

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

Dissertação de Mestrado

Estimativa da Frequência de Desligamento de uma
Carga Sensível Provocada por Afundamentos de
Tensão

THYAGO TANOUSS DE BRITO MAIA

Campina Grande – Paraíba – Brasil
Junho de 2009

©Thyago Tanouss de Brito Maia, 2009

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

Dissertação de Mestrado

Estimativa da Frequência de Desligamento de uma
Carga Sensível Provocada por Afundamentos de
Tensão

*Trabalho apresentado à Coordenação do
Curso de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Campina
Grande, em cumprimento às exigências para
aceitação no Programa de Mestrado em
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Conhecimento: Qualidade de Energia

Orientando:
Thyago Tanouss de Brito Maia

Orientador:
Sreeramulu Raghuram Naidu, Ph.D.

Campina Grande, Paraíba, Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

M217e

Maia, Thyago Tanouss de Brito

Estimativa da frequência de desligamento de uma carga sensível
provocada por afundamentos de tensão / Thyago Tanouss de Brito Maia.
— Campina Grande, 2009.

96 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)- Universidade
Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e
Informática.

Referências.

Orientador: Prof. Dr. Sreeramulu Raghuram Naidu.

1. Predicação Estocástica 2. Afundamentos de Tensão 3. Qualidade
de Energia I. Título.

CDU 621.31 (043)



**ESTIMATIVA DE DESLIGAMENTOS DE UMA CARGA SENSÍVEL PROVOCADA POR
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO**

THYAGO TANOUS DE BRITO MAIA

Dissertação Aprovada em 01.06.2009



SREERAMULU RAGHURAM NAIDU, Ph.D., UFCG
Orientador



EDSON GUEDES DA COSTA, D.Sc., UFCG
Componente da Banca



MAURÍCIO BELTRÃO DE ROSSITER CORRÊA, D.Sc., UFCG
Componente da Banca

CAMPINA GRANDE - PB
JUNHO - 2009

*“De nada valem as idéias sem homens
que possam pô-las em prática”*
Karl Marx

Agradecimentos

- Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado determinação, perseverança e coragem;
- À Capes e ANEEL pelo suporte financeiro;
- À Energisa Paraíba pelas informações técnicas e disponibilidade à realização de medições em seu sistema elétrico;
- Ao professor S. R. Naidu pelo seu apoio, ensinamentos, sugestões e orientações durante todo o período de pesquisa;
- Ao professor Edson Guedes pelo seu incentivo e apoio durante as pesquisas do projeto P&D;
- Aos colegas do mestrado George, Gilvan, Gustavo, Max e Tarso pelo apoio e momentos de descontração;
- Aos funcionários do Laboratório de Alta Tensão, Chico, Eduardo e Selma;
- Aos funcionários da COPELE, Ângela e Pedro;
- Aos meus pais e irmãos pelo o apoio e incentivo;
- Ao meu tio Carlos, tia Isabel, Dona Beta e Thayse pelo acolhimento e companheirismo;
- A minha noiva Naylla pela paciência, incentivo e compreensão;
- Aos demais colegas que de alguma forma contribuíram para a conclusão deste trabalho.

Resumo

No trabalho realizado foi proposto um método para estimar a frequência probabilística de desligamentos de uma carga sensível devido a afundamentos de tensão nos sistemas elétricos de potência. Para o método, os dados de entrada são as impedâncias, a topologia do sistema, as características dos dispositivos de proteção e os dados das ocorrências das faltas no sistema. Com estes dados, realizou-se um estudo de curto-circuito probabilístico do sistema, determinando assim os prováveis afundamentos que possam ocorrer nos terminais da carga sensível. Com as informações das amplitudes e durações dos afundamentos, monta-se uma tabela da quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão. Com a tabela da quantidade probabilística e com os dados das ocorrências das faltas no sistema da concessionária, constrói-se outra tabela da frequência probabilística de ocorrências de afundamentos de tensão. Por fim, a partir dos dados descritos na tabela de frequência probabilística e das curvas de aceitabilidade da carga sensível considerada, é estimado o número de desligamentos por ano que podem ocorrer na carga sensível. Simulações com dados de um sistema elétrico real são apresentadas, analisadas e comparadas com medições realizadas em campo.

Palavras-chave: Predição estocástica, afundamentos de tensão, qualidade de energia, proteção de sistemas elétricos, sistemas elétricos.

Abstract

In this work a method has been described to estimate the probabilistic frequency of interruption of a sensitive load because of voltage sags in an electrical power system. The input data for this method are system impedances, system topology, characteristics of protective devices and records of fault events in the utility's system. With these data, the probabilistic short-circuit study of the system has been carried out and the possible voltage sags that can occur at the terminals of the sensitive load have been determined. With the information of the magnitude and duration of these sags, a table of probabilistic quantities occurrences of the sags has been constructed. Using the records of fault events in the utility's system and a table of probabilistic quantities, another table of probabilistic occurrences frequencies is constructed. Finally, by comparing the table of probabilistic frequencies of sags with acceptability curve, the frequency of interruption of the sensitive load due to voltage sags has been estimated. With input data of real electric system, simulation results have been presented, analyzed and compared with field measurement.

Keywords: Stochastic prediction, voltage sags, power quality, power protection systems, power systems.

Sumário

Resumo	v
Abstract	vi
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xii
Lista de Símbolos	xiv
Glossário	xvii
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivo.....	4
Capítulo 2 - Afundamentos de Tensão	5
2.1 Definição.....	5
2.2 Causas dos Afundamentos de Tensão	7
2.3 Efeitos Ocasionados por Faltas	8
2.3.1 Sistemas Radiais.....	8
2.3.2 Sistemas em Malha.....	12
2.3.3 Faltas Assimétricas	13
2.4 Influências das Conexões dos Transformadores de Potência.....	20
2.4.1 Circuitos de Sequência Equivalente para os Diferentes Tipos de Transformadores	21
2.4.2 Defasagem Imposta pelos Transformadores do Tipo 3.....	22
2.4.3 Efeito da propagação nos 3 tipos de transformadores	23
2.5 Efeitos nas Cargas Sensíveis	24
2.6 Normas relacionadas aos afundamentos de tensão	26
2.6.1 Recomendação brasileira do ONS - Submódulo 2.2.....	26
2.6.2 IEEE 1159 - Recomendação Americana.....	26
2.6.3 EN 50160 - Recomendação Européia.....	27
2.6.4 Resolução nº 505 da ANEEL	28
Capítulo 3 - Curvas de Aceitabilidade	29
3.1 Curva de aceitabilidade CBEMA.....	29

3.2 Curva de aceitabilidade ITIC.....	33
3.3 Curva de aceitabilidade SEMI F47	34
3.4 Área de Vulnerabilidade.....	35
Capítulo 4 - Método Proposto	37
4.1 Análises Estocásticas	38
4.1.1 Determinação da Localização da Falta	38
4.1.2 Determinação do Tipo de Falta	41
4.1.3 Determinação da Impedância de Falta.....	42
4.2 Determinações da Amplitude do Afundamento de Tensão.....	42
4.2.1 Formação da Matriz Z_{barra}	43
4.2.2 Adição da Influência dos Transformadores à Matriz Z_{barra}	47
4.3 Determinação da Duração do Afundamento de Tensão.....	54
4.3.1 Sistemas de Distribuição e Subtransmissão	54
4.3.2 Sistema de Transmissão	56
4.4 Estimativas de Desligamento de uma Carga Sensível	58
4.5 Determinação da Área de Vulnerabilidade	62
Capítulo 5 - Análise dos Resultados	64
5.1 Análise dos Dados Estatísticos de Ocorrências de Faltas por Ano	64
5.2 Caso 1: Carga Sensível Localizada em uma Barra do Sistema de Subtransmissão	65
5.2.1 Análise dos Dados da Medição na SE MRU	68
5.2.3 Análise dos Afundamentos de Tensão.....	70
5.2.4 Análises Comparativas do Sistema Simulado com o Sistema Real	71
5.3 Caso 2: Carga Sensível Localizada em uma Barra do Sistema de Transmissão	72
5.4 Caso 3: Carga Sensível Localizada em uma Barra do Sistema de Distribuição	75
Capítulo 6 - Conclusão.....	78
Referências Bibliográficas	80
Apêndice A.....	84
Apêndice B.....	93

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Ilustração de um afundamento de tensão de 0,8 p.u..	6
Figura 2.2 – Faltas localizadas no sistema de transmissão e distribuição.	7
Figura 2.3 – Diagrama de um sistema elétrico com as posições das faltas e das cargas.	9
Figura 2.4 – Modelo divisor de tensão para um afundamento de tensão – sistema radial.	10
Figura 2.5 – Amplitude do afundamento como função da distância para a falta. ..	11
Figura 2.6 – Circuitos de sequência positiva, negativa e zero para o modelo divisor de tensão da Figura 2.4.	14
Figura 2.7 – Circuito equivalente para uma falta monofásica.	15
Figura 2.8 – Circuito equivalente para uma falta fase-fase.	17
Figura 2.9 – Circuito equivalente para uma falta fase-fase-terra.	19
Figura 2.10 – Circuitos equivalentes de sequência positiva, negativa e zero para os tipos de conexão 1, 2 e 3.	21
Figura 2.11 – Diagramas da ligação elétrica e dos fasores de tensão para um transformador trifásico conectado em Yd.	23
Figura 2.12 – Propagação do afundamento de tensão causado por uma falta fase-terra para cada tipo de transformador.	24
Figura 2.13 – (a) Faixa de sensibilidade do AVV; (b) Faixa de sensibilidade do CLP.	25
Figura 3.1 – Curva de aceitabilidade CBEMA.	30
Figura 3.2 – Carga retificadora.	31

Figura 3.3 – Curva de afundamento no lado c.c.....	31
Figura 3.4 – Curva de aceitabilidade ITIC.....	34
Figura 3.5 – Curva de aceitabilidade SEMI F47.....	35
Figura 3.6 – Área de vulnerabilidade definida para uma carga específica.....	36
Figura 4.1 – Representação dos comprimentos das linhas de uma rede elétrica.....	38
Figura 4.2 – Identificação da localização da falta.....	39
Figura 4.3 – Representação de uma falta na linha.....	40
Figura 4.4 – Representação do sistema elétrico com n barras.....	42
Figura 4.5 – Diagrama ilustrativo de uma rede elétrica.....	48
Figura 4.6 – Circuitos equivalentes de sequência positiva, negativa e zero.....	48
Figura 4.8 – Alcances das zonas de atuação de um relé de distância.....	57
Figura 4.9 – Representação do sistema elétrico com 5 barras.....	58
Figura 4.10 – Identificação da localização da falta monofásica no sistema elétrico de 5 barras.....	59
Figura 4.11 – Ilustração da área de vulnerabilidade.....	63
Figura 5.1 – Fotografia do qualímetro <i>PX5</i> instalado no cubículo de medição da SE MRU.....	69
Figura 5.2 – Diagrama ilustrativo da conexão do qualímetro.....	69
Figura 5.3 – Diagrama da ligação do qualímetro na subestação MRU.....	70
Figura 5.4 – Variações de tensão ocorridas no período.....	70
Figura 5.5 – Curvas ITIC sobreposta aos pontos de ocorrência.....	71
Figura A.1 – Diagrama unifilar de parte do sistema de transmissão 230 kV da CHESF.....	84

Figura A.2 – Diagrama unifilar de parte do sistema de subtransmissão 69 kV da EPB.	85
Figura A.3 – Diagrama unifilar de parte do sistema de distribuição 13,8 kV da EPB.	86
Figura A.4 – Diagrama unifilar do circuito equivalente referente à Figura A.3.	87
Figura B.1 – Componentes balanceadas: zero, positiva e negativa.....	93
Figura B.2 – Diagrama fasorial da soma das componentes balanceadas.....	94

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Categorias dos afundamentos de tensão em relação a sua duração. 6	6
Tabela 2.2 - Classificação dos afundamentos, segundo ANEEL e ONS.....	26
Tabela 2.3 - Classificação dos afundamentos, segundo IEEE 1159.....	27
Tabela 2.4 - Classificação dos afundamentos, segundo CENELEC	27
Tabela 4.1 – Probabilidade de ocorrências para os tipos de faltas.	41
Tabela 4.2 – Alcance e tempo de atuação por zona do relé.	57
Tabela 4.3 – Registro da ocorrência de afundamentos de tensão.	59
Tabela 4.4 – Quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.	61
Tabela 4.5 – Frequência probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.	61
Tabela 4.6 – Sobreposição da curva ITIC sobre a Tabela 4.5.	62
Tabela 5.2 – Quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.	66
Tabela 5.3 – Frequência probabilística de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características.	67
Tabela 5.4 – Quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.	73
Tabela 5.5 – Frequência probabilística de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características.	74
Tabela 5.6 – Quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.	75

Tabela 5.7 – Frequência probabilística de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características.....	76
Tabela A.1 – Linhas de Transmissão/Distribuição 230/69/13,8 kV – parâmetros elétricos.....	87
Tabela A.2 – Transformadores de Potência 230/69 kV e 69/13,8 kV – Parâmetros elétricos.....	91

Lista de Símbolos

ΔV_k	- Variação de tensão no nó k devido à falta.
E	- Tensão da fonte.
I_f	- Corrente de falta.
I	- Vetor corrente de barra.
I_S	- Corrente de ajuste ou partida do réle de sobrecorrente.
$I_{fa}^{(1)}, I_{fa}^{(2)} \text{ e } I_{fa}^{(0)}$	- Correntes de falta em coordenadas de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente.
$I_{fa}^{(a)}, I_{fa}^{(b)} \text{ e } I_{fa}^{(c)}$	- Correntes de falta em coordenadas de fase (a, b e c), respectivamente.
l	- Distância entre a falta e o LCS.
$n_1, n_2 \text{ e } n_3$	- 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.
$t_{curva_relé}$	- Tempo de atuação do relé pela curva característica.
$t_{disjuntor}$	- Tempo de atuação mecânica do disjuntor.
$t_{retaguarda}$	- Tempo de espera para a retaguarda atuar.
t_{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 .
V_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.

Glossário

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	- American National Standards Institute
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
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>
TMS	- <i>Time Multiplier Setting</i>
VTCD	- Variação de Tensão de Curta Duração

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

A Qualidade de Energia Elétrica (QEE) é motivo de preocupação recente, tanto das concessionárias quanto dos consumidores em geral. Uma das principais razões para essa preocupação é a crescente utilização de equipamentos eletroeletrônicos nas residências, no comércio e principalmente nas indústrias. Estes equipamentos são sensíveis às variações de tensão de curta duração, podendo operar de forma incorreta ou até mesmo serem desligados. Dentre as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD), os afundamentos de tensão são os que mais causam prejuízos aos consumidores industriais. Os afundamentos de tensão são considerados como distúrbio da QEE e os prejuízos econômicos causados são elevados. Os custos estão relacionados com o tempo em que parte ou todo o sistema de produção fica sem funcionar. Além do custo, tem-se a insatisfação do consumidor com a má qualidade da energia elétrica fornecida.

Então, surge a necessidade de conhecer as características e a frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão em vários pontos do sistema elétrico, cujos dados podem ajudar a concessionária de energia elétrica a responder uma possível pergunta do consumidor: qual a estimativa do número de desligamentos que minha carga instalada poderá sofrer por ano devido a este tipo de distúrbio? Diante disto, é analisada a necessidade de estudar formas de mitigar o problema dos afundamentos de tensão tanto pelas concessionárias quanto pelos consumidores e também pelos fabricantes dos equipamentos eletroeletrônicos.

Segundo Bollen (2000) os afundamentos de tensão estão caracterizados se sua amplitude, duração e o salto de ângulo forem conhecidos. 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.

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 é que para eventos que ocorram com menor frequência são necessários vários anos de medição, para que se obtenham estimativas confiáveis do número de afundamentos de tensão por ano em uma determinada carga sensível (FONSECA, 1999).

No presente trabalho são analisadas as características e a frequência dos afundamentos de tensão em um determinado local, através de simulações com dados de um sistema real. Com as informações da sensibilidade da carga instalada no determinado local do sistema, é possível estimar o número de desligamentos que esta carga sofrerá por ano, provocado por afundamentos de tensão. Para o mesmo sistema real, foi instalado um qualímetro para monitorar os afundamentos de tensão ocorridos no local da instalação. O número de desligamentos estimados pelas simulações e os monitorados pelo qualímetro foram comparados e vistos com êxito.

O sistema elétrico real a ser analisado é composto do sistema de subtransmissão (69 kV) e de distribuição (13,8 kV), pertencente à concessionária Energisa Paraíba (EPB), e de um trecho do sistema de transmissão (230 kV), pertencente à Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF).

Trabalhos sobre caracterização dos afundamentos de tensão utilizando predição estocástica foram publicados na comunidade científica.

A proposta de Fonseca (1999) em sua dissertação de mestrado engloba a estimativa da quantidade, amplitude e duração dos afundamentos de tensão que atingem uma determinada carga através de um método estatístico 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 tornaria a caracterização do sistema de proteção mais precisa.

Faried *et al.* (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 probabilística uniforme para determinar o tipo de falta e a localização da falta, e a função de distribuição probabilística normal para determinar a impedância de falta.

Aung & Milanović (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.

Na metodologia adotada por Martinez *et al.* (2003, 2004, 2006) foram realizadas simulações de faltas utilizando programas do tipo ATP/EMTP a partir da modelagem prévia do sistema elétrico, servindo ao final para a análise dos afundamentos em sistemas elétricos de distribuição.

Park & Jang (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. Foi consideradas curvas de aceitabilidade específica de grupo de cargas e realizada a

interseção destas curvas para a análise da sensibilidade de uma carga industrial como um todo.

1.2 Objetivo

O objetivo da pesquisa é propor um método para estimar a frequência de desligamento de uma carga sensível provocada por afundamentos de tensão. Esta proposição engloba as seguintes análises:

- Análise da variação da amplitude dos afundamentos de tensão nas barras do sistema de distribuição através do cálculo de curto-circuito;
- Análise do sistema de proteção para determinar a duração dos afundamentos de tensão, levando em consideração a probabilidade de falhas nos dispositivos de proteção;
- Análise das curvas de aceitabilidade para verificar a sensibilidade da carga diante das características dos afundamentos de tensão (amplitude e duração).

Capítulo 2

Afundamentos de Tensão

Os afundamentos de tensão têm importância em estudar devido aos danos que podem causar. Do ponto de vista do consumidor, podem resultar em parada de processo com prejuízos em termos de produção, 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 (qualidade do serviço) estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), insatisfação do consumidor, e aumento de disputas legais entre cliente e fornecedor. Um afundamento de tensão não é tão danoso para a indústria como uma interrupção. Mas como a ocorrência de afundamentos é mais freqüente do que as interrupções, o dano total devido aos afundamentos é maior. Um afundamento de tensão nos terminais do equipamento pode ter sido originado devido às faltas ocorridas a centenas de quilômetros de distância no sistema de transmissão (BOLLEN, 2000).

2.1 Definição

Um afundamento de tensão é uma redução do valor eficaz de tensão, numa faixa de 0,1 a 0,9 p.u., com duração de 0,5 ciclos a 60 segundos (IEEE STD 1159, 1995). É caracterizado principalmente pela sua amplitude, pela duração e pela frequência de ocorrência. Os afundamentos de tensão podem ser subdivididos em três categorias, de acordo com sua duração conforme a Tabela 2.1.

É importante ressaltar que quando se refere a um afundamento de tensão de 0,7 p.u., se diz que o valor eficaz da tensão caiu em 30%, resultando em uma

tensão de 0,7 p.u.. Na Figura 2.1 pode-se observar um exemplo de um afundamento de tensão de 0,8 p.u. durante um determinado intervalo de tempo.

Tabela 2.1 – Categorias dos afundamentos de tensão em relação a sua duração.

Categorias	Duração Típica
Instantâneas	0,5 - 30 ciclos
Momentâneas	30 ciclos – 3 s
Temporárias	3 – 60 s

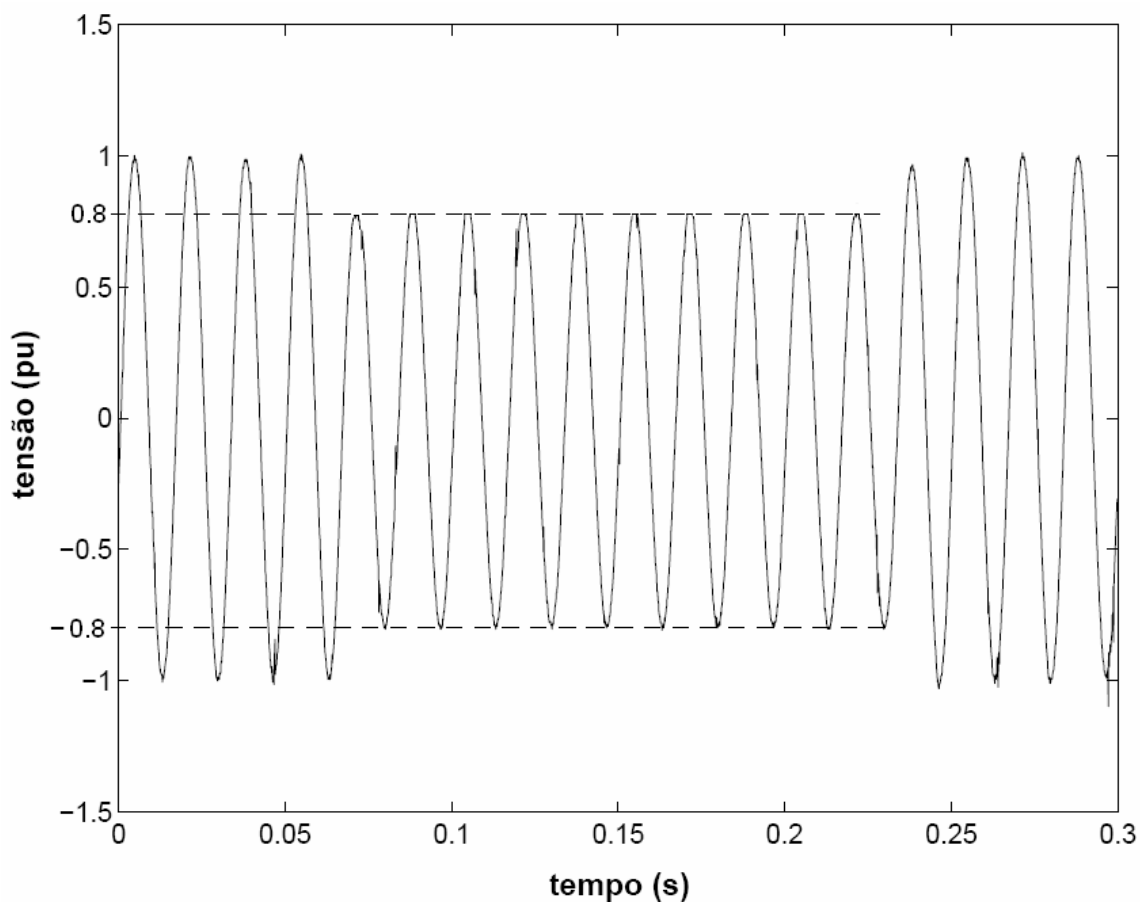


Figura 2.1 – Ilustração de um afundamento de tensão de 0,8 p.u..

2.2 Causas dos Afundamentos de Tensão

Os afundamentos são eventos passageiros causados por faltas no sistema, energização de transformadores, partida de motores e mudanças súbitas de carga. As faltas são as principais causas dos afundamentos de tensão nos níveis de transmissão e distribuição de energia, e variam de acordo com a situação (local, duração, resistência, tipo, etc) (MARTINEZ *et al.*, 2006).

Considere um consumidor suprido pelo alimentador que contém o disjuntor 1 no diagrama mostrado na Figura 2.2. Se ocorrer uma falta no mesmo alimentador, o consumidor irá experimentar um afundamento de tensão durante a falta seguido de uma interrupção devido à abertura do disjuntor 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. Supondo 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.

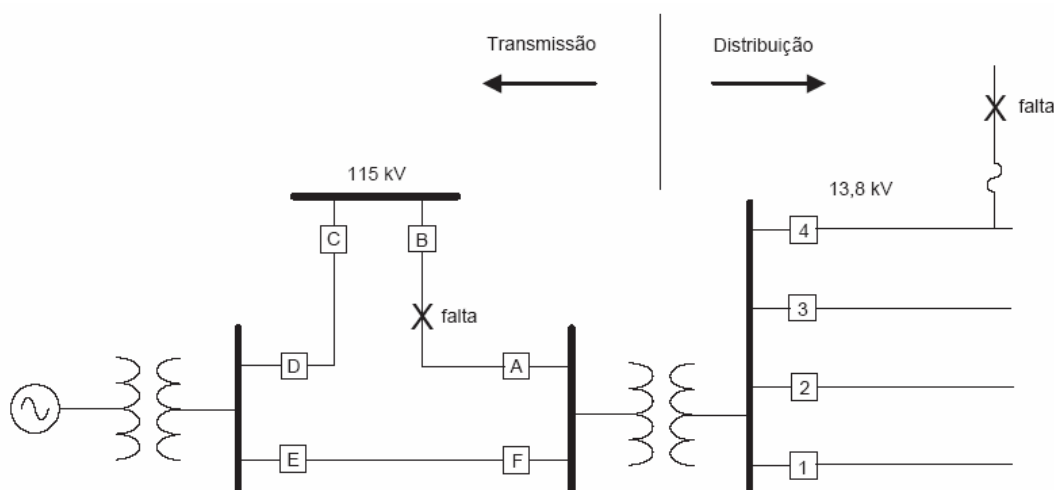


Figura 2.2 – Faltas localizadas no sistema de transmissão e distribuição.

