5.1 e 5.2). Ficou registrado que a ocorrência do afundamento foi provocado por uma falta monofásica na Linha **58** (Figura B.2; Apêndice B).

A próxima etapa foi realizar a simulação estocástica de falta considerando a barra 35 (MRU) como o local de carga sensível para a obtenção da Tabela 6.16.

Tabela 6.16 – Ocorrência de afundamentos de tensão registrado na barra 35.

Amplitude da Tensão	Duração do afundamento em segundos						
	0-0,02s	0,02-0,2s	0,2-0,5s	0,5-0,8s	0,8-1,2s	1,2-1,5s	1,5-10s
95-100%	0	1953	210	467	6	0	48
90-95%	0	718	293	1060	23	1	75
85-90%	0	668	274	869	1	4	39
80-85%	0	504	487	283	2	3	37
75-80%	0	283	283	45	2	2	14
70-75%	0	147	107	33	2	5	7
65-70%	0	103	95	21	3	9	13
60-65%	0	44	64	11	4	11	5
55-60%	0	38	20	5	4	15	11
50-55%	0	30	4	5	3	15	7
45-50%	0	28	4	6	4	26	20
40-45%	0	3	0	4	12	14	6
35-40%	0	7	0	4	4	8	7
30-35%	0	6	0	2	4	13	1
25-30%	0	8	5	10	11	8	9
20-25%	0	27	26	29	6	6	1
15-20%	0	35	1	12	3	0	1
10-15%	0	34	0	17	0	0	1
5-10%	0	16	2	15	2	0	2
0-5%	0	13	1	17	0	0	4

Na Tabela 6.16 selecionou-se a célula corresponde ao valor do afundamento obtido em campo 70-75% em amplitude com duração no intervalo de 0,2-0,5s. Na Figura 6.9 são apresentados os 10 locais de falta mais prováveis das 107 faltas ocorridas.

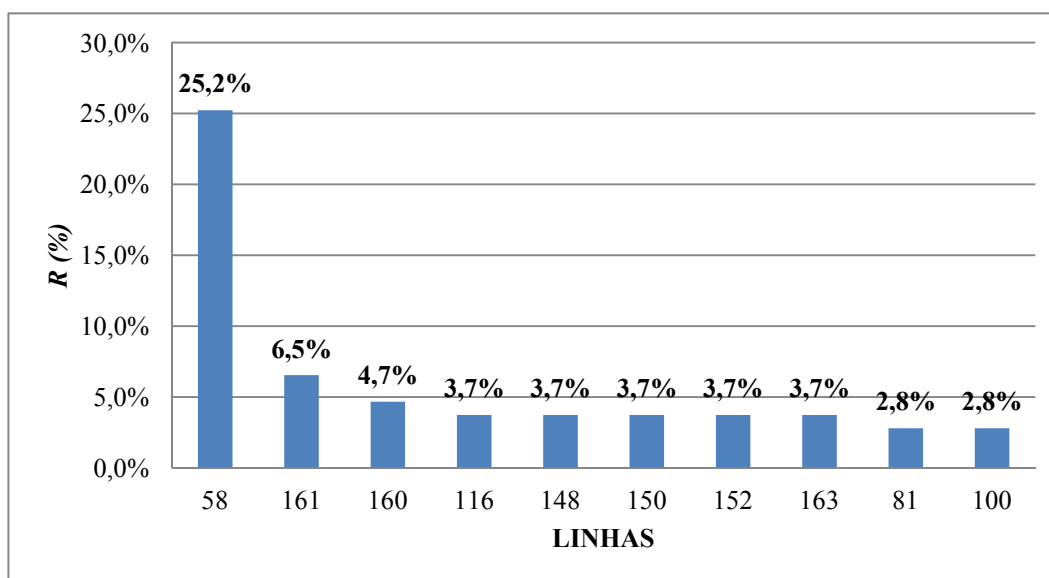


Figura 6.9 – Prováveis locais para a falta ocorrida.

Como a ocorrência aconteceu no sistema de 69 kV, foram realizadas simulações considerando todo o sistema interligado. A partir disso, seleciona-se a linha mais provável que é a 58, e que de fato corresponde ao local da ocorrência real. Verifica-se que mesmo com apenas um medidor pode-se estimar os prováveis locais, reduzindo-se porém, a aproximação do método.

6.6. Caso 6: Simulação da Localização de Falta em um Sistema de Distribuição.

Devido à grande complexidade do sistema de distribuição, considerou-se neste estudo o uso de três medidores dispostos em locais distintos. As barras 69, 95 e 125 foram selecionadas a servir de referência para a simulação da medição dos afundamentos. Na simulação foi gerado uma falta monofásica com impedância de 5Ω posicionado a 50 % da linha 141 em 13,8 kV. Nesta simulação foram considerados os sistemas de Transmissão em 230 kV e Sub-Transmissão em 69 kV interligados aos sistemas de distribuição em 13,8 kV. No sistema de proteção foram considerados os relés de distância, de sobrecorrente e os religadores, este último com apenas uma atuação do seu disparo rápido. Neste estudo de caso não foram considerados a dinâmica de coordenação existente entre os religadores e os elos fusíveis.

Para simplificar as tabelas de densidade, as amplitudes dos afundamentos são representados pelo índice B da Tabela 6.17. Para as durações dos afundamentos será considerado a mesma Tabela 5.1 do Capítulo 5.

Tabela 6.17 – Amplitudes dos afundamentos de tensão representados pelo índice B.

Amplitude da Tensão (p.u.)									
B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10
0,00-0,05	0,05-0,10	0,10-0,15	0,15-0,20	0,20-0,25	0,25-0,30	0,30-0,35	0,35-0,40	0,40-0,45	0,45-0,50
B11	B12	B13	B14	B15	B16	B17	B18	B19	B20
0,50-0,55	0,55-0,60	0,60-0,65	0,65-0,70	0,70-0,75	0,75-0,80	0,80-0,85	0,85-0,90	0,90-0,95	0,95-1,00

Na simulação, medidores posicionados nas barras 69, 95 e 125 registraram afundamentos de tensão com amplitude e duração mostradas respectivamente nas Tabelas 6.18a, 6.19a e 6.20a. Em seguida se realizam as 10 mil simulações estocásticas das faltas para se obter as tabelas de densidades probabilísticas dos afundamentos nas barras de referência, representadas respectivamente pelas Tabela 6.18b, Tabela 6.19b e Tabela 6.20b.

Tabela 6.18 – Valores dos afundamentos na barra 69. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20		1						B20	0	2615	397	778	13	0	82
B19								B19	0	1962	363	1796	52	0	115
B18								B18	0	271	103	76	9	0	15
B17								B17	0	159	103	125	6	2	8
B16								B16	0	150	72	44	7	13	8
B15								B15	0	31	32	12	8	27	14
B14								B14	0	7	0	8	16	23	12
B13								B13	0	12	0	10	15	16	16
B12								B12	0	25	19	36	10	18	8
B11								B11	0	73	4	18	0	0	1
B10								B10	0	57	2	33	4	0	7
B9								B9	0	8	0	1	0	0	2
B8								B8	0	3	0	0	0	0	1
B7								B7	0	3	0	0	0	0	3
B6								B6	0	7	0	0	1	0	1
B5								B5	0	4	1	2	0	0	5
B4								B4	0	6	0	1	2	0	4
B3								B3	0	6	0	1	1	9	0
B2								B2	0	5	1	2	1	0	1
B1								B1	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 6.19 – Valores dos afundamentos na barra 95. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20		1						B20	0	1916	302	428	13	0	75
B19								B19	0	1946	396	1871	48	0	131
B18								B18	0	310	69	48	9	0	6
B17								B17	0	356	154	94	6	3	9
B16								B16	0	166	115	180	6	8	1
B15								B15	0	60	24	127	4	4	1
B14								B14	0	24	0	8	12	11	14
B13								B13	0	27	0	13	17	8	12
B12								B12	0	37	20	13	8	4	17
B11								B11	0	66	3	46	12	10	7
B10								B10	0	46	2	31	0	0	7
B9								B9	0	6	1	1	0	0	0
B8								B8	0	3	1	0	0	0	0
B7								B7	0	5	0	1	0	0	0
B6								B6	0	6	1	0	1	0	0
B5								B5	0	8	0	1	0	0	3
B4								B4	0	6	0	0	1	4	1
B3								B3	0	6	1	2	3	0	4
B2								B2	0	7	0	3	0	5	2
B1								B1	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 6.20 – Valores dos afundamentos na barra 125. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20		1						B20	0	2125	321	302	15	0	38
B19								B19	0	2135	402	1807	49	0	117
B18								B18	0	278	65	264	8	0	16
B17								B17	0	276	59	100	6	3	21
B16								B16	0	142	73	129	6	8	9
B15								B15	0	44	41	73	4	7	9
B14								B14	0	5	26	3	11	17	14
B13								B13	0	16	4	10	17	13	12
B12								B12	0	29	20	11	8	8	17
B11								B11	0	59	5	45	12	6	7
B10								B10	0	41	5	29	0	0	7
B9								B9	0	2	2	1	0	0	0
B8								B8	0	0	2	0	0	0	0
B7								B7	0	0	2	1	0	0	2
B6								B6	0	3	1	0	1	0	1
B5								B5	0	6	0	1	0	0	5
B4								B4	0	3	0	0	1	4	1
B3								B3	0	6	1	4	3	0	6
B2								B2	0	6	0	6	0	5	2
B1								B1	0	0	0	1	0	0	0

Pela Tabela 6.18a verifica-se que a falta ocasionada na linha 141 gerou afundamentos com duração A2 e amplitude B20 na barra 69. Para os valores simulados na Tabela 6.18b, foram detectados 2615 afundamentos do tipo A2-B20 na barra 69. Os afundamentos detectados nas barras 95 e 125 foram com a mesma característica A2-B20 e totalizaram 1916 e 2125 ocorrências, respectivamente.

A partir das posições das células selecionadas nas Tabelas 6.18 a 6.20 são avaliados a percentagem de repetição conforme apresentado nas Figuras 6.10 a 6.12.

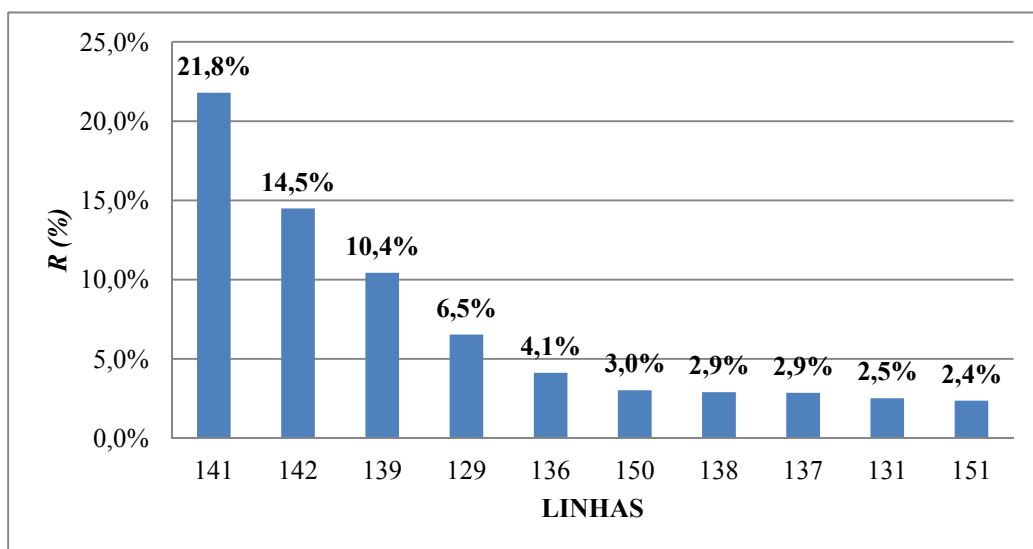


Figura 6.10 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 69.

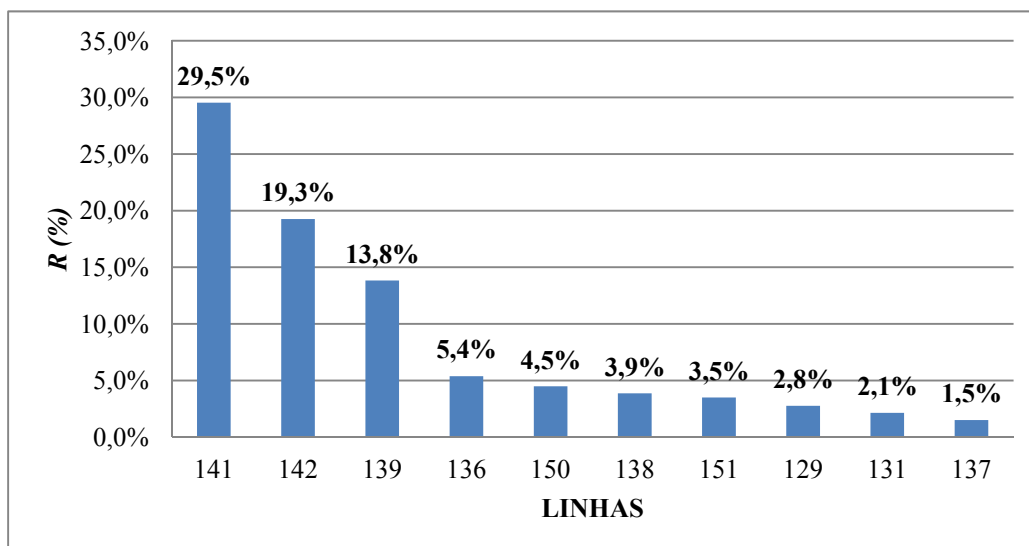


Figura 6.11 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 95.

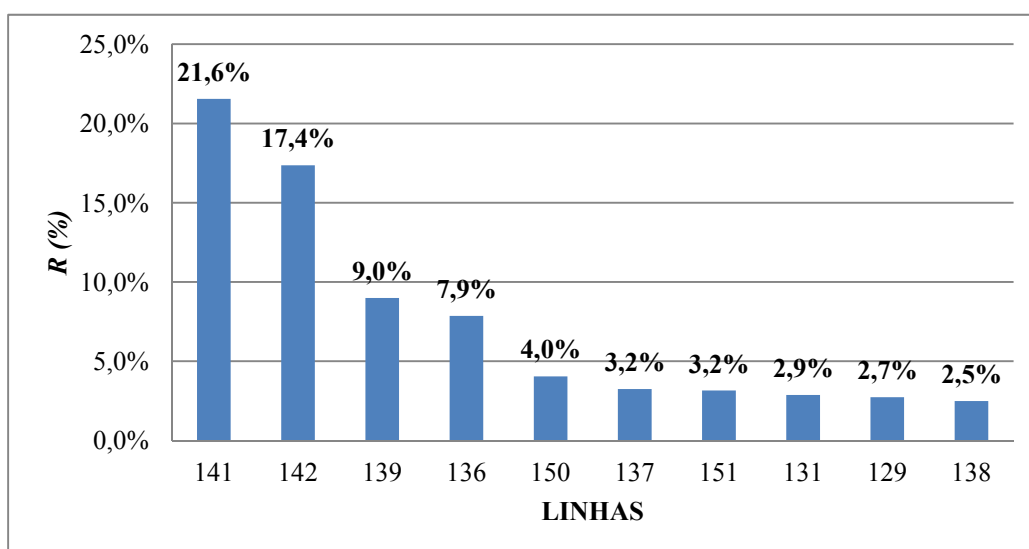


Figura 6.12 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 125.

Nos três gráficos apresentados nas Figuras 6.10 a 6.12, observa-se que o método aponta com maior probabilidade ocorrência da falta na linha 141, que é de fato o local onde foi aplicada a falta. Para o zoneamento são sugeridas as linhas 142 e 139 os quais são próximos do local indicado da falta devido à topologia do sistema de distribuição.

Pelos resultados alcançados verificou-se que dentre as linhas indicadas, existe uma probabilidade distribuída entre algumas linhas que não corresponde ao local da falta. Este fato se deve a um posicionamento não satisfatório dos medidores de afundamento. Um processo de realocação dos medidores é sugerido a seguir.

