

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PRISCILA TELLES

**ESTIMATIVA DE INDICADORES DE AFUNDAMENTOS DE
TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Porto Alegre

2017

PRISCILA TELLES

**ESTIMATIVA DE INDICADORES DE AFUNDAMENTOS DE
TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy
Leborgne

Porto Alegre

2017

PRISCILA TELLES

**ESTIMATIVA DE INDICADORES DE AFUNDAMENTOS DE
TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Göteborg,
Suécia

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Nelson Kagan, USP

Doutor pela University of London – Londres, Inglaterra

Dra. Mariana Resener, CEEE-D

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Daniel da Silva Gazzana, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Valner João Brusamarello

Porto Alegre, novembro de 2017.

AGRADECIMENTOS

À toda a minha família, que mesmo distante sempre me apoiou e estimulou para meu crescimento acadêmico e profissional.

Aos meus tios, Maurício, Vanessa, Rosa Maria, Maria Helena (*in memoriam*), Marco Antônio, e Paulo José Telles, por demonstrarem apoio em todas as minhas decisões.

Agradeço em especial, à minha mãe Eliane e minha avó Jandira, por toda a dedicação, amor incondicional ao longo de minha vida, por compreenderem minha ausência durante o desenvolvimento deste trabalho, e por tudo que fizeram e ainda fazem a favor dos seus filhos.

Ao meu irmão, Vinícius Telles Cerutti, agradeço pelo carinho e companheirismo a nossa mãe durante minha ausência.

Ao Lucian Machado Toledo, pelo carinho, compreensão, e também por me incentivar na busca pelos meus objetivos.

Aos meus orientadores Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, pela oportunidade de desenvolver este trabalho e todo auxílio durante todo o curso de mestrado, e ao Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira, que me recebeu na UFRGS e colaborou para o meu crescimento acadêmico.

Por fim, agradeço a todos aqueles torceram por mim e que de alguma forma contribuíram de alguma forma neste trabalho.

RESUMO

Os afundamentos de tensão são distúrbios que afetam grandemente a qualidade da energia fornecida aos consumidores, se mostrando especialmente danosos para os consumidores industriais que dependem de tensões em níveis adequados para a continuidade de seus processos de fabricação. O desempenho das redes elétricas frente aos afundamentos de tensão é usualmente mensurado através de indicadores, que dentre outros propósitos, fornecem as informações necessárias ao planejamento de ações voltadas à mitigação dos efeitos dos afundamentos de tensão causados por faltas. Em geral, as regiões da rede vulneráveis a este tipo de distúrbio são identificadas através de medições em pontos de interesse ao longo da rede. No entanto, esta abordagem se mostra restritiva, pois abrange áreas pontuais e intervalos de tempo pouco representativos. Neste contexto, o presente trabalho propõe uma metodologia para estimar os indicadores de afundamentos de tensão, utilizando medições em um único terminal da rede. A técnica é baseada na determinação da localização das faltas para estimar as magnitudes dos afundamentos em todos os nós da rede. Estas informações são utilizadas para caracterizar o desempenho dos sistemas de distribuição em relação aos afundamentos de tensão que ocorrem em um dado período de estudo. A validação da metodologia foi efetuada a partir de simulações de faltas nos sistemas testes IEEE 13 nós e 34 nós. Os testes incluem a análise da sensibilidade da técnica frente a variações no carregamento da rede, considerando diversos cenários de faltas.

Palavras-chave: Afundamentos de Tensão. Localização de faltas. Sistemas de Distribuição.

ABSTRACT

Voltage sags are disturbances that greatly affect the power quality supplied to customers and are especially damaging to industrial customers which rely on adequate voltage levels for the continuity of manufacturing processes. Electrical networks' performance against voltage sags is usually measured by indices that among other purposes, provide the necessary information for planning actions aiming to mitigate the effects of voltage sags caused by faults. In general, areas vulnerable to this type of disturbance are identified by measurements at points of interest along the network. However, this approach is restrictive, since it covers punctual areas and reduced time intervals. In this context, this work proposes a methodology for estimating voltage sags indices using measurements at a single terminal. The technique is based on the fault location to estimate the magnitudes of voltage sags in all network nodes. This information is used to evaluate the performance of distribution systems in relation to the occurrence of voltage sags in a given period of study. The method's validation was performed by fault simulations in the IEEE 13 node and 34 node test systems. The tests include a sensitivity analysis considering load variation and several fault scenarios.

Keywords: Voltage Sags. Fault Location. Distribution Systems.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	OBJETIVOS	14
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	15
2	AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	16
2.1	DEFINIÇÕES	16
2.2	CAUSAS E FATORES DE INFLUÊNCIA NOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	16
2.3	INDICADORES DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	19
2.3.1	UNIPEDE (DISISP)	21
2.3.2	IEC 61000-2-8	21
2.3.3	IEC 61000-4-11	22
2.3.4	NRS 048-2	22
2.3.5	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica	23
2.3.6	Procedimentos de Rede	24
2.3.7	SARFI	25
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	26
3	MÉTODOS PARA ESTIMATIVA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	27
3.1	MÉTODOS BASEADOS EM SIMULAÇÕES	27
3.2	MÉTODOS BASEADOS EM MEDIÇÕES	29
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	32
4	METODOLOGIA PROPOSTA	33
4.1	PRÉ-PROCESSAMENTO DOS SINAIS DE ENTRADA	33
4.2	LOCALIZAÇÃO DA FALTA	34
4.2.1	Modelagem dos Componentes de Rede	34
4.2.2	Método de Localização de Falhas baseado na Impedância Aparente	36
4.3	ESTIMATIVA DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	42
4.4	ESTRATIFICAÇÃO DOS EVENTOS	43
4.5	CÁLCULO DOS INDICADORES	45
5	ESTUDO DE CASOS E RESULTADOS	47
5.1	SISTEMA IEEE DE 13 NÓS	48
5.1.1	Indicador Fator de Impacto	48
5.1.2	Influência do Tipo e Resistência de Falta	51
5.1.3	Influência da Variação no Carregamento	53
5.1.4	Magnitudes dos Afundamentos de Tensão	54
5.2	SISTEMA IEEE DE 34 NÓS	57
5.2.1	Indicador Fator de Impacto	58
5.2.2	Influência do Tipo e Resistência de Falta	59
5.2.3	Influência da Variação no Carregamento	61
5.2.4	Magnitudes de Afundamentos de Tensão	62
6	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	65
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	67
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	68
	APÊNDICE A: ESTIMATIVA DOS FASORES	73
	APÊNDICE B: DETALHAMENTO DOS RESULTADOS	76

ANEXO A: DADOS DO SISTEMA TESTE IEEE DE 13 NÓS	79
ANEXO B: DADOS DO SISTEMA TESTE IEEE DE 34 NÓS	84

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Percentuais de faltas em uma planta industrial.	17
Figura 2	Influência das conexões de transformadores nos afundamentos de tensão.....	18
Figura 3	Procedimento para o cálculo de indicadores de afundamentos de tensão.....	20
Figura 4	Etapas da metodologia proposta.....	33
Figura 5	Modelo pi-nominal de um segmento de linha de distribuição de energia elétrica.....	35
Figura 6	Modelo de segmento de linha em falta.	37
Figura 7	Modelo generalizado para faltas à terra.	38
Figura 8	Modelo generalizado para faltas entre fases.	39
Figura 9	Algoritmo de Localização de faltas.....	41
Figura 10	Possíveis localizações da falta a 3 km do terminal de medição (a) e sistema equivalente associado à localização F1 (b).....	42
Figura 11	Ramais laterais fora do caminho entre o terminal de medição e a falta.....	43
Figura 12	Procedimento para obtenção de indicadores.	45
Figura 13	Topologia do Sistema IEEE 13 nós.	48
Figura 14	Fator de impacto para o Sistema IEEE de 13 nós (SLP).....	49
Figura 15	Fator de impacto para o Sistema IEEE de 13 nós (LP50).....	50
Figura 16	Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com as resistências de falta – Sistema IEEE de 13 nós (SLP).....	51
Figura 17	Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta – Sistema IEEE de 13 nós (SLP).	52
Figura 18	Erros máximos das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta – Sistema IEEE de 13 nós (SLP).	52
Figura 19	Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com as resistências de falta e perfis de carregamento – Sistema IEEE de 13 nós.....	53
Figura 20	Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta e perfis de carregamento – Sistema IEEE de 13 nós.	54
Figura 21	Médias das magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas e obtidas através do ATP/EMTP – Sistema IEEE de 13 nós (SLP).....	55
Figura 22	Médias das magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas e obtidas através do ATP/EMTP – Sistema IEEE de 13 nós (LP50).....	55
Figura 23	Frequência acumulada das magnitudes de afundamentos de tensão – Sistema IEEE de 13 nós (SLP).	56
Figura 24	Frequência acumulada das magnitudes de afundamentos de tensão - Sistema IEEE de 13 nós (LP50).....	56
Figura 25	Topologia do Sistema IEEE de 34 nós.....	57
Figura 26	Fator de impacto para o Sistema IEEE de 34 nós (SLP).....	58
Figura 27	Fator de impacto para o Sistema IEEE de 34 nós (LP50).....	59
Figura 28	Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com as resistências de falta – Sistema IEEE de 34 nós (SLP).....	60
Figura 29	Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta – Sistema IEEE de 34 nós.....	60