Pode-se observar que para extinguir a falta mostrada 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 sofrer um afundamento e não uma interrupção.

As faltas no sistema elétrico ocorrem devido principalmente às descargas atmosféricas, mas podem ter também como causa defeitos em equipamentos, contato de animais ou árvores, atos de vandalismo, colisão de automóveis nas estruturas (abalroamento) e outras causas naturais.

Dados estatísticos das quantidades de faltas ocorridas nos diferentes níveis de tensão foram fornecidos pela concessionária de energia elétrica EPB.

2.3 Efeitos Ocasionados por Faltas

2.3.1 Sistemas Radiais

Considere o sistema elétrico mostrado na Figura 2.3 (BOLLEN, 2000), onde os números de 1 a 5 indicam as posições das faltas e as letras *A*, *B*, *C* e *D* representam as cargas. A ocorrência de uma falta no sistema de transmissão (Localização 1) irá causar um afundamento crítico para ambas subestações interconectadas pela linha. O afundamento é então transferido a todos os consumidores abaixo destas duas subestações. Como normalmente não há geração conectada a 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 àquela 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).

No entanto, uma falta em 2 irá causar um afundamento mais intenso para ambas 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 serão influenciados pelas faltas em 4 e 5.

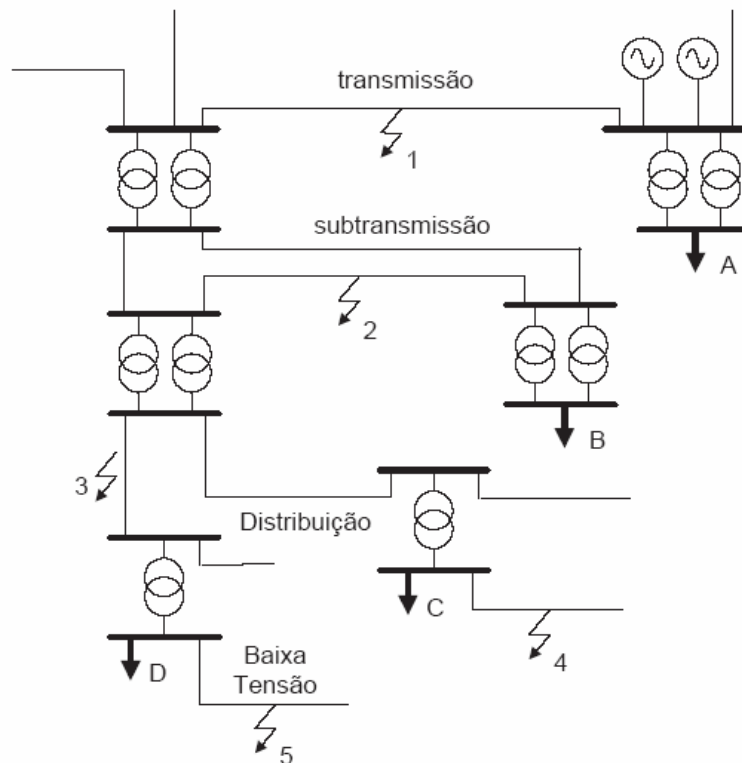


Figura 2.3 – Diagrama de um sistema elétrico com as posições das faltas e das cargas.

O cálculo da amplitude do afundamento em sistemas radiais pode ser feito através de um divisor de tensão como mostrado na Figura 2.4 (FONSECA, 1999). A tensão no local da carga sensível (LCS) é dada pela equação 2.1:

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

Onde:

- E refere-se à tensão da fonte;
- Z_S refere-se à impedância entre a fonte e o LCS;
- Z_F refere-se à impedância entre o LCS e o local da falta.

Qualquer impedância de falta deve ser incluída na impedância Z_F do alimentador.

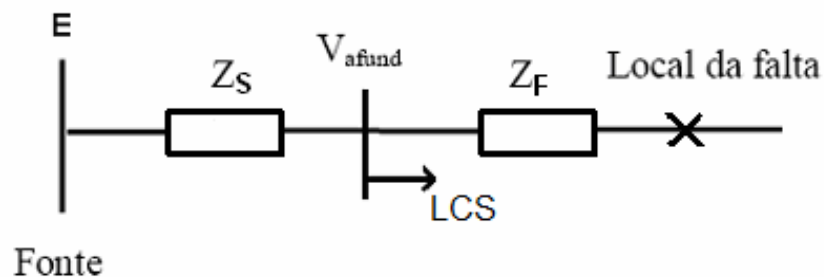


Figura 2.4 – Modelo divisor de tensão para um afundamento de tensão – sistema radial.

No modelo do divisor de tensão, a corrente de carga antes e durante a falta é desprezada.

A equação 2.1 pode ainda ser utilizada para calcular a amplitude do afundamento de tensão como função da distância para a falta. Sendo assim, pode-se escrever $Z_F = z \times l$, sendo z a impedância do alimentador por unidade de comprimento e l a distância entre a falta e o LCS. Com esta modificação, a equação 2.1 pode ser reescrita da seguinte forma:

$$V_{afund.} = \frac{z \times l}{Z_S + (z \times l)} E . \quad (2.2)$$

A amplitude do afundamento aumenta (ou seja, o afundamento torna-se menos severo) com o aumento da distância para a falta e com o aumento do nível da falta. Quanto maior o nível da falta menor é a impedância Z_S . Na Figura 2.5 é mostrada a amplitude do afundamento como função da distância para o ponto da falta com os níveis de falta de 750 MVA, 200 MVA e 75 MVA (BOLLEN, 2000).

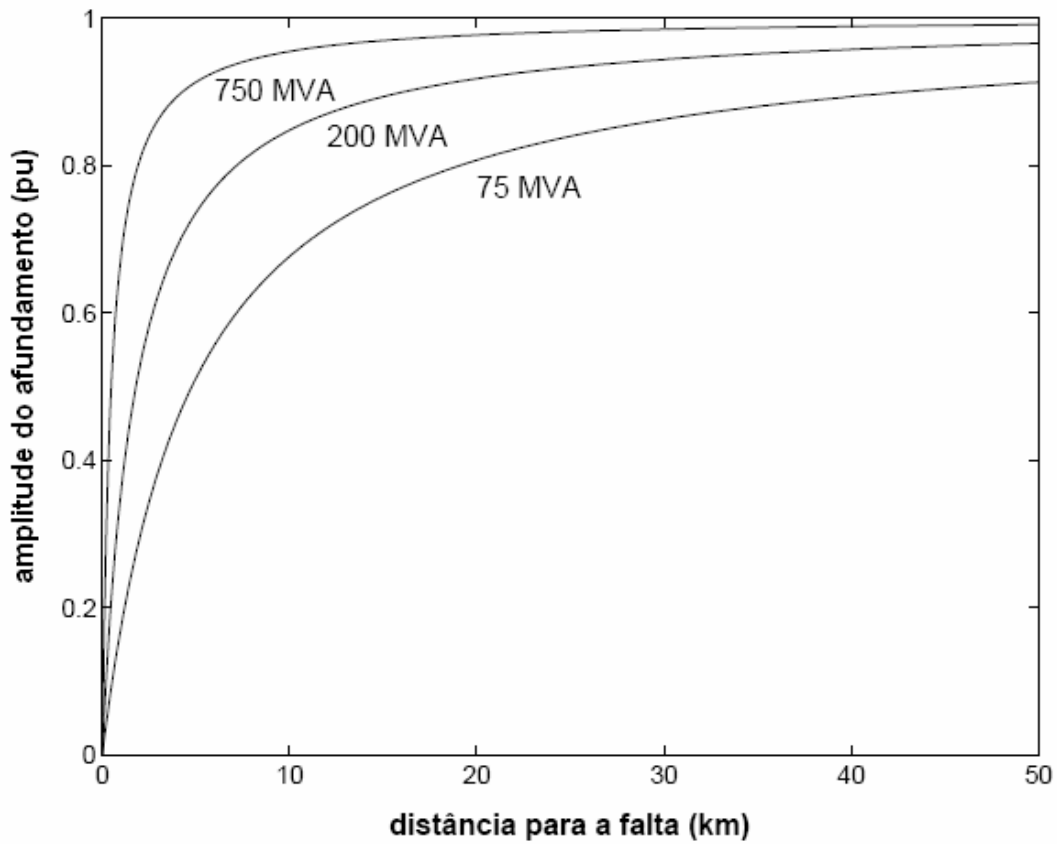


Figura 2.5 – Amplitude do afundamento como função da distância para a falta.

2.3.2 Sistemas em Malha

Quando o sistema torna-se mais complexo do que o discutido anteriormente, as expressões para as tensões durante o afundamento tornam-se bastante complicadas e impraticáveis para manipulação. Para sistemas com malha, cálculos com matrizes são bastante eficientes. O cálculo das tensões durante a falta é baseado em dois princípios da teoria de circuitos: O teorema da superposição e a matriz de impedância de barra.

Para um sistema com n nós mais um nó de referência, as tensões antes da falta são denotadas por V_k^0 . Um curto-circuito ocorre no nó f . De acordo com o teorema da superposição, pode-se escrever a tensão durante a falta em qualquer nó k como:

$$V_k = V_k^0 + \Delta V_k. \quad (2.3)$$

sendo ΔV_k a variação de tensão no nó k devido à falta. Este último termo é devido à fonte de tensão $-V_f^0$ na posição da falta. Para calcular ΔV_k todas as outras fontes de tensão no sistema são curto-circuitadas. O cálculo da variação de tensão em um nó é dado por:

$$\Delta V_k = Z_{kf} I_f. \quad (2.4)$$

Na posição da falta ($k = f$), sabe-se que $\Delta V_k = -V_f^0$. Assim:

$$I_f = -\frac{V_f^0}{Z_{ff}}. \quad (2.5)$$

E ainda:

$$V_k = V_k^0 - Z_{kf} \frac{V_f^0}{Z_{ff}}. \quad (2.6)$$

Com o uso da equação 2.6, é possível quantificar a tensão em cada nó durante a falta.

2.3.3 Falhas Assimétricas

A análise da amplitude de afundamentos de tensão apresentada para sistemas radiais e em malha considera somente uma fase. O modelo divisor de tensão mostrado na Figura 2.4 foi introduzido para faltas trifásicas e a impedância utilizada são os valores de sequência positiva. No entanto, a maioria dos curtos-circuitos em sistemas de potência são monofásicos ou bifásicos. Neste caso, é necessário levar em conta todas as três fases ou utilizar a teoria das componentes simétricas.

Para faltas assimétricas, o divisor de tensão da Figura 2.4 pode ainda ser utilizado, mas na forma de três componentes: um circuito de sequência positiva, um circuito de sequência negativa e um circuito de sequência zero. Os três circuitos de sequência são mostrados na Figura 2.6, sendo $V^{(1)}$, $V^{(2)}$ e $V^{(0)}$ representando as tensões de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente, no LCS; $Z_S^{(1)}$, $Z_S^{(2)}$ e $Z_S^{(0)}$ são os valores de impedância das fontes e $Z_F^{(1)}$, $Z_F^{(2)}$ e $Z_F^{(0)}$ são os valores de impedância dos alimentadores para os três componentes. Os três componentes da corrente de falta são $I_f^{(1)}$, $I_f^{(2)}$ e $I_f^{(0)}$. Não há fonte de sequência negativa e zero. Os circuitos componentes devem ser combinados para formar um circuito equivalente na posição da falta. Esta combinação depende do tipo da falta.

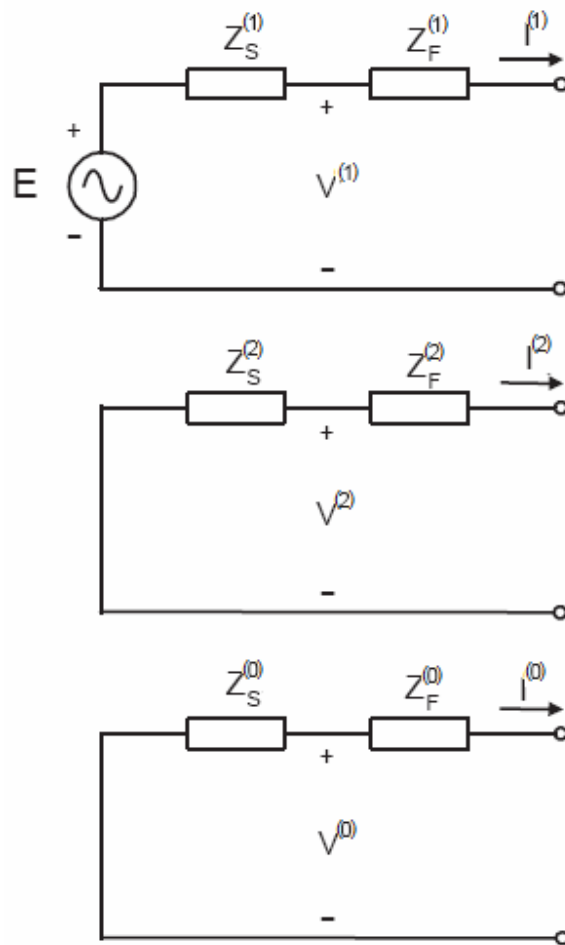


Figura 2.6 – Circuitos de seqüência positiva, negativa e zero para o modelo divisor de tensão da Figura 2.4.

2.3.3.1 Falta Monofásicas

Para uma falta monofásica, os três circuitos da Figura 2.6 devem ser conectados em série na posição da falta. O circuito resultante para uma falta monofásica na fase a é mostrado na Figura 2.7. Considerando que $E=1$, as seguintes expressões são obtidas para as componentes de tensão no LCS:

$$V^{(1)} = \frac{Z_F^{(1)} + Z_S^2 + Z_F^2 + Z_S^0 + Z_F^0}{(Z_F^{(1)} + Z_F^2 + Z_F^0) + (Z_S^1 + Z_S^2 + Z_S^0)}, \quad (2.7)$$

$$V^{(2)} = \frac{Z_S^{(2)}}{(Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)} + Z_F^{(0)}) + (Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_S^{(0)})} e \quad (2.8)$$

$$V^{(0)} = \frac{Z_S^{(0)}}{(Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)} + Z_F^{(0)}) + (Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_S^{(0)})}. \quad (2.9)$$

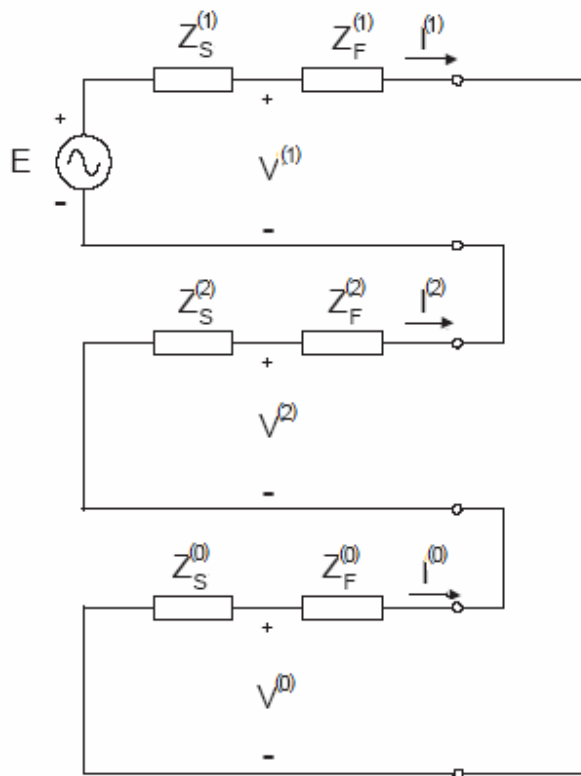


Figura 2.7 – Circuito equivalente para uma falta monofásica.

A partir da matriz de transformação de *Fortescue*, são determinadas as tensões de fase no LCS, da seguinte forma:

$$V_a = V^{(1)} + V^{(2)} + V^{(0)}, \quad (2.10)$$

$$V_b = a^2 V^{(1)} + a V^{(2)} + V^{(0)} \quad e \quad (2.11)$$

$$V_c = a V^{(1)} + a^2 V^{(2)} + V^{(0)}. \quad (2.12)$$

Para a fase que sofre a falta V_a , tem-se:

$$V_a = \frac{Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)} + Z_F^{(0)}}{(Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)} + Z_F^{(0)}) + (Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_S^{(0)})}. \quad (2.13)$$

Definindo $Z_S = Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_S^{(0)}$ e $Z_F = Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)} + Z_F^{(0)}$, o divisor de tensão original da equação (2.1) pode ser obtido. Assim, o modelo divisor de tensão da Figura 2.4 e equação (2.1) ainda é mantido para faltas monofásicas. A condição para isso é que a tensão resultante é a tensão na fase que sofreu a falta e que os valores de impedância usados são as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero. A partir das equações (2.7)-(2.12), podem-se calcular as tensões nas fases que não sofreram falta, o que resulta nas seguintes expressões para as três tensões:

$$V_a = 1 - \frac{Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_S^{(0)}}{(Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)} + Z_F^{(0)}) + (Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_S^{(0)})}, \quad (2.14)$$

$$V_b = a^2 - \frac{a^2 Z_S^{(1)} + a Z_S^{(2)} + Z_S^{(0)}}{(Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)} + Z_F^{(0)}) + (Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_S^{(0)})} \text{ e} \quad (2.15)$$

$$V_c = a - \frac{a Z_S^{(1)} + a^2 Z_S^{(2)} + Z_S^{(0)}}{(Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)} + Z_F^{(0)}) + (Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_S^{(0)})}. \quad (2.16)$$

Pode-se observar que a expressão para V_a foi reescrita para evidenciar a queda de tensão como um termo separado.

2.3.3.2 Faltas Fase-Fase

Para uma falta fase-fase, os circuitos de sequência positiva e negativa são conectados em paralelo, como mostrado na Figura 2.8. As tensões e correntes de sequência zero são zero para uma falta fase-fase.

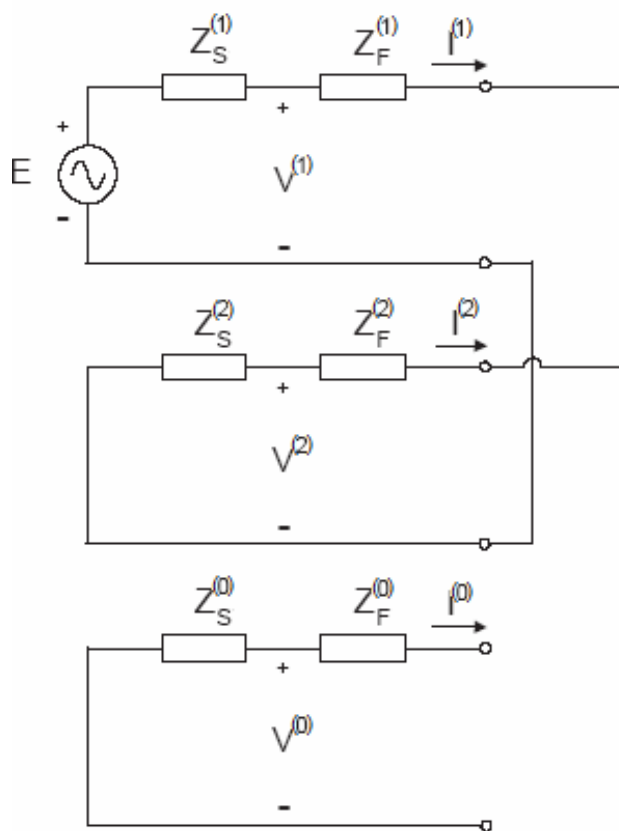


Figura 2.8 – Circuito equivalente para uma falta fase-fase.

As tensões de seqüência no LCS são:

$$V^{(1)} = E - E \frac{Z_S^{(1)}}{(Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)}) + (Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)})}, \quad (2.17)$$

$$V^{(2)} = \frac{Z_S^{(2)}}{(Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)}) + (Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)})} e \quad (2.18)$$

$$V^{(0)} = 0. \quad (2.19)$$

As tensões de fase podem ser encontradas a partir de (2.17)-(2.19) usando (2.10)-(2.12). Levando em conta que $E = 1$, as expressões resultantes são as seguintes:

$$V_a = 1 - \frac{Z_S^{(1)} - Z_S^{(2)}}{(Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)}) + (Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)})}, \quad (2.20)$$

$$V_b = a^2 - \frac{a^2 Z_S^{(1)} - a Z_S^{(2)}}{(Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)}) + (Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)})} e \quad (2.21)$$

$$V_c = a - \frac{a Z_S^{(1)} - a^2 Z_S^{(2)}}{(Z_F^{(1)} + Z_F^{(2)}) + (Z_S^{(1)} + Z_S^{(2)})}. \quad (2.22)$$

Para estes cálculos dos componentes de tensão, considerou-se que a falta ocorre entre as fases *b* e *c*. Assim, *a* é a fase que não sofreu a falta e *b* e *c* são as fases da falta. A partir da equação (2.20), observa-se que a queda de tensão na fase que não sofre a falta depende da diferença entre as impedâncias de sequência positiva e negativa da fonte. Como estas são normalmente iguais, a tensão na fase que não sofre a falta não será influenciada pela falta fase-fase. Com a suposição de $Z_S^{(1)} = Z_S^{(2)}$, as equações (2.20)-(2.22) tornam-se:

$$V_a = 1, \quad (2.23)$$

$$V_b = a^2 - \frac{(a^2 - a)Z_S^{(1)}}{2Z_F^{(1)} + 2Z_S^{(1)}} e \quad (2.24)$$

$$V_c = a + \frac{(a^2 - a)Z_S^{(1)}}{2Z_F^{(1)} + 2Z_S^{(1)}}. \quad (2.25)$$

Observa-se que a queda de tensão nas fases da falta é igual em magnitude, mas opostos em direção.

2.3.3.3 Falta Fase-Fase-Terra

Em uma falta fase-fase-terra, os três circuitos de sequência são conectados em paralelo, como mostrado na Figura 2.9.

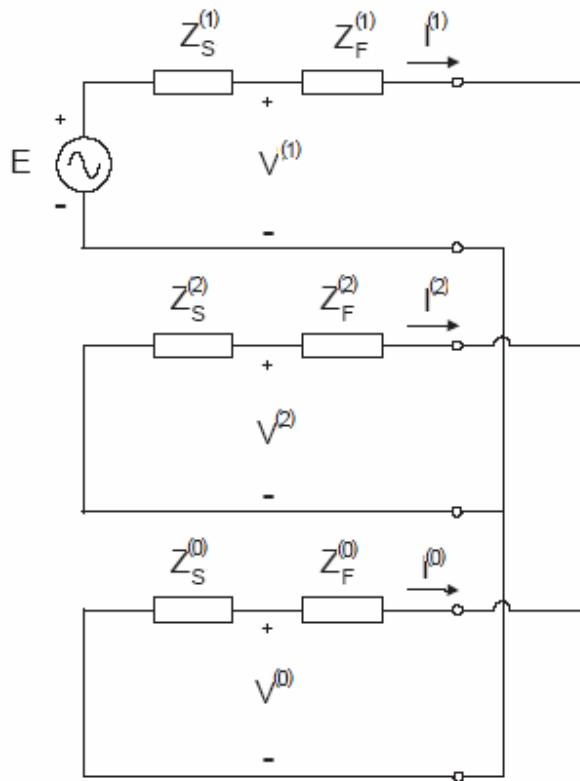


Figura 2.9 – Circuito equivalente para uma falta fase-fase-terra.

A partir deste circuito equivalente, as tensões de seqüência no LCS para uma falta entre fases *b* e *c* e terra são dadas pelas seguintes expressões:

$$V^{(1)} = I - \frac{Z_S^{(1)}(Z_S^{(0)} + Z_F^{(0)} + Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)})}{(Z_S^{(0)} + Z_F^{(0)})(Z_S^{(1)} + Z_F^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)}) + (Z_S^{(1)} + Z_F^{(1)})(Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)})}, \quad (2.26)$$

$$V^{(2)} = \frac{Z_S^{(2)}(Z_S^{(0)} + Z_F^{(0)})}{(Z_S^{(0)} + Z_F^{(0)})(Z_S^{(1)} + Z_F^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)}) + (Z_S^{(1)} + Z_F^{(1)})(Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)})} e \quad (2.27)$$

$$V^{(0)} = \frac{Z_S^{(0)}(Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)})}{(Z_S^{(0)} + Z_F^{(0)})(Z_S^{(1)} + Z_F^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)}) + (Z_S^{(1)} + Z_F^{(1)})(Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)})}. \quad (2.28)$$

Escrevendo,

$$D = (Z_S^{(0)} + Z_F^{(0)})(Z_S^{(1)} + Z_F^{(1)} + Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)}) + (Z_S^{(1)} + Z_F^{(1)})(Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)}). \quad (2.29)$$

As tensões de fase podem ser encontradas a partir de (2.26)-(2.28) usando (2.10)-(2.12):

$$V_a = I + \frac{(Z_S^{(2)} - Z_S^{(1)})(Z_S^{(0)} + Z_F^{(0)})}{D} + \frac{(Z_S^{(0)} - Z_S^{(1)})(Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)})}{D}, \quad (2.30)$$

$$V_b = a^2 + \frac{(aZ_S^{(2)} - a^2Z_S^{(1)})(Z_S^{(0)} + Z_F^{(0)})}{D} + \frac{(Z_S^{(0)} - a^2Z_S^{(1)})(Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)})}{D} e \quad (2.31)$$

$$V_c = a + \frac{(a^2Z_S^{(2)} - aZ_S^{(1)})(Z_S^{(0)} + Z_F^{(0)})}{D} + \frac{(Z_S^{(0)} - aZ_S^{(1)})(Z_S^{(2)} + Z_F^{(2)})}{D}. \quad (2.32)$$

2.4 Influências das Conexões dos Transformadores de Potência

Os afundamentos de tensão ao se propagarem pela rede elétrica terão suas características modificadas, não apenas devido à impedância entre a origem da falta e o LCS, mas também aos diferentes tipos de conexões dos enrolamentos dos transformadores.