6.6.1. Realocação de Medidores para Localização de Falta

Uma alternativa para melhorar o desempenho da rotina de localização de falta é a realocação dos medidores. Deste modo, a probabilidade de detecção da linha onde ocorreu a falta será maior para os casos simulados. A idéia da realocação dos medidores, é que as células das tabelas de densidades probabilísticas dos afundamentos, possuam diferentes níveis de amplitude de tensão para uma mesma falta alocada.

Para que seja realizada a realocação, verificam-se os casos em que a simulação indicou células coincidentes nas tabelas probabilísticas dos afundamentos, ou seja, células com a mesma característica de amplitude e duração. Nestes casos, seleciona-se na tabela outra célula que possua afundamentos preferencialmente abaixo da curva ITIC. Da mesma forma deve ser feito as outras tabelas de densidade de probabilidade de ocorrência em que as células coincidiram, porém a duração do afundamento deve ser o mesmo em todas as tabelas. Com as células selecionadas em todas as tabelas, verificam-se os locais de falta presentes no banco de dados correspondente a cada célula das tabelas. Os locais que mais se repetirem em cada uma das tabelas são os novos locais onde deverão ser instalados os medidores de afundamento de tensão correspondente a cada tabela. Como o método de localização de falta indica as linhas prováveis da ocorrência, pode-se escolher um dos barramentos referentes às extremidades da linha escolhida. Por fim, com os medidores realocados, realizam-se novas simulações com o método de localização de falta.

Para uma melhor exemplificação do processo de realocação dos medidores, selecionou-se nas Tabelas 6.18 a 6.20 simuladas anteriormente. Verifica-se que as células indicadas com característica A2-B20 coincidiram em todas as tabelas, também se observa que existe uma grande quantidade de faltas alocadas, o que aumenta o número de linhas prováveis no método de localização de falta. Inicialmente, seleciona-se a célula A4-B16 da Tabela 6.18, que possui 44 afundamentos alocados. Da mesma forma são escolhidas as células A4-B15 da Tabela 6.19 com 127 ocorrências e A4-B11 da Tabela 6.20 com 45 ocorrências. Observa-se que a duração para as células escolhidas possuem a mesma característica de duração do afundamento de tensão, que é a A4. A partir das novas células selecionadas nas Tabelas 6.18 a 6.20, recorre-se ao banco de dados dos locais de falta que originaram os afundamentos registrados nas células A4-B16, A4-B15 e A4-B11, respectivamente. Os quatro locais de falta indicados para cada célula selecionada são apresentados, respectivamente nas Figuras 6.13 a 6.15.

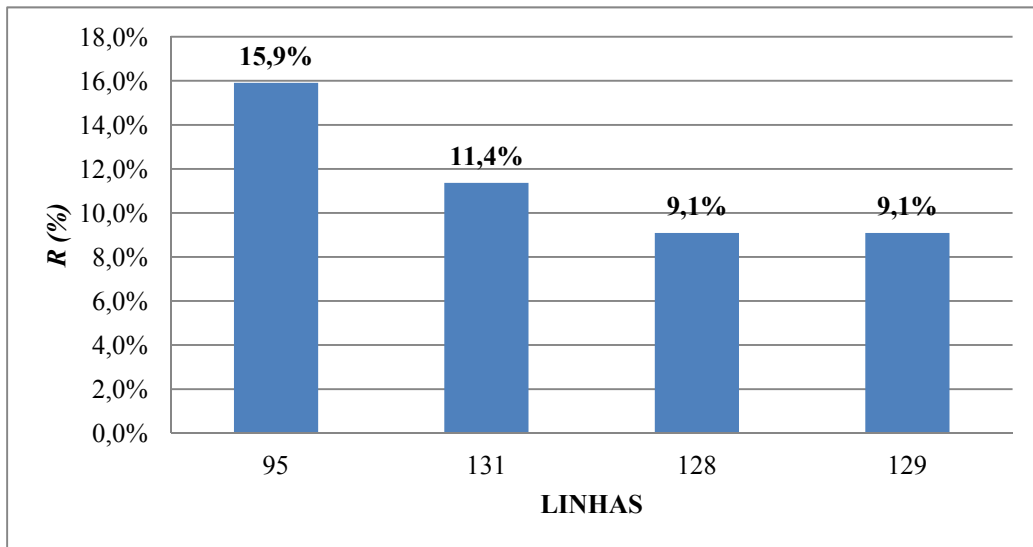


Figura 6.13 – Linhas indicadas para realocar o medidor que estava na barra 69.

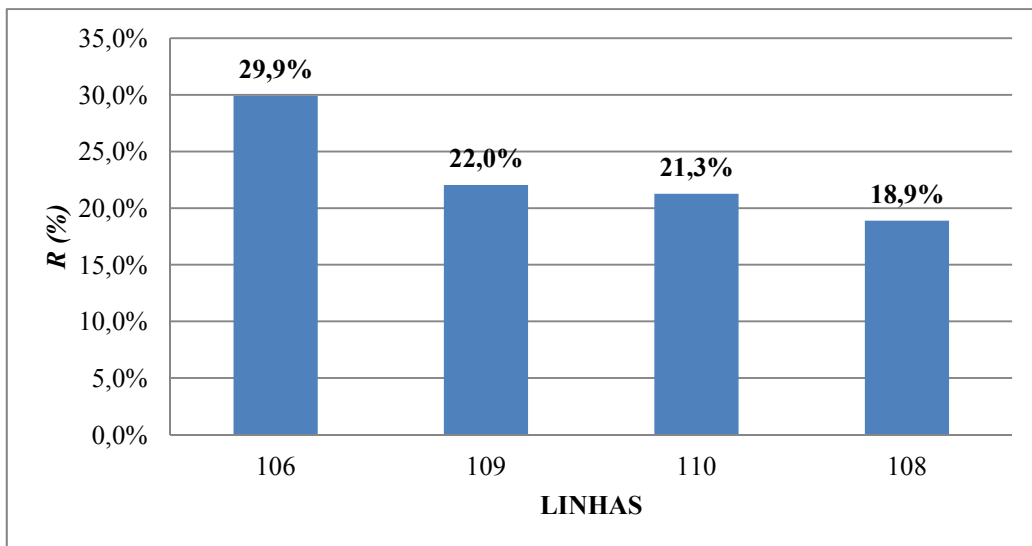


Figura 6.14 – Linhas indicadas para realocar o medidor que estava na barra 95.

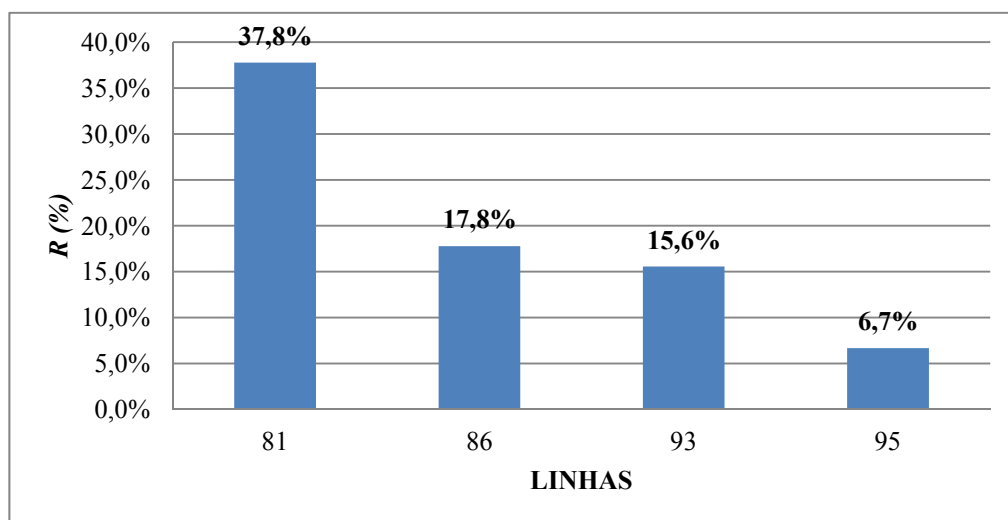


Figura 6.15 – Linhas indicadas para realocar o medidor que estava na barra 125.

Pela Figura 6.13, verifica-se que a linha 95 é a que possui maior número de ocorrência para o afundamento do tipo A4-B16. Para realocar o medidor, pode-se selecionar uma das barras que estão na extremidade da linha 95. Neste caso, a barra 54 foi escolhida para realocar o medidor que se encontrava a na barra 69.

Para o medidor que se encontrava na barra 95, selecionou-se a linha 106 conforme os dados apresentados na Figura 6.14 e o realocou na barra 57. Por fim, o medidor que se encontrava na barra 125 foi realocado na barra 51, por ser uma das extremidades da linha 81 que foi selecionada baseada nos dados da Figura 6.15.

Após a realocação dos três medidores, foram realizadas novas simulações considerando agora as barras 54, 57 e 51 para a aquisição dos afundamentos gerados pelas faltas no sistema elétrico. Para este caso, considerou-se a mesma falta monofásica ocorrida no meio da linha 141. Esta falta resultou em afundamentos do tipo A2-B18 na barra 54, conforme apresentado na Tabela 6.21a. Da mesma forma, foram registrados afundamentos do tipo A2-B17 na barra 57 (Tabela 6.22a) e A2-B11 na barra 51 (Tabela 6.23a).

Conforme já apresentado nos casos anteriores, realiza-se o processo de *Monte Carlo* para gerar as tabelas de densidades probabilísticas dos afundamentos nas barras 54, 57 e 51, apresentados respectivamente pelas Tabelas 6.21b, 6.22b e 6.23b. O processo de localização das faltas é feito comparando-se as células em que foi registrado o afundamento, no caso da Tabela 6.21a a célula A2-B18, com célula a tabela de densidade de probabilidade de ocorrência dos afundamentos, na Tabela 6.21b a célula A2-B18. Recorre-se então ao banco de dados com locais das faltas que provocaram os afundamentos registrados na célula A2-B18 (357 ocorrências) e selecionam-se as linhas que mais se repetiram. O mesmo processo é repetido para as Tabelas 6.22b e 6.23b para as células em destaque, obtendo as prováveis linhas de ocorrência das faltas. Por fim, são escolhidas as linhas que se repetiram e são comuns aos registros de ocorrência das três tabelas de densidades.

Tabela 6.21 – Valores dos afundamentos na barra 54. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20								0	2738	343	522	22	3	65	
B19								0	2212	464	1723	77	2	130	
B18		1						0	357	95	112	11	4	15	
B17								0	155	75	54	8	0	4	
B16								0	45	45	13	1	0	1	
B15								0	22	28	6	2	0	2	
B14								0	39	12	8	9	5	11	
B13								0	34	0	2	1	12	8	
B12								0	12	0	3	1	19	5	
B11								0	12	0	2	8	17	10	
B10								0	15	0	1	9	19	11	
B9								0	21	4	6	7	20	13	
B8								0	6	0	4	5	9	6	
B7								0	12	24	36	11	9	2	
B6								0	47	1	25	7	0	2	
B5								0	40	0	21	2	0	6	
B4								0	5	0	0	0	0	0	
B3								0	2	0	1	0	0	0	
B2								0	1	0	3	0	0	0	
B1								0	0	0	0	0	0	0	

Tabela 6.22 – Valores dos afundamentos na barra 57. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20								0	2728	553	716	53	2	103	
B19								0	1550	183	1270	46	3	86	
B18								0	518	59	51	10	0	15	
B17		1						0	525	173	148	5	4	9	
B16								0	130	88	232	5	0	2	
B15								0	66	2	13	11	3	0	
B14								0	15	0	4	5	17	11	
B13								0	25	0	7	11	15	15	
B12								0	28	23	12	8	11	12	
B11								0	60	2	52	17	7	7	
B10								0	62	0	27	4	0	3	
B9								0	15	1	3	0	0	2	
B8								0	7	3	1	0	0	0	
B7								0	4	0	0	0	0	0	
B6								0	3	1	0	1	0	1	
B5								0	5	1	0	2	0	1	
B4								0	3	0	0	1	3	2	
B3								0	13	2	3	0	2	6	
B2								0	0	0	1	0	1	0	
B1								0	0	0	0	0	0	0	

Tabela 6.23 – Valores dos afundamentos na barra 51. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20								0	2948	556	568	52	2	71	
B19								0	1589	212	1255	41	2	73	
B18								0	428	47	183	10	0	30	
B17								0	373	79	175	4	4	23	
B16								0	118	50	238	8	1	21	
B15								0	45	20	8	14	9	10	
B14								0	11	13	2	3	14	11	
B13								0	19	3	2	10	12	15	
B12								0	20	23	9	9	12	12	
B11		1						0	63	4	53	17	4	7	
B10								0	50	1	27	3	0	3	
B9								0	7	3	3	0	0	2	
B8								0	4	6	0	0	0	2	
B7								0	2	1	0	0	0	0	
B6								0	0	1	0	1	0	1	
B5								0	2	1	0	2	0	2	
B4								0	2	0	0	1	3	2	
B3								0	12	2	4	0	2	6	
B2								0	0	0	5	0	1	0	
B1								0	0	0	1	0	0	0	

Nas Figuras 6.16 a 6.18 são apresentados as linhas prováveis para a ocorrência de falta. Nas figuras foram consideradas as linhas que são comuns aos registros de ocorrência das tabelas de densidades probabilística dos afundamentos de tensão.

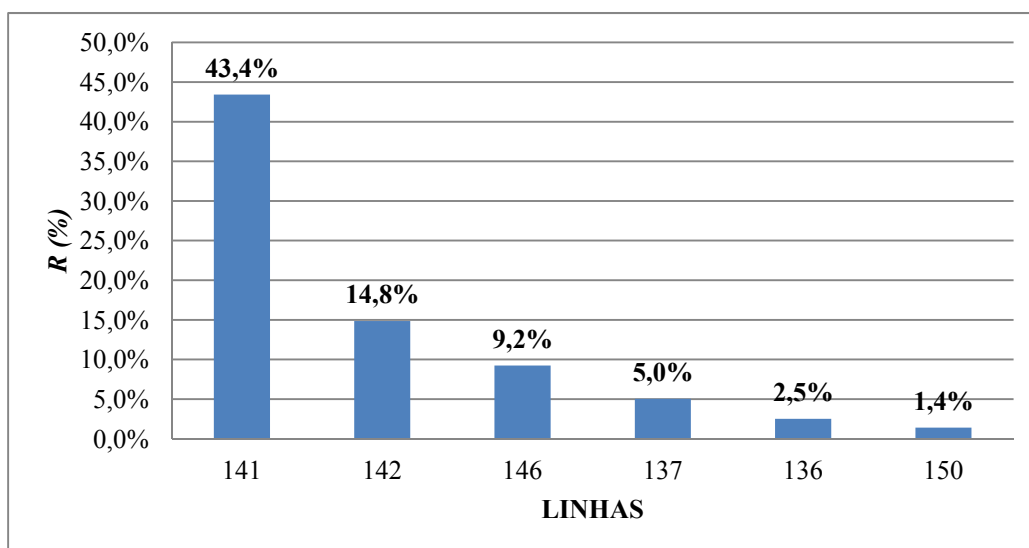


Figura 6.16 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 54.