Figura 30 Erros máximos das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta – Sistema IEEE de 34 nós (SLP).	61
Figura 31 Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com as resistências de falta e perfis de carregamento – Sistema IEEE de 34 nós.	61
Figura 32 Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta e perfis de carregamento – Sistema IEEE de 34 nós.	62
Figura 33 Médias das magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas e obtidas através do ATP/EMTP – Sistema IEEE de 34 nós (SLP).....	63
Figura 34 Médias das magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas e obtidas através do ATP/EMTP – Sistema IEEE de 34 nós (LP50).	63
Figura 35 Frequência acumulada das magnitudes de afundamentos de tensão – Sistema IEEE de 34 nós (SLP).	64
Figura 36 Frequência acumulada das magnitudes de afundamentos de tensão – Sistema IEEE de 34 nós (LP50).....	64
Figura 37 Forma de onda dos fasores de corrente no terminal local – Sistema IEEE de 13 nós.	73
Figura 38 Forma de onda dos fasores de tensão no terminal local – Sistema IEEE de 13 nós.	73
Figura 39 Ponto de Falta F1 no Sistema IEEE de 13 nós.....	76
Figura 40 Ramais laterais fora do caminho entre o terminal de medição e a falta em F1 no Sistema IEEE de 13 nós.....	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Classificação dos afundamentos de tensão de acordo com magnitude e duração.	16
Tabela 2 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pela UNIPEDE.....	21
Tabela 3 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pela IEC 61000-2-8.....	22
Tabela 4 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pela IEC 61000-4-11.....	22
Tabela 5 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pela NRS 048-2.....	23
Tabela 6 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pelo Módulo 8 – PRODIST.	24
Tabela 7 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pelo ONS.	25
Tabela 8 Estratificação dos afundamentos de tensão com base nas regiões de sensibilidade..	44
Tabela 9 Fatores de ponderação para cada região de sensibilidade.	46
Tabela 10 Resultados das distâncias estimadas pelo algoritmo de LDF para a falta em F1 no Sistema IEEE de 13 nós.....	77
Tabela 11 Resultados das magnitudes de tensão para falta tipo Ag no nó 633.....	78
Tabela 12 Dados de configuração dos cabos das linhas aéreas – IEEE 13 nós.....	79
Tabela 13 Dados de configuração dos cabos das linhas subterrâneas – IEEE 13 nós.....	79
Tabela 14 Dados dos transformadores da rede – IEEE 13 nós.....	79
Tabela 15 Dados da topologia do sistema – IEEE 13 nós.....	79
Tabela 16 Dados dos capacitores – IEEE 13 nós.	80
Tabela 17 Dados das cargas – IEEE 13 nós.	80
Tabela 18 Dados de configuração dos cabos das linhas aéreas – IEEE 34 nós.....	84
Tabela 19 Dados dos transformadores da rede – IEEE 34 nós.....	84
Tabela 20 Dados da topologia do sistema – IEEE 34 nós.....	84
Tabela 21 Dados dos capacitores – IEEE 34 nós.	85
Tabela 22 Dados das cargas pontuais – IEEE 34 nós.....	85
Tabela 23 Dados das cargas distribuídas – IEEE 34 nós.....	85

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

FI: Fator de Impacto

IA: Impedância Aparente

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

LDF: Localização de Faltas

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

PROREDE: Procedimentos de Rede

SDEE: Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

VTCD: Variação de Tensão de Curta Duração

1 INTRODUÇÃO

Afundamentos de tensão são fenômenos de curta duração (tipicamente entre 0,5 a 30 ciclos), caracterizados pela redução no valor eficaz da tensão entre 0,1 pu e 0,9 pu. Dentre as principais causas dos afundamentos de tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), destacam-se as faltas ao longo do alimentador e conexão de cargas, tais como motores de alta potência. Estes distúrbios têm se tornado cada vez mais importantes, tendo em vista o crescente uso de cargas sensíveis conectadas à rede elétrica. Dentre outras, pode-se citar os computadores pessoais, controladores microprocessados e diversos tipos de acionamentos de motores com velocidade variável, tais como inversores e retificadores controlados. Os afundamentos de tensão se mostram especialmente prejudiciais para os consumidores industriais, tendo em vista que são potenciais causadores de interrupções nos processos industriais, resultando em perdas de produção e matéria prima que usualmente implicam em prejuízos de grande monta (DUGAN *et al.*, 2004).

Os afundamentos de tensão são especialmente danosos em comparação com os demais problemas relacionados à qualidade da energia elétrica, tendo em vista que ocorrem com maior frequência. A grande extensão dos SDEE e a predominância das redes aéreas, são os principais fatores que contribuem para a ocorrência de faltas, sendo esta a principal causa dos afundamentos (BOLLEN, 2000; IEEE, 2007).

A quantificação dos afundamentos de tensão pode ser efetuada por meio de indicadores individuais ou coletivos. Os indicadores individuais quantificam o desempenho da rede considerando os consumidores individualmente, enquanto os indicadores de conjunto consideram o agrupamento da rede através de critérios arbitrários. Um conjunto pode ser limitado por um grupo de consumidores ou por alimentadores que servem a uma área geográfica específica. Ainda, os indicadores podem ser contabilizados em termos de diversos parâmetros, tais como energia não-suprida e consumidores afetados, ou um conjunto de parâmetros, como frequência e magnitude dos afundamentos. A caracterização dos distúrbios geralmente é efetuada através de medições em pontos de interesse ao longo da rede. No entanto, esta abordagem se mostra restritiva, pois abrange áreas pontuais e intervalos de tempo reduzidos (OLGUIN; VUINOVICH; BOLLEN, 2006). Desta forma, podem representar inadequadamente o comportamento dos SDEE frente aos afundamentos de tensão. Com isso, métodos alternativos, em sua maioria baseados em simulações, têm sido propostos na literatura atual visando à estimativa dos afundamentos de tensão ao longo da rede com

base em medições somente no terminal local (subestação). Alguns métodos preditivos procuram considerar o comportamento estocástico dos distúrbios, fornecendo estimativas probabilísticas da ocorrência dos eventos. Em geral, estes métodos consideram diferentes aspectos dos afundamentos de tensão, avaliados de acordo com a localização, tipo e impedância de falta (BOLLEN, 2000).

Neste contexto, o presente trabalho propõe uma metodologia determinística para estimar os indicadores de afundamentos de tensão em SDEE, utilizando medições das tensões e correntes em um único terminal da rede. A técnica possibilita a estimativa das magnitudes dos afundamentos ao longo da rede em duas etapas. A primeira etapa utiliza um método de Localização de Falhas (LDF) baseado na análise da Impedância Aparente (IA) vista do terminal local, a partir do qual é determinado o perfil de tensão em parte da rede durante a falta. Na segunda etapa, a quantificação dos afundamentos nas demais regiões da rede é efetuado através do cálculo iterativo das tensões. Estas informações são utilizadas para caracterizar o desempenho dos SDEE em relação aos afundamentos de tensão que ocorrem em um dado período de estudo. Neste trabalho, esta caracterização é demonstrada no estudo de caso através de indicadores definidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) (ANEEL, 2017).

1.1 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é propor um método para estimativa de indicadores de afundamentos de tensão causados por faltas em SDEE. A técnica proposta é baseada no uso de uma técnica de LDF e de um algoritmo iterativo para efetuar a estimativa dos afundamentos de tensão para cada falta que ocorre na rede. A abordagem determinística permite o cálculo de indicadores que caracterizam os afundamentos de tensão, tanto em termos da duração quanto da magnitude, para um dado período de análise. A duração dos afundamentos é inferida diretamente dos sinais de tensão no terminal de medição. Dentre as contribuições da metodologia, destaca-se o uso de medições somente em um terminal da rede de distribuição, o que garante a sua viabilidade técnica e econômica.

Dentre os objetivos específicos deste trabalho, podem ser citados:

- Validar o método proposto através da comparação dos resultados obtidos com simulações realizadas no domínio do tempo através do software ATP/EMTP.

- Analisar a sensibilidade dos resultados frente a variações no carregamento estimado da rede para cada tipo de falta, considerando diferentes localizações e resistências de falta.

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho está organizado em seis capítulos, conforme segue:

No Capítulo 2 são apresentadas as principais definições, causas, fatores de influência e os principais indicadores relacionados aos afundamentos de tensão.

No Capítulo 3 é apresentada a revisão bibliográfica, abordando os principais métodos disponíveis atualmente destinados à estimativa de indicadores de afundamentos de tensão.

No Capítulo 4 é apresentada a descrição da metodologia proposta.

No Capítulo 5 são apresentados estudos de caso utilizando os alimentadores do IEEE de 13 e 34 nós, visando à validação e análise de sensibilidade do método frente à diferentes cenários de falta.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros relacionados ao tema.

Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas neste trabalho.

2 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Este capítulo aborda os principais conceitos relacionados aos afundamentos de tensão, tendo em vista à caracterização do problema e o embasamento dos pressupostos considerados no desenvolvimento da metodologia proposta.

2.1 DEFINIÇÕES

Os afundamentos de tensão fazem parte do conjunto de distúrbios denominados Variações de Tensão de Curta Duração (ANEEL, 2017). A Tabela 1 apresenta a classificação dos afundamentos de tensão em termos da duração e magnitude, segundo as referências normativas relacionadas à qualidade da energia elétrica consideradas neste trabalho.

Tabela 1 Classificação dos afundamentos de tensão de acordo com magnitude e duração.

Norma	Classificação	Duração	Magnitude da tensão
(IEEE, 2009)	Instantâneo	$0,5 \text{ ciclo} \leq t \leq 0,5 \text{ s}$	$0,10 \leq V \leq 0,90 \text{ pu}$
	Momentâneo	$0,5 \text{ s} < t \leq 3 \text{ s}$	
	Temporário	$3 \text{ s} < t \leq 60 \text{ s}$	
(IEC, 2002)	Afundamento de Tensão	$0,1 \text{ s} < t \leq 5 \text{ min}$	$V \leq 0,90 \text{ pu}$
(ANEEL, 2017)	Momentâneo	$1 \text{ ciclo} \leq t \leq 3 \text{ s}$	$0,10 \leq V < 0,90 \text{ pu}$
	Temporário	$3 \text{ s} < t < 3 \text{ min}$	
(ONS, 2010)	Momentâneo	$1 \text{ ciclo} \leq t \leq 3 \text{ s}$	$0,10 \leq V < 0,90 \text{ pu}$
	Temporário	$3 \text{ s} < t \leq 60 \text{ s}$	

Na Tabela 1 pode-se observar que as normas divergem quanto aos limites considerados na definição dos afundamentos de tensão em termos da duração e magnitude dos eventos. Neste trabalho, a definição adotada para os afundamentos de tensão é a estabelecida em (ANEEL, 2017). É importante observar que as durações e magnitudes das tensões que definem os afundamentos são dados de entrada para a metodologia proposta, sendo a opção por (ANEEL, 2017) uma decisão arbitrária dentre as demais referências normativas. Neste caso, o cálculo dos indicadores é efetuado considerando os afundamentos classificados como momentâneos e temporários.