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

Tipo 1: Transformadores que não modificam as características dos afundamentos de tensão. Somente o transformador YNyn é considerado.

Tipo 2: Transformadores que removem a tensão de sequência zero. Este tipo de transformador bloqueia o fluxo da componente 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.

2.4.1 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 2.10.

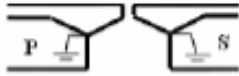
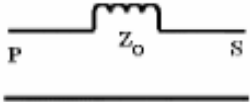
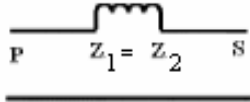
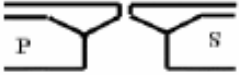

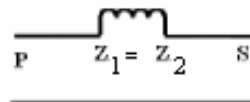


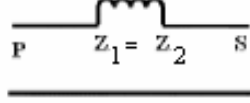
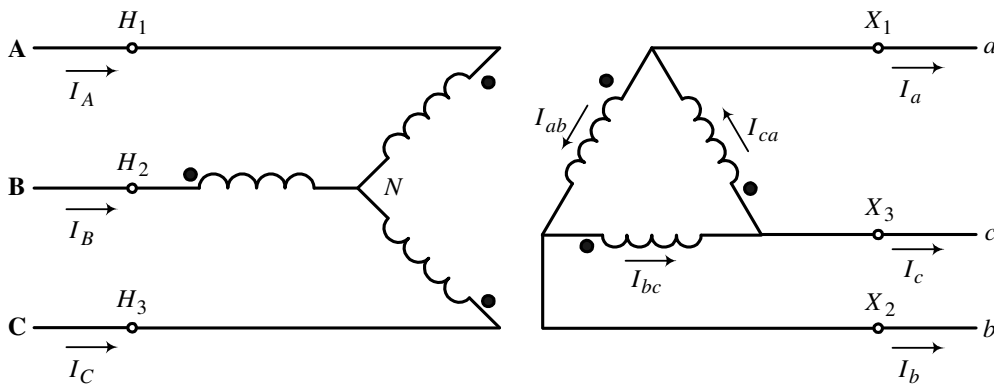
Tipo de Conexão	Circuito Equivalente de Seq. zero	Circuito Equivalente de Seq. + e -
Tipo 1 		
Tipo 2 		
Tipo 3 		

Figura 2.10 – Circuitos equivalentes de sequência positiva, negativa e zero para os tipos de conexão 1, 2 e 3.

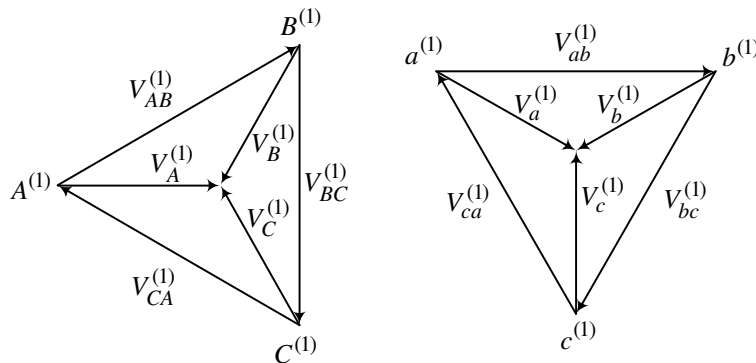
2.4.2 Defasagem Imposta pelos Transformadores do Tipo 3

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 $\pm 150^\circ$.

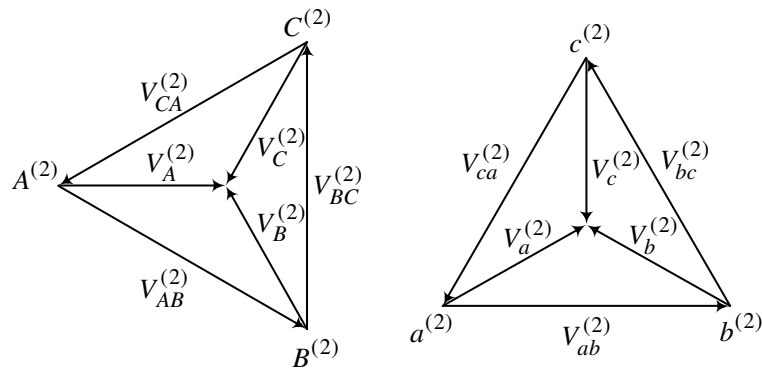
A Norma ANSI adota um defasamento de $\pm 30^\circ$, ou seja, no sistema em p.u. a tensão fase-terra no lado de alta tensão está defasada de $+30^\circ$ em relação à tensão fase-terra no lado de baixa tensão. O defasamento para o circuito de sequência negativa é o mesmo em relação ao circuito de sequência 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 2.11 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 2.11 – Diagramas da ligação elétrica e dos fasores de tensão para um transformador trifásico conectado em Yd.

2.4.3 Efeito da propagação nos 3 tipos de transformadores

Na Figura 2.12 é mostrada a propagação do afundamento de tensão, causado por uma falta fase-terra, sobre cada tipo de transformador (AUNG & MILANOVIĆ, 2006b). Observa-se 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 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 componente de sequência zero (a qual fica retida no delta), causando assim uma defasagem angular em todas as fases do secundário.

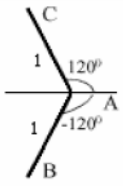
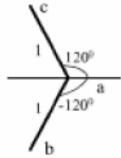
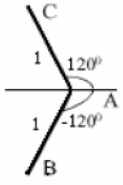
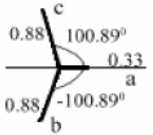
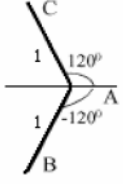
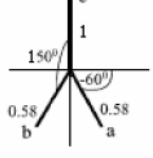
AFUNDAMENTO CAUSADO POR	TIPO DE CONEXÃO	PROPAGAÇÃO DO AFUNDAMENTO
 <p>CURTO FASE-TERRA</p>	<p>TIPO 1</p> <p>YNyn</p>	 <p>AFUNDAMENTO IDENTICO</p>
 <p>CURTO FASE-TERRA</p>	<p>TIPO 2</p> <p>Dd</p>	 <p>AFUNDAMENTO NAS TRÊS FASES</p>
 <p>CURTO FASE-TERRA</p>	<p>TIPO 3</p> <p>Dyn</p>	 <p>AFUNDAMENTO EM DUAS FASES</p>

Figura 2.12 – Propagação do afundamento de tensão causado por uma falta fase-terra para cada tipo de transformador.

2.5 Efeitos nas Cargas Sensíveis

As cargas mais sensíveis ao afundamento de tensão são os equipamentos eletrônicos à base de microprocessadores, como os acionamentos à velocidade variável (AVVs) e os controladores lógicos programáveis (CLPs). Os efeitos mais comuns são disfunções nos CLPs ou nos microprocessadores de controle, causando interrupções de parte ou de todo o processo, atuação dos dispositivos de proteção dos AVVs e o seu conseqüente desligamento, desatracamento das bobinas de contadores e relés auxiliares, perda de programação dos microprocessadores, etc. Estas ocorrências podem resultar em prejuízos econômicos, perda de produtividade, redução da qualidade do produto e até mesmo diminuição da satisfação do cliente (FONSECA, 1999).

Nos AVVs, 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.

É difícil estabelecer um padrão de comportamento para estes equipamentos devido à diversidade de modelos e fabricantes, mas é possível estabelecer faixas de sensibilidade, como mostrado na Figura 2.13. Os AVVs e os CLPs mostram variações de sensibilidade para modelos e/ou fabricantes, apresentando uma faixa de sensibilidade típica compreendida entre as curvas. Na área 1, os equipamentos não apresentam sensibilidade aos afundamentos de tensão com estas características. Na área 2, os equipamentos podem apresentar problemas devido aos afundamentos de tensão com estas características, dependendo do modelo e/ou fabricante. Na área 3, os equipamentos apresentam problemas devido aos afundamentos de tensão com estas características, independente do modelo e/ou fabricante (FONSECA, 1999).

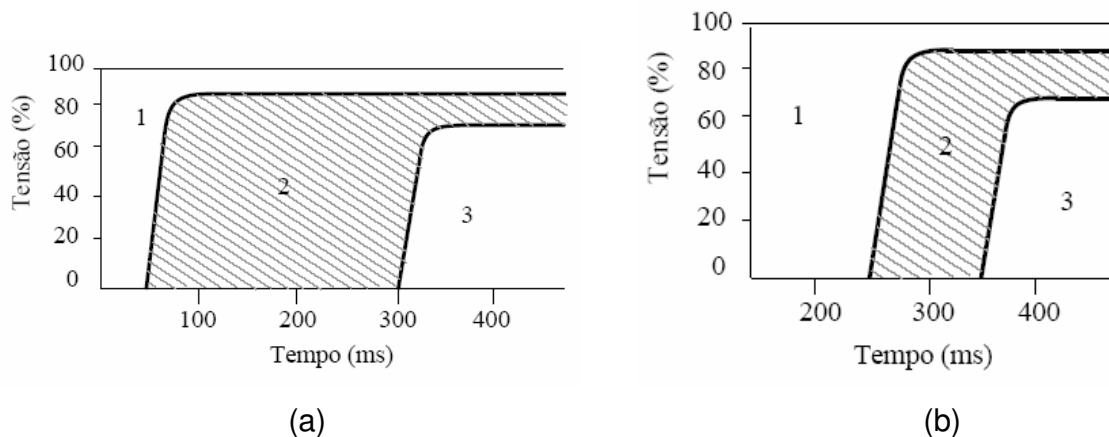


Figura 2.13 – (a) Faixa de sensibilidade do AVV; (b) Faixa de sensibilidade do CLP.

2.6 Normas relacionadas aos afundamentos de tensão

2.6.1 Recomendação brasileira do ONS - Submódulo 2.2

A referência brasileira oficialmente aprovada pela ANEEL no que se refere à qualidade de energia elétrica é o submódulo 2.2 dos Padrões de Desempenho da Rede Básica, desenvolvida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O submódulo 2.2 foi constituído de modo a ser aplicado à rede básica, porém o mesmo é um indicativo de como pode vir a ser aplicado aos Procedimentos de Distribuição (Prodist), que serão as normas ou recomendações relacionadas à qualidade de energia aplicadas as redes de distribuição das concessionárias de energia elétrica brasileiras. O Prodist em sua versão preliminar apresenta as mesmas características básicas observadas no submódulo 2.2.

A denominação de VTCD só é encontrada na norma brasileira e engloba distúrbios de interrupção, elevação e afundamentos de tensão com duração compreendida entre 1 ciclo de 60 Hz a 1 minuto. A Tabela 2.2 apresenta a classificação para os afundamentos de tensão e suas respectivas faixas de magnitude e duração ONS (2002), onde a letra 'c' representa a duração em ciclos e a letra 's' representa a duração em segundos.

Tabela 2.2 - Classificação dos afundamentos, segundo ANEEL e ONS

Classificação		Magnitude (m)	Duração (d)
Momentâneo	Afundamento	$0,1 \text{ p.u.} \leq m < 0,9 \text{ p.u.}$	$1 \text{ c} < d \leq 3 \text{ s}$
Temporário	Afundamento	$0,1 \text{ p.u.} \leq m < 0,9 \text{ p.u.}$	$3 \text{ s} < d \leq 60 \text{ s}$

2.6.2 IEEE 1159 - Recomendação Americana

A recomendação IEEE STD 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. A Tabela 2.3 apresenta a classificação para os afundamentos de tensão.

Tabela 2.3 - Classificação dos afundamentos, segundo IEEE 1159

Classificação		Magnitude (m)	Duração (d)
Instantâneo	Afundamento	$0,1 \text{ p.u.} \leq m < 0,9 \text{ p.u.}$	$0,5 \text{ c} < d \leq 30 \text{ c}$
Momentâneo	Afundamento	$0,1 \text{ p.u.} \leq m < 0,9 \text{ p.u.}$	$30 \text{ c} < d \leq 3 \text{ s}$
Temporário	Afundamento	$0,1 \text{ p.u.} \leq m < 0,9 \text{ p.u.}$	$3 \text{ s} < d \leq 60 \text{ s}$

As durações das três categorias da recomendação IEEE STD 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).

2.6.3 EN 50160 - Recomendação Européia

Em relação às VTCDs, a recomendação CENELEC EN 50160 (1999) faz a classificação para afundamentos e interrupções. As elevações de tensão não são levadas em conta, limitando-se a definir estes eventos como transitórios de sobretensão e sobretensão temporária, não especificando faixas de magnitude e duração. A Tabela 2.4 apresenta a classificação dos afundamentos.

Tabela 2.4 - Classificação dos afundamentos, segundo CENELEC

Classificação	Magnitude (m)	Duração (d)
Afundamento	$0,01 \text{ p.u.} \leq m \leq 0,9 \text{ p.u.}$	$0,5 \text{ c} \leq d \leq 60 \text{ s}$

2.6.4 Resolução nº 505 da ANEEL

A resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001, da ANEEL, estabelece as disposições atualizadas e consolidadas relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, a serem observadas pela ONS, concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica. Define afundamento momentâneo de tensão como um evento em que o valor eficaz da tensão do sistema se reduz, momentaneamente, para valores abaixo de 90% da tensão nominal de operação, durante um intervalo inferior a 3 segundos. Esta resolução estabelece faixas adequadas para as variações de tensão atendidas pelos consumidores. Os consumidores que estejam com variações do nível de tensão fora da faixa adequada, são compensados pela concessionária distribuidora de energia, caso seja comprovado que a causa é da rede elétrica pertencente à concessionária.

Capítulo 3

Curvas de Aceitabilidade

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 aceitabilidade por classes de cargas. Uma vez conhecidas as curvas de aceitabilidade, 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, afim de evitar o mau funcionamento ou danos desses equipamentos. As curvas de aceitabilidade mundialmente adotadas – CBEMA, ITIC e SEMI F47 – definem a susceptibilidade dos equipamentos eletroeletrônicos mediante as variações de tensão.

3.1 Curva de aceitabilidade CBEMA

A curva mostrada na Figura 3.1 é a curva de aceitabilidade 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.

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 à tensões com estas características.

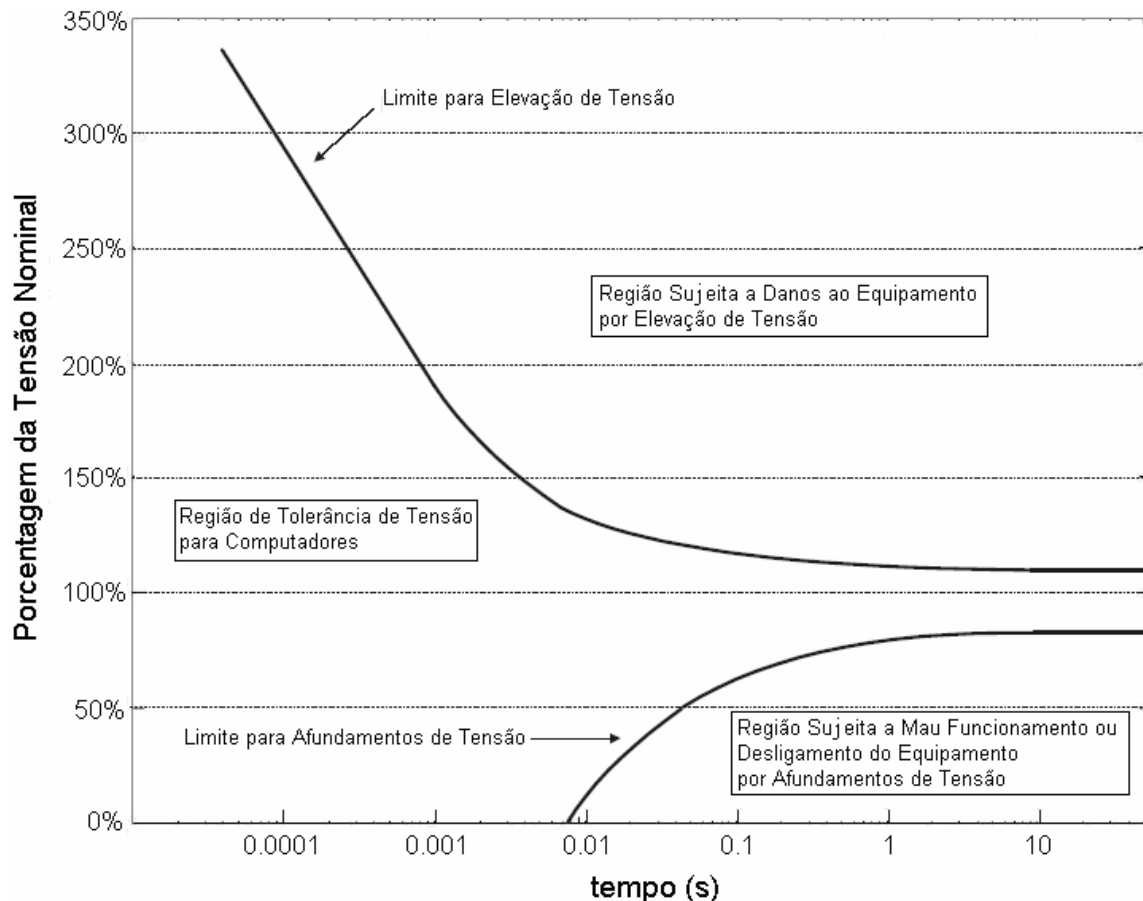


Figura 3.1 – Curva de aceitabilidade CBEMA.

Para demonstração da curva CBEMA considera-se uma ponte retificadora com carga RLC no lado c.c. (corrente contínua), como mostra a Figura 3.2.

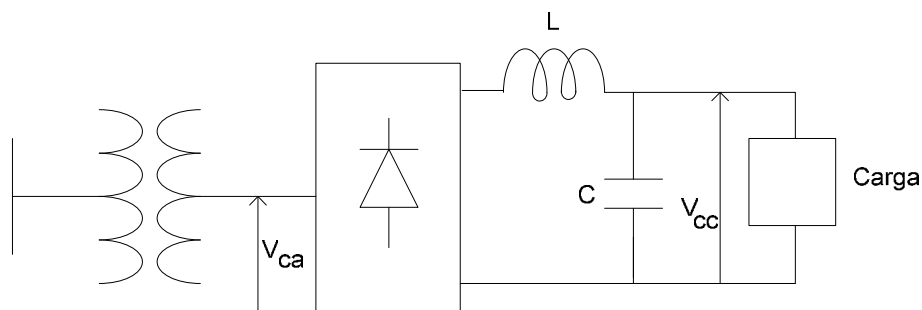


Figura 3.2 – Carga retificadora.

Com uma tensão de 1 p.u. no lado c.a. (corrente alternada), tem-se no lado c.c. uma tensão de valor nominal 1 p.u.. Para um afundamento de tensão no lado c.a., a tensão $V_{cc}(t)$ irá “afundar” para um novo valor, como pode ser visto na Figura 3.3.

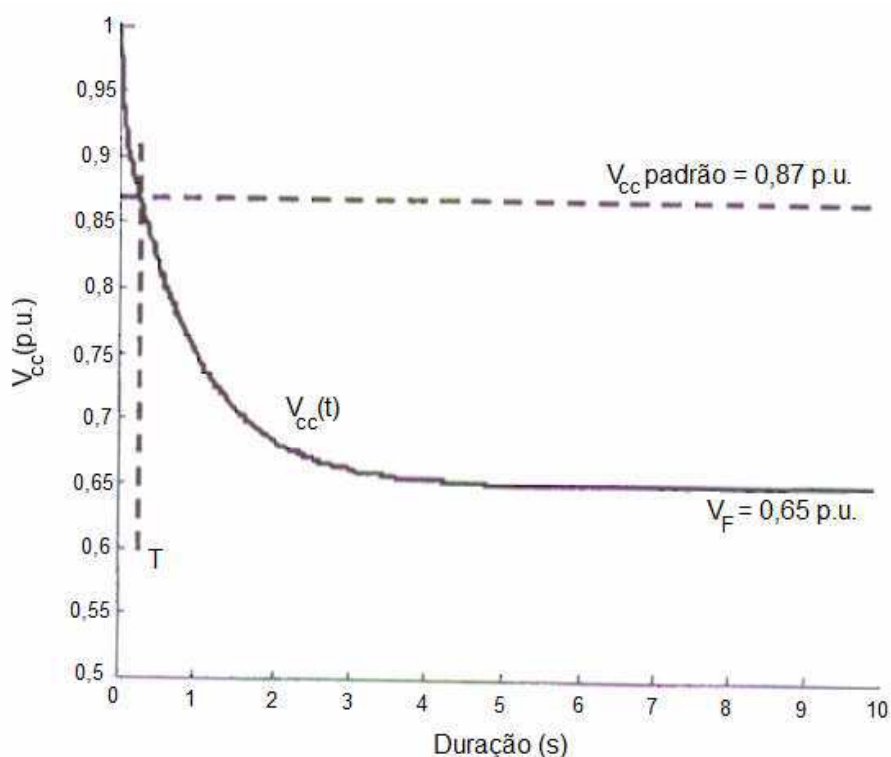


Figura 3.3 – Curva de afundamento no lado c.c..

A variação de $V_{cc}(t)$ é dada por:

$$V_{cc}(t) = A + Be^{-bt} + Ce^{-ct}. \quad (3.1)$$

Onde b e c são constantes que dependem da carga ou filtro localizado no lado c.c..

Para $t = 0$,

$$V_{cc}(t) = A + B + C = 1 \text{ e} \quad (3.2)$$

$$C = 1 - A - B. \quad (3.3)$$

Para $t \rightarrow \infty$,

$$V_{cc}(t) = A = V_F. \quad (3.4)$$

Onde V_F é o valor final da tensão após ter no lado c.a. um afundamento de tensão.

Logo,

$$V_{cc}(t) = V_F + Be^{-bt} + (1 - V_F - B)e^{-ct}. \quad (3.5)$$

Seja $V_{cc}(T) = V_T$ a tensão padrão. Isto é, a tensão do barramento c.c. não pode “afundar” para um valor menor que V_T .

Sendo assim,

$$V_T = V_F + Be^{-bT} + (1 - V_F - B)e^{-cT}. \quad (3.6)$$

Sabendo que $\Delta V = V_F - 1$ é o afundamento em p.u., temos:

$$\Delta V = \frac{V_T - B(e^{-bT} - e^{-cT}) - 1}{1 - e^{-cT}}. \quad (3.7)$$

Seja T_x a duração aceitável para $\Delta V = -1$,

Então,

$$-I = \frac{V_T - B(e^{-bT_x} - e^{-cT_x}) - I}{1 - e^{-cT_x}}. \quad (3.8)$$

Isolando B ,

$$B = \frac{e^{-cT_x} - V_T}{e^{-cT_x} - e^{-bT_x}}. \quad (3.9)$$

Substituindo (3.9) em (3.7),

$$\Delta V = \frac{V_{T+} \frac{(e^{-cT_x} - V_T)}{e^{-cT_x} - e^{-bT_x}} (e^{-cT} - e^{-bT}) - I}{1 - e^{-cT}}. \quad (3.10)$$

A partir da equação (3.10) é possível representa a curva CBEMA inferior.

3.2 Curva de aceitabilidade ITIC

A curva CBEMA já sofreu modificações ao longo do tempo. Atualmente há uma tendência em substituí-la pela curva ITIC (*Information Technology Industry Council*), conforme ilustra a Figura 3.4, 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 uma curva-guia que descreve o comportamento típico, da maioria dos equipamentos do tipo ITE, face à tensão de entrada.