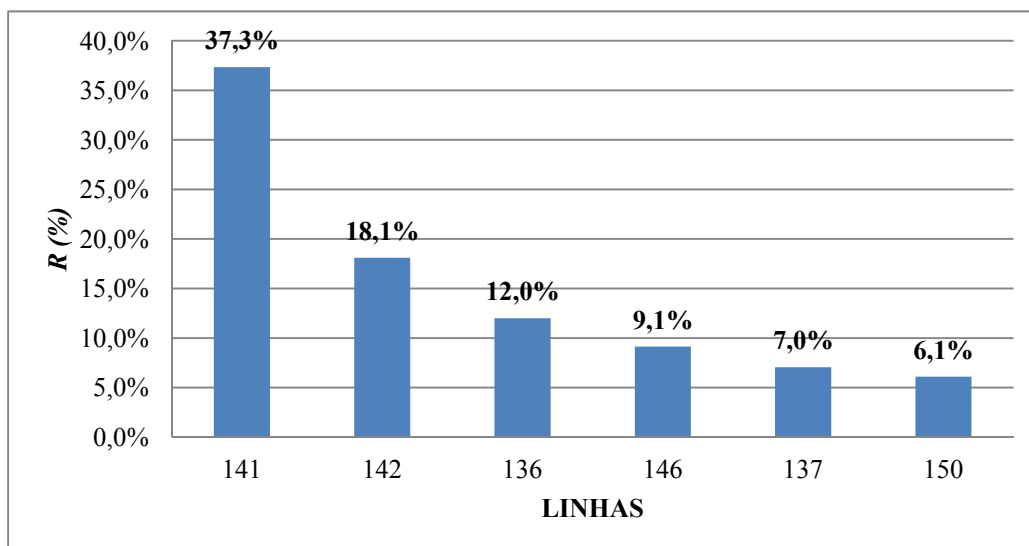


Figura 6.17 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 57.

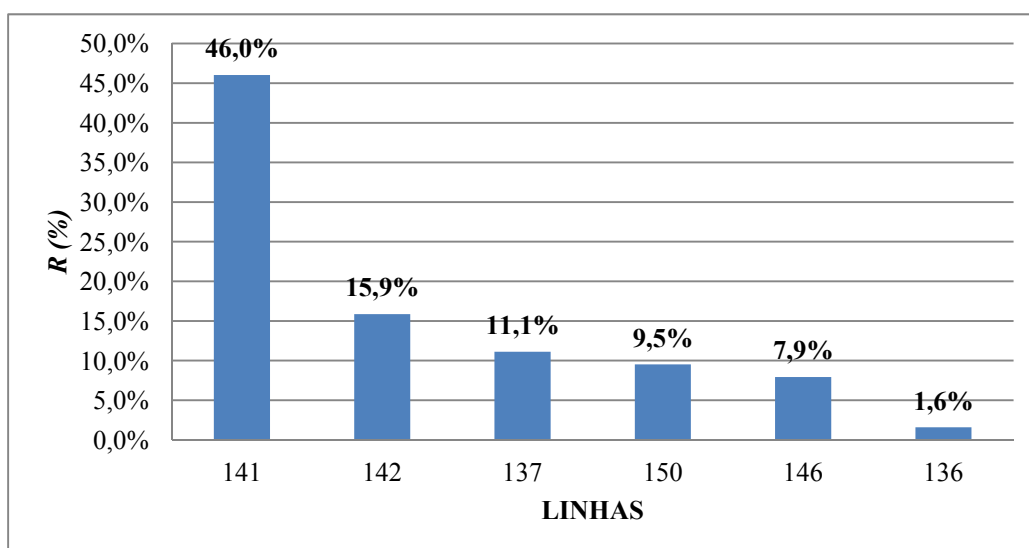


Figura 6.18 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 51.

Pelas Figuras 6.16 a 6.18, verifica-se que a linha 141 apresenta maior probabilidade de ocorrência, correspondendo a linha que de fato ocorreu a falta. Observa-se que as demais linhas são próximas ao local que ocorreu a falta, podendo ser considerado como uma região de vulnerabilidade. Também se observa que foi indicado um número menor de linhas em comum, o que facilitou identificar a linha de ocorrência da falta. Comparando-se os resultados de antes da realocação Figuras 6.10 a 6.12 e após a realocação dos medidores Figuras 6.16 a 6.18, observou-se que os resultados são melhores após a realocação. Este resultado se deve ao menor número de linhas prováveis para o local da falta indicados nas células das tabelas de densidades dos afundamentos, colocando em destaque com maior

probabilidade, a linha a qual ocorreu a falta. Pelos os resultados expostos verifica-se que houve boa aproximação dos locais de falta indicados pelo método desenvolvido.

6.7. Caso 7: Simulação da Localização de Falta Considerando a Interação da Proteção em um Sistema de Distribuição

Neste estudo de caso será avaliado o método de localização de falta, para um sistema de distribuição típico, composto por apenas um alimentador e suas derivações. Nos casos anteriores as derivações das redes de distribuição haviam sido desconsideradas para simplificação do processo. No estudo foram considerados os elos-fusíveis com curvas polinomiais aproximadas e a sua interação com o religador do alimentador. A partir desta idéia as faltas poderão ser eliminadas tanto pela atuação dos fusíveis, como pelo o processo do religamento, gerando pelo menos um afundamento para cada falta ou dois afundamentos quando o processo de religamento proceder até o fim. O religador adotado possui um disparo rápido para as faltas transitórias e um disparo lento para as faltas permanentes, onde este último causará a abertura do elo-fusível ou caso falhe, a abertura do alimentador. As probabilidades de eliminação transitória e permanente são as mesmas apresentadas no sub-tópico 4.10.2.

O sistema adotado na Figura 6.19 corresponde ao alimentador da barra 64 a 121 representado na Figura B.4 do Apêndice B (Linha 133).

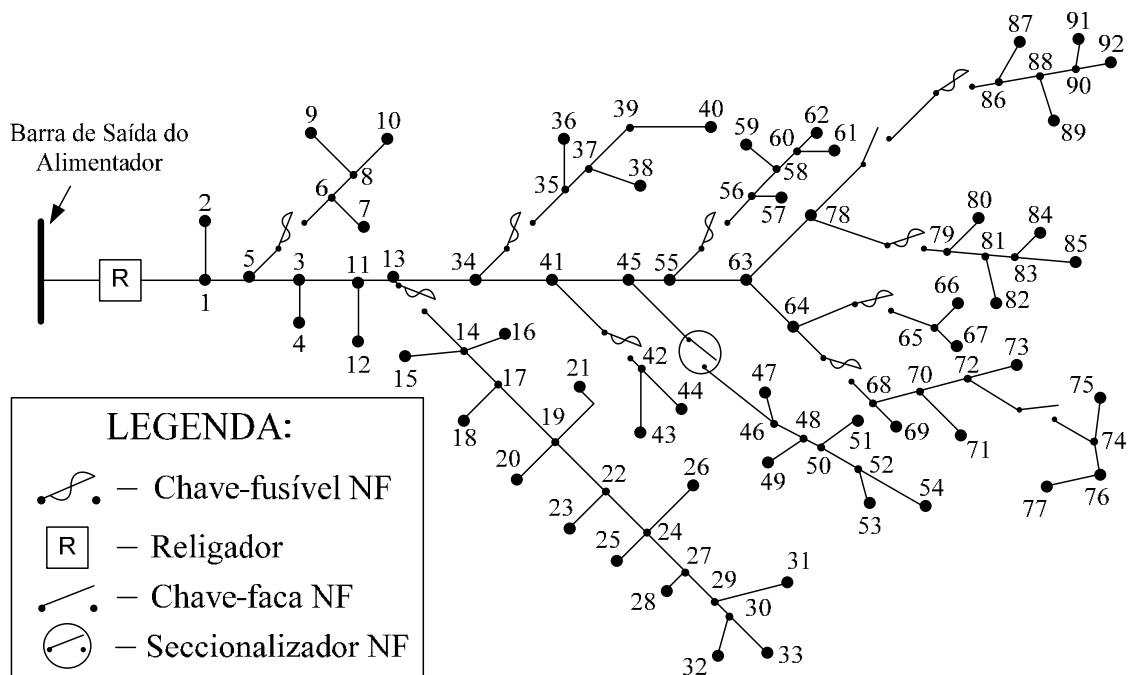


Figura 6.19 – Diagrama unifilar do alimentador de 13,8 kV da barra 64 a 121 da Figura B.4.

Na Figura 6.19 a barra 64 corresponde a barra de saída do alimentador e a barra 121 está representada pela barra 63 no alimentador. Ainda na figura considera-se que todas as chaves são Normalmente Fechadas (NF).

Na simulação adotou-se os medidores instalados nas barras 1; 63 e 92 para localizar uma falta do tipo monofásica de 5Ω de impedância, aplicada a 50% linha que vai da barra 56 a 58. Na simulação os medidores registraram afundamentos de tensão com amplitude e duração mostradas respectivamente nas Tabelas 6.24a, 6.25a e 6.26a. Em seguida se realizam as 10 mil simulações estocásticas das faltas para se obter as tabelas de densidades probabilísticas dos afundamentos nas barras de referência, representadas respectivamente pelas Tabelas 6.24b, 6.25b e 6.26b. Todas as faltas simuladas para este caso foram aplicadas apenas ao sistema representado na Figura 6.19, considerando o mesmo conectado a todo o sistema elétrico de 69 kV e 230 kV. Verifica-se que nas Tabelas 6.24b, 6.25b e 6.26b o total de afundamentos é superior ao número de simulações, isso ocorre devido ao processo de eliminação de falta que quando se caracteriza como permanente a carga sensível irá detectar dois afundamentos, um com duração curta e outro com duração maior correspondente a curva do elo-fusível ou do religador.

Tabela 6.24 – Valores dos afundamentos na barra 1. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20								B20	0	3417	466	633	25	6	74
B19								B19	0	2731	589	2254	98	1	156
B18		1						B18	0	416	116	140	15	4	24
B17								B17	0	196	94	78	9	4	6
B16								B16	0	48	48	19	1	0	2
B15								B15	0	23	33	5	2	0	9
B14								B14	0	37	11	3	13	4	11
B13								B13	0	28	0	1	3	10	19
B12								B12	0	16	0	2	3	15	16
B11								B11	0	18	0	1	7	20	9
B10								B10	0	10	0	2	15	17	18
B9								B9	0	37	4	1	13	16	22
B8								B8	0	10	0	1	10	15	7
B7								B7	0	9	26	46	13	9	4
B6								B6	0	79	0	35	4	0	0
B5								B5	0	45	4	36	0	2	7
B4								B4	0	9	0	4	0	0	0
B3								B3	0	6	0	3	0	0	0
B2								B2	0	3	0	3	0	0	0
B1								B1	0	2	0	0	0	0	0

Tabela 6.25 – Valores dos afundamentos na barra 63. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20								0	3525	728	918	72	6	116	
B19								0	1871	232	1638	51	1	113	
B18								0	631	87	84	11	0	12	
B17								0	563	190	184	7	6	20	
B16								0	144	111	294	7	2	1	
B15								0	75	4	3	11	0	0	
B14								0	26	0	3	4	18	33	
B13								0	21	0	8	20	12	14	
B12								0	33	24	16	10	14	20	
B11		1						0	86	2	58	20	9	10	
B10								0	76	4	54	1	0	5	
B9								0	14	2	3	0	0	3	
B8								0	9	3	0	0	0	0	
B7								0	4	0	0	0	0	0	
B6								0	4	1	0	2	0	1	
B5								0	11	0	0	1	2	1	
B4								0	5	2	0	5	0	1	
B3								0	19	1	0	1	2	6	
B2								0	1	0	2	0	0	1	
B1								0	0	0	0	0	0	0	

Tabela 6.26 – Valores dos afundamentos na barra 92. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20								0	3728	741	736	72	6	73	
B19								0	1911	249	1653	46	1	100	
B18								0	536	65	236	8	0	28	
B17								0	425	81	224	7	6	40	
B16								0	151	76	264	9	2	31	
B15								0	56	36	2	19	8	10	
B14								0	18	18	1	6	11	33	
B13								0	20	7	1	19	16	14	
B12								0	28	24	16	10	8	20	
B11								0	73	3	59	21	8	10	
B10		1						0	74	6	53	1	0	5	
B9								0	14	3	2	0	0	3	
B8								0	3	3	0	0	0	3	
B7								0	1	3	0	0	0	2	
B6								0	3	1	0	2	0	1	
B5								0	10	0	0	1	2	3	
B4								0	3	2	0	5	0	3	
B3								0	17	1	1	1	2	6	
B2								0	0	0	6	0	0	1	
B1								0	0	0	1	0	0	0	

Pela Tabela 6.24a verifica-se que a falta ocasionada na linha 56 – 58 provocou afundamentos com duração A2 e amplitude B18 na barra 1. Para os valores simulados na Tabela 6.24b, foram detectados 416 afundamentos do tipo A2-B18 na barra 1. Os

afundamentos detectados nas barras 63 e 92 foram de característica A2-B11 e A2-B10, totalizando 86 e 74 ocorrências, respectivamente.

A partir das posições das células selecionadas nas Tabelas 6.24 a 6.26 são avaliados a percentagem de repetição conforme apresentado nas Figuras 6.19 a 6.21.

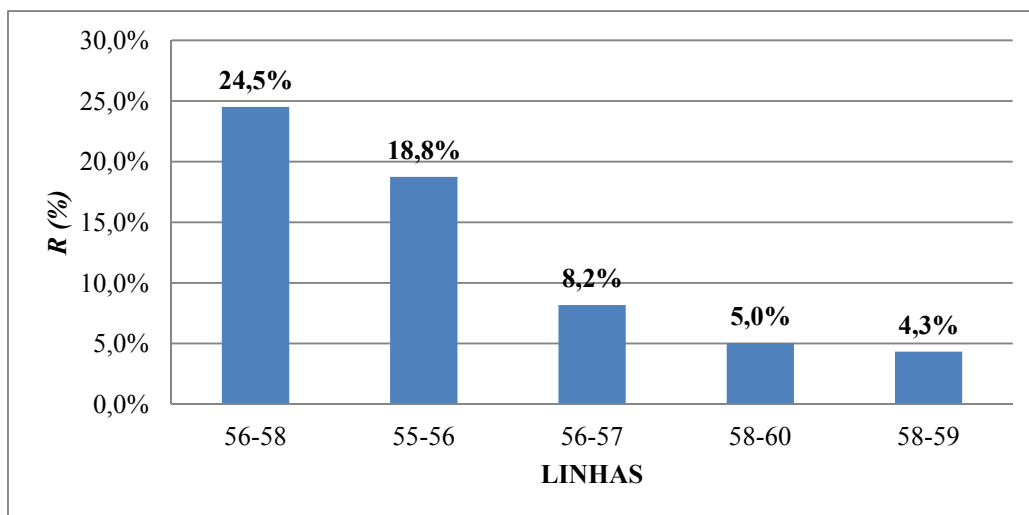


Figura 6.20 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 1.

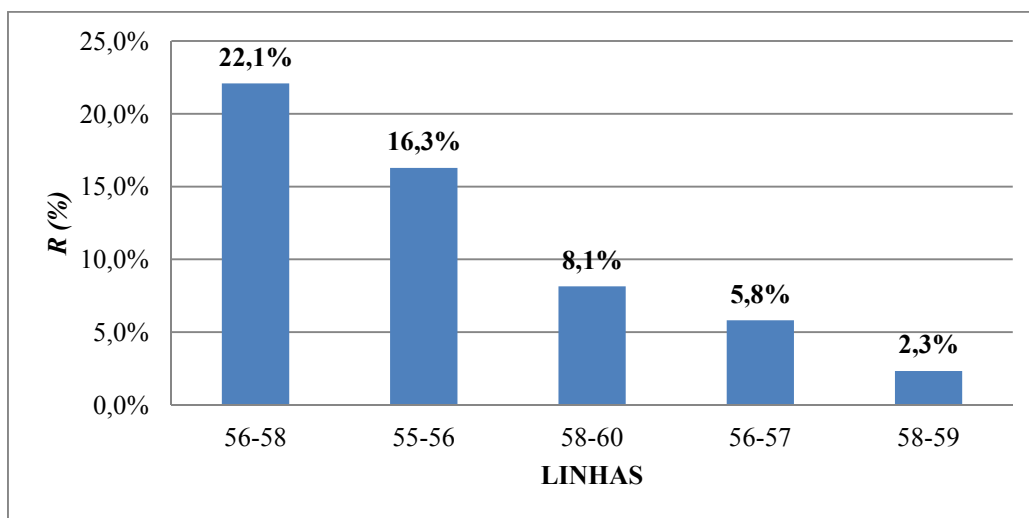


Figura 6.21 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 63.