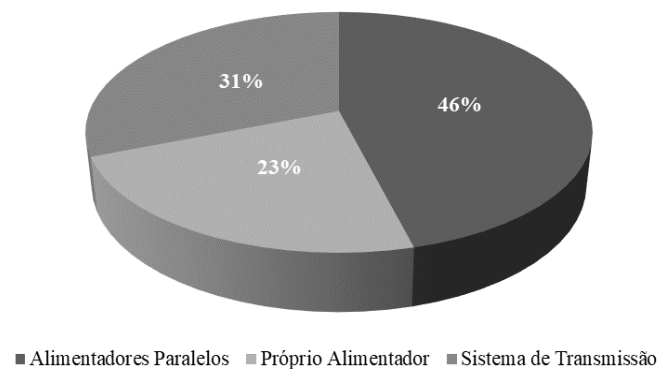
2.2 CAUSAS E FATORES DE INFLUÊNCIA NOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Os afundamentos de tensão são causados por faltas no sistema de transmissão e distribuição de energia, bem como pelo aumento súbito na corrente de carga devido à partida

de motores e ignição de fornos à arco, por exemplo. Este trabalho aborda os afundamentos resultantes exclusivamente das faltas, tendo em vista sua prevalência absoluta em relação aos demais fatores causadores deste tipo de distúrbio nos SDEE (BOLLEN, 2000; DUGAN *et al.*, 2004). Incluem-se no escopo deste trabalho, as faltas que ocorrem em alimentadores paralelos (adjacentes), conectados à mesma subestação do alimentador sob análise.

Faltas originadas em sistemas de transmissão provocam afundamentos de tensão no sistema de distribuição, o que dificilmente ocorre de forma contrária. Já consumidores conectados no mesmo nível de tensão e mesmo circuito em que ocorre a falta são diretamente afetados (BOLLEN, 2000; RADHAKRISHNA; ESHWARDAS; CHEBIYAM, 2001). A Figura 1 apresenta o percentual de faltas no sistema elétrico que causaram falhas no processo de uma planta industrial. Observa-se que 46% das faltas foram ocasionadas nos alimentadores vizinhos, 31% foram ocasionadas no sistema de transmissão, e 23% no alimentador que atende a instalação.

Figura 1 Percentuais de faltas em uma planta industrial.



Fonte: Adaptado de DUGAN *et al.* (2004).

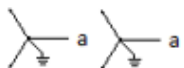
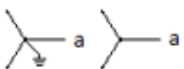
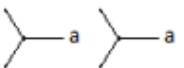
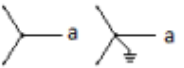
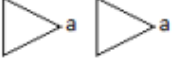

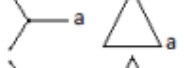
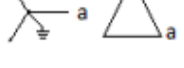
As faltas podem ser classificadas como temporárias ou permanentes. As faltas permanentes são aquelas que requerem a interrupção do fornecimento de energia até que o reparo do fator causador da falta seja efetuado. Por sua vez, as faltas temporárias são aquelas que podem ser eliminadas com o desligamento do circuito por um curto intervalo de tempo, seguido do religamento e restabelecimento do fornecimento de energia. A eliminação das faltas temporárias é a principal motivação para a aplicação de religadores e relés na proteção de SDEE. Com a detecção da corrente de falta, estes equipamentos operam segundo uma sequência de aberturas e religamentos automáticos, permitindo a eliminação de faltas temporárias. No entanto, esta prática tende a incrementar representativamente a frequência de

ocorrência de eventos de afundamentos de tensão, bem como das interrupções momentâneas dos consumidores (BLACKBURN, J. LEWIS; DOMIN, 2006).

As faltas trifásicas causam afundamentos de tensão mais severos em relação às faltas assimétricas. No entanto, as faltas envolvendo uma ou duas fases ocorrem com maior frequência, impactando de forma mais proeminente na qualidade da energia (BOLLEN, 2000; MCGRANAGHAN; MUELLER; SAMOTYJ, 1993).

Os principais fatores que influenciam nas características do afundamento de tensão são a impedância e localização da falta, tensão pré-falta, impedância do circuito e da conexão dos enrolamentos dos transformadores (CHOWDHURY; KOVAL, 2009). Na Figura 2 são mostradas as tensões fase-fase e fase-terra no secundário de transformadores para diferentes conexões dos enrolamentos, supondo uma falta fase-terra na fase A do primário do transformador (DUGAN *et al.*, 2004).

Figura 2 Influência das conexões de transformadores nos afundamentos de tensão.

Conexões dos Transformadores (Primário/Secundário)	Tensões no Secundário					
	Tensão fase-fase			Tensão fase-neutro		
	Vab	Vbc	Vca	Va	Vb	Vc
	0.58	1.00	0.58	0.00	1.00	1.00
	0.58	1.00	0.58	0.33	0.88	0.88
	0.58	1.00	0.58	0.33	0.88	0.88
	0.58	1.00	0.58	0.33	0.88	0.88
	0.33	0.88	0.88	-	-	-
	0.33	0.88	0.88	-	-	-
	0.88	0.88	0.33	0.58	1.00	0.88
	0.88	0.88	0.33	0.58	1.00	0.88

Fonte: Adaptado de DUGAN *et al.* (2004).

Observa-se que o impacto dos afundamentos de tensão, do ponto de vista da carga, depende fortemente do tipo de conexão dos transformadores e das cargas. Para o transformador conectado em delta-estrela, sendo delta no lado da concessionária, comum em SDEE, as cargas conectadas entre fase e neutro (estrela) sofrem menores impactos do que as conectadas entre fases (triângulo).

2.3 INDICADORES DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

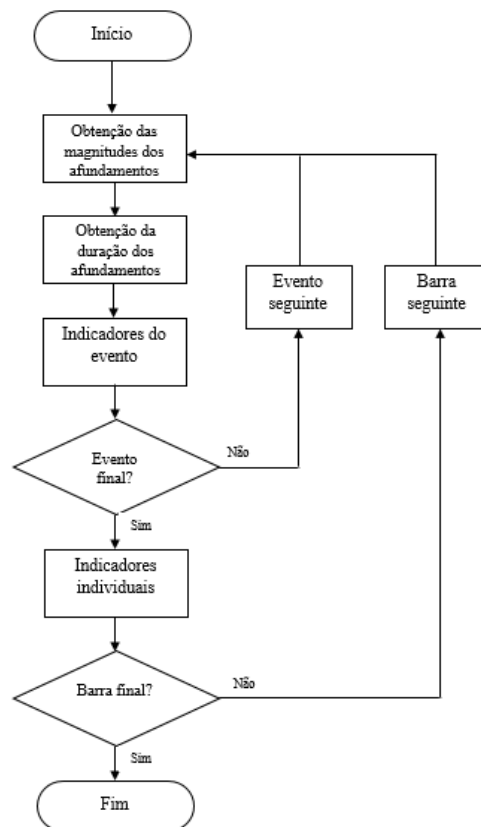
Os indicadores de afundamentos de tensão são métricas do desempenho do sistema elétrico perante a severidade dos eventos, permitindo identificar as regiões da rede mais suscetíveis aos afundamentos de tensão. Dentre outras aplicações, os indicadores fornecem subsídios para a alocação de cargas sensíveis e para o estabelecimento de padrões de referência para avaliação e regulação da qualidade da energia fornecida (IEEE, 2014).

O cálculo dos indicadores de afundamentos de tensão é precedido pela caracterização dos afundamentos, em termos dos parâmetros: frequência de ocorrência, duração do evento e magnitude da tensão. A frequência de ocorrência dos eventos de afundamentos é relacionada com a taxa de faltas na rede elétrica, sendo determinada pela agregação temporal dos eventos. Neste caso, os eventos sucessivos que ocorrem no intervalo de 3 minutos são agregados e considerados como um único evento. A duração dos afundamentos de tensão é relacionada ao tempo de operação do sistema de proteção, sendo sua caracterização dependente do número de fases. Para os eventos monofásicos, a duração do afundamento de tensão é definida como o período no qual o valor eficaz da tensão é inferior ao limiar de afundamento, e a magnitude como sendo a menor tensão residual durante o distúrbio. Para eventos trifásicos, a duração pode ser definida a partir da agregação pela união de fases, parâmetros críticos ou fase crítica. A agregação pela união das fases consiste na determinação da duração do evento como sendo o instante em que a primeira das fases apresenta valores inferiores aos limites estabelecidos de tensão e o instante em que a última das fases retorna ao patamar normal. Para a agregação por parâmetros críticos, a duração é definida como a máxima duração entre os eventos de cada fase. Neste trabalho é adotada a agregação por fase crítica, na qual a duração dos afundamentos é definida como sendo o período em que se tem menor magnitude de tensão (BOLLEN, 2000).

Uma vez caracterizados, os afundamentos de tensão podem ser quantificados através de indicadores definidos nas diversas referências normativas existentes na atualidade. Observa-se que, até então, não há um consenso em relação à padronização das metodologias

de cálculo e das filosofias para o reporte destes indicadores. Desta forma, são descritos a seguir os indicadores baseados na estratificação dos eventos a dois parâmetros (duração e magnitude), tendo em vista que estes têm demonstrado maior potencial de aplicação. De acordo com (IEEE, 2014), os indicadores de afundamentos de tensão podem ser calculados de acordo com o procedimento mostrado na Figura 3.

Figura 3 Procedimento para o cálculo de indicadores de afundamentos de tensão.



Fonte: Adaptado de IEEE (2014).

Na etapa inicial, a caracterização de um dado evento é efetuada através da estimativa das magnitudes dos afundamentos para cada nó, bem como da duração dos mesmos. A partir daí o cálculo dos indicadores é efetuada considerando o impacto do afundamento nos demais nós do sistema. Esse processo é repetido para cada evento que ocorre no sistema sob análise. Ao término do período de apuração, são calculados os indicadores individuais, que refletem o impacto de todos os eventos para cada nó. Por fim, são determinados os indicadores globais, que refletem o desempenho do sistema no período de apuração (IEEE, 2014).