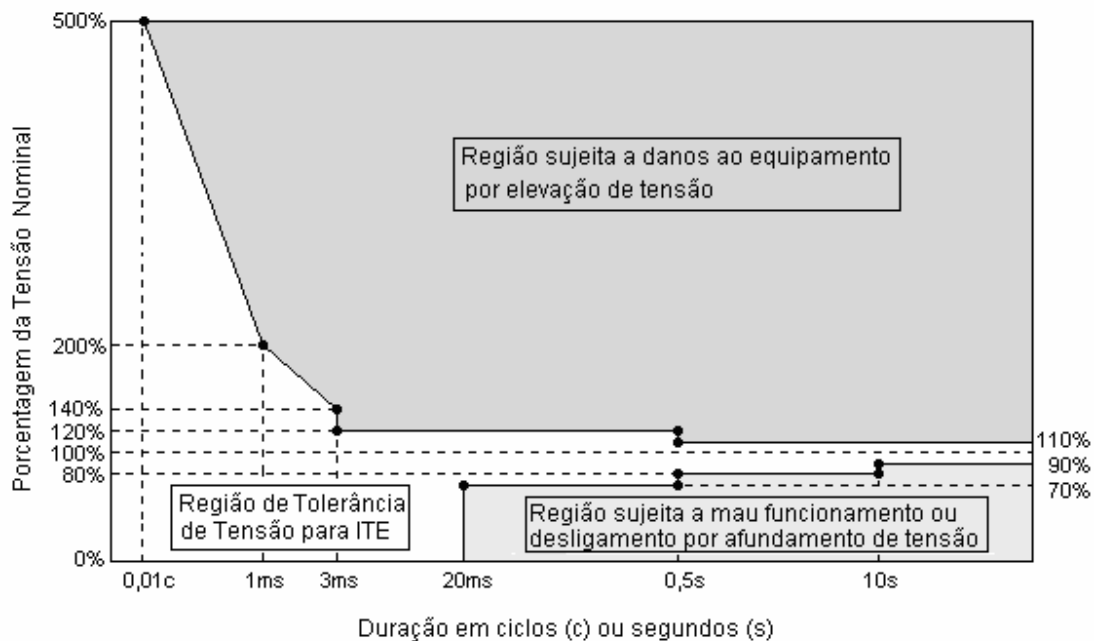


Figura 3.4 – Curva de aceitabilidade ITIC.

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, cargas de corrente contínua alimentadas por pontes retificadoras.

3.3 Curva de aceitabilidade 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 3.5). Esta norma é aplicada a equipamentos e processos ligados a fabricantes de semicondutores para verificar imunidade a afundamentos de tensão.

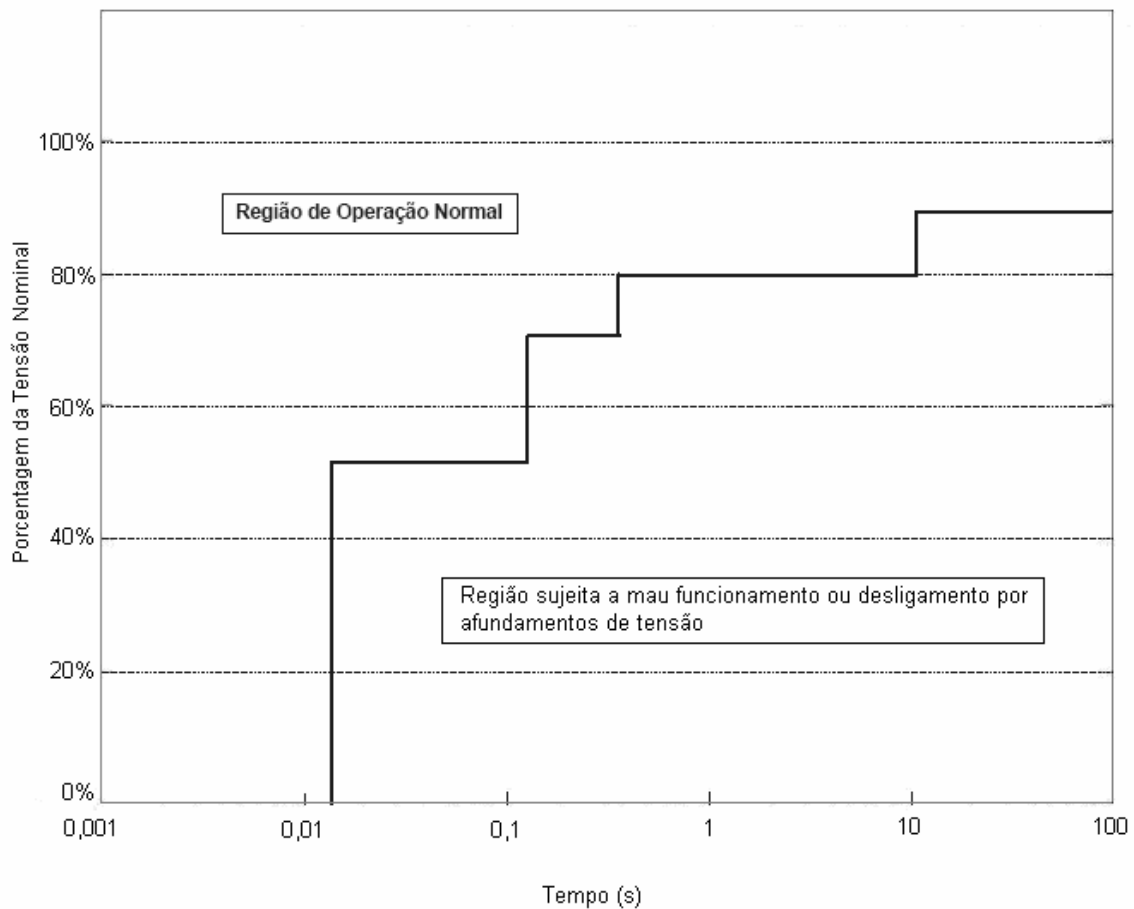


Figura 3.5 – Curva de aceitabilidade SEMI F47.

3.4 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; PARK & JANG; 1999, 2007). A área de vulnerabilidade é definida para um consumidor específico e para um limite de tensão de afundamento. Limite de tensão este, estabelecido a partir do tipo de carga existente neste consumidor. De posse dos dados de sensibilidade da carga (curvas de aceitabilidade), 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 3.6 é mostrada a área de vulnerabilidade definida para uma carga específica (área cinza) (FONSECA, 1999). Isto significa que, para uma falta em qualquer ponto dentro da área cinza a carga sofrerá problemas de mau funcionamento ou desligamentos.

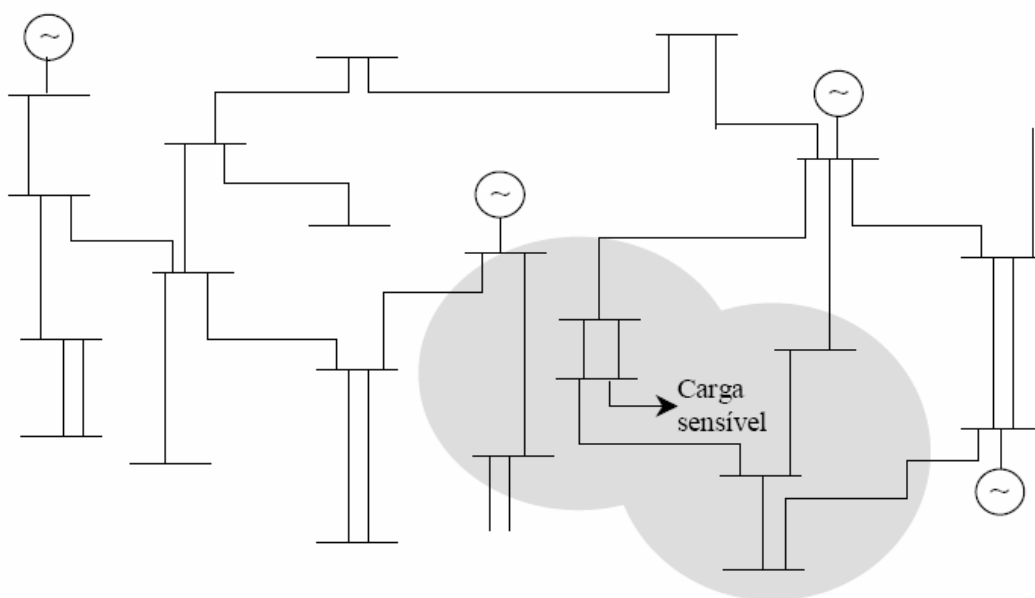


Figura 3.6 – Área de vulnerabilidade definida para uma carga específica.

Capítulo 4

Método Proposto

Neste capítulo é descrito o método proposto para 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 LCS. Os afundamentos a serem analisados são gerados por faltas simuladas em todo o sistema, de forma aleatória, com base em dados estatísticos (THASANANUTARIYA & CHAHATRATANA, 2005). Para cada falta simulada, será determinada a amplitude e a duração do afundamento no LCS, e será armazenada na tabela de quantidade probabilística de ocorrências uma ocorrência relacionada a tal par de valores (amplitude e 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 dispositivos.

Após todas as faltas simuladas, a tabela da quantidade probabilística de ocorrências de afundamentos de tensão estará formada. De posse dos registros de ocorrências das faltas por ano, no sistema real, a tabela de quantidade probabilística de ocorrências é convertida na tabela de frequência probabilística de ocorrências.

Por fim, a sensibilidade da carga sensível é analisada através de sua curva de aceitabilidade juntamente com as características dos afundamentos de tensão obtidos. Nesta análise, o número de desligamentos é estimado.

A implementação do método proposto foi realizado utilizando a ferramenta computacional Matlab¹.

¹ *Matlab, marca registrada da The MathWorks, Inc.*

4.1 Análises Estocásticas

Os afundamentos de tensão a serem analisados são gerados por faltas simuladas em todo o 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; CARPINELLI *et al.*; 1983, 2004).

4.1.1 Determinação da Localização da Falta

Na determinação do local da falta, 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_1 , aleatório e uniformemente distribuído no intervalo de 0 a 1 (resolução de 4 dígitos). O número n_1 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).

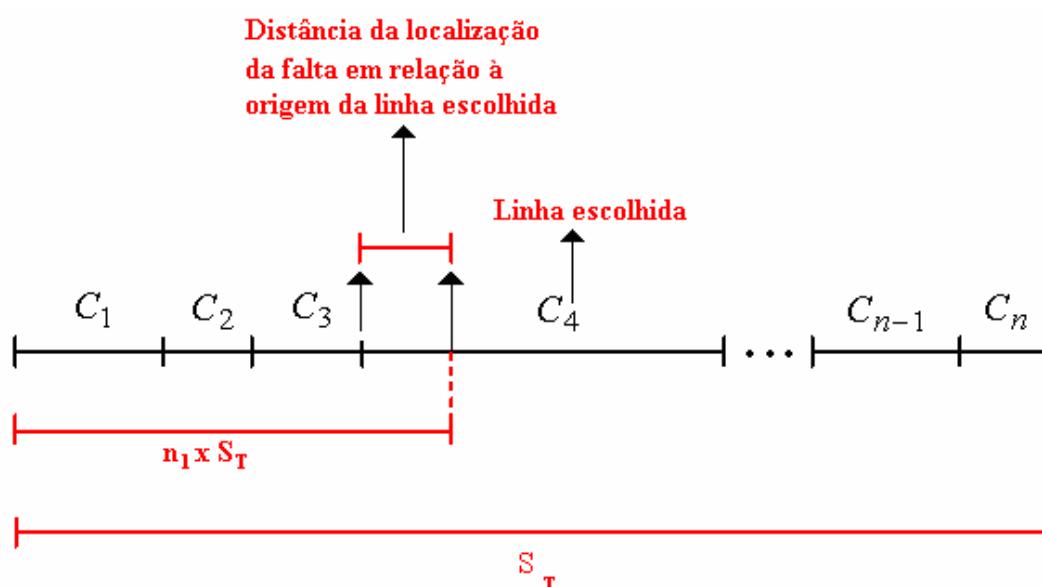


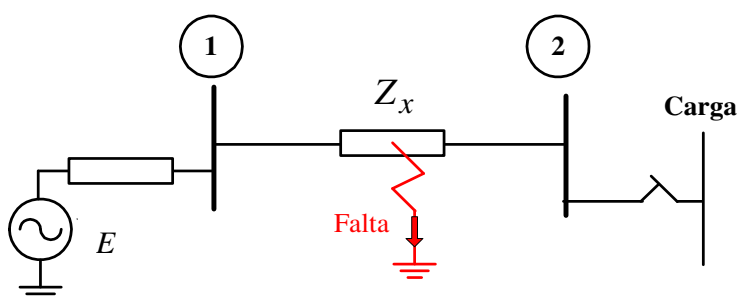
Figura 4.2 – Identificação da localização da falta.

Pela Figura 4.2 verifica-se como é racional a 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).

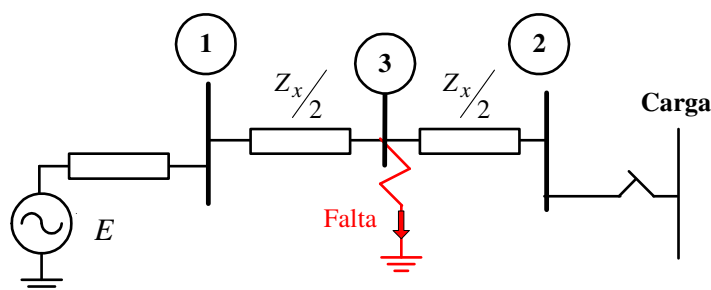
Para tornar a determinação da localização da falta, mais próxima da realidade de um determinado sistema elétrico, é necessário obter os registros das

frequências de faltas ocorridas em cada linha. Nos textos adiante, os nós do sistema serão chamados de barras.

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.



(a) Representação de uma falta no meio da linha



(b) Representação da posição da falta por uma barra

Figura 4.3 – Representação de uma falta na linha.

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 esta falta pode ser representada pela adição de uma barra 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.

4.1.2 Determinação do Tipo de Falta

As faltas que podem ocorrer no sistema são as trifásicas (3ϕ), fase-fase (2ϕ), fase-terra ($\phi-T$) e fase-fase-terra ($2\phi-T$). A probabilidade de ocorrências para cada tipo de falta deve ser obtida dos históricos de falta obtidos do sistema. Para este trabalho, como não havia os dados estatísticos por tipos de faltas ocorridas no sistema elétrico analisado, utilizou-se as probabilidades de ocorrências das faltas indicadas por McGranaghan *et al.* (1993) e reproduzidas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Probabilidade de ocorrências para os tipos de faltas.

Tipo de Falta	Probabilidade de ocorrências
Trifásico	$P_{3\phi} = 0,02$
Bifásico-Terra	$P_{2\phi-T} = 0,08$
Bifásico	$P_{2\phi} = 0,11$
Monofásico	$P_{\phi} = 0,79$

Um número real n_2 aleatório e uniformemente distribuído no intervalo de 0 a 1 é gerado. Se:

- $n_2 \leq P_{3\phi}$, a falta é do tipo trifásico;
- $P_{3\phi} < n_2 \leq (P_{3\phi} + P_{2\phi-T})$, a falta é do tipo bifásico-terra;
- $(P_{3\phi} + P_{2\phi-T}) < n_2 \leq (P_{3\phi} + P_{2\phi-T} + P_{2\phi})$, a falta é do tipo bifásico;
- $(P_{3\phi} + P_{2\phi-T} + P_{2\phi}) < n_2 \leq 1$, a falta é do tipo monofásico.

4.1.3 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).

4.2 Determinações da Amplitude do Afundamento de Tensão

Considere um sistema com n barras mais uma barra de referência como mostrado na Figura 4.4. A barra de referência representa o “terra”.

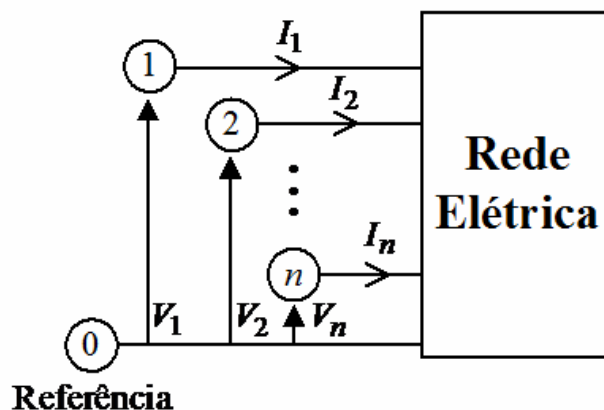


Figura 4.4 – Representação do sistema elétrico com n barras.

As tensões e as correntes das barras são relacionadas a partir das equações algébricas lineares:

$$\mathbf{V} = \mathbf{Z}_{barra} \mathbf{I} . \quad (4.2)$$

Sendo,

\mathbf{V} – Vetor tensão de barra;

\mathbf{I} – Vetor corrente de barra;

Z_{barra} - Matriz impedância de barra.

4.2.1 Formação da Matriz Z_{barra}

Para o cálculo de curto-circuito é necessária à obtenção da matriz de impedância de barra Z_{barra} , também conhecida como matriz de curto-circuito. Alguns métodos são utilizados para o cálculo da matriz impedância de barra.

4.2.1.1 Método das Matrizes Nodais

O método das matrizes nodais consiste em determinar a matriz Z_{barra} a partir da inversão direta da matriz admitância de barra (Y_{barra}). A inversão direta de uma matriz $n \times n$ requer operações matemática (multiplicações) proporcionais à n^3 , o que torna este método limitado a pequenos sistemas (SATO, 1995).

Os elementos da matriz Y_{barra} são formados pelos:

I. Elementos próprios

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^N y_{ij} . \quad (4.3)$$

2. Elementos mútuos

$$Y_{ij} = -y_{ij} . \quad (4.4)$$

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

4.2.1.2 Método da Matriz Z_{barra}

Neste método, a matriz Z_{barra} é construída diretamente, conforme descrita a seguir. A matriz, inicialmente nula, forma-se passo a passo, simulando a construção da própria rede, a partir da barra de referência, acrescentando-se uma linha por vez. A matriz estará completa quando a última linha for adicionada. Antes

de iniciar a adição dos elementos à matriz de impedância, é necessário ordenar a sequência de entrada, para garantir a conexidade do sistema em qualquer estágio da formação da matriz. A matriz resultante é caracterizada como cheia. Esta característica traz limitações de armazenamento para grandes sistemas (SATO; PAI; 1995, 2006).

4.2.1.3 Método da Matriz Z_{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, apenas uma coluna da matriz Z_{barra} é necessário calcular (GRAINGER & 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 conseqüentemente 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.

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.

$$\begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{1n} \\ Z_{2n} \\ \vdots \\ Z_{nn} \end{bmatrix} \text{ e} \quad (4.5)$$

$$\begin{bmatrix} Z_{1n} \\ Z_{2n} \\ \vdots \\ Z_{nn} \end{bmatrix} = [\text{Última coluna de } \mathbf{Z}_{barra}] = \mathbf{Z}_{barra}^n. \quad (4.6)$$

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

$$\mathbf{Y}_{barra} \mathbf{Z}_{barra} = \mathbf{I}. \quad (4.7)$$

Multiplicando ambos os membros da equação (4.7) pelo vetor unitário:

$$\mathbf{Y}_{barra} \mathbf{Z}_{barra} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} = \mathbf{I} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (4.8)$$

Resulta,

$$\mathbf{Y}_{barra} \mathbf{Z}_{barra}^n = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (4.9)$$

Para resolver o sistema linear dado na equação (4.9), pode-se utilizar a técnica de decomposição LU para a matriz \mathbf{Y}_{barra} . Onde L é a matriz triangular inferior e U , a matriz triangular superior. Durante a decomposição da matriz \mathbf{Y}_{barra} pode ocorrer a necessidade de haver o pivoteamento da matriz, fazendo com que duas ou mais linhas sejam trocadas de posição. Para garantir que a \mathbf{Z}_{barra}^n seja realmente a última coluna de \mathbf{Z}_{barra} , a posição do elemento 1 do vetor unitário tem que coincidir com a posição da última linha da matriz \mathbf{Z}_{barra} após o pivoteamento. Esta informação é obtida através da matriz de pivoteamento \mathbf{P} .

$$\mathbf{LUZ}_{barra}^n = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1_p \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (4.10)$$

Expandindo matricialmente a equação (4.10):

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ l_{21} & 1 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & 0 \\ l_{p1} & l_{p2} & \cdots & 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ l_{n1} & l_{n2} & \cdots & l_{np} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & \cdots & u_{1p} & \cdots & u_{1n} \\ 0 & u_{22} & \cdots & u_{2p} & \cdots & u_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & u_{pp} & \cdots & u_{pn} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & u_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{1n} \\ Z_{2n} \\ \vdots \\ Z_{pn} \\ \vdots \\ Z_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1_p \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (4.11)$$

Assim, a solução da equação (4.11), pode ser obtida em duas etapas:

$$\mathbf{LX} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1_p \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \text{ e} \quad (4.12)$$

$$\mathbf{UZ}_{\text{barra}}^n = \mathbf{X}. \quad (4.13)$$

A equação (4.12) define a sequência de operações de substituição *forward* sobre \mathbf{L} , e a equação (4.13) define a sequência de operações de substituição *backward* sobre \mathbf{U} .

Expandindo a equação (4.12):

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ l_{21} & 1 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & 0 \\ l_{p1} & l_{p2} & \cdots & 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ l_{n1} & l_{n2} & \cdots & l_{np} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_p \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1_p \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (4.14)$$

Para $i = 1, 2, \dots, p, \dots, n$:

$$x_i = 0, i < p, \quad (4.15)$$

$$x_i = 1, i = p \text{ e} \quad (4.16)$$

$$x_i = -\sum_{j=p}^{i-1} l_{ij} x_j, i > p. \quad (4.17)$$

Expandindo a equação (4.13):

$$\begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & \cdots & u_{1p} & \cdots & u_{1n} \\ 0 & u_{22} & \cdots & u_{2p} & \cdots & u_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & u_{pp} & \cdots & u_{pn} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & u_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{1n} \\ Z_{2n} \\ \vdots \\ Z_{pn} \\ \vdots \\ Z_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_p \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}, \quad (4.18)$$

$$Z_{nn} = x_n / u_{nn} \text{ e} \quad (4.19)$$

$$Z_{in} = \frac{x_n \sum_{j=n}^{i+1} (u_{ij+1} Z_{jn})}{u_{ii}}, i = n-1, n-2, \dots, 1. \quad (4.20)$$

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

4.2.2 Adição da Influência dos Transformadores à Matriz Z_{barra}

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

Considere uma rede elétrica contendo três níveis de tensão, como mostrado na Figura 4.5. Usando a teoria das componentes simétricas, montam-se

os circuitos unifilares de seqüência positiva, negativa e zero, da rede elétrica. Os circuitos de seqüências são mostrados na Figura 4.6.

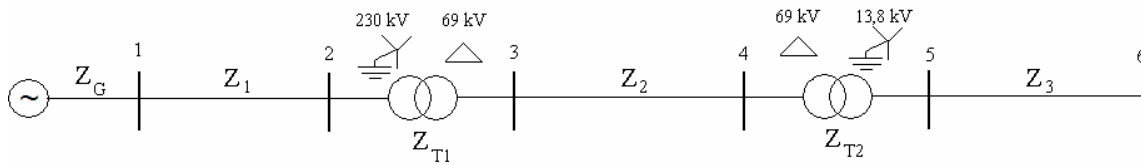


Figura 4.5 – Diagrama ilustrativo de uma rede elétrica.

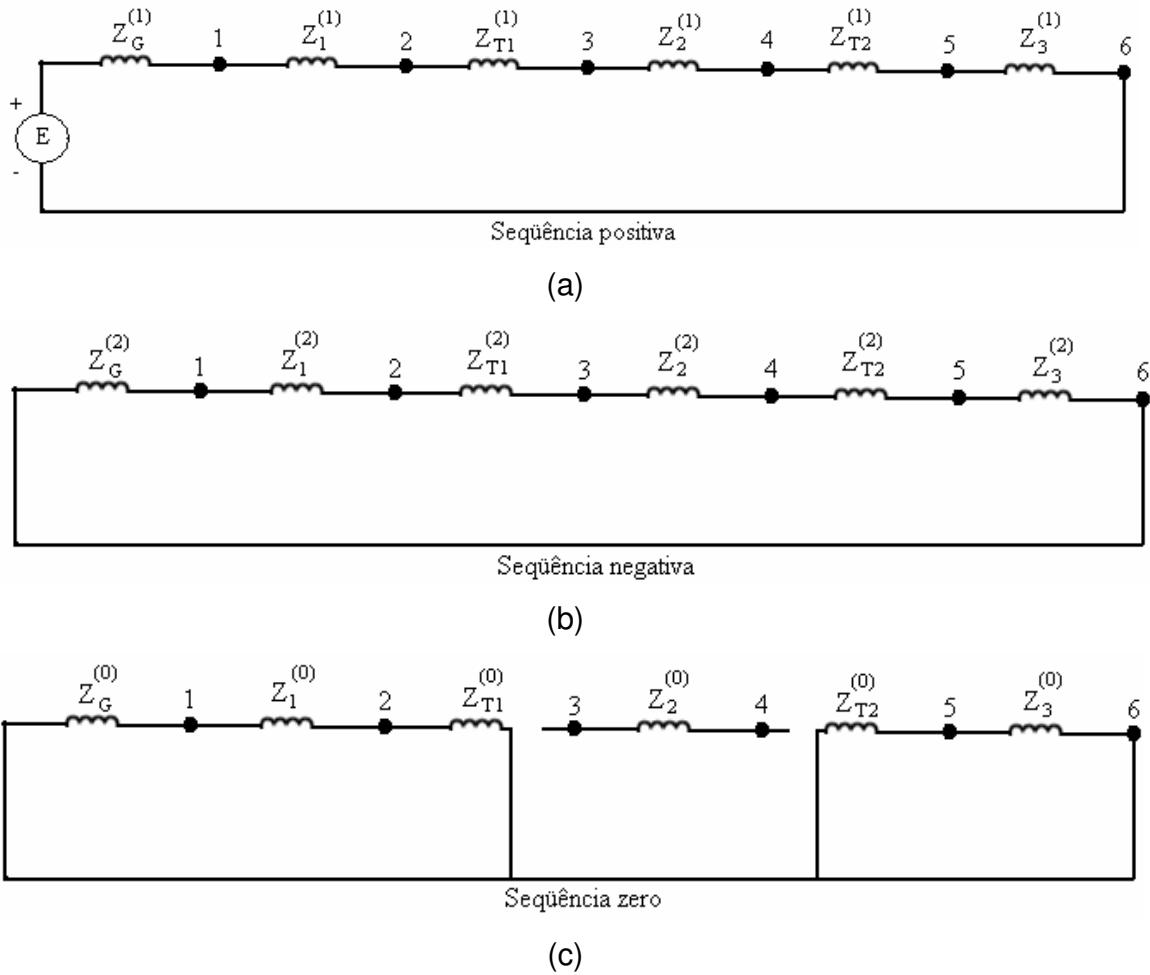


Figura 4.6 – Circuitos equivalentes de seqüência positiva, negativa e zero.