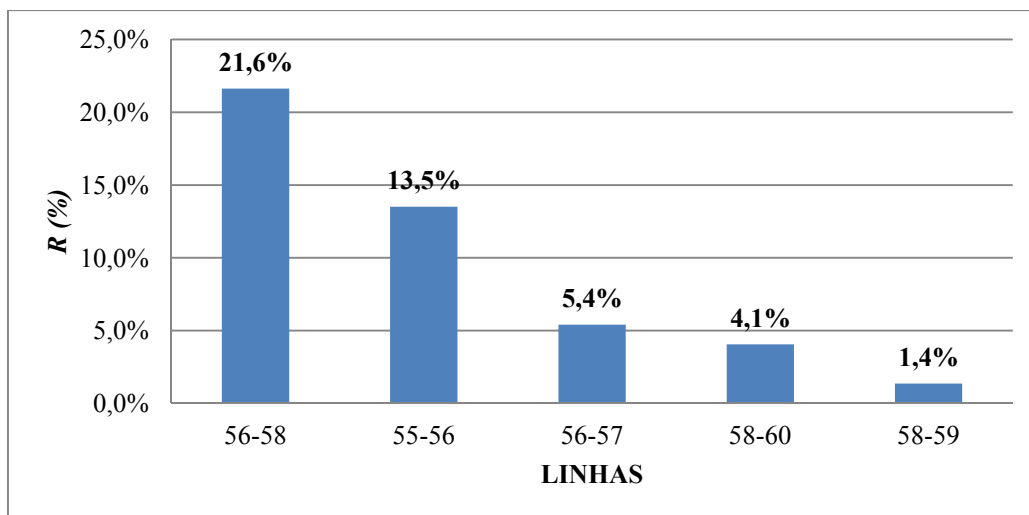


Figura 6.22 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 92.

Nos três gráficos apresentados nas Figuras 6.20 a 6.22, observa-se que o método aponta com maior probabilidade ocorrência da falta na linha 56-58, que é de fato o local onde foi aplicada a falta. Para o zoneamento são sugeridas as linhas 55-56 e 56-57 os quais também são próximos do local indicado da falta devido à topologia do sistema de distribuição.

Pelos resultados, verifica-se que o método obteve uma boa aproximação das zonas onde ocorreu a falta. Também se observa que o método encontrou um menor número de repetições para os locais prováveis na simulação, ou seja, para as barras 1; 63 e 92 foram encontradas respectivamente 60,8%, 54,7% e 46,0%, de linhas coincidentes nos três pontos. O que mostra que em sistemas de distribuição há uma maior dificuldade para se determinar os locais de falta devido ao grande número de derivações e condutores diferentes, que podem causar afundamentos semelhantes em diversos pontos do sistema.

6.8. Caso 8: Avaliação da influência do número de medidores para Localização de Falta em um Sistema de Distribuição.

Neste caso foi utilizado um sistema de distribuição em 13,8 kV com mais barras para se determinar influência no número de medidores instalados para se localizar a falta. Adotou-se o mesmo processo de simulação do caso 7 para a interação da proteção dos elos-fusíveis com o religador. Na Figura 6.23 é apresentado o sistema de distribuição adotado, o qual corresponde as barras 57 a 95 do alimentador representado na Figura B.3 do Apêndice B (Linha 107).

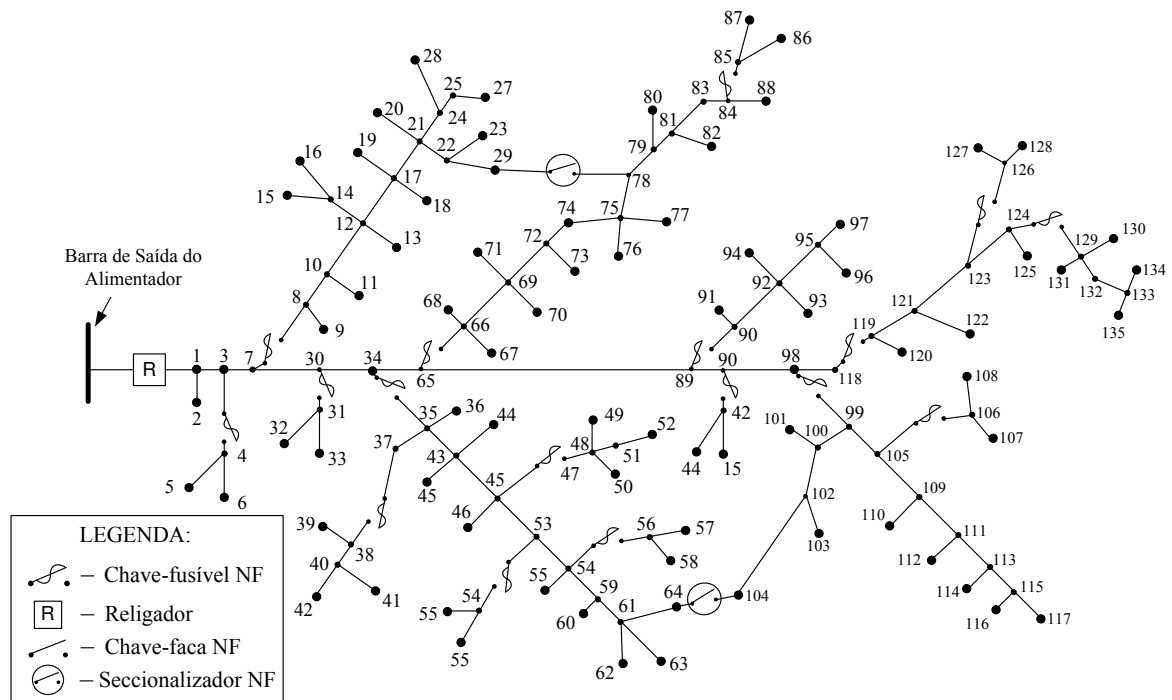


Figura 6.23 – Diagrama unifilar do alimentador de 13,8 kV da barra 57 a 95 da Figura B.3.

Na Figura 6.23, a barra 57 corresponde a barra de saída do alimentador e a barra 95 está representada pela barra 118 no alimentador. Inicialmente foi simulado 3 medidores instalados barras 1; 53 e 73 para localizar uma falta do tipo monofásica de 4Ω de impedância, aplicada a 30% linha que vai da barra 132 a 133. Pela simulação os medidores registraram afundamentos de tensão com amplitude e duração mostradas respectivamente nas Tabelas 6.27a, 6.28a e 6.29a. Em seguida se realizam as 10 mil simulações estocásticas das faltas para se obter as tabelas de densidades probabilísticas dos afundamentos nas barras de referência, representadas respectivamente pelas Tabelas 6.27b, 6.28b e 6.29b. Todas as faltas simuladas para este caso foram aplicadas apenas ao sistema representado na Figura 6.23 e o mesmo se encontrava conectado a todo o sistema elétrico de 69 kV e 230 kV.

Tabela 6.27 – Valores dos afundamentos na barra 1. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20								B20	0	3321	391	543	28	3	81
B19		1						B19	0	2832	610	2303	95	3	184
B18								B18	0	485	149	125	11	3	25
B17								B17	0	172	57	89	11	1	6
B16								B16	0	49	51	17	1	0	1
B15								B15	0	13	48	1	4	0	0
B14								B14	0	30	25	12	3	0	7
B13								B13	0	38	7	3	9	7	7
B12								B12	0	44	0	3	2	12	11
B11								B11	0	14	0	4	0	21	4
B10								B10	0	16	0	3	4	24	10
B9								B9	0	31	6	10	13	25	19
B8								B8	0	9	0	16	12	19	7
B7								B7	0	16	28	19	5	12	8
B6								B6	0	37	0	19	21	14	6
B5								B5	0	68	2	45	9	3	5
B4								B4	0	9	2	11	0	0	0
B3								B3	0	2	0	1	0	0	0
B2								B2	0	3	0	3	0	0	0
B1								B1	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 6.28 – Valores dos afundamentos na barra 53. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20								B20	0	4391	805	1393	72	3	160
B19								B19	0	1741	185	1297	53	3	101
B18		1						B18	0	343	92	242	10	0	17
B17								B17	0	313	170	87	5	3	15
B16								B16	0	138	83	37	11	0	15
B15								B15	0	43	3	14	10	37	14
B14								B14	0	0	0	12	12	33	11
B13								B13	0	12	0	7	11	31	15
B12								B12	0	29	28	13	17	26	13
B11								B11	0	70	3	68	16	4	2
B10								B10	0	60	0	46	4	0	3
B9								B9	0	15	0	3	0	0	4
B8								B8	0	2	0	2	0	0	0
B7								B7	0	7	0	0	0	0	1
B6								B6	0	2	2	0	1	0	0
B5								B5	0	6	2	1	4	0	4
B4								B4	0	5	0	0	2	3	1
B3								B3	0	11	3	4	0	2	5
B2								B2	0	1	0	1	0	2	0
B1								B1	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 6.29 – Valores dos afundamentos na barra 73. (a) Valor medido; (b) Valores simulados.

(a) Valor medido								(b) Valores simulados							
V (p.u.)	Duração (s)							V (p.u.)	Duração (s)						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
B20								B20	0	4310	827	1722	70	3	179
B19								B19	0	1766	165	1055	56	3	82
B18								B18	0	367	115	150	9	0	19
B17								B17	0	285	142	97	6	2	14
B16		1						B16	0	175	86	52	12	7	17
B15								B15	0	26	3	14	9	45	11
B14								B14	0	1	0	9	17	32	18
B13								B13	0	12	0	6	11	29	14
B12								B12	0	27	0	39	20	19	8
B11								B11	0	80	31	32	3	0	1
B10								B10	0	73	0	37	7	0	3
B9								B9	0	7	0	5	0	0	4
B8								B8	0	6	0	0	0	0	0
B7								B7	0	4	0	0	0	0	1
B6								B6	0	2	0	1	1	0	3
B5								B5	0	6	2	0	4	0	2
B4								B4	0	4	2	1	2	3	2
B3								B3	0	11	3	4	0	4	3
B2								B2	0	0	0	0	0	0	0
B1								B1	0	0	0	0	0	0	0

Pelas Tabelas 6.27 a 6.29 verifica-se que a os afundamentos medidos e simulados para os medidores instalados nas barras 1; 53 e 73, foram respectivamente do tipo A2-B19, A2-B18 e A2-B16. A partir das posições das células selecionadas nas Tabelas 6.27 a 6.29 são avaliados a percentagem de repetição conforme apresentado nas Figuras 6.24 a 6.26.

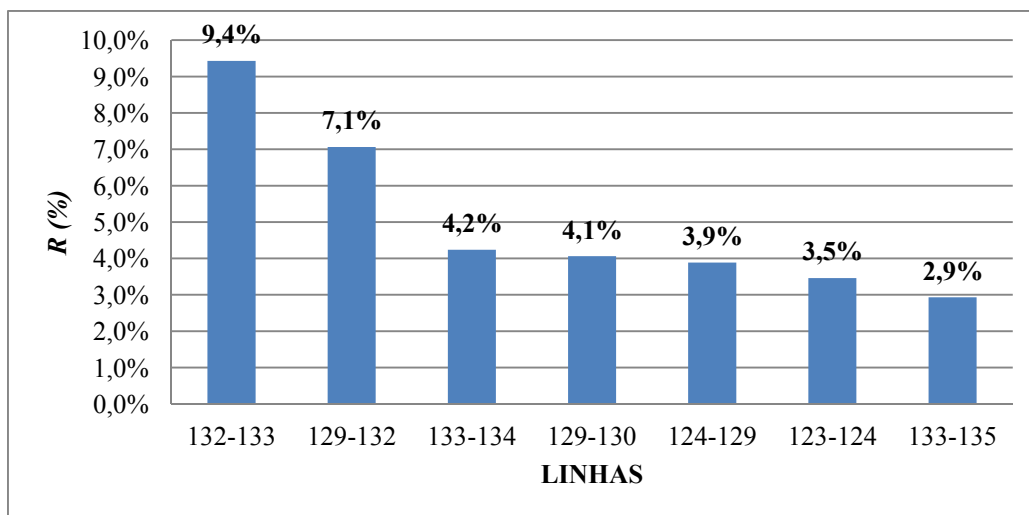


Figura 6.24 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 1.

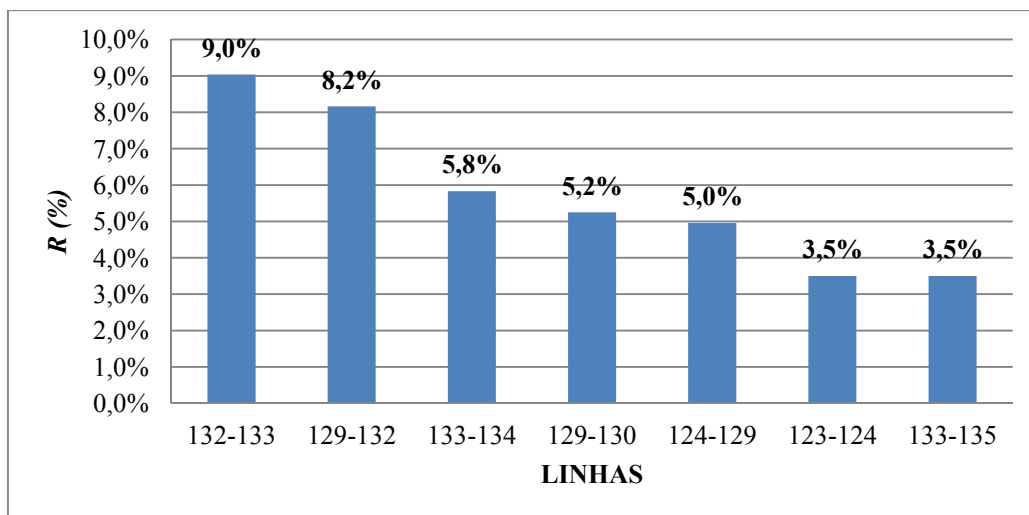


Figura 6.25 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 53.

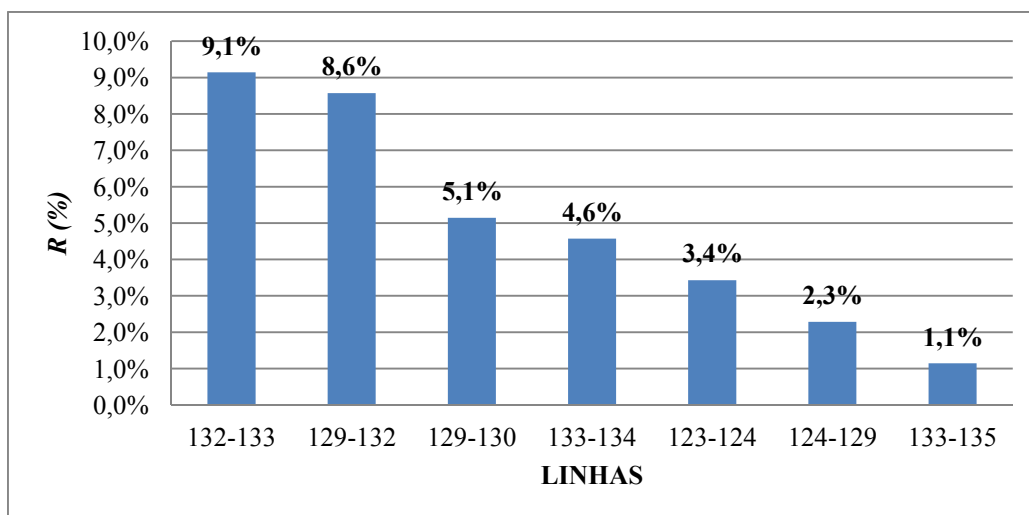


Figura 6.26 – Prováveis locais para a falta ocorrida identificada pela barra 73.

Nos três gráficos apresentados nas Figuras 6.24 a 6.26, observa-se que o método aponta com maior probabilidade ocorrência da falta na linha 132-133 que é de fato o local onde foi aplicada a falta dentre as 7 linhas prováveis. A seguir é apresentado na Tabela 6.30 um resumo dos resultados das demais simulações em que foram variados o número de medidores e a suas posições de instalação.

Tabela 6.30 – Resultado da variação no número de medidores para localização de falta.