De acordo com (IEEE, 2014), os indicadores globais são obtidos a partir dos indicadores individuais do sistema. Para tal, são analisados estatisticamente os indicadores individuais considerando o número de nós, instalações, ou grupo de alimentadores de um

mesmo nível de tensão. Como a utilização do percentil 95 dos indicadores individuais, para pelo menos 20 instalações do sistema analisado. Quando disponíveis entre 10 e 20, o percentil 90 pode ser utilizado. Para menos de 10 instalações, a média ponderada e o valor máximo podem ser empregados. Para o emprego da média ponderada, é necessário a determinação dos fatores de ponderação, os quais podem ser obtidos a partir das informações do sistema.

Os indicadores a dois parâmetros geralmente utilizam tabelas de estratificação de acordo com as durações e magnitudes dos afundamentos de tensão, para cada nó ou para o sistema como um todo. Os métodos de estratificação utilizados no cálculo dos indicadores são descritos a seguir.

2.3.1 UNPEDE (DISISP)

Conforme a Tabela 2, a tabela UNPEDE apresenta a distribuição dos afundamentos de tensão de acordo com cinco níveis de magnitudes e durações que variam entre valores inferiores a um ciclo e 1 minuto.

Tabela 2 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pela UNPEDE.

Magnitude da tensão	Duração dos Afundamentos de Tensão						
	< 1 ciclo	1 ciclo - 0,1 s	0,1 s - 0,5 s	0,5 s - 1 s	1 s - 3 s	3 s - 20 s	20 s - 60 s
85% - 90%							
70% - 85%							
40% - 70%							
10% - 40%							
≤ 10%							

Fonte: Adaptado de IEEE (2014).

Nesta tabela pode-se quantificar afundamentos de tensão de curtíssima duração e são concentrados a grande parte dos eventos na faixa entre 100 e 500 ms.

2.3.2 IEC 61000-2-8

A tabela recomendada pela IEC 61000-2-8 apresenta uma distribuição de afundamentos de tensão para uma faixa mais ampla de magnitudes, além de considerar afundamentos de tensão com duração entre 0,1 s e 5 minutos, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pela IEC 61000-2-8.

Magnitude da tensão	Duração dos Afundamentos de Tensão							
	< 0,1 s	0,1 s – 0,25 s	0,25 s – 0,5 s	0,5 s – 1 s	1 s – 3 s	3 s – 20 s	20 s – 60 s	1 min – 5 min
80% - 90%								
70% - 80%								
60% - 70%								
50% - 60%								
40% - 50%								
30% - 40%								
20% - 30%								
10% - 20%								
≤ 10%								

Fonte: Adaptado de IEEE (2014).

2.3.3 IEC 61000-4-11

Recomendada para testes em equipamentos eletrônicos, a tabela proposta pela IEC 61000-4-11, apresenta uma distribuição de afundamentos de tensão e interrupções de curta duração, para magnitudes inferiores a 80%, considerando afundamentos de tensão com durações menores que 1 ciclo e maiores que 5 segundos, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pela IEC 61000-4-11.

Magnitude de tensão	Duração dos Afundamentos de Tensão				
	< 1 ciclo	1 ciclo – 200 ms	200 ms – 500 ms	0,5 s – 5 s	≥ 5 s
70% - 80%					
40% - 70%					
10% - 40%					
≤ 10%					

Fonte: Adaptado de IEEE (2014).

2.3.4 NRS 048-2

A norma Sul-Africana, NRS 048-2, estabelece limites para a quantificação dos afundamentos de tensão sob regiões categorizadas, relacionando a magnitude e a duração dos eventos com o tempo de atuação dos dispositivos de proteção do sistema elétrico. Na Tabela 5 é apresentada a metodologia recomendada.

Tabela 5 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pela NRS 048-2.

Magnitude	Duração dos Afundamentos de Tensão		
	20 - 150 ms	150 ms – 600 ms	0,6 s – 3 s
90% - 85%	Y		Z1
85% -80%			
80%-70%	X1	S	Z2
70% -60%			
60% - 40%	X2		
< 40%	T		

Fonte: (STANDARDS SOUTH AFRICA, 2004).

De forma geral, as categorias dos afundamentos de tensão visam estimar os possíveis impactos de paradas de processos. Como na região Y, são quantificados eventos que a maioria das cargas suporta mais. Na região Z, os eventos são caracterizados por longas durações, e na região T, os eventos são caracterizados pelas menores magnitudes com alta probabilidade de interrupção. Os afundamentos de tensão são quantificados em função dos dados registrados que não foram ultrapassados em 95% e 50% dos barramentos monitorados durante um ano.

2.3.5 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica

No Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) são estabelecidos procedimentos relacionados a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado. Em 2014, a ANEEL elaborou a Consulta Pública nº 18/2014 com objetivo de aprimorar a regulação da qualidade do produto, considerando entre outros fenômenos, as variações de tensão de curta duração. A partir disto, foram estabelecidos procedimentos para monitoramento, valores de referência e formas de quantificar os distúrbios. Adicionalmente, foi apresentado um método de estratificação das VTCD a partir da duração e magnitude das tensões para SDEE, baseado na norma sul-africana NRS 048-2 (STANDARDS SOUTH AFRICA, 2004), e a apresentação de um indicador com valores de referências associados, denominado Fator de Impacto.

O Fator de Impacto refere-se ao número de eventos registrados que ultrapassou o valor de referência, associado a fatores de ponderação para cada região de sensibilidade estabelecida, e determinado a partir limites de ocorrências de eventos de VTCD para média e baixa tensão. Contudo, a nova proposta do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2017), com vigência a partir de 2017, estabelece as terminologias e expressões para o cálculo das durações, magnitudes de tensão, frequência dos eventos e do indicador Fator de Impacto.

Neste trabalho, a estratificação dos eventos em regiões de sensibilidade e o cálculo do Fator de Impacto serão apresentados na metodologia proposta.

A contabilização dos eventos de VTCD é realizada a partir da tabela de estratificação dos parâmetros de magnitude de tensão e duração, conforme apresentado na Tabela 6. A distribuição dos eventos é realizada entre magnitudes de 1,15 pu e 0,10 pu, com durações entre 1 ciclo e 3 minutos.

Tabela 6 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pelo Módulo 8 – PRODIST.

Magnitude de tensão (pu)	Duração dos Afundamentos de Tensão						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 s]	(1 s - 3 s]	(3 s - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15							
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]							
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]							
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]							
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]							
(0,20 - 0,30]							
[0,10 - 0,20]							
< 0,10							

Fonte: (ANEEL, 2017).

2.3.6 Procedimentos de Rede

Conforme apresentado na Tabela 7, no submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede (PROREDE), os afundamentos de tensão são definidos e classificados de forma semelhante ao que é estabelecido pelo PRODIST. Em relação ao desempenho da rede básica, os distúrbios de variação de tensão de curta duração são avaliados por meio de indicadores. Estes indicadores são baseados na frequência de ocorrência, em base anual, para amplitude e duração dos eventos (ONS, 2017). Não são atribuídos limites de referência para esses distúrbios, apenas são avaliados em comparação com outros valores obtidos com os respectivos valores médios de VTCD para os demais barramentos do mesmo nível de tensão.

Tabela 7 Quantificação de afundamentos de tensão recomendada pelo ONS.

Magnitude de tensão (pu)	Duração dos Afundamentos de Tensão				
	[16,67 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 s]	(1 s - 3 s]	(3 s - 1 min]
(0,85 - 0,90]					
(0,80 - 0,85]					
(0,70 - 0,80]					
(0,60 - 0,70]					
(0,50 - 0,60]					
(0,40 - 0,50]					
(0,30 - 0,40]					
(0,20 - 0,30]					
[0,10 - 0,20]					
< 0,10					

Fonte: (ONS, 2017).

2.3.7 SARFI

A metodologia proposta por EPRI/Electrotek apresenta um conjunto de indicadores para avaliar o desempenho do sistema elétrico, baseado em um valor percentual de eventos que ficaram abaixo do limite estabelecido. Os indicadores são baseados nos parâmetros de magnitude e classificados conforme a duração estabelecido em (IEEE, 2009) em instantâneos, momentâneos e temporários (BROOKS; DUGAN *et al.*, 1998):

O $SARFI_x$ representa o número médio de eventos no sistema que ficaram abaixo do limite de magnitude de tensão estabelecido, com durações entre meio ciclo e 60 segundos, por sistema ou barramento. Pode ser calculado conforme (1).

$$SARFI_x = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_T} \quad (1)$$

Onde x refere-se ao limite estabelecido de magnitude do afundamento de tensão, N_i refere-se ao número de consumidores que foram afetados pelo evento i , N_T é o número total de consumidores do sistema, e n refere-se ao número total de eventos registrados.

Para obtenção deste indicador é necessário o conhecimento do número de consumidores atendidos pelo sistema e que tiveram a tensão eficaz reduzida a valores inferiores ao estabelecido por norma. Da mesma forma que o $SARFI_x$ é possível obter indicadores de acordo com a duração, sendo eles momentâneos ($SMARFI_x$), instantâneos ($SIARFI_x$) e temporários ($STARFI_x$) (BROOKS; DUGAN *et al.*, 1998):

- O *SIARFI_x* representa o número médio de eventos instantâneos que ficaram abaixo do limite estabelecido, com durações entre meio ciclo e 30 ciclos, com limites para x iguais a 90%, 80%, 70% e 50%.
- O *SMARFI_x* representa o número médio de eventos momentâneos que ficaram abaixo do limite estabelecido, com durações entre 30 ciclos e 3 segundos, com limites para x iguais a 90%, 80%, 70%, 50% e 10%.
- O *STARFI_x* representa o número médio de eventos temporários que ficaram abaixo do limite estabelecido, com durações entre 3 segundos e 60 segundos, com limites para x iguais a 90%, 80%, 70%, 50% e 10%.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente capítulo foram apresentadas as principais definições de afundamentos de tensão de acordo com diferentes normas, e de forma geral, as diferenças estão relacionadas com a classificação dos afundamentos de acordo a duração do evento. Foram abordadas as principais causas e fatores que contribuem para os distúrbios em SDEE, dentre elas, destacam-se as faltas ao longo dos alimentadores. Também foram apresentadas as principais tabelas de estratificação e contabilização de afundamentos de tensão, que diferenciam-se nas faixas de magnitudes de tensão, durações e aplicabilidade.