A partir dos circuitos mostrados na Figura 4.6, é construída a matriz admitância de barra (Y_{barra}), como descrito no item 4.2.1.1. Com isso, obtém-se:

$$Y_0 = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_G^{(0)}} + \frac{1}{Z_1^{(0)}} & -\frac{1}{Z_1^{(0)}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{Z_1^{(0)}} & \frac{1}{Z_1^{(0)}} + \frac{1}{Z_{T1}^{(0)}} & -\frac{1}{999999} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{999999} & \frac{1}{999999} + \frac{1}{Z_2^{(0)}} & -\frac{1}{Z_2^{(0)}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{Z_2^{(0)}} & \frac{1}{Z_2^{(0)}} + \frac{1}{999999} & -\frac{1}{999999} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{999999} & \frac{1}{Z_{T2}^{(0)}} + \frac{1}{Z_3^{(0)}} & -\frac{1}{Z_3^{(0)}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{Z_3^{(0)}} & \frac{1}{Z_3^{(0)}} \end{bmatrix}, \quad (4.21)$$

$$Y_1 = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_G^{(1)}} + \frac{1}{Z_1^{(1)}} & -\frac{1}{Z_1^{(1)}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{Z_1^{(1)}} & \frac{1}{Z_1^{(1)}} + \frac{1}{Z_{T1}^{(1)}} & -\frac{1}{Z_{T1}^{(1)}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{Z_{T1}^{(1)}} & \frac{1}{Z_{T1}^{(1)}} + \frac{1}{Z_2^{(1)}} & -\frac{1}{Z_2^{(1)}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{Z_2^{(1)}} & \frac{1}{Z_2^{(1)}} + \frac{1}{Z_{T2}^{(1)}} & -\frac{1}{Z_{T2}^{(1)}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{Z_{T2}^{(1)}} & \frac{1}{Z_{T2}^{(1)}} + \frac{1}{Z_3^{(1)}} & -\frac{1}{Z_3^{(1)}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{Z_3^{(1)}} & \frac{1}{Z_3^{(1)}} \end{bmatrix} \text{ e } \quad (4.22)$$

$$Y_2 = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_G^{(2)}} + \frac{1}{Z_1^{(2)}} & -\frac{1}{Z_1^{(2)}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{Z_1^{(2)}} & \frac{1}{Z_1^{(2)}} + \frac{1}{Z_{T1}^{(2)}} & -\frac{1}{Z_{T1}^{(2)}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{Z_{T1}^{(2)}} & \frac{1}{Z_{T1}^{(2)}} + \frac{1}{Z_2^{(2)}} & -\frac{1}{Z_2^{(2)}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{Z_2^{(2)}} & \frac{1}{Z_2^{(2)}} + \frac{1}{Z_{T2}^{(2)}} & -\frac{1}{Z_{T2}^{(2)}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{Z_{T2}^{(2)}} & \frac{1}{Z_{T2}^{(2)}} + \frac{1}{Z_3^{(2)}} & -\frac{1}{Z_3^{(2)}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{Z_3^{(2)}} & \frac{1}{Z_3^{(2)}} \end{bmatrix}. \quad (4.23)$$

No circuito equivalente de sequência zero (ver Figura 4.6 c), 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 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 (4.24):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_p^{(012)} \\ \mathbf{I}_s^{(012)} \end{bmatrix} = \mathbf{Y}^{(012)} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{V}_p^{(012)} \\ \mathbf{V}_s^{(012)} \end{bmatrix}. \quad (4.24)$$

A contribuição do defasamento para um transformador Tipo 3 pode ser vista a partir da equação (4.25) (AUNG & MILANOVIĆ, 2006b).

$$\begin{bmatrix} I_p^{(0)} \\ I_p^{(1)} \\ I_p^{(2)} \\ I_s^{(0)} \\ I_s^{(1)} \\ I_s^{(2)} \end{bmatrix} = y_{ij}^{(012)} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & e & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & f \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & f & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & e & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_p^{(0)} \\ V_p^{(1)} \\ V_p^{(2)} \\ V_s^{(0)} \\ V_s^{(1)} \\ V_s^{(2)} \end{bmatrix}. \quad (4.25)$$

Sendo y_{ij} a admitância 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 (4.25),

$$\begin{aligned} I_p^{(0)} &= I_s^{(0)} = 0 \\ I_p^{(1)} &= y_{ij}^{(1)} V_p^{(1)} - y_{ij}^{(1)} e V_s^{(1)} \\ I_s^{(1)} &= y_{ij}^{(1)} f V_p^{(1)} - y_{ij}^{(1)} V_s^{(1)} \\ I_p^{(2)} &= y_{ij}^{(2)} V_p^{(2)} - y_{ij}^{(2)} f V_s^{(2)} \\ I_s^{(2)} &= y_{ij}^{(2)} e V_p^{(2)} - y_{ij}^{(2)} V_s^{(2)} \end{aligned} \quad (4.26)$$

Das equações (4.26), observa-se que as matrizes Y_1 e Y_2 passam a ser diferentes das matrizes das equações (4.22) e (4.23), pois terão alterações nos elementos mostrados pelas equações (4.27).

Após construir às matrizes admitância de barra $Y^{(0)}$, $Y^{(1)}$ e $Y^{(2)}$, os vetores de impedância de barra $Z_n^{(0)}$, $Z_n^{(1)}$ e $Z_n^{(2)}$ serão calculados através do

método da matriz Y_{barra} fatorada, como descrito no item anterior. Neste caso, obviamente, $Z_n^{(1)}$ e $Z_n^{(2)}$ também passam a ser diferentes.

$$\begin{aligned}
 y_{23}^{(1)}(atual) &= y_{23}^{(1)} \times e \\
 y_{32}^{(1)}(atual) &= y_{32}^{(1)} \times f \\
 y_{23}^{(2)}(atual) &= y_{23}^{(2)} \times f \\
 y_{32}^{(2)}(atual) &= y_{32}^{(2)} \times e \\
 y_{45}^{(1)}(atual) &= y_{45}^{(1)} \times e \\
 y_{54}^{(1)}(atual) &= y_{54}^{(1)} \times f \\
 y_{45}^{(2)}(atual) &= y_{45}^{(2)} \times f \\
 y_{54}^{(2)}(atual) &= y_{54}^{(2)} \times e
 \end{aligned} \tag{4.27}$$

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 serão determinadas das equações de curto-circuito (GROSS, 1994).

Para curto-circuito trifásico, a corrente de falta é definida pela equação (4.28).

$$I_{fa}^{(1)} = \frac{V_f}{Z_{nn}^{(1)} + Z_f}, \tag{4.28}$$

onde Z_f é a impedância de falta e $I_{fa}^{(1)}$ é a corrente de falta de seqüência positiva. Como na falta trifásica só existe componente de seqüência positiva, as correntes de faltas de seqüência zero e negativa são iguais a zero como mostrado na equação (4.29).

$$I_{fa}^{(0)} = I_{fa}^{(2)} = 0. \tag{4.29}$$

As tensões em todas as barras do sistema podem ser obtidas a partir da equação (4.30), em que n representa o índice da barra escolhida para a ocorrência da falta e j representa o índice das demais barras do sistema.

$$V_j^{(1)} = \left[\frac{Z_{nn}^{(1)} - Z_{jn}^{(1)} + Z_f}{Z_{nn}^{(1)} + Z_f} \right] V_f . \quad (4.30)$$

Em (4.30) é possível verificar que as tensões no local da falta são iguais a zero, para $Z_f = 0$.

No cálculo do curto-circuito fase-terra a corrente de falta circula em série pelos três circuitos dos componentes de seqüência e, portanto as correntes de seqüência são iguais como mostrado na equação (4.31).

$$I_{fa}^{(0)} = I_{fa}^{(1)} = I_{fa}^{(2)} = \frac{V_f}{Z_{nn}^{(0)} + Z_{nn}^{(1)} + Z_{nn}^{(2)} + 3Z_f} . \quad (4.31)$$

As tensões em componentes de seqüências positivas, negativas e zero, são dados respectivamente pelas equações (4.32), (4.33) e (4.34).

$$V_j^{(1)} = I_{fa}^{(1)} (Z_{nn}^{(2)} + Z_{nn}^{(0)} + 3Z_f) , \quad (4.32)$$

$$V_j^{(2)} = -I_{fa}^{(1)} Z_{nn}^{(2)} \text{ e} \quad (4.33)$$

$$V_j^{(0)} = -I_{fa}^{(1)} Z_{nn}^{(0)} . \quad (4.34)$$

Na falta bifásica são envolvidos os componentes de seqüência positiva e negativa. As correntes de falta estão descritas nas equações (4.35) a (4.37).

$$I_{fa}^{(1)} = \frac{V_f}{Z_{nn}^{(1)} + Z_{nn}^{(2)} + Z_f} , \quad (4.35)$$

$$I_{fa}^{(2)} = -I_{fa}^{(1)} \text{ e} \quad (4.36)$$

$$I_{fa}^{(0)} = 0 . \quad (4.37)$$

Os valores das tensões são dados pelas equações (4.38) a (4.40).

$$V_j^{(1)} = I_{fa}^{(1)} (Z_{nn}^{(2)} + Z_f) , \quad (4.38)$$

$$V_j^{(2)} = I_{fa}^{(1)} Z_{nn}^{(2)} \text{ e} \quad (4.39)$$

$$V_j^{(0)} = 0 . \quad (4.40)$$

Para o cálculo do curto-circuito bifásico-terra são envolvidos os componentes de seqüência positiva, negativa e zero, em que os diagramas de seqüência são ligados em paralelo. Devido ao envolvimento da terra, a componente de seqüência zero é não-nula tanto para o cálculo da corrente de falta como para a determinação da tensão nas barras durante a falta. As correntes de seqüência são determinadas pelas equações (4.41) a (4.43)

$$I_{fa}^{(1)} = \frac{V_f}{Z_{nn}^{(1)} + \left[\frac{Z_{nn}^{(2)}(Z_{nn}^{(0)} + Z_f)}{Z_{nn}^{(2)} + Z_{nn}^{(0)} + Z_f} \right]}, \quad (4.41)$$

$$I_{fa}^{(2)} = -I_{fa}^{(1)} \frac{(Z_{nn}^{(0)} + 3Z_f)}{Z_{nn}^{(2)} + Z_{nn}^{(0)} + 3Z_f} \text{ e} \quad (4.42)$$

$$I_{fa}^{(0)} = -I_{fa}^{(1)} \frac{Z_{nn}^{(2)}}{Z_{nn}^{(2)} + Z_{nn}^{(0)} + 3Z_f}. \quad (4.43)$$

As tensões em componentes de seqüência nos barramentos são determinadas pelas equações (4.45) a (4.47).

$$V_j^{(1)} = V_j^{(0)} - 3I_{fa}^{(0)}Z_f, \quad (4.45)$$

$$V_j^{(2)} = -I_{fa}^{(2)}Z_{nn}^{(2)} \text{ e} \quad (4.46)$$

$$V_j^{(0)} = -I_{fa}^{(0)}Z_{nn}^{(0)}. \quad (4.47)$$

A partir da matriz de transformação de *Fortescue*, são determinadas as tensões e as correntes em componentes de fase pelas equações (4.48) e (4.49).

$$\begin{bmatrix} V_j^{(a)} \\ V_j^{(b)} \\ V_j^{(c)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_j^{(0)} \\ V_j^{(1)} \\ V_j^{(2)} \end{bmatrix} \text{ e} \quad (4.48)$$

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{(a)} \\ I_{fa}^{(b)} \\ I_{fa}^{(c)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(1)} \\ I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix}. \quad (4.49)$$

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.

4.3 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.

4.3.1 Sistemas de Distribuição e Subtransmissão

Para os sistemas de distribuição e subtransmissão serão 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 seccionadores ou quando tenham, em sua derivação, chaves de faca.

Como serão analisados apenas os alimentadores troncos, apenas os relés de sobrecorrente são considerados para o sistema de distribuição.

O relé é a parte lógica do sistema de proteção. É um dispositivo 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 ou de ajuste I_S .

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, obteve-se as seguintes características dos relés por linha:
 - ✓ Marca e modelo do relé;
 - ✓ Relação de transformação, usado para verificar a corrente do secundário do TC que será vista pelo relé;
 - ✓ TMS 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) e extremamente inversa (EI);
 - ✓ 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:

$$t_{Total} = t_{disjuntor} + t_{curva_relé} + t_{retaguarda}, \quad (4.50)$$

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 do relé pela curva característica 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:

$$t_{Total} = t_{disjuntor} + t_{curva_relé}. \quad (4.51)$$

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

$$t_{Total} = t_{disjuntor}. \quad (4.52)$$

Na equação (4.52) o tempo dependerá apenas do retardo mecânico do disjuntor.

O tempo de atuação dos relés será determinado pela a equação exponencial a seguir:

$$t_{curva_relé} = \frac{K_1 \times TMS}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^{K_2} - 1}. \quad (4.53)$$

Onde,

$K_1 = 0,14$ e $K_2 = 0,02$ → Curva Normalmente Inversa;

$K_1 = 13,5$ e $K_2 = 1$ → Curva Muito Inversa;

$K_1 = 80$ e $K_2 = 2$ → Curva Extremamente Inversa;

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

I_S → corrente de partida.

4.3.2 Sistema de Transmissão

Para o sistema de transmissão serão considerados os relés de distância. Os relés de distância são analisados a partir das zonas de atuação. O tempo é

definido com relação à posição da falta na linha. Considerando uma linha de transmissão dividida por setores AB, BC e CD (ver Figura 4.8), os valores típicos para cada um destes setores ou zonas são mostrados na Tabela 4.2.

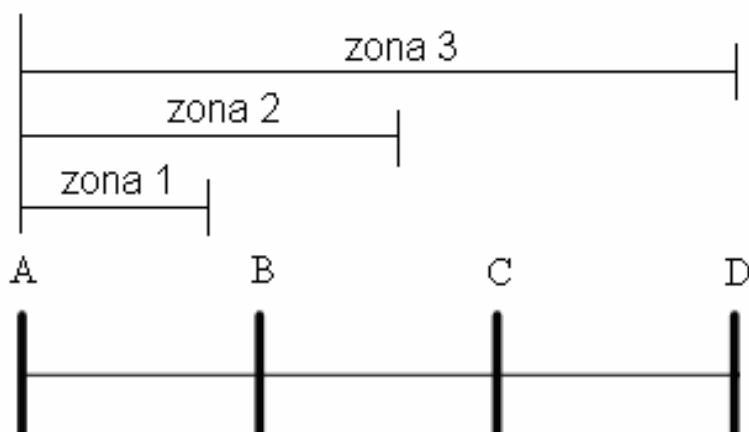


Figura 4.8 – Alcances das zonas de atuação de um relé de distância.

Tabela 4.2 – Alcance e tempo de atuação por zona do relé.

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

Após determinar qual equipamento 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 ocorrer falha da proteção principal.

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

4.4 Estimativas de Desligamento de uma Carga Sensível

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) deste distúrbio no local da instalação da carga e também obter o conhecimento da sensibilidade (curvas de aceitabilidade) desta carga diante dos afundamentos.

Considere um sistema elétrico em anel contendo apenas 5 barras (ver Figura 4.9). A carga sensível instalada no sistema está localizada na barra 4. A carga sensível é composta por equipamentos de tecnologia da Informação.

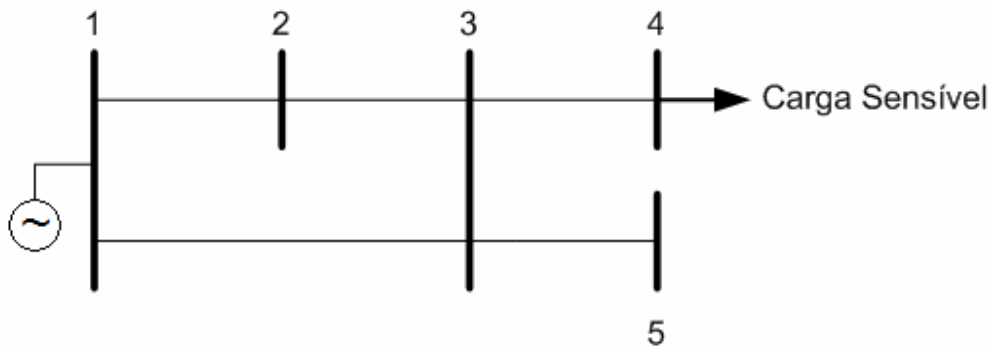


Figura 4.9 – Representação do sistema elétrico com 5 barras.

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 (ver Figura 4.10). 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 4 são determinadas e uma ocorrência de afundamento é registrada e armazenada na tabela de quantidade de ocorrências probabilísticas de afundamentos de tensão (ver Tabela 4.3). Cada célula desta 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.

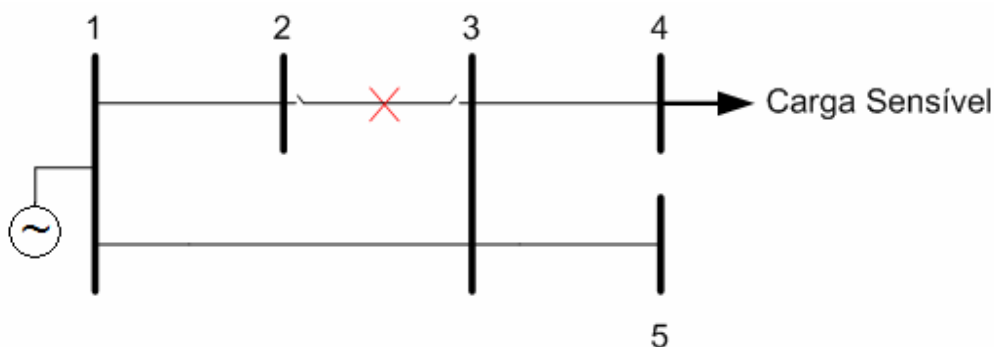


Figura 4.10 – Identificação da localização da falta monofásica no sistema elétrico de 5 barras.

Tabela 4.3 – Registro da ocorrência de afundamentos de tensão.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão (s)						
	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
0,90-0,80							
0,80-0,70							
0,70-0,60		1					
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 3 e 4, a carga sensível irá experimentar um afundamento, e após a atuação do sistema de

proteção a carga será desligada. Para este caso, a ocorrência de afundamento não será registrada na Tabela 4.3.

Outras faltas serão simuladas de forma aleatória e a tabela da quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características é preenchida (ver Tabela 4.4). Os valores x_1, x_2, \dots, x_{70} representam a quantidade 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.

Para se obter a frequência de afundamentos de tensão no local da carga sensível, a Tabela 4.4 é convertida na tabela de frequência probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características (Tabela 4.5). A frequência é com referência ao período de um ano. Para converter, cada valor das células da Tabela 4.4 será dividida pelo fator F_c :

$$y_i = \frac{x_i}{F_c}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, 70 \text{ e} \quad (4.54)$$

$$F_c = \frac{N}{n}. \quad (4.55)$$

Onde,

N : número de faltas simuladas;

n : número de faltas por ano, ocorridas no sistema analisado.

O valor de cada célula da Tabela 4.5 y_i representa a probabilidade de ocorrências por ano de afundamentos caracterizados por sua faixa de amplitude e duração, em um determinado local do sistema.

Tabela 4.4 – Quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão (s)						
	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	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7
0,90-0,80	x_8	x_9	x_{10}	x_{11}	x_{12}	x_{13}	x_{14}
0,80-0,70	x_{15}	x_{16}	x_{17}	x_{18}	x_{19}	x_{20}	x_{21}
0,70-0,60	x_{22}	x_{23}	x_{24}	x_{25}	x_{26}	x_{27}	x_{28}
0,60-0,50	x_{29}	x_{30}	x_{31}	x_{32}	x_{33}	x_{34}	x_{35}
0,50-0,40	x_{36}	x_{37}	x_{38}	x_{39}	x_{40}	x_{41}	x_{42}
0,40-0,30	x_{43}	x_{44}	x_{45}	x_{46}	x_{47}	x_{48}	x_{49}
0,30-0,20	x_{50}	x_{51}	x_{52}	x_{53}	x_{54}	x_{55}	x_{56}
0,20-0,10	x_{57}	x_{58}	x_{59}	x_{60}	x_{61}	x_{62}	x_{63}
0,10-0,00	x_{64}	x_{65}	x_{66}	x_{67}	x_{68}	x_{69}	x_{70}

Tabela 4.5 – Frequência probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão (s)						
	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	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7
0,90-0,80	y_8	y_9	y_{10}	y_{11}	y_{12}	y_{13}	y_{14}
0,80-0,70	y_{15}	y_{16}	y_{17}	y_{18}	y_{19}	y_{20}	y_{21}
0,70-0,60	y_{22}	y_{23}	y_{24}	y_{25}	y_{26}	y_{27}	y_{28}
0,60-0,50	y_{29}	y_{30}	y_{31}	y_{32}	y_{33}	y_{34}	y_{35}
0,50-0,40	y_{36}	y_{37}	y_{38}	y_{39}	y_{40}	y_{41}	y_{42}
0,40-0,30	y_{43}	y_{44}	y_{45}	y_{46}	y_{47}	y_{48}	y_{49}
0,30-0,20	y_{50}	y_{51}	y_{52}	y_{53}	y_{54}	y_{55}	y_{56}
0,20-0,10	y_{57}	y_{58}	y_{59}	y_{60}	y_{61}	y_{62}	y_{63}
0,10-0,00	y_{64}	y_{65}	y_{66}	y_{67}	y_{68}	y_{69}	y_{70}

Tabela 4.6 – Sobreposição da curva ITIC sobre a Tabela 4.5.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão (s)						
	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	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7
0,90-0,80	y_8	y_9	y_{10}	y_{11}	y_{12}	y_{13}	y_{14}
0,80-0,70	y_{15}	y_{16}	y_{17}	y_{18}	y_{19}	y_{20}	y_{21}
0,70-0,60	y_{22}	y_{23}	y_{24}	y_{25}	y_{26}	y_{27}	y_{28}
0,60-0,50	y_{29}	y_{30}	y_{31}	y_{32}	y_{33}	y_{34}	y_{35}
0,50-0,40	y_{36}	y_{37}	y_{38}	y_{39}	y_{40}	y_{41}	y_{42}
0,40-0,30	y_{43}	y_{44}	y_{45}	y_{46}	y_{47}	y_{48}	y_{49}
0,30-0,20	y_{50}	y_{51}	y_{52}	y_{53}	y_{54}	y_{55}	y_{56}
0,20-0,10	y_{57}	y_{58}	y_{59}	y_{60}	y_{61}	y_{62}	y_{63}
0,10-0,00	y_{64}	y_{65}	y_{66}	y_{67}	y_{68}	y_{69}	y_{70}

Conforme foi considerada a carga instalada composta por equipamentos de tecnologia da informação, sua sensibilidade aos afundamentos de tensão é representada pela curva ITIC inferior. Esta curva é sobreposta à Tabela 4.5 (ver Tabela 4.6). Como visto na Figura 3.2 e analisando a Tabela 4.6, a soma das ocorrências que estão abaixo da curva ITIC inferior, em destaque na Tabela 4.6, representa a estimativa do número de desligamentos por ano que a determinada carga irá experimentar.

4.5 Determinação da Área de Vulnerabilidade

Um método para determinação da área de vulnerabilidade é proposto por De Andrade Jr. & Naidu (2009). No método proposto é possível determinar as áreas de vulnerabilidades para os LCS a partir das tabelas 4.1 e 4.2. Primeiramente identifica-se as células da tabela 4.2 abaixo da curva de aceitabilidade inferior que possuam valores acima 1. A partir destas células deve-

se identificar a quantidade de ocorrências na tabela 4.1, e para cada ocorrência deve-se registrar a localização da falta no sistema elétrico. O conjunto das localizações das faltas determinará a área de vulnerabilidade. É ilustrada na Figura 4.11 a área de vulnerabilidade para um conjunto de faltas localizadas.