Nº de Medidores Instalados	Local de Instalação dos Medidores (Barras)	Nº de Linhas prováveis da Falta	Localização da Linha Correta	Localização Zona da Falta
1	1	38	Não	Não
2	1 e 53	18	Impreciso	Sim
3	1; 53 e 73	7	Sim	Sim
4	1; 53; 73 e 102	5	Sim	Sim
5	1; 63; 89; 102 e 117	4	Sim	Sim
6	1; 63; 89; 102; 117 e 120	4	Sim	Sim
7	1; 63; 89; 102; 117; 120 e 128	4	Sim	Sim

Pela Tabela 6.30, verifica-se que o aumento no número dos medidores instalados tem um aumento progressivo no acerto do local da falta, estabilizando-se a partir do quinto medidor instalado. Em aplicações reais em campo pode-se estabelecer o uso inicial de 3 a 4 medidores para se utilizar o método de localização de falta, já que apresenta uma exatidão e um custo inicial menor para a aquisição dos medidores.

A imprecisão relatada quando utilizou dois medidores deve-se, a identificação, pelo método, de várias linhas próximas ao local da falta, incluindo o próprio local da falta o que caracteriza como uma zona provável, porém, as percentagem de repetição foram muito próximas, tornando impreciso a localização da linha onde ocorreu a falta. Na Figura 6.27 são apresentados as áreas de provável local de falta proporcionais ao número de medidores instalados conforme mostrado na Tabela 6.30.

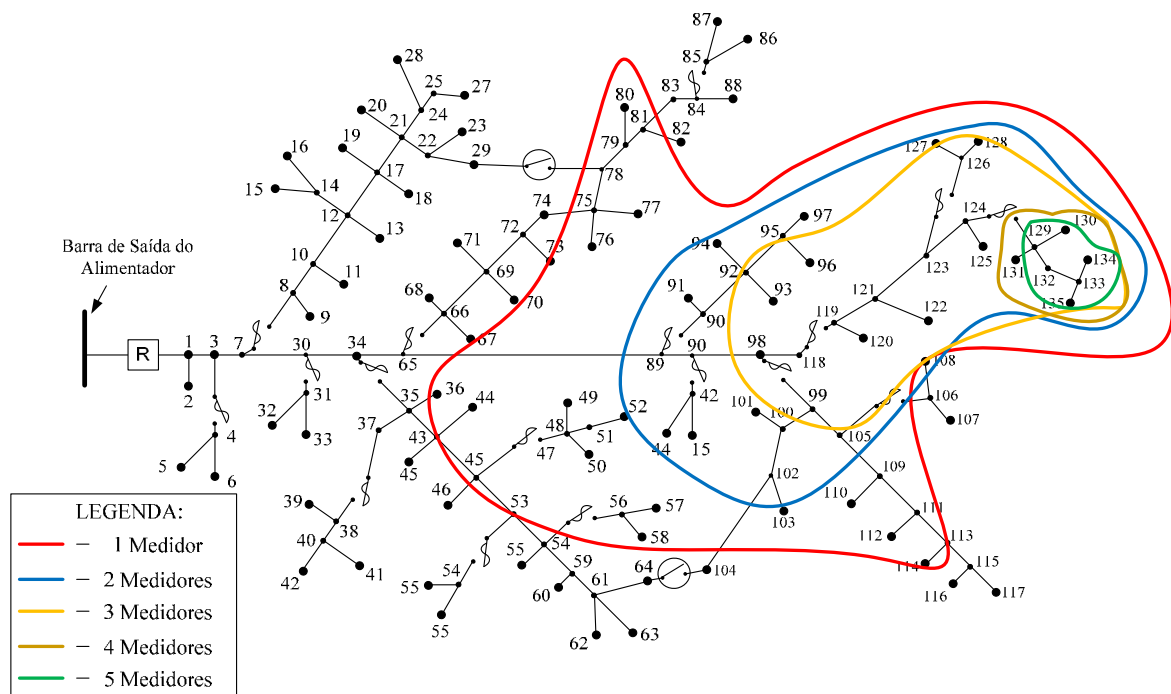


Figura 6.27 – Prováveis locais para a falta ocorrida entre as barras 132-133.

Pela Figura 6.27, verifica-se que a área de linhas prováveis tende a reduzir conforme são instalados medidores no sistema de distribuição. Observa-se também que as medições com 4 e 5 medidores são praticamente coincidentes no número de barras prováveis.

De um modo geral foram obtidos resultados satisfatórios em diversas simulações a partir de três medidores instalados. Para tanto, foi observado que o local onde será instalado o medidor, não deve ter áreas de afundamentos que coincidam com os demais áreas dos outros medidores, aumentando assim a capacidade de localização da falta pelo método.

Capítulo 7

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

7.1. Conclusões

Um estudo acerca da estimação estocástica dos afundamentos de tensão presentes em barramentos nos sistemas elétricos de potência foi apresentado. Inicialmente, foi realizada uma revisão bibliográfica abrangendo o estado da arte do monitoramento de afundamentos de tensão em sistemas elétricos. A partir das análises observadas na literatura verificou-se que boa parte dos estudos se limitam em avaliar de forma distinta quatro linhas de pesquisa: os índices dos afundamentos em sistemas de potência, a área de influência dos afundamentos, a melhoria da coordenação dos relés de proteção para redução dos afundamentos e a localização de falta em sistemas de distribuição considerando os dados dos afundamentos de tensão. Desta forma esta Tese evoluiu para uma metodologia que conseguiu abranger as quatro linhas de pesquisa a partir do método das linhas críticas, o qual avalia a influência dos afundamentos críticos nas cargas sensíveis. O método das linhas críticas teve cada uma de suas etapas avaliadas e validadas com estudos de casos, que utilizaram dados de um sistema real, obtendo resultados satisfatórios nas simulações. Além disso, a metodologia permitiu averiguar a influência da manutenção das linhas críticas no número de desligamentos/ano, provocados pelos afundamentos, nas cargas sensíveis.

A partir do método das linhas críticas, neste trabalho foi utilizado uma técnica para melhorar a coordenação dos sistemas de proteção de modo a reduzir a duração dos afundamentos de tensão, melhorando o índice de desligamento das cargas sensíveis, nos estudos de caso foram obtidos reduções de até 10 % no índice de desligamento das cargas sensíveis.

O método de localização de falta utilizou as tabelas de densidades probabilísticas geradas pelo método das linhas críticas. As simulações com dados de um sistema elétrico real foram apresentados, analisados e comparados com medições realizadas em campo. Ao final foram obtidos resultados satisfatórios em todas as simulações e testes realizados.

Para validação dos métodos adotados nesta Tese, rotinas computacionais foram desenvolvidas e validadas a partir de campanhas de medição realizadas em campo. Nas medições foi utilizado o qualímetro *PX5 Dranetz* capaz de registrar afundamentos de curta e longa duração. A análise das medições pela curva ITIC foi realizada através do software *Dran View*[®], fornecido juntamente com o qualímetro.

Pela comparação dos resultados das simulações com os das medições em campo, pode-se concluir que o método de estimação de frequência de desligamento da CS, através de uma rotina computacional, é satisfatório para estimar o número de desligamentos por ano de uma carga sensível provocada por afundamentos de tensão. No método foram observados que o número de simulações de falta apresenta influência na precisão do método. Para tanto, convencionou-se o uso de 50 repetições de 10.000 simulações para se obter a precisão adequada ao método. Pelo exposto, o método se mostrou eficiente na estimativa dos afundamentos de tensão, permitindo ser utilizada como ferramenta na busca de alternativas para mitigação dos problemas causados por afundamentos de tensão.

Para a validação do método das linhas críticas foi realizado um estudo de caso baseado em medições em campo para a substituição de uma linha do sistema elétrico. A linha antiga foi totalmente recapitada e foram substituídas as estruturas de postes, isoladores e cabos. Foram realizados dois comparativos, o primeiro para um período de 180 dias antes da substituição e o outro para o período de 180 dias após a substituição. Ao final foi apresentado também uma avaliação para 424 dias as quais inclui a análise da sazonalidade climática em relação aos afundamentos de tensão, concluindo-se que a média anual para o sistema foi mantida e se aproximou de forma satisfatória dos resultados das simulações.

O método das linhas críticas se mostrou bastante promissor para as avaliações de manutenção preventiva e preditiva das linhas de transmissão. Foi possível determinar quais linhas devem ser observadas se promover as manutenções. Na simulação, depois de realizada as manutenções, foram obtidas reduções significativas no índice de desligamentos das cargas sensíveis provocadas por afundamentos oriundos de faltas em linhas críticas. Os resultados mais promissores para o sistema surgiram quando o método das linhas críticas foi associado ao método de melhoria da coordenação da proteção obtendo reduções de até 70% na taxa de desligamento das cargas sensíveis.

Também simulações foram realizadas com o método de localização de falta considerando valores medidos em um sistema de 69 kV e ao final dois sistemas de distribuição em 13,8 kV. Foi avaliado o método aplicação em um sistema de distribuição

simulado. Em ambos os sistemas foram detectados os locais prováveis da falta simulada, com boa aproximação nos resultados.

7.2. Sugestões de Trabalhos Futuros

Como possíveis prosseguimentos deste trabalho são sugeridos os seguintes itens:

- a) Avaliação da característica de cargas sensíveis para que sejam adotadas no método das linhas críticas juntamente com a curva ITIC. A idéia consiste em obter não só visão da concessionária e sim dos consumidores instalados em cada ponto do sistema. Também será possível utilizar uma curva característica de carga sensível baseado-se na sobreposição das características de cada carga do consumidor a ser analisado, refletindo agora a visão do consumidor na análise dos afundamentos de tensão.
- b) Incluir os dados de topologia, impedância e proteção dos demais alimentadores de distribuição do sistema de 13,8 kV. Devido ao grande montante de dados a serem pesquisados, foram utilizados neste trabalho apenas os ramais principais de cada alimentador. Deve-se verificar que dependendo do alimentador os ajustes na sequência de disparos do religador podem alterar ou até não ser usada, influenciando de forma significativa nos afundamentos percebidos pelas cargas sensíveis conectadas ao alimentador. Devem ser incluídas também a influência das chaves seccionadoras automáticas, já que promovem desligamento de trechos do sistema de distribuição.
- c) Avaliar a influência da distância da falta no método das Linhas Críticas. Novas análises poderão ser vislumbradas neste processo e trazendo aprimoramentos do método.
- d) Estudo da configuração da falta em relação a impedância do aterramento também podem ser acrescentados ao processo de cálculo.
- e) Estudo para avaliar os custos de desligamento ou perda estimada, utilizando como base o método das Linhas Críticas.
- f) Aplicação da *Lógica Fuzzy* para determinação dos fatores da tabela de frequência de desligamentos das cargas sensíveis, de modo a trabalhar associado com o método das linhas críticas para determinar o nível de distúrbio, o nível de imunidade do sistema e a área de interferência. Neste caso seria utilizado o ambiente simulado do método de *Monte Carlo* sem a necessidade de

instalar medidores em campo por longos períodos de tempo como é feito nos métodos convencionais que utilizam a *Lógica Fuzzy*.

- g) Desenvolver um método para alocação ótima dos medidores para trabalhar juntamente com o método de localização de faltas desenvolvido. Novos estudos deverão ser feitos para incluir desde a influência das cargas presentes no sistema utilizando métodos como o fluxo de carga, até avaliação das estruturas de postes e torres para instalar tais medidores de qualidade de energia.
- h) Desenvolver dispositivos de medição dedicados, capazes de detectar os afundamentos de tensão e todas as suas características, para alimentar de forma *on-line* o sistema com a rotina de localização de faltas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMADI, I., BARFOROUSHI, T., FIRUZABAD, M. F., VARJANI, A. Y., *Impacts of Relays Coordination and Alternate Supply Availability on Radial Sub-Transmission Networks Reliability Assessment*, 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China, 2005.
- ALBINI, F. J. – *Manual para Estudos de Proteção de Sistemas Elétricos*. Curitiba, PR, Brasil, 1998.
- ALMEIDA, M. A. D. – *Notas de Aulas da Disciplina Proteção de Sistemas Elétricos*. Depto. de Eng. Elétrica/UFRN, Natal, RN, Brasil, 2000.
- ALVES, M. F. **Qualidade de Energia Elétrica e o Impacto Sobre o Sistema do Consumidor**. Eletricidade Moderna, p. 109-116, Junho, 1996.
- ASENSI, R., **Understanding Compatibility Levels**. IEE Endorsed Provider - Copper Development Association, Power Quality Initiative, http://www.leonardo-energy.org/webfm_send/2800, March 2005.
- DE ANDRADE JR., G. V.; NAIDU, S. R.; MEDEIROS, K. P.; MAIA, T. T. B.; MOURA, D. F. P. **Determinação da Frequência de Desligamento de uma Carga Sensível Provocada pelos Afundamentos de Tensão**, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belo Horizonte-MG, Brasil, 27-30 Abr, 2008.
- AUNG, M. T.; MILANOVIC, J. V. **Stochastic Prediction of Voltage Sags by Considering the Probability of the Failure of the Protection System**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 1, Jan. 2006a.
- AUNG, M. T.; MILANOVIC, J. V. **The Influence of Transformer Winding Connections on the Propagation of Voltage Sags**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 1, Jan. 2006b.

- BONATTO, B.D. ; NIIMURA, T. ; DOMMEL, H.W., *A Fuzzy Logic Application to Represent Load Sensitivity To Voltage Sags*, In Proceedings 8th International Conference on Harmonics And Quality of Power, vol. 1, pp. 60–64, Oct 1998.
- BRAGA, A. S., SARAIVA, J. T., *Coordination of Overcurrent Directional Relays in Meshed Networks using the Simplex Method*. IEEE Electrotechnical Conference MELECON 96, v. 3, pp. 1535-1538. Bari, Itália, 1996.
- BOLLEN, M. H. J. **Fast Assessment Methods for Voltage Sags In Distribution Systems**. IEEE Transactions on Industry Applications., Vol.32, No.6, pp.1414-1423, Nov. /Dec. 1996.
- BOLLEN, M. H. J., **Characterization of Voltage Sags Experienced by Three-Phase Adjustable-Speed Drives**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, Oct. 1997.
- BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions**. IEEE Press, Piscataway, NJ, 2000.
- BOLLEN, M. H. J. and ZHANG, L. D., **Different Methods for Classification of Three-Phase Unbalanced Voltage Dips Due to Faults**, Electric Power Systems Resolves, Vol. 66, No. 1, pp. 49-69, Jul. 2003.
- CANGUÇU, N. A., *Contribuições para Avaliação dos Impactos Econômicos Causados por Mergulho de Tensão em Sistema Elétrico Industrial*. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual Paulista – Ilha Solteira, Fevereiro, 2006.
- CARPINELLI, G.; PROTO, D.; PERNA, C. D.; VARILONE, P.; VERDE, P. **Probabilistic Short-Circuit Analysis in Unbalanced Three-Phase Power Systems**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 5, May. 1983.
- CENELEC EN 50160. [S.I.], 1999. **Specifications for Semiconductor Processing Equipment Voltage Sags Immunity** - European Committee for Electro technical Standardization.

- CONRAD, L. E.; BOLLEN, M. H. J. **Voltage Sag Coordination for Reliable Plant Operation.** IEEE Transactions on Industry Application, Vol.33, No.6, pp.1459-1464, Nov./Dec. 1997.
- CUNHA, C. C. M.; SILVA, S. R. **Sensibilidade de Acionamentos a Velocidade Variável a Afundamentos de Tensão.** Revista Eletricidade Moderna, pp. 64 – 75, Agosto, 2004.
- EL-KADY, M. A. **Probabilistic Short-Circuit Analysis by Monte Carlo Simulations.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 5, May. 1983.
- ENGLISH, W., ROGERS, C., *Automating Relay Coordination*, IEEE Computer Applications in Power, 1994.
- FARIED, S. O.; BILLINTON, R.; ABORESHAID, S. **Stochastic Evaluation of Voltage Sag and Unbalance in Transmission Systems**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 4, pp. 2631–2637, Oct. 2005.
- FERREIRA, A. A., **Caracterização e Análise de Variações de Tensão de Curta Duração.** Dissertação de Mestrado em Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - UNICAMP, 2002.
- FONSECA, V. R. C., **Cálculo Estocástico do Afundamento de Tensão.** Dissertação de Mestrado em Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica -Pontificia Universidade Católica de Minas Gerais, 1999.
- GALIJASEVIC, Z. and ABUR, A., *Fault Location Using Voltage Measurements*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 2, pp. 441 – 445, April 2002.
- GHOSH, A.; LEDWICH, G. **Compensation of Distribution System Voltage Using DVR.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 4, pp.1030-1036, Oct 2002.