Destaca-se que na metodologia proposta neste trabalho, as classificações dos afundamentos são considerados de acordo com (ANEEL, 2017), bem como a estratificação e contabilização dos afundamentos de tensão a partir indicador Fator de Impacto. Frente a outros métodos de estimativa de indicadores de afundamentos de tensão a dois parâmetros (duração e magnitude), o indicador Fator de Impacto mostra-se consistente ao apresentar um indicador único proporcionando a análise e comparação de diferentes sistemas. Também, proporciona a simplificação da gestão por parte das distribuidoras de energia elétrica, para fiscalização por parte da agência reguladora e possibilita a avaliação qualitativa dos indicadores individuais e coletivos de um sistema. E a partir do método proposto torna-se possível a obtenção destes indicadores, sem que haja medições em todos os pontos do sistema, e sem despender grandes investimentos financeiros para monitoramento.

3 MÉTODOS PARA ESTIMATIVA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Para a avaliação do desempenho do sistema elétrico frente aos afundamentos de tensão é necessário o conhecimento das características dos distúrbios. A melhor maneira de se obter essas informações é por meio do monitoramento nos pontos de interesse. No entanto, a disponibilidade dessas informações em geral é limitada e, em muitos casos, os dados obtidos não são representativos para todo o sistema. Além disso, outros fatores, como o longo período de monitoramento ou grandes investimentos financeiros para instalação e operação dos medidores, fazem dos métodos de simulação um dos meios mais apropriados para estimativa de afundamentos de tensão (OLGUIN, 2005a). Com isso, nesta seção serão abordados os principais trabalhos relacionados a estimativa de afundamentos de tensão a partir de um número reduzido de pontos de monitoramento e simulações.

3.1 MÉTODOS BASEADOS EM SIMULAÇÕES

De acordo com (XU, 2001), os métodos de estimativas de afundamentos de tensão podem ser categorizados em simulações de forma de onda, simulações dinâmicas e simulações de faltas. Para as simulações de forma de onda são empregadas ferramentas de cálculo de transitórios eletromagnéticos, onde as análises são realizadas no domínio do tempo. Pode-se obter a oscilografia antes, durante e após a extinção da falta, e também as características precisas, como magnitude e duração dos afundamentos de tensão. As simulações dinâmicas empregam ferramentas de análise de estabilidade do sistema elétrico, realizadas no domínio da frequência. Geralmente são utilizadas para avaliar os afundamentos causados pela energização de motores, geradores, e entrada de grandes cargas. Como resultado, obtém-se a curva da variação do valor eficaz da tensão durante o distúrbio (XU, W., 2001). Nas simulações de faltas é possível obter a magnitude do afundamento de tensão nas barras do sistema, através de cálculo de curto-circuito, tendo em vista que a metodologia leva em consideração a localização, tipo e impedância de falta. A duração do afundamento pode ser obtida através do tempo de atuação do sistema de proteção da rede (MARTINEZ; MARTIN-ARNEDO, 2006c).

Em (QADER; BOLLEN; ALLAN, 1999) são contabilizados os afundamentos de tensão para cada barra do sistema a partir do método de posições de falta, que consiste na determinação da magnitude dos afundamentos de tensão a partir de faltas simuladas ao longo de um determinado sistema, e assim avaliar a influência da posição da falta na magnitude e duração do distúrbio. Os resultados foram comparados com os resultados do método da

distância crítica, a partir do qual foi calculado a distância entre o local da falta e a barra monitorada, para determinados limiares de afundamentos de tensão. Foram simuladas faltas em todas as barras e linhas do sistema teste empregado, e determinadas as áreas de vulnerabilidade, nas quais curtos-circuitos na rede podem provocar afundamentos de tensão inferior a determinados limiares. Os autores concluíram que o método de distância crítica apresentou resultados aceitáveis, e para maiores comparações é necessária aplicação em dados de monitoramento. Também, a estimativa de afundamentos de tensão varia significativamente para todo o sistema, mostrando que o número médio não pode ser usado para caracterizar uma barra individual. Ainda neste trabalho são apresentados períodos de monitoramento para que se tenha dados estatisticamente relevantes, e assim mostrando que são necessários longos períodos de monitoramento para obter dados precisos. Para frequência de um evento, é necessário o monitoramento de um ano para precisão de 10% na estimativa de eventos, o que significa que o número de eventos é uma variável estocástica com distribuição de Poisson.

Já em BORDALO *et al.* (2006) propuseram outra abordagem probabilística para estimar os índices de afundamentos de tensão. As correntes de falta foram calculadas pelo método da soma de admitâncias em componentes de fase, para os diversos cenários gerados através do método de Monte Carlo não sequencial. A combinação dos métodos possibilitou obter informações relativas ao tipo, fase(s) e localização das faltas. As tensões foram obtidas através do fluxo de potência *Backward-forward Sweep*, a partir das quais foi determinada a função de probabilidade relacionada ao indicador *SARFIx*.

Em (MOSCHAKIS; HATZIARGYRIOU, 2006) expressões analíticas para obtenção da magnitude de afundamento de tensão são avaliadas para determinação do número de afundamentos usando o método de distâncias críticas. Os resultados obtidos são comparados com os métodos de posição de faltas e método de Monte Carlo. Assim, conclui-se que esses métodos são muito mais simples de implementar em comparação com o método de distâncias críticas, mas para a convergência, é exigido um número superior de posições de falta e iterações.

Em (MARTINEZ; MARTIN-ARNEDO, 2006a, 2006b, 2006c) é apresentada a análise estocástica de afundamentos de tensão no domínio do tempo. É empregado o Método de Monte Carlo para obtenção das características de faltas. São analisados os efeitos que o sistema de proteção pode proporcionar nos afundamentos de tensão. Também são discutidos todos os modelos dos componentes de rede utilizados em simulações no domínio do tempo. Os resultados obtidos mostraram a influência da topologia da rede, tipos de cargas e

principalmente as configurações do sistema de proteção, na estimativa dos afundamentos de tensão. Com os dados obtidos, realizou-se a estimativa de índices de afundamentos de tensão, assim avaliando o desempenho da rede de distribuição frente aos distúrbios.

FILHO *et al.* (2008) apresentam um estudo de caso, no qual são determinados índices de afundamento de tensão comparando as simulações realizadas no domínio do tempo a partir do software ATP/EMTP e cálculo de curto-circuito. Os algoritmos desenvolvidos tratam os dados de saída do ATP e o cálculo de curto-circuito. No ATP são obtidas as tensões instantâneas e no programa de curto-circuito são calculadas as tensões eficazes, e selecionada a tensão crítica para obtenção da magnitude do afundamento de tensão. O Método de Monte Carlo é empregado para gerar dados aleatórios para a simulação de faltas, assim possibilitando a criação de vários casos com a variabilidade de diversos fatores que influenciam nos afundamentos de tensão. Nos resultados obtidos, as simulações realizadas no ATP/EMTP apresentam dados conservadores comparados ao cálculo de curto-circuito, proporcionando maior número de eventos e menor magnitude afundamentos de tensão. Em relação ao tipo e a impedância de falta, as abordagens não se mostraram sensíveis a essas variáveis. Por fim, o trabalho conclui que cálculos de curto-circuito são indicados para estimar índices de afundamentos de tensão, tendo em vista a simplicidade na modelagem do sistema comparado aos complexos modelos necessários para as simulações no ATP/EMTP.

3.2 MÉTODOS BASEADOS EM MEDIÇÕES

Os métodos baseados em medições consistem na estimativa de afundamentos de tensão em todos os pontos de interesse de um determinado sistema a partir de um ou mais medidores. Para tanto, é necessário o conhecimento dos parâmetros do sistema, como impedância e comprimento da linha, e cargas instaladas (CRUZ; LAVEGA; ORILLAZA, 2015).

Em (BROOKS, 1998) foram estimados os indicadores de afundamentos de tensão a partir de um número limitado de pontos de monitoramento, onde o sistema em análise foi segmentado para que todos os nós estejam contidos em uma seção monitorada. Uma vez que a magnitude de tensão é determinada para um segmento, assume-se que todos os consumidores daquele segmento possuem a mesma tensão, sendo que, quanto menor os segmentos, melhor será a aproximação. Os indicadores de afundamentos empregados foram o *SARFI_x*, *SMARFI_x*, *STARFI_x*, e *SIARFI_x* a partir de dados de tensão de um sistema real, para o qual foi arbitrariamente escolhido o número de consumidores por segmento.

A fim de avaliar o método de estimativa de afundamentos de tensão perante aos dados de medições, Sikes (2000) concluiu que as características dos afundamentos de tensão são previsíveis, contudo são necessários ajustes do método estocástico. Estes ajustes podem ser obtidos a partir dos dados reais obtidos, para que se tenha uma taxa de eventos aproximada. Com o mesmo objetivo, em (CARVALHO FILHO *et al.*, 2002) foi efetuada uma comparação entre os resultados obtidos por meio de simulações e medições em um sistema elétrico real. Para o cálculo de afundamentos de tensão foram utilizados os dados obtidos de registros de faltas em um sistema de subtransmissão de energia elétrica. A técnica utilizou a agregação de fase, considerando a que apresentou o afundamento de menor magnitude. As taxas de faltas foram determinadas a partir do nível de tensão e dos tipos de falta, simuladas através dos *softwares* ASPEN e Anafas. Com isso, os resultados obtidos no cálculo de curto-circuito, considerando todas as variáveis que contribuíram para os erros, foram satisfatórios. Além disso, foram apresentadas validações estatísticas dos dados simulados para confrontar com os dados medidos. A validação estatística consistiu na comparação da frequência de afundamentos obtidos a partir de simulações e os dados reais. As diferenças entre o número e as localizações das faltas registradas e as simuladas em cenários gerados sob uma distribuição probabilística uniforme, foram identificadas como as principais fontes de erros nas estimativas.