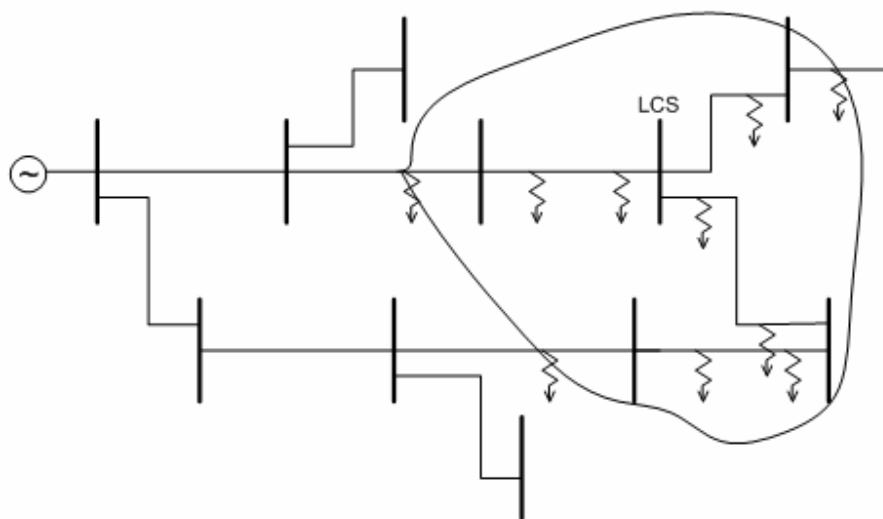


Figura 4.11 – Ilustração da área de vulnerabilidade.

Capítulo 5

Análise dos Resultados

Neste capítulo serão apresentados e analisados os resultados obtidos pelas simulações nos quais foram utilizados os sistemas da concessionária EPB (sub-transmissão 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 serão comparados com as medições obtidas em campo para o mesmo sistema.

5.1 Análise dos Dados Estatísticos de Ocorrências de Falhas por Ano

Nas simulações foram considerados três sistemas com níveis de tensão diferentes. Para realizar a simulação foi necessário obter os dados das ocorrências de faltas por ano dos três sistemas. A partir do banco de dados das faltas ocorridas nos sistemas referentes aos anos de 2004 a 2006, foi possível construir a Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – 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			
13,8 kV	474	442	436	1353	451	90,74%
69 kV	27	43	41	111	37	7,45%
230 kV	1	15	11	27	9	1,81%
Total das Médias					497	

A partir da Tabela 5.1 foi possível obter a média de ocorrências dos três sistemas para os três anos analisados, obtendo um total de **497** ocorrências por ano. Com as médias obtidas, também foi possível analisar a probabilidade de ocorrência em cada um dos sistemas, verificando que no sistema de 13,8 kV é o que mais ocorrem faltas (90,74%) e o de 230 kV, o de menor número de ocorrência (1,81%). No algoritmo foram utilizadas as probabilidades de ocorrências e o total das médias no período de 3 anos, servindo para calcular a frequência de desligamentos de uma carga sensível por ano devido aos afundamentos de tensão.

5.2 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 A.2 (barra 35).

Foram realizadas 10.000 simulações e na Tabela 5.2 estão apresentados os resultados da quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão, em função de suas características, ocorridas na barra MRU.

Tabela 5.2 – Quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão (s)						
	0,00-0,02	0,02-0,20	0,20-0,50	0,50-0,80	0,80-1,20	1,20-1,50	1,50-10,00
0,95-1,00	0	1895	286	471	7	1	76
0,95-0,90	0	782	333	1040	20	0	46
0,90-0,85	0	653	310	808	7	1	48
0,85-0,80	0	471	480	269	1	6	39
0,80-0,75	0	284	275	62	3	5	11
0,75-0,70	0	156	125	20	1	5	3
0,70-0,65	0	113	88	17	6	2	15
0,65-0,60	0	52	69	4	5	10	8
0,60-0,55	0	36	24	1	2	13	7
0,55-0,50	0	19	5	3	1	17	7
0,50-0,45	0	32	1	6	15	14	16
0,45-0,40	0	1	0	5	9	14	6
0,40-0,35	0	8	0	2	4	11	3
0,35-0,30	0	8	0	4	4	16	3
0,30-0,25	0	11	3	4	11	14	6
0,25-0,20	0	13	24	37	3	2	0
0,20-0,15	0	33	2	15	0	0	1
0,15-0,10	0	19	0	20	0	1	1
0,10-0,05	0	26	2	11	0	0	3
0,05-0,00	0	13	1	12	1	0	3

Verifica-se na Tabela 5.2 que o intervalo da amplitude é de 0,05 p.u., 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 72,00 ms.

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), $m = 497$ faltas/ano. Sabendo-se que o número de simulações foi de $N = 10.000$, o valor de cada célula Tabela 5.2 é dividido pela relação N/m formando a tabela de frequência probabilística de ocorrências conforme é mostrado na Tabela 5.3. Cada célula da Tabela 5.3 representa a frequência probabilística de ocorrências de afundamentos de tensão por ano caracterizado por sua faixa de amplitude e duração.

Tabela 5.3 – Frequência probabilística de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão (s)						
	0,00-0,02	0,02-0,20	0,20-0,50	0,50-0,80	0,80-1,20	1,20-1,50	1,50-10,00
0,95-1,00	0,00	94,20	14,22	23,41	0,35	0,05	3,78
0,95-0,90	0,00	38,87	16,55	51,70	0,99	0,00	2,29
0,90-0,85	0,00	32,46	15,41	40,16	0,35	0,05	2,39
0,85-0,80	0,00	23,41	23,86	13,37	0,05	0,30	19,39
0,80-0,75	0,00	14,12	13,67	3,08	0,15	0,25	0,55
0,75-0,70	0,00	7,75	6,21	0,99	0,05	0,25	0,15
0,70-0,65	0,00	5,62	4,37	0,84	0,30	0,10	0,75
0,65-0,60	0,00	2,58	3,43	0,20	0,25	0,50	0,40
0,60-0,55	0,00	1,79	1,19	0,05	0,10	0,65	0,35
0,55-0,50	0,00	0,94	0,25	0,15	0,05	0,84	0,35
0,50-0,45	0,00	1,59	0,05	0,30	0,75	0,70	0,79
0,45-0,40	0,00	0,05	0,00	0,25	0,45	0,70	0,30
0,40-0,35	0,00	0,40	0,00	0,10	0,20	0,55	0,15
0,35-0,30	0,00	0,40	0,00	0,20	0,20	0,79	0,15
0,30-0,25	0,00	0,55	0,15	0,20	0,55	0,70	0,30
0,25-0,20	0,00	0,65	1,19	1,84	0,15	0,10	0,00
0,20-0,15	0,00	1,64	0,10	0,75	0,00	0,00	0,05
0,15-0,10	0,00	0,94	0,00	0,99	0,00	0,05	0,05
0,10-0,05	0,00	1,29	0,10	0,55	0,00	0,00	0,15
0,05-0,00	0,00	0,65	0,05	0,60	0,05	0,00	0,15

A partir da Tabela 5.3, 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 em vermelho). A soma dos valores é

igual a 55,07, significando que para a carga sensível localizada na barra selecionada (MRU) é estimada uma frequência de aproximadamente **55** desligamentos por ano.

5.2.1 Análise dos Dados da Medição na SE MRU

Os resultados da medição realizada na SE MRU no período de 12/03/2008 às 16:30h a 26/05/2008 às 07:50h serão apresentados neste item. A partir das medições realizadas, com o uso do qualímetro *PX5* da *Dranetz*, foram analisadas diversas formas de onda.

5.2.1.1 Monitoramento Utilizando o *PX5*

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 5.1 é mostrada a fotografia do qualímetro instalado no cubículo de medição da subestação. Na Figura 5.2 é ilustrado o diagrama da conexão do qualímetro a rede elétrica.

O diagrama da Figura 5.3 foi usado na instalação do qualímetro, mostrando de forma simplificada a ligação do equipamento na subestação. Na figura é possível observar que a subestação possui 3 TPs e 3 TCs, 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.

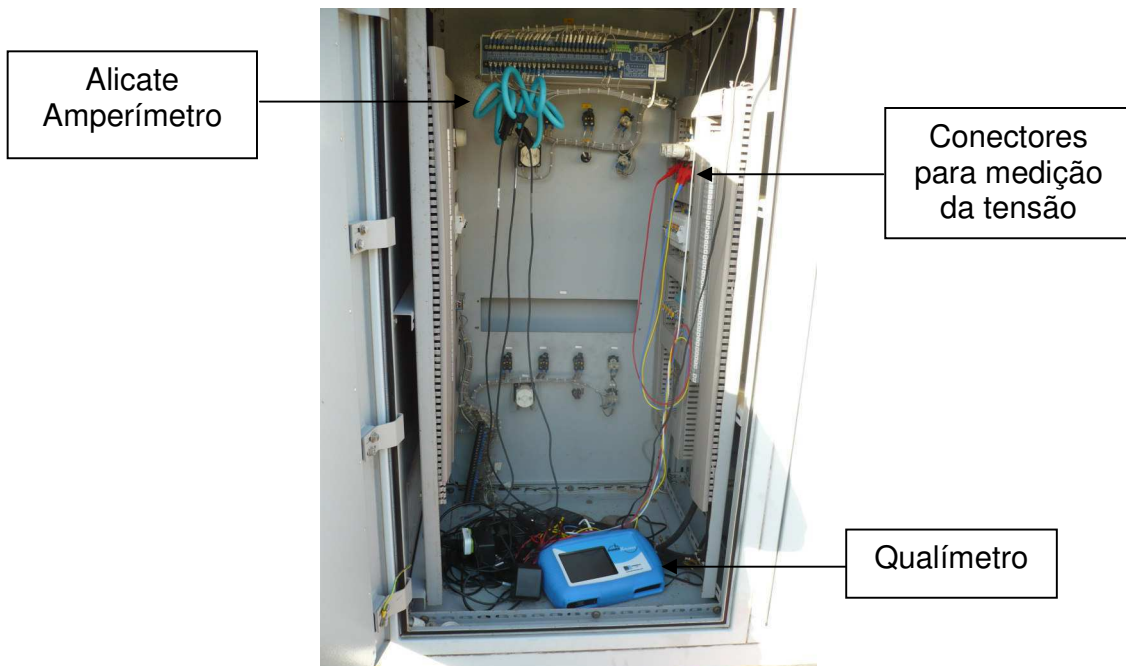


Figura 5.1 – Fotografia do qualímetro *PX5* instalado no cubículo de medição da SE MRU.

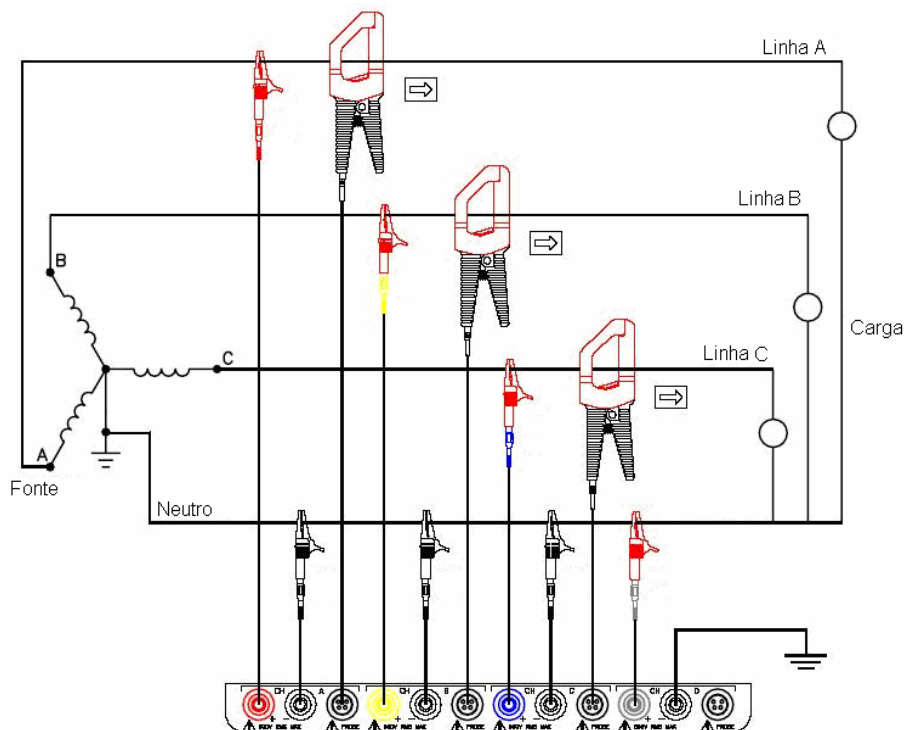


Figura 5.2 – Diagrama ilustrativo da conexão do qualímetro.

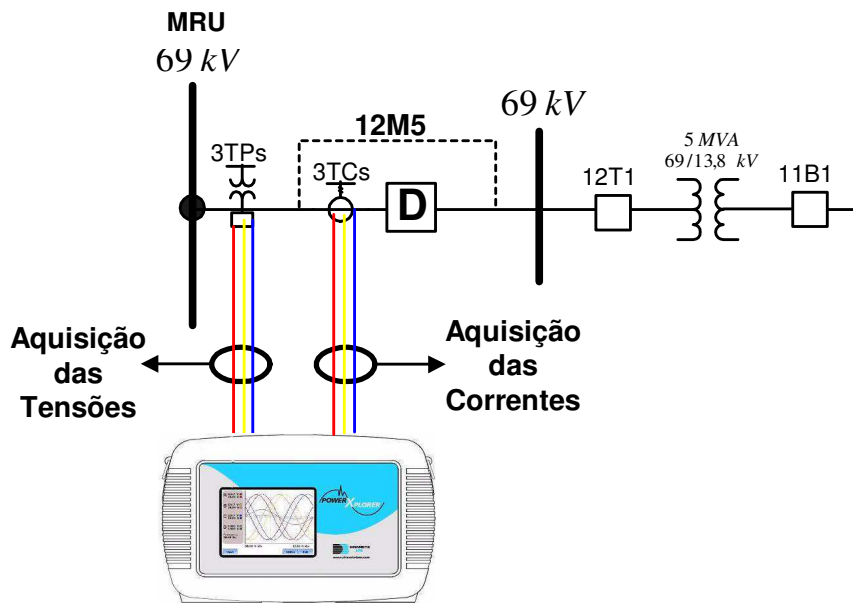


Figura 5.3 – Diagrama da ligação do qualímetro na subestação MRU.

5.2.3 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 5.4 são apresentados os níveis de variação da tensão, em que são evidenciadas as ocorrências de afundamentos.

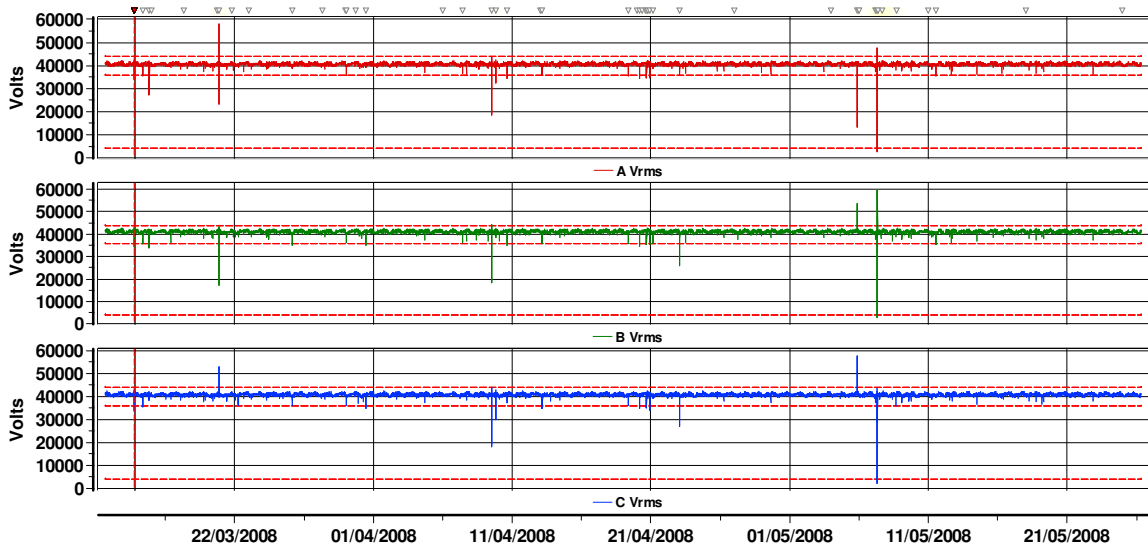


Figura 5.4 – Variações de tensão ocorridas no período.

Pela evolução das amplitudes de tensão mostradas na Figura 5.4 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 5.5.

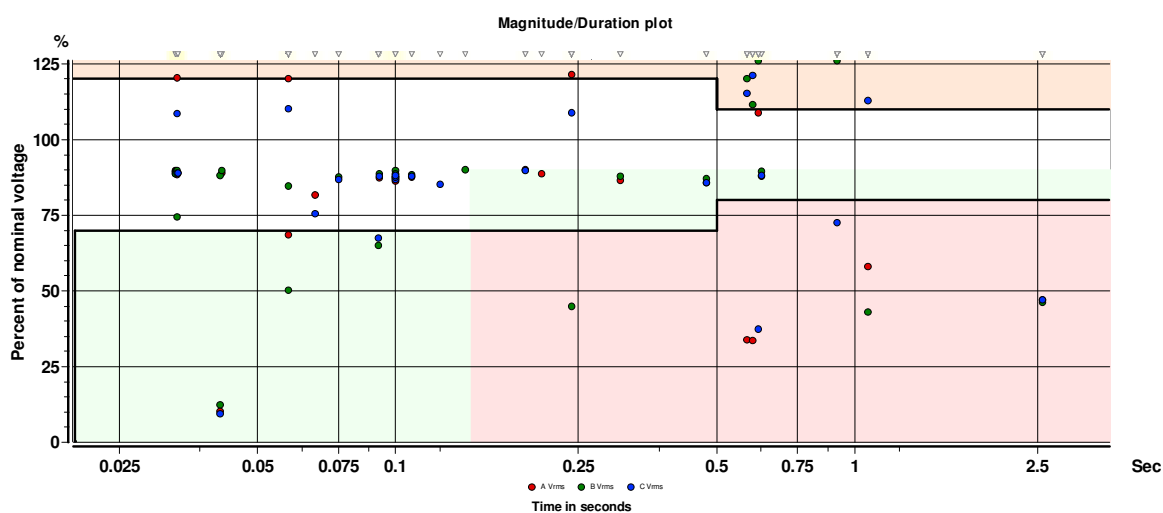


Figura 5.5 – Curvas ITIC sobreposta aos pontos de ocorrência.

A partir dos dados analisados pela curva ITIC (Figura 5.5), 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.

5.2.4 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 5.5 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 (5.1).

$$\text{Frequência de desligamento} = \frac{75 \text{ dias de medição}}{365} \cdot 55 = 11,30 . \quad (5.1)$$

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 5.2, que vai de 60% a 100% de amplitude no intervalo de 0,02 a 0,80 segundos, com as ocorrências obtidas pela curva ITIC da Figura 5.4. Verifica-se que na Figura 5.4 a maioria das ocorrências situa-se na zona de densidade descrita pela Tabela 5.2, concluindo que as simulações possuem coerência quanto aos resultados obtidos em campo.

5.3 Caso 2: Carga Sensível Localizada em uma Barra do Sistema de Transmissão

Foram simuladas 10.000 faltas no sistema elétrico estudado considerando o LCS no sistema de transmissão. Na Tabela 5.4 estão apresentados os resultados da quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão, em função de suas características, ocorridas na barra 15. A LCS pode ser identificada no sistema de transmissão através da Figura A.1.

Tabela 5.4 – Quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão (s)						
	0,00-0,02	0,02-0,20	0,20-0,50	0,50-0,80	0,80-1,20	1,20-1,50	1,50-10,00
0,95-1,00	0	3492	1192	2298	46	13	179
0,95-0,90	0	870	778	296	39	101	95
0,90-0,85	0	154	36	100	18	15	10
0,85-0,80	0	13	2	5	7	2	6
0,80-0,75	0	20	7	1	8	4	5
0,75-0,70	0	3	0	0	0	0	0
0,70-0,65	0	0	0	0	0	0	0
0,65-0,60	0	0	0	1	0	0	0
0,60-0,55	0	6	0	0	0	0	0
0,55-0,50	0	10	0	3	0	0	0
0,50-0,45	0	0	0	0	0	0	0
0,45-0,40	0	0	0	0	0	0	0
0,40-0,35	0	0	0	0	0	0	0
0,35-0,30	0	0	0	0	0	0	0
0,30-0,25	0	10	0	3	2	0	0
0,25-0,20	0	10	0	1	1	0	0
0,20-0,15	0	37	0	12	0	0	0
0,15-0,10	0	29	0	8	1	0	0
0,10-0,05	0	14	0	3	0	0	0
0,05-0,00	0	10	0	5	0	0	0

O valor de cada célula Tabela 5.4 é dividido pela relação N/m formando a tabela de frequência probabilística de ocorrências conforme é mostrado na Tabela 5.5. A partir da Tabela 5.5, 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. A soma dos valores é igual a 9,16, significando que para a carga sensível localizada na barra selecionada é estimada uma frequência de aproximadamente 9 desligamentos por ano. Observa-se na Tabela 5.4 que a quantidade de ocorrências de afundamentos de tensão inferiores a 0,85 p.u. no LCS é bastante inferior ao que acontece no LCS (barra 35) no sistema de subtransmissão. Como o maior número de ocorrências de faltas ocorre no sistema

de distribuição, os afundamentos de tensão gerados neste sistema não se propagam com tanta intensidade para os níveis mais altos de tensão. A explicação é que a impedância dos transformadores entre os sistemas de transmissão e subtransmissão e de subtransmissão e distribuição são grandes o suficiente para limitar a queda de tensão no lado de alta do transformador (BOLLEN, 2000).

Tabela 5.5 – Frequência probabilística de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão (s)						
	0,00-0,02	0,02-0,20	0,20-0,50	0,50-0,80	0,80-1,20	1,20-1,50	1,50-10,00
0,95-1,00	0,00	173,88	59,36	114,43	2,29	0,65	8,91
0,95-0,90	0,00	43,32	38,74	14,74	1,94	5,03	4,73
0,90-0,85	0,00	7,67	1,79	4,98	0,90	0,75	0,50
0,85-0,80	0,00	0,65	0,10	0,25	0,35	0,10	0,30
0,80-0,75	0,00	1,00	0,35	0,05	0,40	0,20	0,25
0,75-0,70	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,70-0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,65-0,60	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00
0,60-0,55	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,55-0,50	0,00	0,50	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00
0,50-0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,45-0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,40-0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,35-0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,30-0,25	0,00	0,50	0,00	0,15	0,10	0,00	0,00
0,25-0,20	0,00	0,50	0,00	0,05	0,05	0,00	0,00
0,20-0,15	0,00	1,84	0,00	0,60	0,00	0,00	0,00
0,15-0,10	0,00	1,44	0,00	0,40	0,05	0,00	0,00
0,10-0,05	0,00	0,70	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00
0,05-0,00	0,00	0,50	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00

5.4 Caso 3: Carga Sensível Localizada em uma Barra do Sistema de Distribuição

O Caso 3 é caracterizado pela estimativa do número de desligamentos de uma carga sensível instalada no barramento do sistema de distribuição. Foram simuladas novamente 10.000 faltas no sistema elétrico estudado considerando o LCS no sistema de distribuição. Na Tabela 5.6 estão apresentados os resultados da quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão, em função de suas características, ocorridas na barra 100 (ver Figura A.3).

Tabela 5.6 – Quantidade probabilística de ocorrências dos afundamentos de tensão em função de suas características.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão (s)						
	0,00-0,02	0,02-0,20	0,20-0,50	0,50-0,80	0,80-1,20	1,20-1,50	1,50-10,00
0,95-1,00	0	1917	271	354	9	1	68
0,95-0,90	0	639	278	870	23	1	49
0,90-0,85	0	439	232	731	2	0	44
0,85-0,80	0	454	376	431	3	4	33
0,80-0,75	0	368	364	181	6	9	27
0,75-0,70	0	234	285	39	12	29	29
0,70-0,65	0	148	136	10	21	39	19
0,65-0,60	0	116	51	50	21	27	14
0,60-0,55	0	125	6	48	1	3	5
0,55-0,50	0	61	0	13	2	0	2
0,50-0,45	0	42	1	4	0	1	0
0,45-0,40	0	18	5	0	0	0	1
0,40-0,35	0	9	0	1	0	2	0
0,35-0,30	0	16	1	0	0	0	2
0,30-0,25	0	9	2	4	2	1	4
0,25-0,20	0	12	1	4	4	0	4
0,20-0,15	0	8	0	2	1	0	0
0,15-0,10	0	18	1	2	5	7	1
0,10-0,05	0	9	2	2	0	1	1
0,05-0,00	0	6	0	2	3	0	2

A partir da Tabela 5.7, 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. A soma dos valores é igual a 73,55, significando que para a carga sensível localizada na barra selecionada é estimada uma frequência de aproximadamente **73** desligamentos por ano.