- GIRGIS, A., BRAHMA, S., *Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System*, Proceedings Large Eng. Syst. Conf., 115-119. Halifax, NS, Canada, 2001.
- GRAINGER, J. J.; STEVENSON JR., W. D. **Power System Analysis**, ed. McGraw-Hill, Inc. Series in Electrical and Computer Engineering, New York-USA, 1994.
- GROSS, C.A. **Power System Analysis**, 2nd edition, ed. John Wiley & Sons, New York-USA, 1994.
- IEEE STD. – 1159 (1995). **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**.
- GUPTA, C. P.; MILANOVIC, J. V. **Probabilistic Assessment of Equipment Trips Due to Voltage Sags**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.21, No.2, pp.711-718, April 2006.
- *IEEE Computer Representation of Overcurrent Relays Characteristics WG, Computer representation of overcurrent relay characteristics*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 3, pp. 1659–1667, Jul. 1989.
- IEEE STD – 493 (1997). *Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*. Gold Book.
- IEEE STD – 1346 (1998). *IEEE Recommended Practice for Evaluating Electric Power System Compatibility With Electronic Process Equipment*.
- IEEE Std. C37.112 (1996). *IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays*.
- KAWAHARA, K., SASAKI, H., SUGIHARA, H., *An Application of Rule Based System to the Coordination of Directional Overcurrent Relays*. Developments in Power System Protection, Conference Publication, n° 434, IEE, 1997.

- KOJOVIC, L.A., WITTE, J.F., ***Improved Relay Coordination and Relay Response Time by Integrating the Relay Functions***, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, v. 2, pp. 1202-1207. Seattle, WA, USA, 2000.
- KWAKERNAAK, H., ***Fuzzy random variables-I***. Definitions and theorems. Information Science, 1978, 15:1-29.
- KWAKERNAAK, H., ***Fuzzy random variables-II***. Algorithms and examples for the discrete case. Information Science, 1978, 17:253-278.
- LEHTONEN, M., PETTISSALO, S., ETULA, J. H., ***Calculational Fault Location for Electrical Distribution Networks***. IEEE Proceedings of the third International conference on Power System Monitoring and Control, pp. 38 – 43, 1991.
- LIM, Y. S.; STRBAC, G. ***Analytical Approach to Probabilistic Prediction of Voltage Sags on Transmission Networks***. IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, Vol.149, No.1, pp.7-14, Jan.2002.
- LU, C. N. and SHEN, C. C., ***Voltage Sag Immunity Factor Considering Severity and Duration***, Power Engineering Society General Meeting. IEEE, pp. 626 – 631, Jun 2004.
- LU, C. N. AND SHEN, C. C., ***Estimation of Sensitive Equipment Disruptions Due to Voltage Sags***, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 2, pp. 1132 –1137, April 2007.
- MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. ***Expanding Capabilities of EMTP-Like Tools: From Analysis To Design***, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 4, pp. 1569–1571, Oct. 2003.
- MARTINEZ, J. A. ; MARTIN-ARNEDO, J. ***Voltage Sag Stochastic Prediction Using an Electromagnetic Transients Program***, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 4, pp. 1975–1982, Oct. 2004.

- MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J., **Voltage Sag Studies in Distribution Networks—Part I: System Modeling**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 31, No. 3, pp. 1670 – 1678, July, 2006.
- MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. **Voltage Sag Studies in Distribution Networks – Part II: Voltage Sag Assessment**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.21, No.3, pp.1679-1688, July 2006.
- MCGRANAGHAN, M. F., MUELLER, D. R. and SAMOTYI, M. J. **Voltage Sags in Industrial Systems**. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 29, No. 2, pp. 397-402, Feb. 1993.
- MELHORN, C. J.; DAVIS, T. D.; BEAM, G. E. **Voltage Sags: Their Impact on the Utility and Industrial Customers**. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 34, No. 3, pp. 549 – 558, May/June 1998.
- MOKHLIS, H., LI, H. Y., **Fault Location Estimation for Distribution System Using Simulated Voltage Sags Data**, Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. 42nd International, pp.242 – 247, Mar 2008.
- MICHIGAN, A. A., **Adding an Electromechanical Overcurrent Relay to Your CAPE Relay Library -User’s Tutorial**, Electrocon International, Inc., June 2003.
- MILANOVIC, J. V.; AUNG, M. T.; GUPTA, C. P. **The influence of fault distribution on stochastic prediction of voltage sags**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.20, No.1, pp.278-285, Jan. 2005.
- ONS. [SI.], 2007. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Módulos 1 a 8 - Procedimentos de Rede, revisão 0.
- ONS. [SI.], 2011. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Módulos 1 a 8 - Procedimentos de Rede, revisão 3.

- ORDUÑA, E., GARCÉS, F., HANDSHIN, E., *Algorithmic-Knowledge-Based Adaptive Coordination in Transmission Protection*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, nº. 1, January 2003.
- PAI, M. A. **Computer Techniques in Power System Analysis**, ed. Tata McGraw-Hill, New Delhi - Índia, 2006.
- PARK, C. H.; JANG, G. **Stochastic Estimation of Voltage Sags in Large Meshed Network**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 3, Oct. 2007.
- PEREIRA, R. A. F., *Localização de Falhas em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica Usando Medições Esparsas de Tensões*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Março de 2007.
- PEREIRA, R. A. F., SILVA, L. G. W., KEZUNOVIC, M., MANTOVANI, J. R. S., *Improved Fault Location on Distribution Feeders Based on Matching During-Fault Voltage Sags*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, No. 4, pp. 852 – 862, April 2009.
- PÉREZ, L. G., URDANETA, A. J., *Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Definite-time Backup Relaying*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 14, nº. 4, October 1999.
- PÉREZ, L. G., URDANETA, A. J., SORRENTINO, E. S., GARAYAR, F. G., URIZAR, A., LEDEZMA, J. C., ALCALA, G., CARRION, N., CANACHE, C., FERNADEZ, J., SANZ, O., GUEVARA, F., *Comparison of Time Coordination Feasibility Criteria for a Subtransmission System Protection Scheme*, Proceedings of the 2nd IEEE International Caracas Conference on Devices, Circuits and Systems, pp. 314-319. Isla de Margarita, Venezuela, 1998.
- QADER, M. R.; BOLLEN, M. H. J.; ALLAN, R. N., **Stochastic prediction of voltage sags in a large transmission system**. IEEE Transactions on Industry Application, Vol.35, No.1, pp.152-162, Jan. /Feb. 1999.

- RIBEIRO, T. N. **Uma Discussão dos Critérios e Normas Relativos à Qualidade da Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado PPGEE-03/98, Orientador: Dr. Mário Fabiano Alves, PUC-MG, Agosto, 1998.
- SARAIVA FILHO, F. C., **Proposta de Recuperador Dinâmico para Correção de Afundamentos de Tensão**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – Sistemas de Potência, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pp. 65, São Paulo, 2002.
- SATO, F., **Um Estudo Comparativo da Análise de Curto-Circuito Probabilístico em Ambientes Paralelo e Distribuído**, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, SP, Julho de 1995.
- SEMI F47. [S.I.], 2000. **Specifications for semiconductor processing equipment voltage sags immunity**.
- SHEN, C. C., WANG, A. C., CHANG R. F., LU, C. N., **Quantifying Disturbance Level of Voltage Sag Events**, Power Engineering Society General Meeting,. IEEE, pp. 2314 – 2319, Jun 2005.
- SHEN, C. C. AND LU, C. N., **A Voltage Sag Index Considering Compatibility Between Equipment and Supply**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 2, pp. 996 –1002, April 2007.
- SILVA, S. M., **Estudo e Projeto de um Restaurador Dinâmico de Tensão. Dissertação de Mestrado**. Universidade Federal de Minas Gerais, 1999.
- SO, C. W., LI, K. K., **Intelligent Method for Protection Coordination, International Conference on Electric Utility Deregulation**, Restructuring and Power Technologies, IEEE, 2004.
- SO, C. W., LI, K. K., **Time Coordination Method For Power System Protection By Evolutionary Algorithm**, IEEE Industrial Applications Society, 1999.

- TANG, Y., WANG, H. F., AGGARWAL, R. K., JOHNS, A. T., ***Fault Indicators in Transmission and Distribution Systems***. IEEE Proceedings of the International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, pp. 238 – 243, 2000.
- TAYJASANANT, T.; LI, C.; XU, W. **A Resistance Sign-Based Method for Voltage Sag Source Detection**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 4, pp. 2544 – 2551, Oct. 2005.
- THALLAM, R. S.; HEYDT, G.T., **Power acceptability and voltage sag indices in the three phase sense**. Power Engineering Society Summer Meeting. Vol. 2, pp. 905 – 910, Jul. 2000
- THASANANUTARIYA, T.; CHATRATANA, S. **Stochastic Prediction of Voltage Sags in an Industrial Estate**. IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Hong Kong, 2005.
- TSENG, K. H., KAO, W. S., LIN, J. R., **Load Model Effects on Distance Relay Settings**, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, n°. 4, October 2003.
- UIE-DWG-2-92-D. [S.I.], 1993. **UIE Guide to Measurements of Voltage Dips and Short Interruptions Occurring in Industrial Stations**.
- URDANETA, A. J., PÉREZ, L. G., RESTREPO, H., SÁNCHEZ, J., FAJARDO J., **Consideration of the Transient Configurations in the Optimal Coordination Problem of Directional Overcurrent Relays**, First IEEE International Caracas Conference on Devices, Circuits and Systems, Caracas, Venezuela, 1995.
- WANG, F.; BOLLEN, M. H. J. **Quantification of Transient Current Signals in the Viewpoint of Overcurrent Relays**, in Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting, Toronto, Canada, Jul. 2003.
- WANG, J.; CHEN, S.; LIE, T. T. **System Voltage Sag Performance Estimation**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.20, No.2, pp.1738-1747, April 2005.

- XIAO, X. Y., MA, C., YANG, H. G., CHEN, W., LI, H. Q., *Failure Probability Analysis of Sensitive Equipment Due to Voltage Sags Using Fuzzy-Random Assessment Method*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, No. 4, pp. 2970 – 2975, Oct 2010.
- YINHONG, L., DONGYUAN, S., XIANZHONG, D., *A Study on Optimal Coordination of Definite-time Relay Based on Genetic Algorithm*, 2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003.
- YUN, S. Y., OH, J. H., KIM, J. C., RIM, S. J., *An Enhanced Method for Assessing the Effect of Voltage Sag in Power Distribution System*, Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 1, pp. 518 – 523, 1999.
- ZHIJIAN, Y., HONG, W., YONG, H., WU, C., *Uncertainty Assessment of Sensitive Equipment Failure Probability Caused by Voltage Sags Power and Energy*, Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific, March 2010.

- **Sítios Pesquisados na Internet**

- <http://www.cptec.inpe.br> - Acessado em: 02/10/2011 – Referente ao Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos.
- <http://jornaldotempo.uol.com.br> - Acessado em: 29/09/2011 – Referente ao Jornal do Tempo da UOL.
- <http://www.climatempo.com.br> - Acessado em: 03/10/2011 – Referente ao Clima Tempo do Sítio Terra.

TRABALHOS PUBLICADOS

- **Revistas Científicas:**
 - DE ANDRADE JR., G. V., NAIDU, S. R., NERI, M. G. G., DA COSTA, E. G. *Estimation of the Utility's and Consumer's Contribution to Harmonic Distortion.* IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement., Vol. .58, pp.3817 - 3823, 2009.
 - NAIDU, S. R., DE ANDRADE JR., G. V., DA COSTA, E. G., *Voltage Sag Performance of a Distribution Systems and its Improvement* In: 2011-PSEC-239, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 48, Issue.1, pp. 218 – 224, Jan 2012.
- **Congressos e Simpósios Internacionais**
 - DE ANDRADE JR., G. V., S. R. NAIDU, DA COSTA, E. G., *Voltage Sag Performance of a Distribution Systems and its Improvement* In: IAS Annual Meeting 2011, Orlando, FL USA, 9-13 October 2011.
 - DE ANDRADE JR., G. V., NAIDU, S. R., DA COSTA, E. G., SOARES, R. M., *Método para Estimacão Estocástica dos Desligamentos de Cargas Sensíveis Devido Aos Afundamentos em Vários Níveis de Tensão* In: XIII ERIAC DÉCIMO TERCER ENCUESTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ, 2009, Puerto Iguazú.
 - NAIDU, S. R., DE ANDRADE JR., G. V., NERI, M. G. G., *Instantaneous Estimation of Power and its Application to Active Power Filters* In: The 34th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society – IECON USA 2008, 2008, Orlando, FL, U.S.A.
 - DE ANDRADE JR., G. V., NAIDU, S. R., NERI, M. G. G., DA COSTA, E. G., *Estimation of the Utility's and Consumer's Contribution to Harmonic Distortion* In: IEEE Instrumentation and Measurement Conference, 2007, 2007, Warsaw.

- **Congressos e Simpósios Nacionais**
- DE ANDRADE JR., G. V., NAIDU, S. R., DA COSTA, E. G., *A Study of the Voltage Sag Performance of a Distribution System* In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2010, 2010, Belém PA.
- DE ANDRADE JR., G. V., S. R. NAIDU, DA COSTA, E. G., MOURA, D. F. P., *Estimação Estocástica da Frequência de Desligamento de uma Carga Sensível Devido aos Afundamentos de Tensão* In: XI SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA - SEPOPE, 2009, Belém.
- DE ANDRADE JR., G. V., NAIDU, S. R., NERI, M. G. G., DA COSTA, E. G., SOARES, R. M., *A Proposal to Estimation of The Utility's and Consumer's Contribution to Harmonic Distortion* In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2008, 2008, Belo Horizonte MG.
- DE ANDRADE JR., G. V., NAIDU, S. R., MEDEIROS, K. P., MAIA, T. T. B., MOURA, D. F. P. , *Determinação da Frequência de Desligamentos de uma Carga Sensível Provocada pelos Afundamentos de Tensão* In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2008, 2008, Belo Horizonte MG.
- FÉLIX, T. A., GUEDES, G. P., ANDRADE JR., G. V., DA COSTA, E. G., SOARES, R. M., *Detecção das Fontes de Harmônicos em Sistemas Capacitivos In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2006, Campina Grande PB.
- DE ANDRADE JR., G. V., S. R. NAIDU, NERI, M. G. G., SOARES, , R. M., DA COSTA, E. G., *Distorção Harmônica de Tensão Entre Concessionária e Consumidor In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2006, Campina Grande PB.
- DE ANDRADE JR., G. V., NAIDU, S. R., NERI, M. G. G., DA COSTA, E. G., SOARES, R. M., *Estimação das Contribuições da Concessionária e do*

Consumidor à Distorção Harmônica de Tensão no Ponto de Acoplamento

Comum In: XVI Congresso Brasileiro de Automática, 2006, Salvador BA.