KAGAN *et al.* (2003) apresentam uma metodologia para estimar variações de tensão de curta duração em sistemas de subtransmissão e distribuição de energia elétrica. Os dados das grandezas elétricas obtidos em pontos de monitoramento são utilizados como dados de entrada para a determinação de VTCD. Os pontos de monitoramento podem ser medições em diferentes subestações, no caso de sistemas de subtransmissão, e apenas em um terminal local, no caso de alimentadores de SDEE. Os dados de medições obtidos possibilitam a caracterização e localização da falta, e assim obtém-se as VTCD para todo o sistema em análise. A partir de uma base de dados da rede elétrica foram realizados cálculos de fluxo de potência para obtenção de valores pré-falta para cálculo de curto-circuito. A partir do cálculo de curto-circuito foram utilizados os dados de tensão e correntes obtidos para determinar o local da falta através do método modificado de localização de falta baseado em (JUN ZHU; LUBKEMAN; GIRGIS, 1997). A formulação do método utilizou representação de componentes simétricas. A metodologia proposta foi avaliada através de simulações de faltas realizadas no ATP e através de dados reais, e os resultados mostram-se satisfatórios.

Em (WANG *et al.*, 2005) também é apresentada uma metodologia para aplicação em redes elétricas radiais. Os afundamentos de tensão são estimados com base em um número limitado de medidores no sistema, e a avaliação das magnitudes obtidas foram realizadas a partir do método de mínimos quadrados. A metodologia baseou-se na determinação das magnitudes no percurso da falta e nos valores obtidos nos pontos de monitoramento. O trabalho foi aplicado no sistema teste do IEEE de 123 barras, e os resultados foram empregados no cálculo do indicador *SARFI_x*. Os autores concluíram que a limitação do método consiste na necessidade da utilização de mais medidores para que se tenha maior precisão nos dados.

Em (OLGUIN, 2005b) foi apresentada uma metodologia para estimar afundamentos de tensão em barras não monitoradas de uma sistema de transmissão utilizando o método de posição de faltas. A alocação ótima de medidores foi proposta com base na área de alcance de cada medidor, representada por uma matriz binária cujos elementos indicaram os locais da rede onde os eventos de faltas são passíveis de ser registrados no medidor. As magnitudes e taxas de eventos de afundamentos em cada barra foram estimadas por meio da avaliação estocástica da posição da falta, ajustada conforme informações fornecidas pelos locais monitorados. Os resultados obtidos demonstraram que a redundância dos pontos de monitoramento é fator crucial para o bom desempenho do método. Também, em (OLGUIN; VUINOVICH; BOLLEN, 2006) os indicadores de afundamentos de tensão foram calculados considerando a alocação ótima de medidores em um sistema de transmissão. Os indicadores foram determinados utilizando o método de posições de falta, sendo as medições efetuadas em 95% das barras. Em geral, a metodologia demonstrou desempenho inversamente proporcional ao número de medidores alocados.

Já OLIVEIRA *et al.* (2009) propuseram uma metodologia para avaliar as características dos afundamentos de tensão em situações em que as informações encontram-se disponíveis somente em um curto intervalo de monitoramento. O método de Monte Carlo foi empregado para gerar diferentes cenários de faltas, supondo um longo período de estudo. Os resultados obtidos a partir de seis meses de monitoramento não demonstraram com precisão o comportamento do sistema, além de permitirem a validação das magnitudes das tensões somente para alguns poucos pontos de medição.

Em (WOOLLEY, N. C. *et al.*, 2014) foi apresentado um método baseado na técnica de localização de faltas proposta por (LIAO, 2008) para estimativa das magnitudes dos afundamentos de tensão em SDEE. Os locais de incidência de faltas foram estimados a partir

de funções de densidade probabilísticas. Apesar da modelagem da rede em componentes de sequência, o método apresentou resultados satisfatórios em comparação com as técnicas tradicionais, tendo em vista a possibilidade de integrar dados de diferentes pontos de monitoramento.

De acordo com (ZAMBRANO *et al.*, 2017), é comum que os programas de monitoramento sejam parciais, ou seja, utilizem medições em apenas algumas barras do sistema em análise. Desta forma, é necessário que os afundamentos de tensão no restante do sistema sejam estimados a partir das medições existentes. Para este fim, os autores apresentaram uma metodologia probabilística para estimar indicadores de afundamentos de tensão. O método de Monte Carlo foi empregado na construção de diferentes cenários, considerando diferentes tipos, localizações e impedâncias de falta. Os indicadores foram estimados para um conjunto de cenários selecionados com o uso do filtro de Bayesian. A partir dos resultados obtidos, os autores concluíram que a técnica se mostrou suscetível ao número de pontos monitorados e à dimensão da rede.

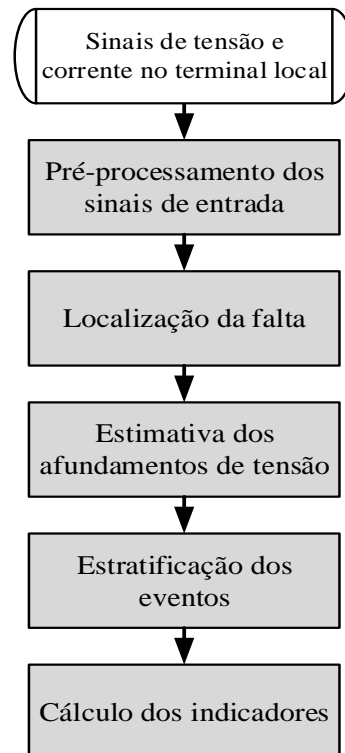
3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os afundamentos de tensão são de natureza estocástica, devido às incertezas relacionadas as causas e fatores de influência, como tipo, posição e resistência de falta. Conseqüentemente, os métodos de estimativa mais empregados são probabilísticos. As estimativas de afundamento de tensão baseadas nas simulações de Monte Carlo, considerando todas as incertezas inerentes ao distúrbio, se mostram precisas para longos períodos. Contudo, não se mostra viável para situações em que se deseja obter estimativas para curto período de análise. Ainda, os métodos que consideram a disponibilidade de dois ou mais terminais de medição, o que dificilmente é possível nos SDEE da atualidade. Estes métodos requerem investimentos em infraestrutura para transmissão de dados por parte da concessionária, o que pode comprometer a viabilidade da sua implementação prática.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo é apresentada a metodologia proposta para estimativa de indicadores de afundamentos de tensão em SDEE, a partir de sinais de tensão e corrente medidos no terminal local (subestação). As etapas que compõem a metodologia são representadas na Figura 4.

Figura 4 Etapas da metodologia proposta.



O método proposto tem como entradas, além dos dados da rede, as tensões e correntes registradas nos períodos pré-falta e durante a falta, os quais podem ser obtidos de um registrador digital de perturbações. As etapas mostradas na Figura 4 são detalhadas a seguir.

4.1 PRÉ-PROCESSAMENTO DOS SINAIS DE ENTRADA

O pré-processamento dos sinais de entrada compreende a extração dos fasores das tensões e correntes trifásicas na frequência fundamental (60 Hz), a detecção e a classificação da falta. Um distúrbio no sistema elétrico é caracterizado pela distorção nas formas de onda das tensões e correntes, bem como por alterações na magnitude e ângulo destas grandezas. Desta forma, o instante de ocorrência (detecção) da falta pode ser determinado pela comparação entre duas amostras consecutivas dos sinais. Com este propósito, a transformação de Park (LOPES; FERNANDES JR.; NEVES, 2011) foi aplicada aos sinais de tensão.

Os fasores das tensões e correntes nos períodos pré-falta e durante a falta são estimados através do Filtro de Fourier Modificado (LIN; LIU, 2002), tendo em vista a sua capacidade de remover a componente DC dos sinais sem a necessidade de processamento adicional. Com os fasores das correntes de falta, a mesma é classificada através da análise das relações entre os módulos e ângulos de suas componentes simétricas (KASZTENNY; CAMPBELL; MAZEREEUW, 2000).

4.2 LOCALIZAÇÃO DA FALTA

A estimativa dos indicadores depende da determinação do perfil de tensão da rede, para cada falta que ocorre no SDEE sob análise. Por sua vez, o cálculo dos afundamentos demanda o conhecimento dos locais de incidência das faltas. Para este fim, neste trabalho é utilizada a técnica de LDF proposta por (SALIM, R. H.; SALIM, K. C. O.; BRETAS, 2011). Esta técnica pode ser considerada como o estado da arte dentre os métodos baseados na IA que utilizam medição em um terminal, tendo sido desenvolvida especificamente para aplicação em SDEE com cargas desequilibradas e linhas assimétricas, além de considerar o acoplamento capacitivo entre as fases e a terra. Além do método propriamente dito, esta seção inclui uma breve descrição dos modelos trifásicos dos principais elementos que compõem a rede de distribuição.

4.2.1 Modelagem dos Componentes de Rede

Nesta seção será abordada a modelagem dos principais componentes dos SDEE considerados neste trabalho, os quais compreendem as cargas, bancos de capacitores e linhas de distribuição. A dedução matemática dos modelos não faz parte do escopo desta seção, a qual tem como objetivo apresentar uma visão geral da aplicação dos modelos por parte do método. Maiores detalhes acerca deste tema podem ser encontrados em (KERSTING, 2002).