Tabela 5.7 – Frequência probabilística de ocorrências de afundamentos de tensão por ano em função de suas características.

Amplitude da Tensão (p.u.)	Duração do Afundamento de Tensão (s)						
	0,00-0,02	0,02-0,20	0,20-0,50	0,50-0,80	0,80-1,20	1,20-1,50	1,50-10,00
0,95-1,00	0,00	95,72	13,53	17,68	0,45	0,05	3,40
0,95-0,90	0,00	31,91	13,88	43,44	1,15	0,05	2,45
0,90-0,85	0,00	21,92	11,58	36,50	0,10	0,00	2,20
0,85-0,80	0,00	22,67	18,78	21,52	0,15	0,20	1,65
0,80-0,75	0,00	18,38	18,18	9,04	0,30	0,45	1,35
0,75-0,70	0,00	11,68	14,23	1,95	0,60	1,45	1,45
0,70-0,65	0,00	7,39	6,79	0,50	1,05	1,95	0,95
0,65-0,60	0,00	5,79	2,55	2,50	1,05	1,35	0,70
0,60-0,55	0,00	6,24	0,30	2,40	0,05	0,15	0,25
0,55-0,50	0,00	3,05	0,00	0,65	0,10	0,00	0,10
0,50-0,45	0,00	2,10	0,05	0,20	0,00	0,05	0,00
0,45-0,40	0,00	0,90	0,25	0,00	0,00	0,00	0,05
0,40-0,35	0,00	0,45	0,00	0,05	0,00	0,10	0,00
0,35-0,30	0,00	0,80	0,05	0,00	0,00	0,00	0,10
0,30-0,25	0,00	0,45	0,10	0,20	0,10	0,05	0,20
0,25-0,20	0,00	0,60	0,05	0,20	0,20	0,00	0,20
0,20-0,15	0,00	0,40	0,00	0,10	0,05	0,00	0,00
0,15-0,10	0,00	0,90	0,05	0,10	0,25	0,35	0,05
0,10-0,05	0,00	0,45	0,10	0,10	0,00	0,05	0,05
0,05-0,00	0,00	0,30	0,00	0,10	0,15	0,00	0,10

É verificado um elevado número de desligamentos para a carga sensível localizada na barra 100 no sistema de distribuição. Surge a necessidade de um estudo detalhado no sistema de proteção e isolamento da rede elétrica, com o objetivo de ajustar os réles de sobrecorrente e eliminar as falhas dos isoladores, respectivamente. O ajuste dos réles de sobrecorrente teria como finalidade

diminuir o tempo de atuação destes dispositivos, diminuindo assim a duração dos afundamentos no LCS. Uma atuação corretiva nos isoladores, como limpeza e troca de isoladores com defeitos, diminuiria o número de ocorrências de faltas e conseqüentemente o número de afundamentos de tensão no LCS.

A análise das alternativas para mitigação ditas no parágrafo acima, fica como sugestões para pesquisas futuras.

Capítulo 6

Conclusão

Neste trabalho foi proposto um método para estimar o número de desligamentos de uma carga sensível provocada por afundamentos de tensão, considerando ocorrências de faltas, de forma aleatória, em todo o sistema elétrico analisado.

O método proposto é capaz de caracterizar os afundamentos de tensão (amplitude e duração) através de cálculo de curto-circuito e análise do sistema de proteção, respectivamente, em qualquer ponto do sistema elétrico estudado. Com a identificação da localização de uma determinada carga sensível e o conhecimento de sua sensibilidade diante dos afundamentos de tensão, é possível estimar o número de desligamentos por ano desta carga sensível.

As simulações considerando o LCS no sistema de subtransmissão foram comparadas com medições em campo, e foram obtidos resultados satisfatórios. As medições em campo foram realizadas através de um qualímetro instalado em um cubo de medição da SE MRU. A análise das medições foi realizada através do software *Dran View*[®].

Pela comparação dos resultados das simulações com os das medições em campo, pode-se concluir que o método proposto, através de um algoritmo, é satisfatório para estimar o número de desligamentos por ano de uma carga sensível provocada por afundamentos de tensão.

O método proposto e implementado 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.

A principal contribuição do método proposto neste trabalho está relacionada com a caracterização do afundamento de tensão em qualquer ponto do sistema elétrico considerando todos os possíveis tipos de faltas que possam ocorrer nas linhas de transmissão e distribuição, obedecendo os dados estatísticos de

ocorrências. A duração dos afundamentos foi determinada pelo sistema de proteção, levando em consideração as curvas características dos relés de sobrecorrente e não apenas o tempo de atuação característico. A possibilidade de falhas no sistema de proteção foi considerada, coordenando o sistema de proteção para a atuação da proteção de retaguarda.

Como sugestões para pesquisas futuras:

- Para se obter um comparativo mais confiável das simulações com as medições em campo, sugere-se realizar medições por um período mais longo de pelo menos cinco anos;
- Utilizar o método estocástico abordado neste trabalho para realizar as simulações de curto-circuito e análise do sistema de proteção em programas do tipo EMTP/ATP, a partir da função *models*. Com este propósito seria considerado o instante transitório tanto dos afundamentos de tensão quanto do comportamento do sistema de proteção;
- Com a informação das características dos afundamentos de tensão em um determinado ponto do sistema, torna-se importante estudar alternativas para mitigar tal distúrbio. Sabendo que uma das principais causas dos afundamentos de tensão são as falhas nos isolamentos, podem-se traçar estratégias para sua redução. Uma alternativa seria determinar as áreas de vulnerabilidade dos LCS através das tabelas de quantidade e frequência de ocorrências dos afundamentos para então atuar de forma corretiva no sistema de isolamento nestas áreas. Uma outra alternativa seria desenvolver um método para otimizar o sistema de proteção a partir de técnicas de inteligência artificial, com o propósito de reduzir a duração dos afundamentos de tensão.

Referências Bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, *Resolução nº 505*, de 26 de novembro de 2001.

AUNG, M. T. and MILANOVIĆ, 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. and MILANOVIĆ, 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.

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*. New York: IEEE Press, 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.

CARPINELLI, G., PROTO, D., PERNA, C. D., VARILONE, P. and 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.

- GENELEC EN 50160. [S.I.], 1999. *Specifications for Semiconductor Processing Equipment Voltage Sags Immunity* - European Committee for Electro technical Standardization.
- DE ANDRADE JR., G. V., NAIDU, S. R., Comunicação Privada, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, 2009.
- 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.
- 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.
- FARIED, S. O., BILLINTON, R. and 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 - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, 1999.
- GRAINGER, J.J and 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. *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. 1995.

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.

MARTINEZ, J. A. and MARTIN-ARNEDO, J., *Expanding Capabilities of EMTP-like Tools: from Analysis to Design*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 4, pp. 1469–1471, Oct. 2003.

MARTINEZ, J. A. and MARTIN-ARNEDO, J., *Voltage Sag Stochastic Prediction Using an Electromagnetic Transients Program*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 4, pp. 1974–1982, Oct. 2004.

MARTINEZ, A. J. and 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.

ONS. [S.I.], 2002. Padrões de Desempenho da Rede Básica, Submódulo 2.2 - Procedimentos de Rede, revisão 2.

PAI, M.A; *Computer Techniques in Power System Analysis*, ed. Tata McGraw-Hill, New Delhi - India, 2006.

PARK, C. H. and JANG, G., *Stochastic Estimation of Voltage Sags in Large Meshed Network*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 3, Oct. 2007.

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.

THASANANUTARIYA, T. and CHAHATRATANA, S., *Stochastic Prediction of Voltage Sags in an Industrial Estate*, IEEE Transactions on Power Delivery, 2005.

UIE-DWG-2-92-D. [S.I.], 1993. UIE Guide to Measurements of Voltage Dips and Short Interruptions Occurring in Industrial Installations.

Apêndice A

DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO, SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO ESTUDADOS.

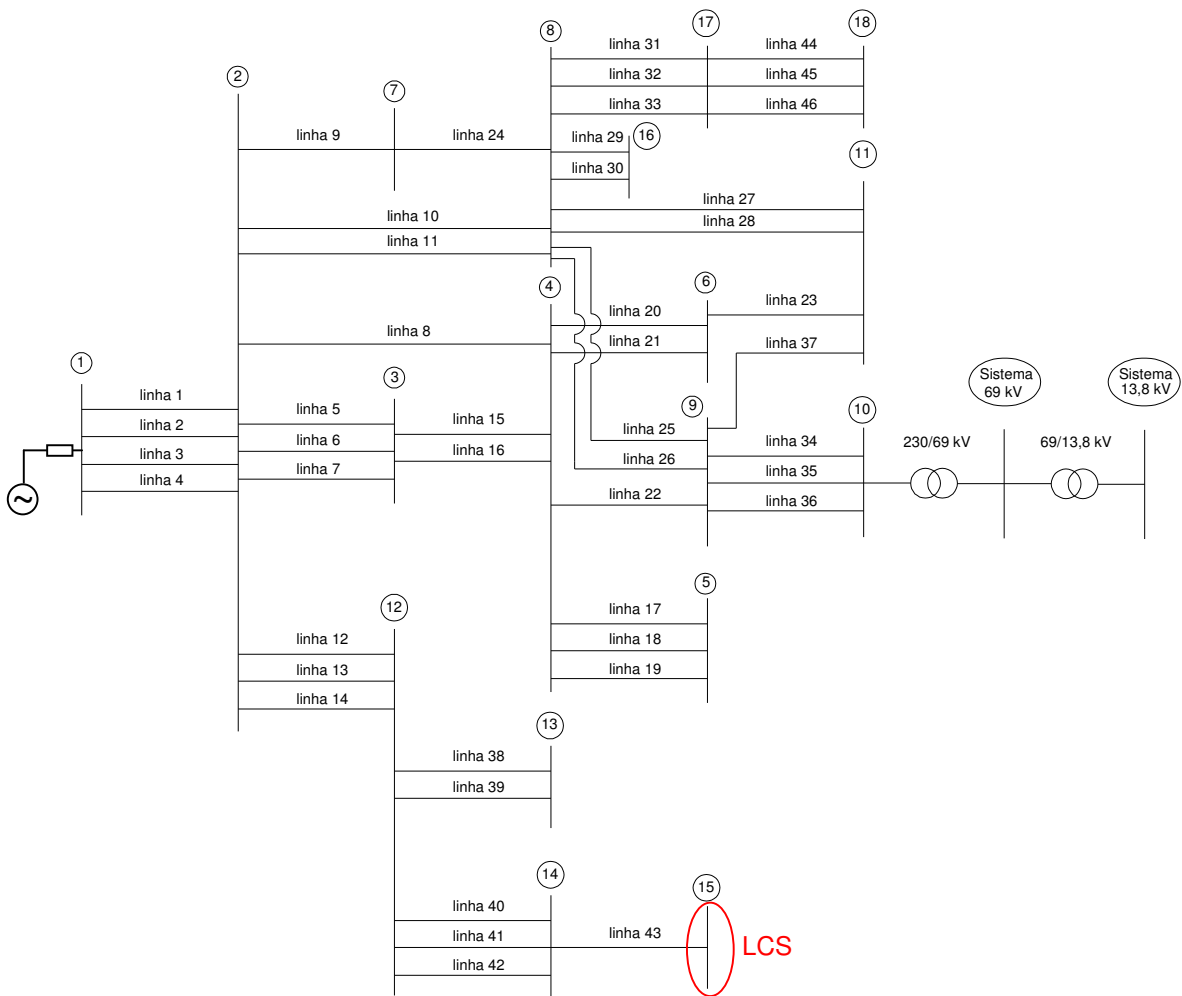


Figura A.1 – Diagrama unifilar de parte do sistema de transmissão 230 kV da CHESF.

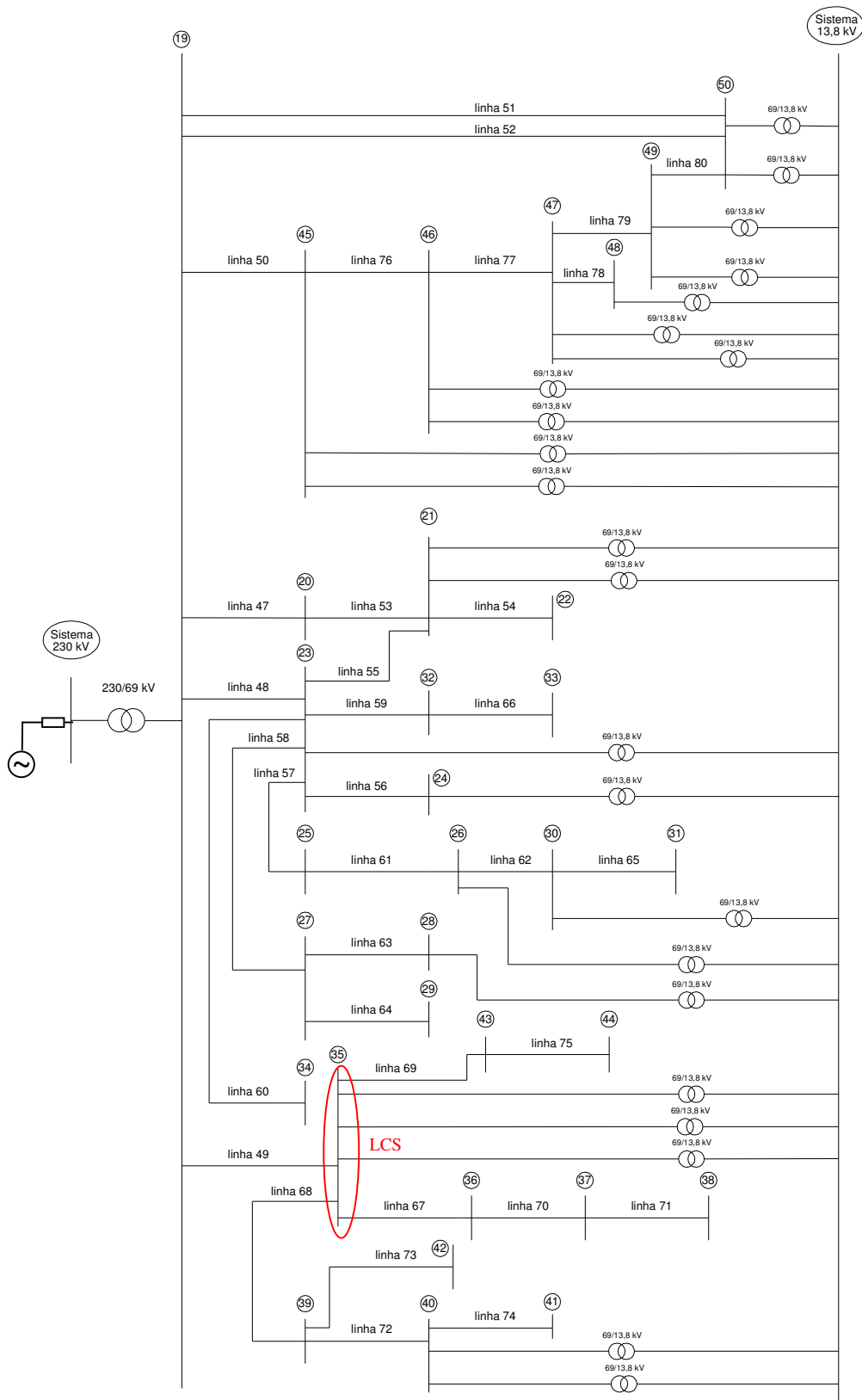


Figura A.2 – Diagrama unifilar de parte do sistema de subtransmissão 69 kV da EPB.

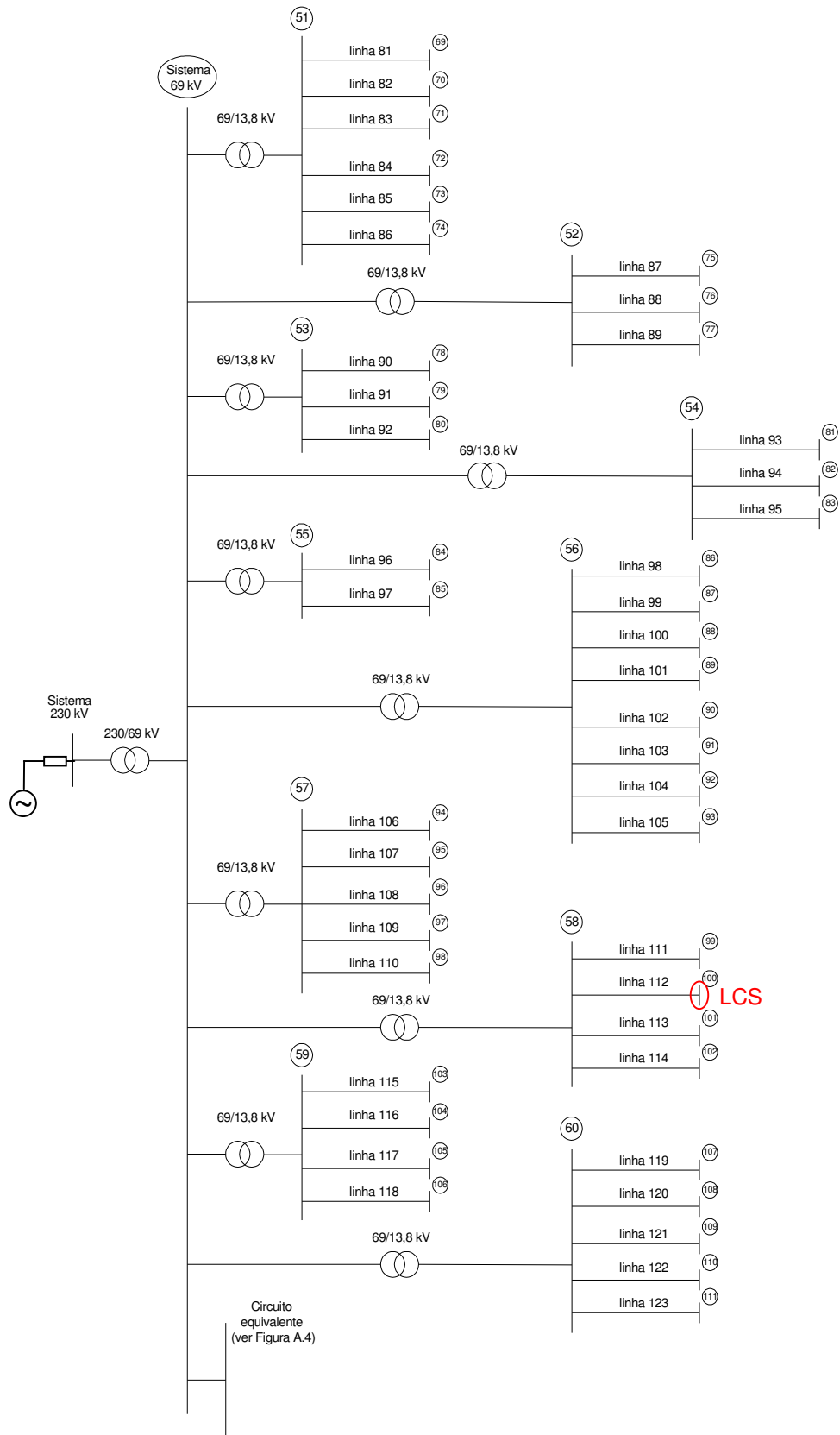


Figura A.3 – Diagrama unifilar de parte do sistema de distribuição 13,8 kV da EPB.

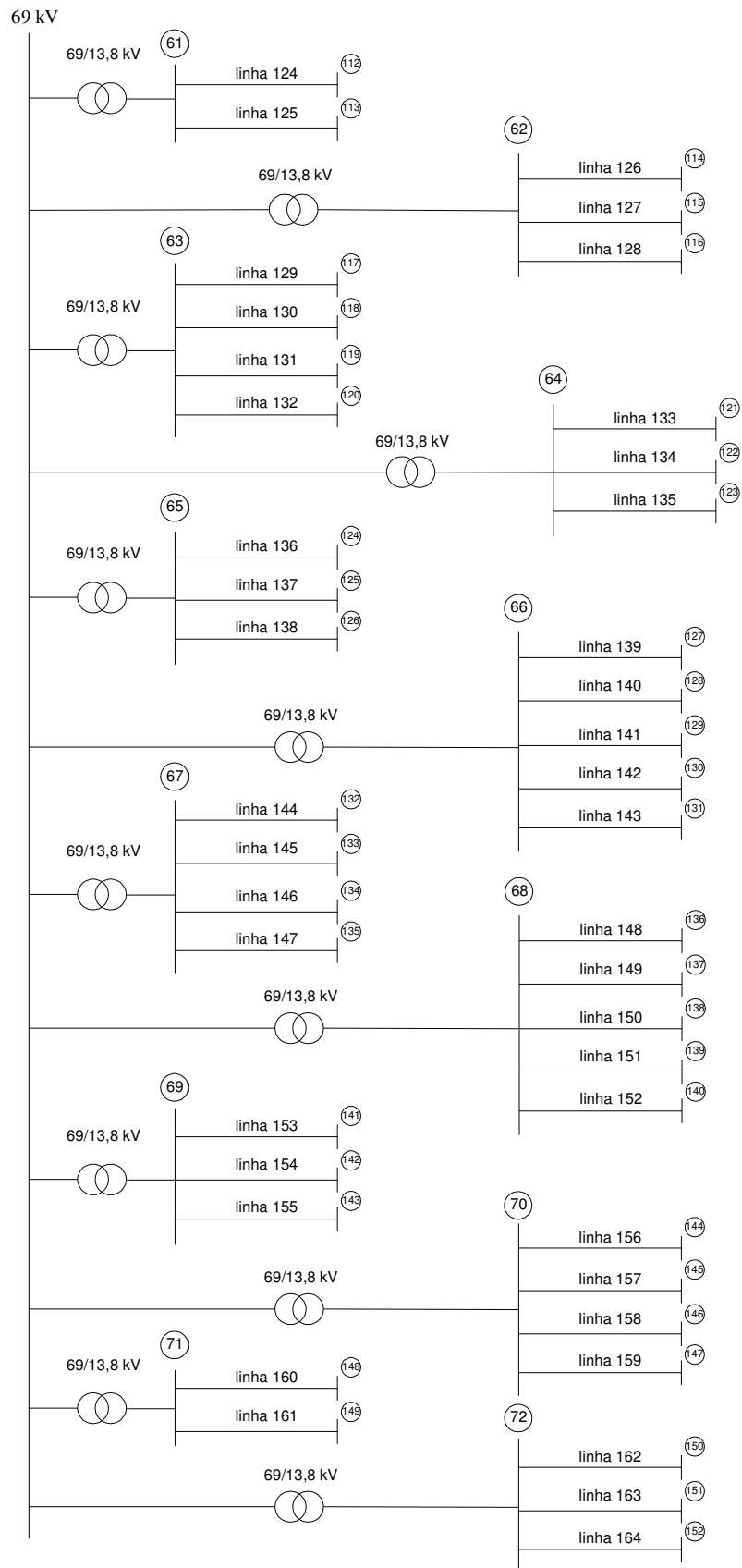


Figura A.4 – Diagrama unifilar do circuito equivalente referente à Figura A.3.

Tabela A.1 – Linhas de Transmissão/Distribuição 230/69/13,8 kV – parâmetros elétricos.