APÊNDICE A

ROTINA EM MATLAB QUE EXEMPLIFICA A APLICAÇÃO DA LÓGICA
FUZZY ADOTADA POR BONATTO *ET AL.* (1998)

```
[System]
Name='BONATO_FINAL'
Type='mamdani'
Version=2.0
NumInputs=2
NumOutputs=1
NumRules=16
AndMethod='min'
OrMethod='max'
ImpMethod='min'
AggMethod='max'
DefuzzMethod='centroid'

[Input1]
Name='Tensão'           % Entrada dos dados de tensão
Range=[0 106]
NumMFs=4
MF1='EL':'trapmf',[0 0 31.8 53]
MF2='VL':'trapmf',[31.8 42.4 63.6 74.2]
MF3='L':'trapmf',[53 74.2 90.1 95.4]
MF4='N':'trapmf',[90.1 95.4 106 116.6]

[Input2]
Name='Tempo'           % Entrada dos dados de duração dos afundamentos
Range=[0 1000]
NumMFs=4
MF1='ES':'trapmf',[0 0 41.67 62.5]
MF2='VS':'trapmf',[20.83 125 208.3 416.7]
MF3='S':'trapmf',[187.5 333.3 500 666.7]
MF4='L':'trapmf',[416.7 666.7 1042 1167]

[Output1]
Name='Segurança'       %Regras de saída da Lógica Fuzzy
Range=[0 100]
NumMFs=5
MF1='F':'trimf',[0 0 25]
MF2='AF':'trimf',[0 25 55]
MF3='A':'trimf',[25 50 75]
MF4='AS':'trimf',[55 75 100]
MF5='S':'trimf',[75 100 200]

[Rules]                %Condições "Se-Então"
1 1, 5 (1) : 1
1 2, 2 (1) : 1
1 3, 1 (1) : 1
1 4, 1 (1) : 1
2 1, 5 (1) : 1
2 2, 3 (1) : 1
2 3, 2 (1) : 1
2 4, 1 (1) : 1
3 1, 5 (1) : 1
3 2, 4 (1) : 1
3 3, 3 (1) : 1
3 4, 2 (1) : 1
4 1, 5 (1) : 1
4 2, 5 (1) : 1
4 3, 5 (1) : 1
4 4, 5 (1) : 1
```

APÊNDICE B

DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO, SUBTRANSMISSÃO E
DISTRIBUIÇÃO ESTUDADOS

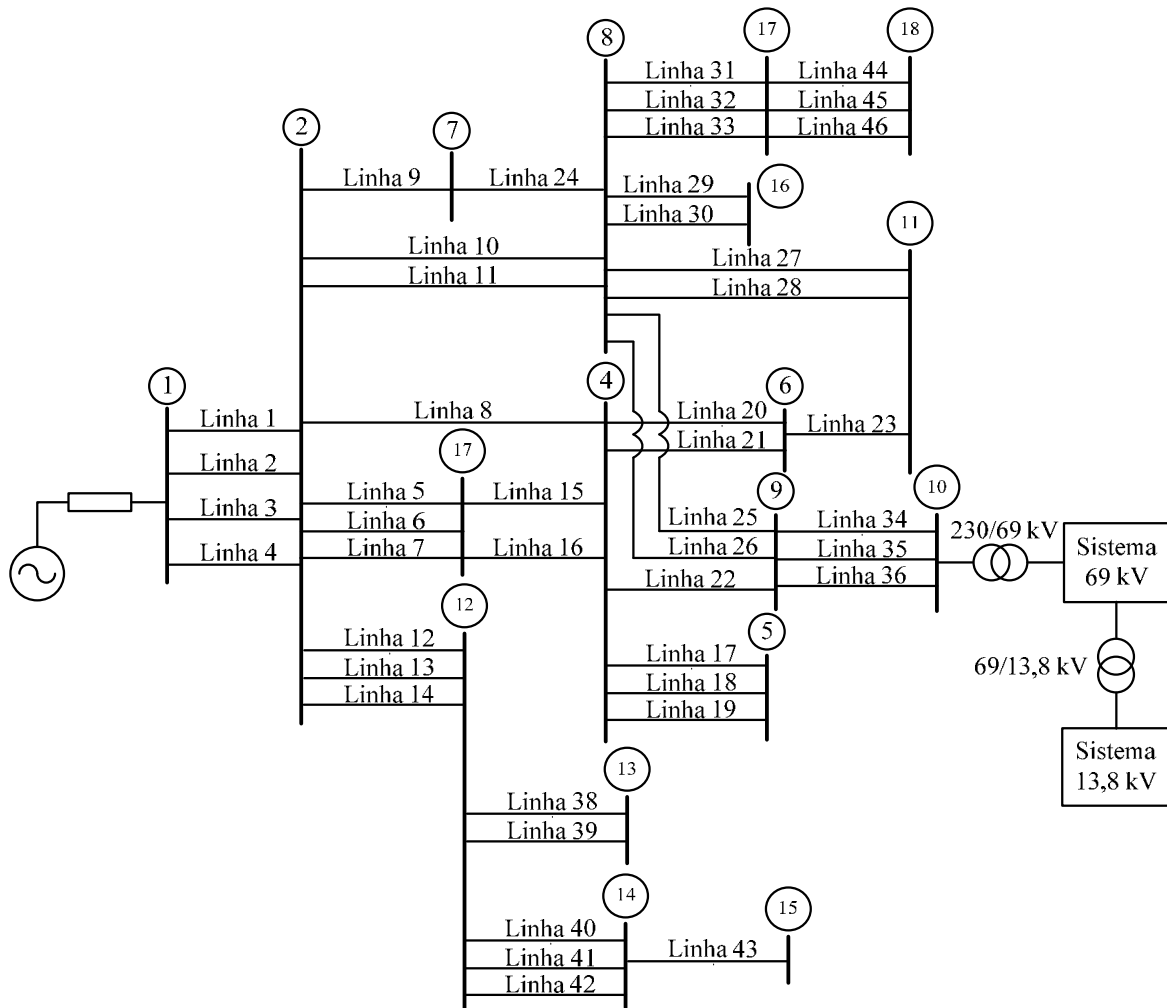


Figura B.1 - Diagrama unifilar de parte do sistema de transmissão 230 kV da CHESF.

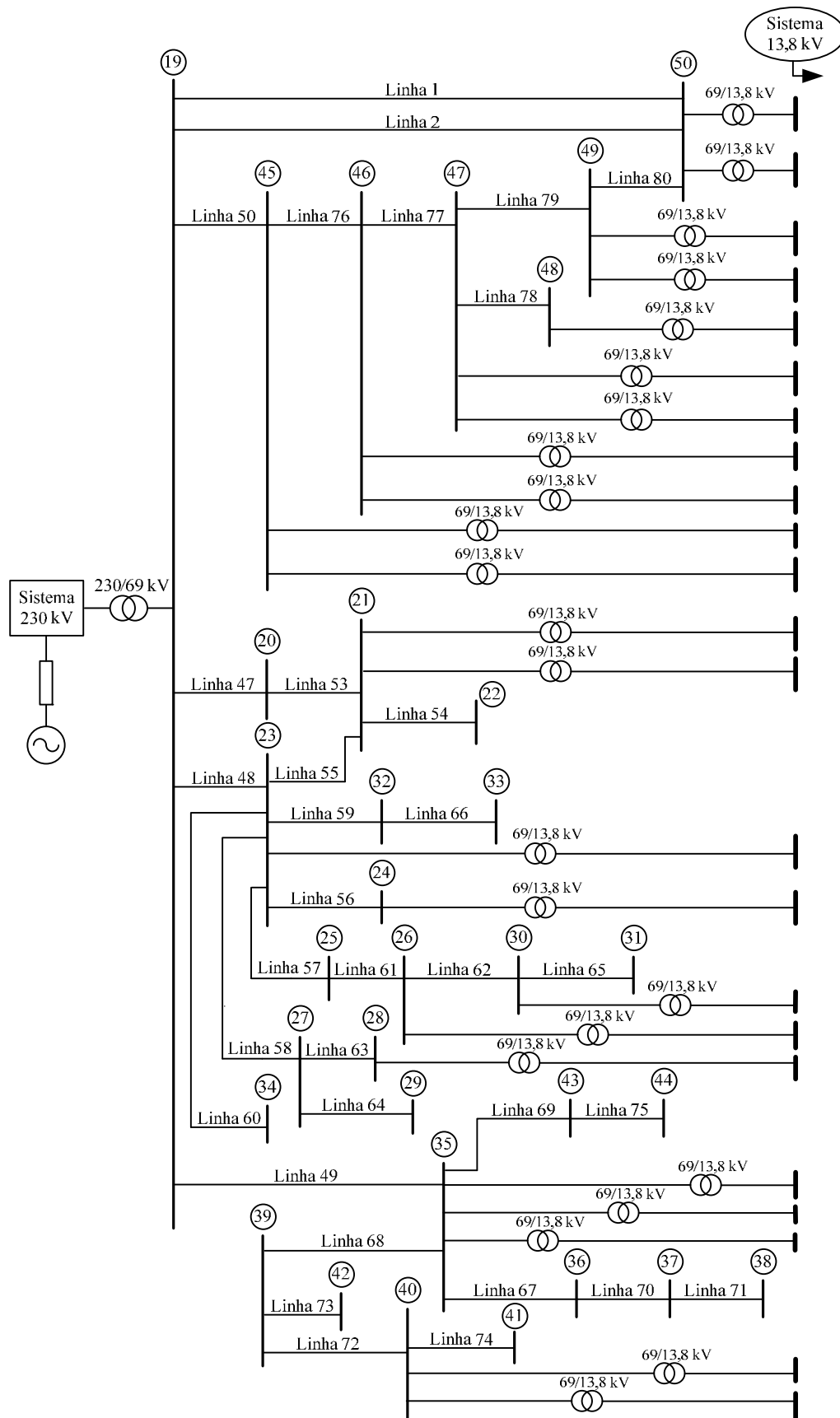


Figura B.2 - Diagrama unifilar de parte do sistema de subtransmissão 69 kV da EPB.

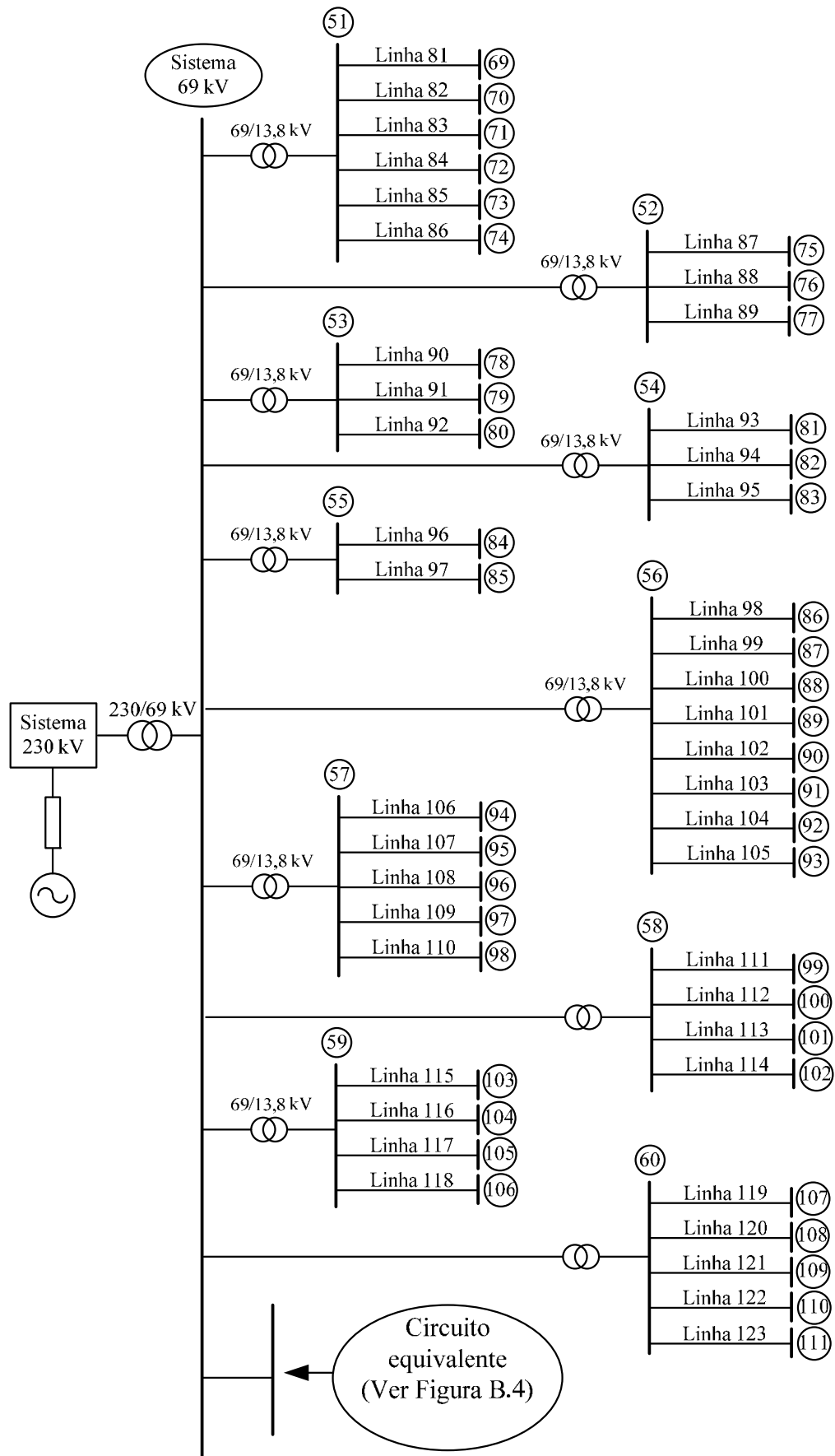


Figura B.3 - Diagrama unifilar de parte do sistema de distribuição 13,8 kV da EPB.

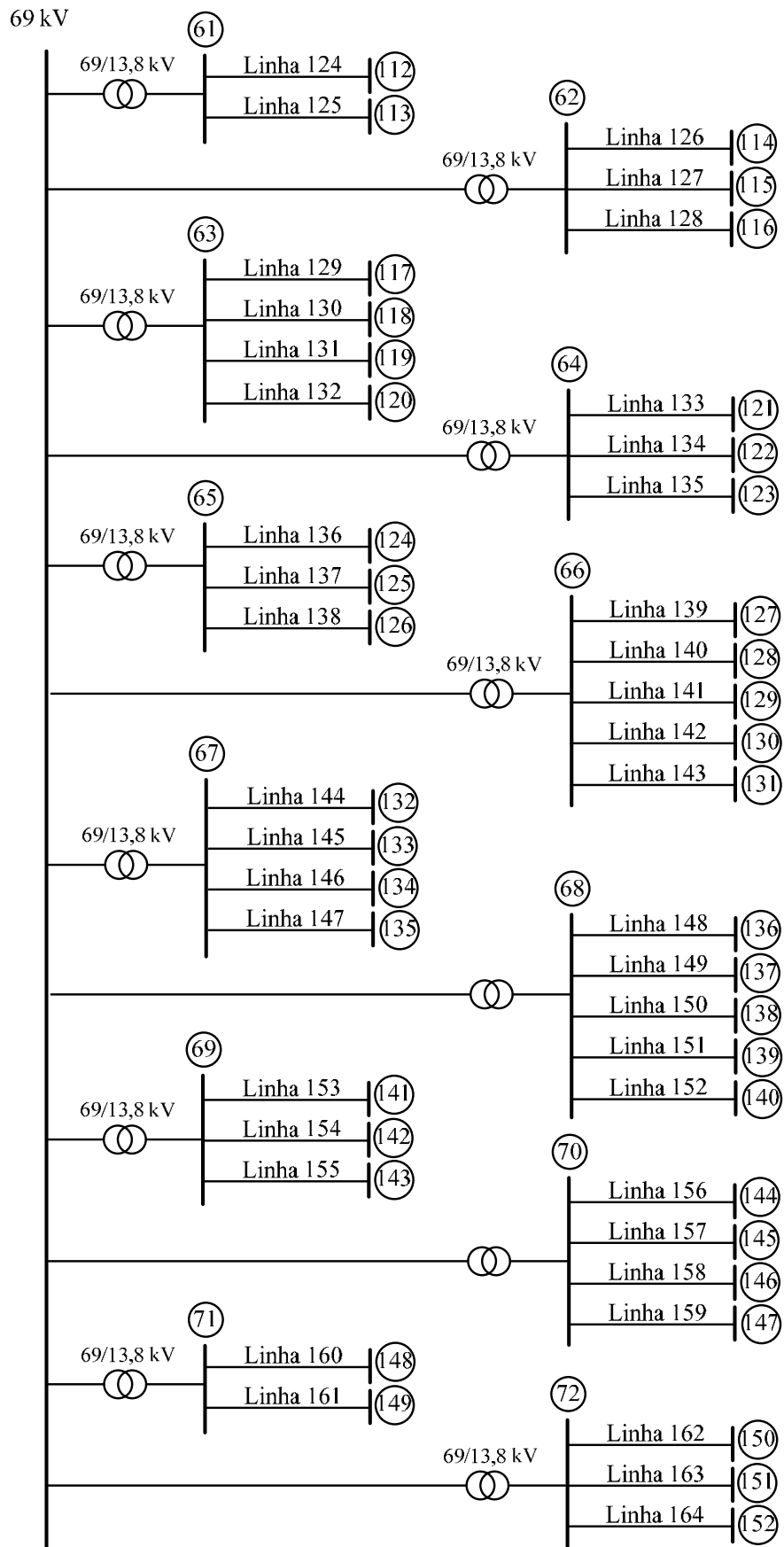


Figura B.4 - Diagrama unifilar do circuito equivalente referente à Figura B.3.