4.2.1.1 Cargas e Bancos de Capacitores

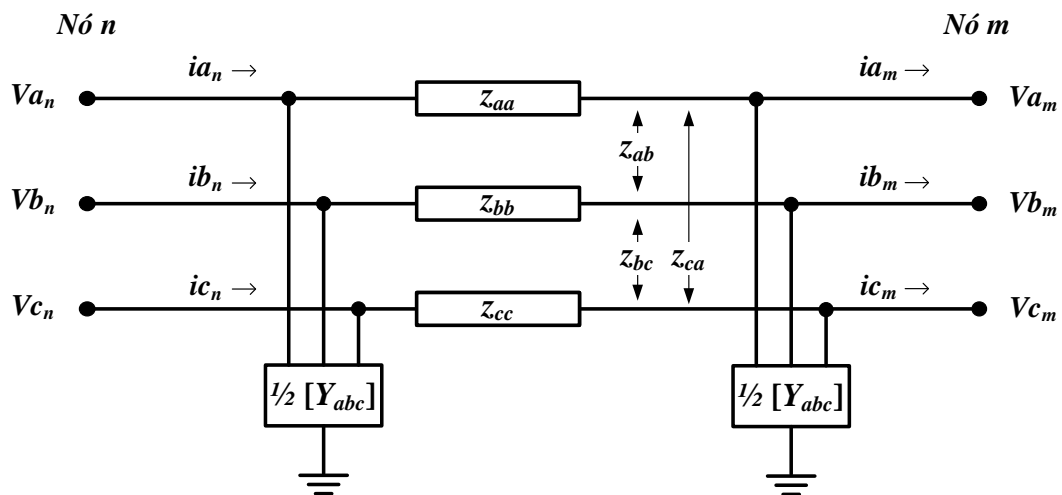
As cargas são usualmente especificadas em termos de suas potências complexas para cada fase, sejam elas trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Os modelos mais utilizados consistem na representação das cargas como impedâncias, correntes ou potências ativa e reativa constantes. No caso dos bancos de capacitores, a representação geralmente adotada é por meio de susceptâncias constantes. Em virtude de limitações inerentes à técnica de LDF,

neste trabalho as cargas são representadas pelo modelo de impedância constante, conectadas à rede em Y ou Δ .

4.2.1.2 Linhas de Distribuição

Os SDEE são caracterizados pela presença de cargas desbalanceadas e linhas não transpostas, resultando no desequilíbrio entre as correntes e as tensões, e por consequência, no acoplamento indutivo e capacitivo assimétricos entre as fases (KERSTING, 2002). Estas características dos SDEE são representadas de maneira satisfatória através do modelo pi-nominal, mostrado na Figura 5.

Figura 5 Modelo pi-nominal de um segmento de linha de distribuição de energia elétrica.



Fonte: (KERSTING, 2002).

O modelo pi-nominal é definido a partir das matrizes impedância-série e admitância *shunt*, onde z_{ii} e z_{ij} representam as impedâncias próprias e mútuas, respectivamente. Os componentes da matriz admitância *shunt* (Y_{abc}) são considerados igualmente distribuídos nas extremidades da linha. Estes parâmetros são calculados através das equações de Carson, para linhas com número arbitrário de fases (KERSTING, 2002).

A aplicação das leis de Kirchhoff ao modelo mostrado na Figura 5 permite estabelecer as relações entre as tensões e correntes nos terminais m e n da linha, de acordo com (KERSTING, 2002):

$$\mathbf{V}_{abc\ m} = \mathbf{a} \cdot \mathbf{V}_{abc\ n} - \mathbf{b} \cdot \mathbf{I}_{abc\ n} \quad (2)$$

$$\mathbf{I}_{abc\ n} = -\mathbf{c} \cdot \mathbf{V}_{abc\ m} + \mathbf{a} \cdot \mathbf{I}_{abc\ m} \quad (3)$$

Onde:

$\mathbf{V}_{abc\ m} = [V_{a_n} \ V_{b_n} \ V_{c_n}]^T$ e $\mathbf{V}_{abc\ n} = [V_{a_m} \ V_{b_m} \ V_{c_m}]^T$ são as tensões fase-terra nos terminais m e n da linha (V);

$\mathbf{I}_{abc\ n} = [I_{a_n} \ I_{b_n} \ I_{c_n}]^T$ e $\mathbf{I}_{abc\ m} = [I_{a_m} \ I_{b_m} \ I_{c_m}]^T$ são as correntes de entrada nos terminais n e m da linha (A);

a, **b** e **c** são matrizes quadradas de terceira ordem, dadas por:

$$\mathbf{a} = \mathbf{I} + 0,5 \cdot l \hat{\ell} \cdot \mathbf{Z}_{abc} \cdot \mathbf{Y}_{abc} \quad (4)$$

$$\mathbf{b} = \ell \cdot \mathbf{Z}_{abc} \quad (5)$$

$$\mathbf{c} = \ell \cdot \mathbf{Y}_{abc} + 0,25 \cdot \ell^3 \cdot \mathbf{Y}_{abc} \cdot \mathbf{Z}_{abc} \cdot \mathbf{Y}_{abc} \quad (6)$$

Onde:

I é a matriz identidade;

l é o comprimento da seção de linha (m); e

\mathbf{Z}_{abc} e \mathbf{Y}_{abc} são as matrizes impedância série (Ω/m) e admitância *shunt* (S/m), respectivamente.

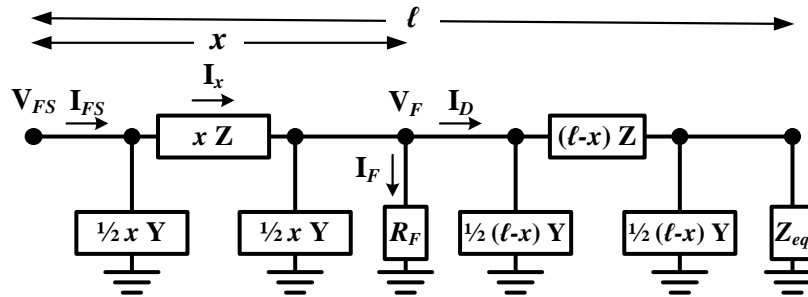
Observa-se que a matriz **a** é adimensional, enquanto que **b** e **c** são expressas em ohms e Siemens, respectivamente.

4.2.2 Método de Localização de Faltas baseado na Impedância Aparente

Nesta seção são apresentados os principais aspectos do método utilizado na determinação da LDF neste trabalho. A formulação baseada na análise da IA proposta em (SALIM, R. H.; SALIM, K. C. O.; BRETAS, 2011) foi adotada tendo em vista algumas características que a tornam bastante adequada para aplicação em SDEE desequilibrados. Dentre estas, pode-se citar: *i*) a utilização de medições de tensões e correntes somente no terminal local; *ii*) a modelagem da rede em componentes de fase; *iii*) representação do efeito capacitivo das linhas; e *iv*) possibilidade de compensação de variações no perfil de carga.

Além dos fatores acima, o método de (SALIM, R. H.; SALIM, K. C. O.; BRETAS, 2011) se destaca pela formulação de equações generalizadas, que permitem a localização de todos os tipos de faltas, ou seja, faltas entre fases e entre uma ou mais fases e a terra. A formulação é baseada no modelo pi-nominal mostrado na Figura 5. Este modelo é representado na Figura 6, assumindo uma falta que ocorre à distância x (m) do terminal local da linha.

Figura 6 Modelo de segmento de linha em falta.



A tensão no ponto de falta pode ser calculada pela modificação de (2), de acordo com (7):

$$\mathbf{V}_F = \mathbf{a}_x \cdot \mathbf{V}_{FS} - \mathbf{b}_x \cdot \mathbf{I}_{FS} \quad (7)$$

Onde:

$\mathbf{V}_F = [V_{Fa} \ V_{Fb} \ V_{Fc}]^T$ e $\mathbf{V}_{FS} = [V_{FSa} \ V_{FSb} \ V_{FSc}]^T$ são as tensões no ponto de falta e no terminal local, respectivamente (V);

$\mathbf{I}_{FS} = [I_{FSa} \ I_{FSb} \ I_{FSc}]^T$ são as correntes no terminal local durante a falta (A);

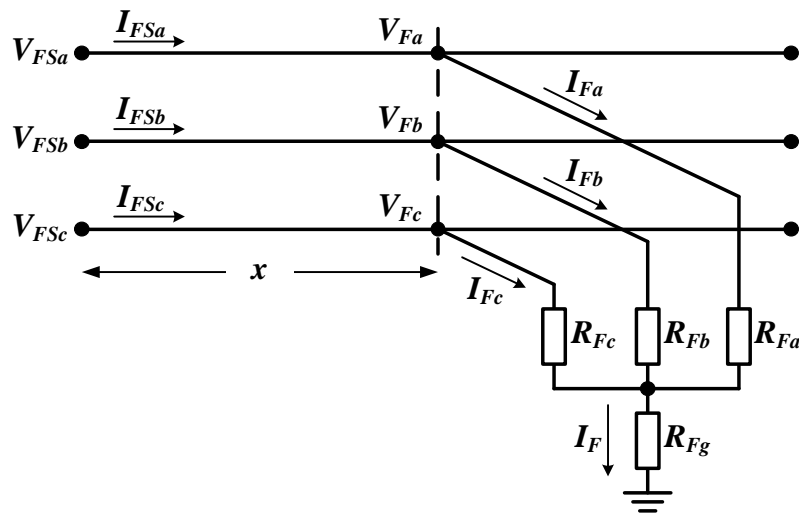
\mathbf{a}_x e \mathbf{b}_x são as matrizes calculadas conforme (4) e (5), porém substituindo-se o comprimento da linha (ℓ) pela distância da falta (x).

A formulação apresentada em (SALIM, R. H.; SALIM, K. C. O.; BRETAS, 2011) resulta em duas equações generalizadas que contemplam a LDF para faltas envolvendo a terra e para faltas entre fases.

4.2.2.1 Faltas à Terra

Na Figura 7 é apresentado um modelo generalizado de faltas à terra. Este modelo possibilita a representação de quaisquer faltas envolvendo a terra, considerando a corrente de falta nula nas fases não faltosas.

Figura 7 Modelo generalizado para faltas à terra.



Neste caso, a falta ocorre a x metros do terminal local. Considerando as impedâncias de falta como puramente resistivas, a tensão trifásica no ponto de falta pode ser obtida por (8):

$$\mathbf{V}_{Fk} = \mathbf{R}_{Fk} \cdot \mathbf{I}_{Fk} + \mathbf{R}_{Fg} \cdot \mathbf{I}_{Fg} \quad (8)$$

Onde:

I_{Fk} é a corrente de falta na fase $k \in \{a, b, c\}$,

R_{Fk} é a resistência de falta na fase $k \in \{a, b, c\}$,

$I_{Fg} = I_{Fa} + I_{Fb} + I_{Fc}$.