Linha de Transmissão/Distribuição	De	Para	Sequência zero $R_0 + X_0 j$ (p.u.)	Sequência positiva $R_1 + X_1 j$ (p.u.)	Comp. (km)	Nível de Tensão (kV)
linha 1	1	2	0,1807 + 0,5025 j	0,0398 + 0,2185 j	221,00	230
linha 2	1	2	0,1856 + 0,5256 j	0,0413 + 0,2088 j	221,00	230
linha 3	1	2	0,1871 + 0,5283 j	0,0413 + 0,2088 j	221,00	230
linha 4	1	2	0,1669 + 0,4599 j	0,0200 + 0,1625 j	221,00	230
linha 5	2	3	0,0487 + 0,1622 j	0,0115 + 0,0602 j	62,60	230
linha 6	2	3	0,0462 + 0,1499 j	0,0116 + 0,0614 j	62,60	230
linha 7	2	3	0,0407 + 0,1379 j	0,0120 + 0,0611 j	65,00	230
linha 8	2	4	0,1070 + 0,5584 j	0,0175 + 0,1237 j	188,00	230
linha 9	2	7	0,1002 + 0,2753 j	0,0210 + 0,1144 j	114,50	230
linha 10	2	8	0,1455 + 0,4312 j	0,0310 + 0,1584 j	171,50	230
linha 11	2	8	0,1455 + 0,4312 j	0,0310 + 0,1583 j	171,50	230
linha 12	2	12	0,0714 + 0,2220 j	0,0144 + 0,0735 j	78,20	230
linha 13	2	12	0,0730 + 0,2190 j	0,0144 + 0,0735 j	78,20	230
linha 14	2	12	0,0713 + 0,2169 j	0,0146 + 0,0770 j	79,10	230
linha 15	3	4	0,1216 + 0,3558 j	0,0225 + 0,1181 j	123,10	230
linha 16	3	4	0,1170 + 0,3542 j	0,0225 + 0,1204 j	123,10	230
linha 17	4	5	0,1781 + 0,6309 j	0,0386 + 0,1994 j	214,50	230
linha 18	4	5	0,0816 + 0,4167 j	0,0171 + 0,1247 j	188,10	230
linha 19	4	5	0,0809 + 0,4085 j	0,0171 + 0,1245 j	188,10	230
linha 20	4	6	0,0549 + 0,2813 j	0,0115 + 0,0839 j	126,00	230
linha 21	4	6	0,0545 + 0,2760 j	0,0116 + 0,0838 j	126,00	230
linha 22	4	9	0,0860 + 0,3038 j	0,0181 + 0,0970 j	99,00	230
linha 23	6	11	0,0095 + 0,0468 j	0,0021 + 0,0151 j	22,61	230
linha 24	7	8	0,0503 + 0,1376 j	0,0105 + 0,0571 j	57,00	230
linha 25	8	9	0,0564 + 0,2179 j	0,0131 + 0,0679 j	71,00	230
linha 26	8	9	0,0564 + 0,2220 j	0,0131 + 0,0679 j	71,00	230
linha 27	8	11	0,0191 + 0,0700 j	0,0058 + 0,0309 j	31,50	230
linha 28	8	11	0,0203 + 0,0803 j	0,0058 + 0,0296 j	31,50	230
linha 29	8	16	0,0228 + 0,0797 j	0,0053 + 0,0271 j	28,50	230
linha 30	8	16	0,0226 + 0,0794 j	0,0053 + 0,0271 j	28,50	230
linha 31	8	17	0,0048 + 0,0141 j	0,0014 + 0,0076 j	7,60	230
linha 32	8	17	0,0044 + 0,0154 j	0,0014 + 0,0070 j	7,31	230
linha 33	8	17	0,0044 + 0,0150 j	0,0014 + 0,0070 j	7,31	230
linha 34	9	10	0,0364 + 0,1225 j	0,0093 + 0,0476 j	50,60	230
linha 35	9	10	0,0369 + 0,1193 j	0,0094 + 0,0475 j	50,60	230
linha 36	9	10	0,0372 + 0,1211 j	0,0096 + 0,0494 j	51,85	230
linha 37	9	11	0,0276 + 0,1077 j	0,0081 + 0,0440 j	50,00	230
linha 38	12	13	0,0109 + 0,0529 j	0,0033 + 0,0180 j	26,50	230
linha 39	12	13	0,0108 + 0,0528 j	0,0033 + 0,0180 j	26,50	230
linha 40	12	14	0,0122 + 0,0375 j	0,0026 + 0,0136 j	11,50	230
linha 41	12	14	0,0130 + 0,0397 j	0,0026 + 0,0132 j	11,50	230
linha 42	12	14	0,0128 + 0,0402 j	0,0026 + 0,0132 j	11,50	230
linha 43	14	15	0,0981 + 0,3762 j	0,0229 + 0,1190 j	127,00	230
linha 44	17	18	0,0045 + 0,0131 j	0,0013 + 0,0071 j	7,07	230

Linha de Transmissão/Distribuição	De	Para	Sequência zero $R_0 + X_0 j$ (p.u.)	Sequência positiva $R_1 + X_1 j$ (p.u.)	Comp. (km)	Nível de Tensão (kV)
linha 45	17	18	0,0039 + 0,0134 j	0,0012 + 0,0061 j	6,37	230
linha 46	17	18	0,0039 + 0,0130 j	0,0012 + 0,0061 j	6,37	230
linha 47	19	20	0,0057 + 0,0350 j	0,0021 + 0,0095 j	1,00	69
linha 48	19	23	0,0709 + 0,4652 j	0,0263 + 0,1050 j	12,50	69
linha 49	19	35	0,0007 + 0,0036 j	0,0367 + 0,0311 j	0,14	69
linha 50	19	45	0,0603 + 0,3888 j	0,0225 + 0,0944 j	10,70	69
linha 51	19	50	0,0441 + 0,2975 j	0,0164 + 0,0619 j	7,80	69
linha 52	19	50	0,0444 + 0,2972 j	0,0164 + 0,0619 j	7,80	69
linha 53	20	21	0,0377 + 0,2352 j	0,0139 + 0,0604 j	6,60	69
linha 54	21	22	0,0249 + 0,0552 j	0,0197 + 0,0172 j	1,45	69
linha 55	21	23	0,0512 + 0,3308 j	0,0189 + 0,0775 j	9,00	69
linha 56	23	24	0,5202 + 1,2065 j	0,4082 + 0,3555 j	31,00	69
linha 57	23	25	0,1331 + 0,6308 j	0,0698 + 0,1698 j	17,50	69
linha 58	23	27	0,2924 + 0,6495 j	0,2310 + 0,2010 j	17,00	69
linha 59	23	32	0,0500 + 0,2093 j	0,0289 + 0,0601 j	5,88	69
linha 60	23	34	0,0141 + 0,0582 j	0,0082 + 0,0174 j	1,66	69
linha 61	25	26	0,1521 + 0,7188 j	0,0798 + 0,1949 j	20,00	69
linha 62	26	30	0,3611 + 1,2338 j	0,2426 + 0,3660 j	33,00	69
linha 63	27	28	0,2718 + 0,6023 j	0,2147 + 0,1875 j	15,80	69
linha 64	27	29	0,0344 + 0,0763 j	0,0272 + 0,0237 j	2,00	69
linha 65	30	31	0,1283 + 0,4384 j	0,0860 + 0,1293 j	11,70	69
linha 66	32	33	0,0767 + 0,3284 j	0,0442 + 0,0879 j	9,00	69
linha 67	35	36	0,0172 + 0,0376 j	0,0136 + 0,0121 j	1,00	69
linha 68	35	39	0,0086 + 0,0195 j	0,0068 + 0,0057 j	2,62	69
linha 69	35	43	0,0819 + 0,3367 j	0,0472 + 0,0974 j	9,60	69
linha 70	36	37	0,0344 + 0,0769 j	0,0272 + 0,0234 j	2,00	69
linha 71	37	38	0,0344 + 0,0769 j	0,0272 + 0,0234 j	2,00	69
linha 72	39	40	0,0464 + 0,1048 j	0,0367 + 0,0311 j	0,15	69
linha 73	39	42	0,0349 + 0,0791 j	0,0276 + 0,0232 j	2,50	69
linha 74	40	41	0,0052 + 0,0118 j	0,0041 + 0,0034 j	0,30	69
linha 75	43	44	0,0066 + 0,0220 j	0,0044 + 0,0069 j	0,60	69
linha 76	45	46	0,0364 + 0,2326 j	0,0134 + 0,0565 j	6,40	69
linha 77	46	47	0,0233 + 0,1494 j	0,0087 + 0,0355 j	4,00	69
linha 78	47	48	0,1041 + 0,2717 j	0,0787 + 0,0809 j	7,07	69
linha 79	47	49	0,0273 + 0,1821 j	0,0101 + 0,0386 j	4,80	69
linha 80	49	50	0,0090 + 0,0596 j	0,0033 + 0,0131 j	1,59	69
linha 81	51	69	35017 + 86684 j	2,7898 + 2,0771 j	7,14	13,8
linha 82	51	70	20388 + 50469 j	1,6243 + 1,2093 j	4,45	13,8
linha 83	51	71	0,7557 + 2,9337 j	0,5096 + 0,6565 j	2,64	13,8
linha 84	51	72	1,4963 + 4,3900 j	1,1341 + 1,0382 j	3,80	13,8
linha 85	51	73	2,5197 + 6,2376 j	20074 + 14946 j	5,65	13,8
linha 86	51	74	0,9564 + 2,3676 j	0,7620 + 0,5673 j	2,08	13,8
linha 87	52	75	1,6397 + 6,3655 j	11058 + 14245 j	5,72	13,8
linha 88	52	76	0,2695 + 1,0462 j	0,1817 + 0,2341 j	0,94	13,8
linha 89	52	77	1,4107 + 5,4763 j	0,9513 + 1,2255 j	4,92	13,8
linha 90	53	78	0,6830 + 2,6516 j	0,4606 + 0,5934 j	2,38	13,8

Linha de Transmissão/Distribuição	De	Para	Sequência zero $R_0 + X_0 j$ (p.u.)	Sequência positiva $R_1 + X_1 j$ (p.u.)	Comp. (km)	Nível de Tensão (kV)
linha 91	53	79	1,2100 + 6,6919 j	0,6250 + 1,2864 j	6,26	13,8
linha 92	53	80	0,2646 + 1,4635 j	0,1367 + 0,2813 j	1,37	13,8
linha 93	54	81	0,6860 + 3,7941 j	0,3544 + 0,7293 j	3,55	13,8
linha 94	54	82	2,0388 + 5,0469 j	1,6243 + 1,2093 j	4,44	13,8
linha 95	54	83	0,7541 + 4,1705 j	0,3895 + 0,8017 j	3,90	13,8
linha 96	55	84	17153 + 66589 j	1,1567 + 1,4902 j	5,99	13,8
linha 97	55	85	0,3341 + 1,8479 j	0,1726 + 0,3552 j	1,73	13,8
linha 98	56	86	1,6541 + 4,8530 j	1,2537 + 1,1477 j	4,29	13,8
linha 99	56	87	1,3689 + 5,3140 j	0,9231 + 1,1892 j	4,78	13,8
linha 100	56	88	0,8073 + 3,1340 j	0,5444 + 0,7014 j	2,82	13,8
linha 101	56	89	12,5161+30,9834 j	9,9714 + 7,4240 j	27,27	13,8
linha 102	56	90	4,9482 + 14,5172 j	3,7503 + 3,4332 j	12,84	13,8
linha 103	56	91	1,9696 + 5,7785 j	1,4928 + 1,3666 j	5,11	13,8
linha 104	56	92	1,1382 + 2,8177 j	0,9068 + 0,6752 j	2,48	13,8
linha 105	56	93	2,5197 + 6,2376 j	2,0074 + 1,4946 j	5,49	13,8
linha 106	57	94	3,8368 + 9,4978 j	3,0567 + 2,2758 j	8,36	13,8
linha 107	57	95	11,7381+29,0574 j	9,3516 + 6,9625 j	25,58	13,8
linha 108	57	96	3,8562 + 9,5458 j	3,0721 + 2,2873 j	8,40	13,8
linha 109	57	97	3,9425 + 9,7596 j	3,1410 + 2,3385 j	8,59	13,8
linha 110	57	98	7,2796 + 18,0206 j	5,7996 + 4,3180 j	15,86	13,8
linha 111	58	99	1,4963 + 4,3900 j	1,1341 + 1,0382 j	3,88	13,8
linha 112	58	100	0,5190 + 2,8702 j	0,2681 + 0,5517 j	2,69	13,8
linha 113	58	101	1,4859 + 4,3593 j	1,1262 + 1,0309 j	3,86	13,8
linha 114	58	102	0,6704 + 2,6025 j	0,4521 + 0,5824 j	2,34	13,8
linha 115	59	103	0,3135 + 0,7761 j	0,2498 + 0,1860 j	0,68	13,8
linha 116	59	104	1,7656 + 6,8541 j	1,1906 + 1,5339 j	6,16	13,8
linha 117	59	105	1,0759 + 2,6633 j	0,8571 + 0,6382 j	2,34	13,8
linha 118	59	106	1,2100 + 6,6919 j	0,6250 + 1,2864 j	6,72	13,8
linha 119	60	107	1,3516 + 3,3458 j	1,0768 + 0,8017 j	2,95	13,8
linha 120	60	108	0,6237 + 2,4212 j	0,4206 + 0,5419 j	2,17	13,8
linha 121	60	109	0,6237 + 2,4212 j	0,4206 + 0,5419 j	2,18	13,8
linha 122	60	110	0,3844 + 1,4923 j	0,2592 + 0,3340 j	1,34	13,8
linha 123	60	111	0,7232 + 1,7902 j	0,5761 + 0,4289 j	1,58	13,8
linha 124	61	112	0,8281 + 2,0498 j	0,6597 + 0,4912 j	1,80	13,8
linha 125	61	113	0,3801 + 2,1023 j	0,1964 + 0,4041 j	1,97	13,8
linha 126	62	114	0,7857 + 3,0501 j	0,5298 + 0,6826 j	2,74	13,8
linha 127	62	115	1,5692 + 3,8844 j	12501 + 0,9308 j	3,42	13,8
linha 128	62	116	0,4541 + 2,5112 j	0,2345 + 0,4827 j	2,35	13,8
linha 129	63	117	1,3516 + 3,3458 j	1,0768 + 0,8017 j	2,91	13,8
linha 130	63	118	2,1323 + 5,2785 j	1,6988 + 1,2648 j	4,65	13,8
linha 131	63	119	2,5197 + 6,2376 j	2,0074 + 1,4946 j	5,43	13,8
linha 132	63	120	0,5483 + 3,0322 j	0,2832 + 0,5829 j	2,84	13,8
linha 133	64	121	3,5017 + 8,6684 j	2,7898 + 2,0771 j	7,63	13,8
linha 134	64	122	4,5204 + 11,1902 j	3,6014 + 2,6813 j	9,85	13,8
linha 135	64	123	5,2158 + 12,9117 j	4,1554 + 3,0938 j	11,37	13,8
linha 136	65	124	6,4298 + 15,9168 j	5,1225 + 3,8139 j	14,01	13,8

Linha de Transmissão/Distribuição	De	Para	Sequência zero $R_0 + X_0 j$ (p.u.)	Sequência positiva $R_1 + X_1 j$ (p.u.)	Comp. (km)	Nível de Tensão (kV)
linha 137	65	125	4,3953 + 17,0628 j	2,9640 + 3,8185 j	15,34	13,8
linha 138	65	126	4,9783 + 12,3238 j	3,9662 + 2,9529 j	10,85	13,8
linha 139	66	127	11,6367+28,8064 j	9,2708 + 6,9024 j	25,36	13,8
linha 140	66	128	1,9715 + 4,8805 j	1,5707 + 1,1694 j	4,30	13,8
linha 141	66	129	18,9304+46,8618 j	15,0816+11,2287j	41,25	13,8
linha 142	66	130	2,3822 + 9,2476 j	1,6064 + 2,0695 j	8,31	13,8
linha 143	66	131	0,3135 + 0,7761 j	0,2498 + 0,1860 j	0,70	13,8
linha 144	67	132	1,8441 + 4,5650 j	1,4692 + 1,0938 j	4,02	13,8
linha 145	67	133	0,4003 + 2,2138 j	0,2068 + 0,4256 j	2,07	13,8
linha 146	67	134	0,3733 + 2,0648 j	0,1929 + 0,3969 j	1,93	13,8
linha 147	67	135	1,1025 + 6,0975 j	0,5695 + 1,1721 j	5,71	13,8
linha 148	68	136	0,6306 + 3,4878 j	0,3258 + 0,6705 j	3,26	13,8
linha 149	68	137	1,1862 + 2,9365 j	0,9451 + 0,7036 j	2,59	13,8
linha 150	68	138	3,6677 + 9,0794 j	2,9220 + 2,1755 j	7,99	13,8
linha 151	68	139	3,7622 + 9,3132 j	2,9973 + 2,2316 j	8,20	13,8
linha 152	68	140	0,9679 + 2,3959 j	0,7711 + 0,5741 j	2,11	13,8
linha 153	69	141	0,3666 + 2,0275 j	0,1894 + 0,3897 j	1,90	13,8
linha 154	69	142	0,6349 + 3,5113 j	0,3280 + 0,6750 j	3,29	13,8
linha 155	69	143	0,2646 + 1,4635 j	0,1367 + 0,2813 j	1,23	13,8
linha 156	70	144	0,3341 + 1,8479 j	0,1726 + 0,3552 j	1,71	13,8
linha 157	70	145	0,7030 + 2,7290 j	0,4740 + 0,6107 j	2,45	13,8
linha 158	70	146	0,4206 + 2,3261 j	0,4206 + 2,3261 j	2,18	13,8
linha 159	70	147	0,9657 + 2,3907 j	0,7694 + 0,5728 j	2,10	13,8
linha 160	71	148	0,4110 + 1,5957 j	0,2772 + 0,3571 j	1,43	13,8
linha 161	71	149	0,3135 + 0,7761 j	0,2498 + 0,1860 j	0,99	13,8
linha 162	72	150	0,7741 + 4,2814 j	0,3999 + 0,8230 j	4,01	13,8
linha 163	72	151	0,4634 + 1,7990 j	0,3125 + 0,4026 j	1,62	13,8
linha 164	72	152	1,3816 + 3,4202 j	1,1007 + 0,8195 j	3,01	13,8

Tabela A.2 – Transformadores de Potência 230/69 kV e 69/13,8 kV – Parâmetros elétricos.

De	Para	Sequência zero $R_0 + X_0 j$ (p.u.)	Sequência positiva $R_1 + X_1 j$ (p.u.)	Relação de Tensão (kV)	Potência (MVA)
10	19	0.1303 j	0,1303 j	230/69	10
10	19	0.1303 j	0,1303 j	230/69	10
10	19	0.1253 j	0,1189 j	230/69	10
10	19	0.1253 j	0,1189 j	230/69	10
48	51	0.0704 j	0,0704 j	69/13,8	10
40	52	0.0645 j	0,0645 j	69/13,8	10
40	53	0.0645 j	0,0645 j	69/13,8	10
21	54	0.0660 j	0,0660 j	69/13,8	10
21	55	0.0667 j	0,0667 j	69/13,8	10
23	56	0.0826 j	0,0826 j	69/13,8	10
24	57	0.0880 j	0,0880 j	69/13,8	10

De	Para	Sequência zero $R_0 + X_0$ j (p.u.)	Sequência positiva $R_1 + X_1$ j (p.u.)	Relação de Tensão (kV)	Potência (MVA)
35	58	0.0701 j	0,0701 j	69/13,8	10
35	59	0.0640 j	0,0640 j	69/13,8	10
35	59	0.0659 j	0,0659 j	69/13,8	10
46	60	0.080 j	0,0800 j	69/13,8	10
46	61	0.0636 j	0,0636 j	69/13,8	10
45	62	0.0690 j	0,0690 j	69/13,8	10
45	63	0.0638 j	0,0638 j	69/13,8	10
28	64	0.0707 j	0,0707 j	69/13,8	10
30	65	0.0751 j	0,0751 j	69/13,8	10
26	66	0.0670 j	0,0670 j	69/13,8	10
50	67	0.0663 j	0,0663 j	69/13,8	10
50	68	0.0679 j	0,0679 j	69/13,8	10
49	69	0.0640 j	0,0640 j	69/13,8	10
49	70	0.1070 j	0,1070 j	69/13,8	10
47	71	0.0640 j	0,0640 j	69/13,8	10
47	72	0.0644 j	0,0644 j	69/13,8	10

Apêndice B

TRANSFORMAÇÃO DAS COMPONENTES DE FASE EM COMPONENTES DE SEQUÊNCIA.

O método de componentes simétricas é usado para o estudo de sistemas de potência polifásicos desequilibrados. Consiste na decomposição dos elementos de tensão ou corrente das fases, em parcelas iguais, mas com ângulos de fase diferentes. Desta forma é possível desmembrar o circuito polifásico em 'n' circuitos monofásicos, supondo válido o princípio da superposição, ou seja, que os circuitos sejam lineares.

No caso do sistema trifásico, haverá três componentes balanceadas: zero, positiva e negativa, conforme é mostrada na Figura B.1.

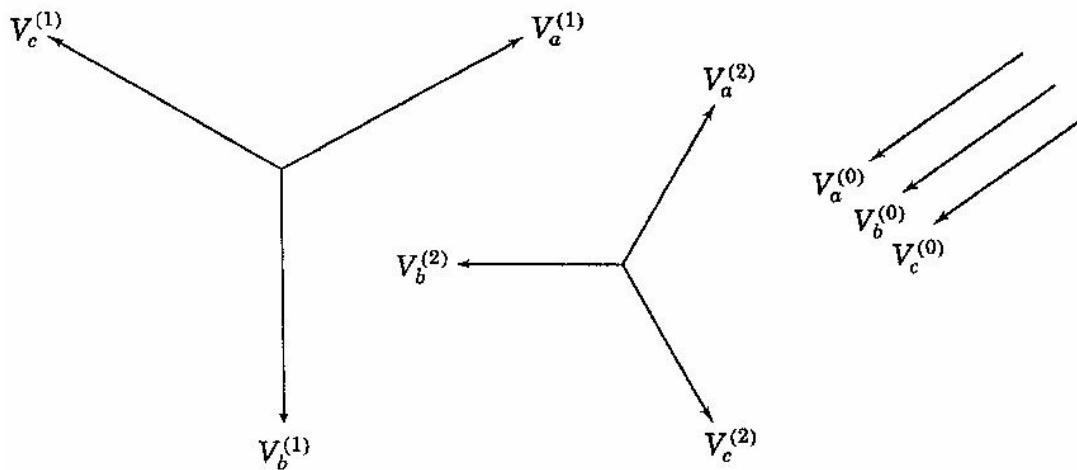


Figura B.1 – Componentes balanceadas: zero, positiva e negativa.

Os fasores desequilibrados é igual a soma destas componentes balanceadas como:

$$V_a = V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)}, \quad (\text{B.1})$$

$$V_b = V_b^{(0)} + V_b^{(1)} + V_b^{(2)} \text{ e} \quad (\text{B.2})$$

$$V_c = V_c^{(0)} + V_c^{(1)} + V_c^{(2)}. \quad (\text{B.3})$$

O diagrama fasorial da soma das componentes balanceadas é mostrado na Figura B.2.

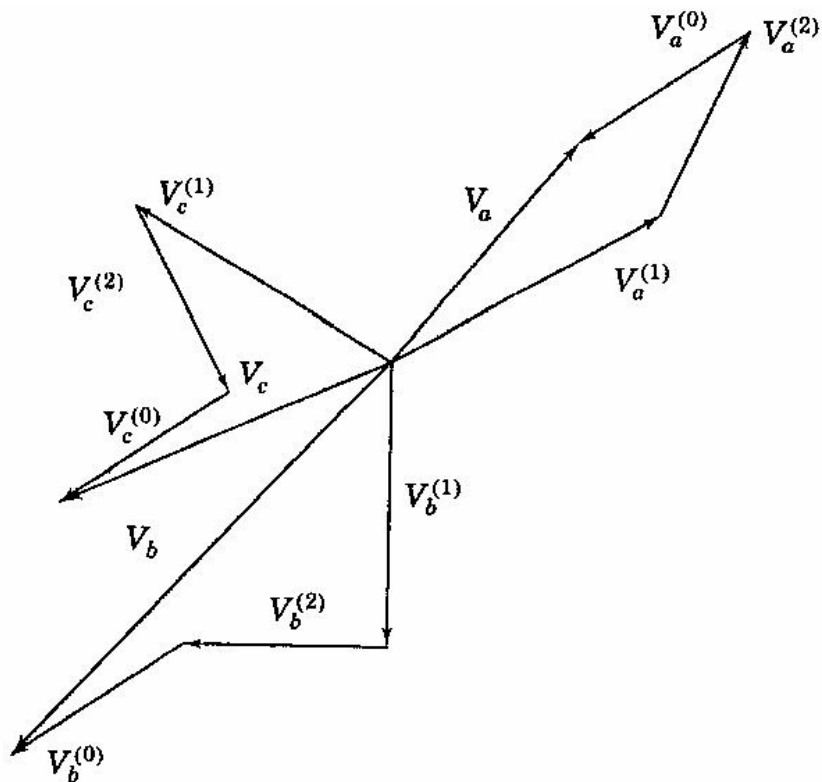


Figura B.2 – Diagrama fasorial da soma das componentes balanceadas.

Na Figura B.1 é verificado as seguintes relações:

$$\begin{aligned}
 V_b^{(0)} &= V_a^{(0)}, \\
 V_b^{(1)} &= a^2 V_a^{(1)}, \\
 V_b^{(2)} &= a V_a^{(2)}, \\
 V_c^{(0)} &= V_a^{(0)}, \\
 V_c^{(1)} &= a V_a^{(1)} \text{ e} \\
 V_c^{(2)} &= a^2 V_a^{(2)}.
 \end{aligned}
 \tag{B.4}$$

Onde $a = 1 \angle 120^\circ$.

Repetindo a equação (B.1) e substituindo as equações (B.4) nas equações (B.2)-(B.3):

$$V_a = V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)}, \tag{B.5}$$

$$V_b = V_a^{(0)} + a^2 V_a^{(1)} + a V_a^{(2)} \text{ e} \tag{B.6}$$

$$V_c = V_a^{(0)} + a V_a^{(1)} + a^2 V_a^{(2)}. \tag{B.7}$$

Na forma matricial,

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix}.
 \tag{B.8}$$

Onde,

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}. \tag{B.9}$$

E a matriz inversa da matriz A ,

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}. \tag{B.10}$$

Pode-se determinar as tensões de componentes de sequência a partir das tensões de componentes de fase:

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}. \quad (\text{B.11})$$

Escrevendo as equações na forma expandida:

$$V_a^{(0)} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c), \quad (\text{B.12})$$

$$V_a^{(1)} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \text{ e} \quad (\text{B.13})$$

$$V_a^{(2)} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c). \quad (\text{B.14})$$