Tabela B.1 - Linhas de Transmissão/Distribuição 230/69/13,8 kV – Parâmetros Elétricos.

Número da Linha	Tensão (kV)	Compr. (km)	Barra DE	Barra PARA	R ₀ (pu)	X ₀ (pu)	R ₁ (pu)	X ₁ (pu)
Linha 1	230	221,0	1	2	0,181	0,503	0,040	0,219
Linha 2	230	221,0	1	2	0,186	0,526	0,041	0,209
Linha 3	230	221,0	1	2	0,187	0,528	0,041	0,209
Linha 4	230	221,0	1	2	0,167	0,460	0,020	0,163
Linha 5	230	62,6	2	3	0,049	0,162	0,012	0,060
Linha 6	230	62,6	2	3	0,046	0,150	0,012	0,061
Linha 7	230	65,0	2	3	0,041	0,138	0,012	0,061
Linha 8	230	123,1	3	4	0,122	0,356	0,023	0,118
Linha 9	230	123,1	3	4	0,117	0,354	0,023	0,120
Linha 10	230	214,5	4	5	0,178	0,631	0,039	0,199
Linha 11	230	188,1	4	5	0,082	0,417	0,017	0,125
Linha 12	230	188,1	4	5	0,081	0,409	0,017	0,125
Linha 13	230	126,0	4	6	0,055	0,281	0,012	0,084
Linha 14	230	126,0	4	6	0,055	0,276	0,012	0,084
Linha 15	230	22,6	6	11	0,010	0,047	0,002	0,015
Linha 16	230	188,0	2	4	0,107	0,558	0,017	0,124
Linha 17	230	99,0	4	9	0,086	0,304	0,018	0,097
Linha 18	230	50,0	11	9	0,028	0,108	0,008	0,044
Linha 19	230	50,6	9	10	0,036	0,123	0,009	0,048
Linha 20	230	50,6	9	10	0,037	0,119	0,009	0,048
Linha 21	230	51,9	9	10	0,037	0,121	0,010	0,049
Linha 22	230	78,2	2	12	0,071	0,222	0,014	0,074
Linha 23	230	78,2	2	12	0,073	0,219	0,014	0,074
Linha 24	230	79,1	2	12	0,071	0,217	0,015	0,077
Linha 25	230	26,5	12	13	0,011	0,053	0,003	0,018
Linha 26	230	26,5	12	13	0,011	0,053	0,003	0,018
Linha 27	230	11,5	12	14	0,012	0,038	0,003	0,014
Linha 28	230	11,5	12	14	0,013	0,040	0,003	0,013
Linha 29	230	11,5	12	14	0,013	0,040	0,003	0,013
Linha 30	230	127,0	14	15	0,098	0,376	0,023	0,119
Linha 31	230	7,6	8	17	0,005	0,014	0,001	0,008
Linha 32	230	7,3	8	17	0,004	0,015	0,001	0,007
Linha 33	230	7,3	8	17	0,004	0,015	0,001	0,007
Linha 34	230	7,1	17	18	0,005	0,013	0,001	0,007
Linha 35	230	6,4	17	18	0,004	0,013	0,001	0,006
Linha 36	230	6,4	17	18	0,004	0,013	0,001	0,006
Linha 37	230	57,0	7	8	0,050	0,138	0,011	0,057
Linha 38	230	114,5	2	7	0,100	0,275	0,021	0,114
Linha 39	230	171,5	2	8	0,146	0,431	0,031	0,158
Linha 40	230	171,5	2	8	0,146	0,431	0,031	0,158
Linha 41	230	71,0	8	9	0,056	0,218	0,013	0,068
Linha 42	230	71,0	8	9	0,056	0,222	0,013	0,068
Linha 43	230	31,5	8	11	0,019	0,070	0,006	0,031
Linha 44	230	31,5	8	11	0,020	0,080	0,006	0,030
Linha 45	230	28,5	8	16	0,023	0,080	0,005	0,027
Linha 46	230	28,5	8	16	0,023	0,079	0,005	0,027
Linha 47	69	1,0	19	20	0,006	0,035	0,002	0,009
Linha 48	69	6,6	20	21	0,038	0,235	0,014	0,060
Linha 49	69	9,0	21	23	0,051	0,331	0,019	0,078
Linha 50	69	12,5	19	23	0,071	0,465	0,026	0,105

Número da Linha	Tensão (kV)	Compr. (km)	Barra DE	Barra PARA	R ₀ (pu)	X ₀ (pu)	R ₁ (pu)	X ₁ (pu)
Linha 51	69	1,5	21	22	0,025	0,055	0,020	0,017
Linha 52	69	5,9	23	32	0,050	0,209	0,029	0,060
Linha 53	69	9,0	32	33	0,077	0,328	0,044	0,088
Linha 54	69	31,0	23	24	0,520	1,207	0,408	0,356
Linha 55	69	17,5	23	25	0,133	0,631	0,070	0,170
Linha 56	69	20,0	25	26	0,152	0,719	0,080	0,195
Linha 57	69	17,0	23	27	0,292	0,650	0,231	0,201
Linha 58	69	33,0	26	30	0,361	1,234	0,243	0,366
Linha 59	69	2,0	27	29	0,034	0,076	0,027	0,024
Linha 60	69	15,8	27	28	0,272	0,602	0,215	0,188
Linha 61	69	1,7	23	34	0,014	0,058	0,008	0,017
Linha 62	69	0,1	19	35	0,001	0,004	0,037	0,031
Linha 63	69	1,0	35	36	0,017	0,038	0,014	0,012
Linha 64	69	2,0	36	37	0,034	0,077	0,027	0,023
Linha 65	69	2,0	37	38	0,034	0,077	0,027	0,023
Linha 66	69	2,6	35	39	0,009	0,020	0,007	0,006
Linha 67	69	0,2	39	40	0,046	0,105	0,037	0,031
Linha 68	69	0,3	40	41	0,005	0,012	0,004	0,003
Linha 69	69	2,5	39	42	0,035	0,079	0,028	0,023
Linha 70	69	9,6	35	43	0,082	0,337	0,047	0,097
Linha 71	69	0,6	43	44	0,007	0,022	0,004	0,007
Linha 72	69	11,7	30	31	0,128	0,438	0,086	0,129
Linha 73	69	10,7	19	45	0,060	0,389	0,022	0,094
Linha 74	69	6,4	45	46	0,036	0,233	0,013	0,056
Linha 75	69	4,0	46	47	0,023	0,149	0,009	0,035
Linha 76	69	7,1	47	48	0,104	0,272	0,079	0,081
Linha 77	69	4,8	47	49	0,027	0,182	0,010	0,039
Linha 78	69	7,8	19	50	0,044	0,298	0,016	0,062
Linha 79	69	7,8	19	50	0,044	0,297	0,016	0,062
Linha 80	69	1,6	49	50	0,009	0,060	0,003	0,013
Linha 81	13.8	7,1	51	69	3,502	8,668	2,790	2,077
Linha 82	13.8	4,4	51	70	2,039	5,047	1,624	1,209
Linha 83	13.8	2,6	51	71	0,756	2,934	0,510	0,657
Linha 84	13.8	3,8	51	72	1,496	4,390	1,134	1,038
Linha 85	13.8	5,6	51	73	2,520	6,238	2,007	1,495
Linha 86	13.8	2,1	51	74	0,956	2,368	0,762	0,567
Linha 87	13.8	5,7	52	75	1,640	6,366	1,106	1,425
Linha 88	13.8	0,9	52	76	0,270	1,046	0,182	0,234
Linha 89	13.8	4,9	52	77	1,411	5,476	0,951	1,226
Linha 90	13.8	2,4	53	78	0,683	2,652	0,461	0,593
Linha 91	13.8	6,3	53	79	1,210	6,692	0,625	1,286
Linha 92	13.8	1,4	53	80	0,265	1,464	0,137	0,281
Linha 93	13.8	3,6	54	81	0,686	3,794	0,354	0,729
Linha 94	13.8	4,4	54	82	2,039	5,047	1,624	1,209
Linha 95	13.8	3,9	54	83	0,754	4,171	0,390	0,802
Linha 96	13.8	6,0	55	84	1,715	6,659	1,157	1,490
Linha 97	13.8	1,7	55	85	0,334	1,848	0,173	0,355
Linha 98	13.8	4,3	56	86	1,654	4,853	1,254	1,148
Linha 99	13.8	4,8	56	87	1,369	5,314	0,923	1,189
Linha 100	13.8	2,8	56	88	0,807	3,134	0,544	0,701
Linha 101	13.8	27,3	56	89	12,516	30,983	9,971	7,424
Linha 102	13.8	12,8	56	90	4,948	14,517	3,750	3,433
Linha 103	13.8	5,1	56	91	1,970	5,779	1,493	1,367
Linha 104	13.8	2,5	56	92	1,138	2,818	0,907	0,675
Linha 105	13.8	5,5	56	93	2,520	6,238	2,007	1,495

Número da Linha	Tensão (kV)	Compr. (km)	Barra DE	Barra PARA	R ₀ (pu)	X ₀ (pu)	R ₁ (pu)	X ₁ (pu)
Linha 106	13,8	8,4	57	94	3,837	9,498	3,057	2,276
Linha 107	13,8	25,6	57	95	11,738	29,057	9,352	6,963
Linha 108	13,8	8,4	57	96	3,856	9,546	3,072	2,287
Linha 109	13,8	8,6	57	97	3,943	9,760	3,141	2,339
Linha 110	13,8	15,9	57	98	7,280	18,021	5,800	4,318
Linha 111	13,8	3,9	58	99	1,496	4,390	1,134	1,038
Linha 112	13,8	2,7	58	100	0,519	2,870	0,268	0,552
Linha 113	13,8	3,9	58	101	1,486	4,359	1,126	1,031
Linha 114	13,8	2,3	58	102	0,670	2,603	0,452	0,582
Linha 115	13,8	0,7	59	103	0,314	0,776	0,250	0,186
Linha 116	13,8	6,2	59	104	1,766	6,854	1,191	1,534
Linha 117	13,8	2,3	59	105	1,076	2,663	0,857	0,638
Linha 118	13,8	6,7	59	106	1,210	6,692	0,625	1,286
Linha 119	13,8	2,9	60	107	1,352	3,346	1,077	0,802
Linha 120	13,8	2,2	60	108	0,624	2,421	0,421	0,542
Linha 121	13,8	2,2	60	109	0,624	2,421	0,421	0,542
Linha 122	13,8	1,3	60	110	0,384	1,492	0,259	0,334
Linha 123	13,8	1,6	60	111	0,723	1,790	0,576	0,429
Linha 124	13,8	1,8	61	112	0,828	2,050	0,660	0,491
Linha 125	13,8	2,0	61	113	0,380	2,102	0,196	0,404
Linha 126	13,8	2,7	62	114	0,786	3,050	0,530	0,683
Linha 127	13,8	3,4	62	115	1,569	3,884	1,250	0,931
Linha 128	13,8	2,4	62	116	0,454	2,511	0,235	0,483
Linha 129	13,8	2,9	63	117	1,352	3,346	1,077	0,802
Linha 130	13,8	4,6	63	118	2,132	5,279	1,699	1,265
Linha 131	13,8	5,4	63	119	2,520	6,238	2,007	1,495
Linha 132	13,8	2,8	63	120	0,548	3,032	0,283	0,583
Linha 133	13,8	7,6	64	121	3,502	8,668	2,790	2,077
Linha 134	13,8	9,9	64	122	4,520	11,190	3,601	2,681
Linha 135	13,8	11,4	64	123	5,216	12,912	4,155	3,094
Linha 136	13,8	14,0	65	124	6,430	15,917	5,123	3,814
Linha 137	13,8	15,3	65	125	4,395	17,063	2,964	3,819
Linha 138	13,8	10,8	65	126	4,978	12,324	3,966	2,953
Linha 139	13,8	25,4	66	127	11,637	28,806	9,271	6,902
Linha 140	13,8	4,3	66	128	1,972	4,881	1,571	1,169
Linha 141	13,8	41,3	66	129	18,930	46,862	15,082	11,229
Linha 142	13,8	8,3	66	130	2,382	9,248	1,606	2,070
Linha 143	13,8	0,7	66	131	0,314	0,776	0,250	0,186
Linha 144	13,8	4,0	67	132	1,844	4,565	1,469	1,094
Linha 145	13,8	2,1	67	133	0,400	2,214	0,207	0,426
Linha 146	13,8	1,9	67	134	0,373	2,065	0,193	0,397
Linha 147	13,8	5,7	67	135	1,103	6,098	0,570	1,172
Linha 148	13,8	3,3	68	136	0,631	3,488	0,326	0,671
Linha 149	13,8	2,6	68	137	1,186	2,937	0,945	0,704
Linha 150	13,8	8,0	68	138	3,668	9,079	2,922	2,176
Linha 151	13,8	8,2	68	139	3,762	9,313	2,997	2,232
Linha 152	13,8	2,1	68	140	0,968	2,396	0,771	0,574
Linha 153	13,8	1,9	69	141	0,367	2,028	0,189	0,390
Linha 154	13,8	3,3	69	142	0,635	3,511	0,328	0,675
Linha 155	13,8	1,2	69	143	0,265	1,464	0,137	0,281
Linha 156	13,8	1,7	70	144	0,334	1,848	0,173	0,355
Linha 157	13,8	2,5	70	145	0,703	2,729	0,474	0,611
Linha 158	13,8	2,2	70	146	0,421	2,326	0,421	2,326
Linha 159	13,8	2,1	70	147	0,966	2,391	0,769	0,573
Linha 160	13,8	1,4	71	148	0,411	1,596	0,277	0,357

Número da Linha	Tensão (kV)	Compr. (km)	Barra DE	Barra PARA	R ₀ (pu)	X ₀ (pu)	R ₁ (pu)	X ₁ (pu)
Linha 161	13.8	1,0	71	149	0,314	0,776	0,250	0,186
Linha 162	13.8	4,0	72	150	0,774	4,281	0,400	0,823
Linha 163	13.8	1,6	72	151	0,463	1,799	0,313	0,403
Linha 164	13.8	3,0	72	152	1,382	3,420	1,101	0,820

Tabela B.2 - Transformadores de Potência 230/69 kV e 69/13,8 kV - Parâmetros elétricos.

Barra DE	Barra PARA	Relação de Transformação	X ₀ (pu)	X ₁ (pu)	Potência em MVA
10	19	230/69	0,130	0,130	10
10	19	230/69	0,130	0,130	10
10	19	230/69	0,125	0,119	10
10	19	230/69	0,125	0,119	10
48	51	69/13.8	0,070	0,070	10
40	52	69/13.8	0,065	0,065	10
40	53	69/13.8	0,065	0,065	10
21	54	69/13.8	0,066	0,066	10
21	55	69/13.8	0,067	0,067	10
23	56	69/13.8	0,083	0,083	10
24	57	69/13.8	0,088	0,088	10
35	58	69/13.8	0,070	0,070	10
35	59	69/13.8	0,064	0,064	10
35	59	69/13.8	0,066	0,066	10
46	60	69/13.8	0,080	0,080	10