Substituindo (7) em (8), pode-se escrever (9) para cada fase $k \in \{a, b, c\}$:

$$\left(R_{Fk} + R_{Fg} \right) \cdot I_{Fk} + R_{Fg} \cdot I_F = 0,5 \cdot x^2 \cdot M_k - x \cdot N_k + V_{FSk} \quad (9)$$

Onde:

M_k é a k -ésima linha da matriz matriz-coluna $\mathbf{M} = (\mathbf{ZY})\mathbf{V}_{FS}$, sendo $k \in \{a, b, c\}$,

N_k é a k -ésima linha da matriz-coluna $\mathbf{N} = \mathbf{ZI}_{FS}$.

Separando (9) em parte real e imaginária, tem-se (10) e (11):

$$\left(R_{Fk} + R_{Fg} \right) \cdot I_{Fk}^r + R_{Fg} \cdot I_F^r = 0,5 \cdot x^2 \cdot M_k^r - x \cdot N_k^r + V_{FSk}^r \quad (10)$$

$$\left(R_{Fk} + R_{Fg} \right) \cdot I_{Fk}^i + R_{Fg} \cdot I_F^i = 0,5 \cdot x^2 \cdot M_k^i - x \cdot N_k^i + V_{FSk}^i \quad (11)$$

Onde os sobrescritos r e i denotam as partes real e imaginária das variáveis, respectivamente.

Isolando R_{Fk} em (10), substituindo em (11) e efetuando manipulações algébricas obtém-se (12):

$$x^2 \cdot \left[0,5 \cdot \sum_{k \in \Omega} \Im \{ M_k \cdot I_{Fk}^* \} \right] - x \cdot \left[\sum_{k \in \Omega} \Im \{ N_k \cdot I_{Fk}^* \} \right] + \left[\sum_{k \in \Omega} \Im \{ V_{FSk} \cdot I_{Fk}^* \} \right] = 0 \quad (12)$$

Onde:

$\Im \{ \cdot \}$ representa a parte imaginária de um número complexo,

Ω é o conjunto de fases em falta, dado por uma combinação das fases a, b e c ,

M_k e M_j são elementos da matriz-coluna $\mathbf{M} = (\mathbf{ZY})\mathbf{V}_{FS}$, sendo $k, j \in \{a, b, c\}$,

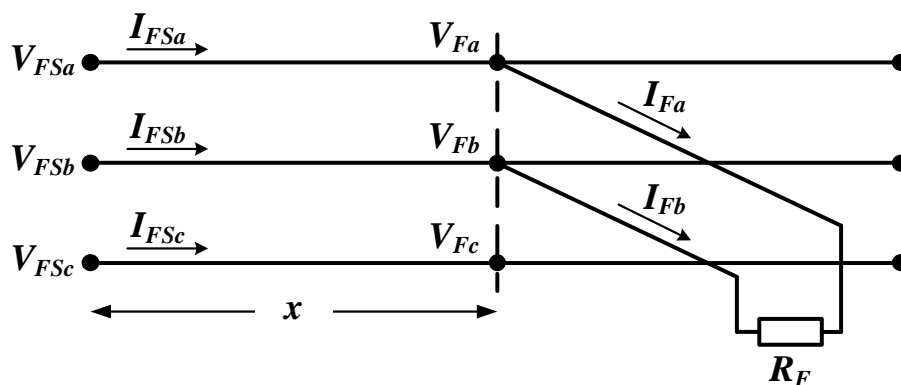
N_k e N_j são elementos da matriz-coluna $\mathbf{N} = \mathbf{ZI}_{FS}$.

Sendo (12) um polinômio de segunda ordem da distância da falta x , as variáveis utilizadas no cálculo dos coeficientes do polinômio são os parâmetros de linha, as tensões e correntes trifásicas medidas na subestação, e a corrente de falta. Se a admitância shunt é negligenciada, (12) se torna uma equação linear em x para faltas monofásicas e bifásicas à terra. Como pode ser observado em (12), além de da distância x , a corrente de falta I_{Fk} é uma variável desconhecida do terminal local. Desta forma, esta é estimada por meio de um procedimento iterativo a ser apresentado posteriormente.

4.2.2.2 Faltas entre Fases

Na Figura 8 é apresentado o modelo generalizado para faltas entre fases. Neste modelo é representado uma falta entre as fases a e b , à distância x do terminal local.

Figura 8 Modelo generalizado para faltas entre fases.



De acordo com o modelo apresentado na Figura 8, a tensão no ponto de falta pode ser obtida aplicando-se a lei das tensões de Kirchoff, dado por (13):

$$V_{Fa} = V_{Fb} + R_F \cdot I_{Fa} \quad (13)$$

Onde R_F é a resistência de falta.

De acordo com (7), (13) pode reescrita como (14):

$$0,5 \cdot x^2 \cdot M_a - x \cdot N_a + V_{FSa} = 0,5 \cdot x^2 \cdot M_b - x \cdot N_b + V_{FSb} + R_F \cdot I_{Fa} \quad (14)$$

Daqui em diante o desenvolvimento de (14) segue os mesmos passos considerados na obtenção de (12). Com resultado, o polinômio de segunda ordem da distância de falta x , para faltas entre as fases j e k pode ser obtido como (15):

$$x^2 \cdot \left[0,5 \cdot \Im \left\{ (M_j - M_k) \cdot I_{Fj}^* \right\} \right] - x \cdot \left[\Im \left\{ (N_j - N_k) \cdot I_{Fj}^* \right\} \right] + \left[\Im \left\{ (V_{SFj} - V_{SFk}) \cdot I_{Fj}^* \right\} \right] = 0 \quad (15)$$

Semelhante a (12), (15) é a forma generalizada da equação LDF para faltas entre fases. Se a admitância shunt é desprezada, (12) se torna uma função linear de x . Novamente, como a corrente de falta é uma variável desconhecida do terminal local, o mesmo procedimento iterativo utilizado na estimativa da corrente de falta em (12) é utilizado em (15).

4.2.2.3 Determinação da Solução Fisicamente Correta

Como (12) e (15) são polinômios de segunda ordem em x , suas raízes resultam em duas distâncias para falta. Como o problema admite somente uma solução fisicamente correta, a mesma pode ser determinada por (16):

$$x = \begin{cases} \frac{-\alpha_1 + \sqrt{\alpha_1^2 - 4 \cdot \alpha_2 \cdot \alpha_0}}{2 \cdot \alpha_2}, & \text{se } \alpha_1 > 0 \\ \frac{-\alpha_1 - \sqrt{\alpha_1^2 - 4 \cdot \alpha_2 \cdot \alpha_0}}{2 \cdot \alpha_2}, & \text{se } \alpha_1 < 0 \end{cases} \quad (16)$$

Quando raízes complexas conjugadas são as soluções, seja de (12) ou (15), o local da falta é determinado como o valor absoluto da raiz complexa.

4.2.2.4 Estimativa da Corrente de Falta

Como pode-se observar em (12) e (15), além da distância da falta x , a corrente de falta (I_{Fk}) também é uma variável desconhecida do terminal local e pode ser estimada a partir da corrente a jusante da falta (I_D), determinada por (17):

$$\mathbf{I}_D = \mathbf{Y}_D \cdot \mathbf{V}_F \quad (17)$$

Onde \mathbf{Y}_D é a admitância equivalente a jusante da falta, dada por (18):

$$\mathbf{Y}_D = \left\{ (\ell - x) \cdot \mathbf{Z} + \left[0,5 \cdot (\ell - x) \cdot \mathbf{Y} + \mathbf{Z}_{eq\ n+1}^{-1} \right]^{-1} \right\}^{-1} + 0,5 \cdot (\ell - x) \cdot \mathbf{Y} \quad (18)$$

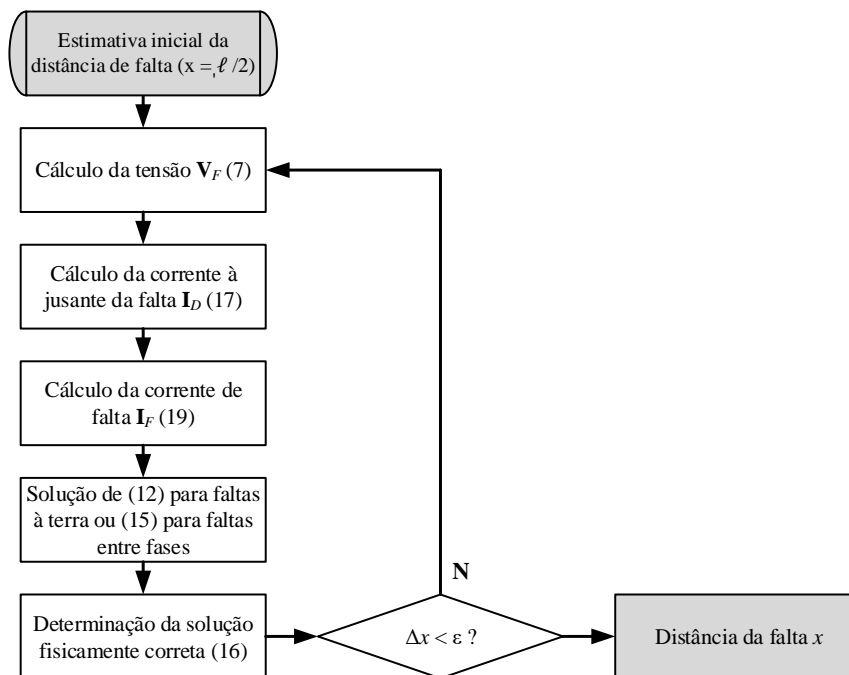
e $\mathbf{Z}_{eq\ n+1}$ é a forma matricial da impedância equivalente do nó a jusante da falta.

Logo, a corrente de falta é calculada de acordo com (19):

$$\mathbf{I}_F = \mathbf{I}_{FS} - 0,5 \cdot x \cdot \mathbf{Y} \cdot (\mathbf{V}_{FS} + \mathbf{V}_F) - \mathbf{I}_D \quad (19)$$

O algoritmo iterativo para estimativa da corrente de falta é sumarizado na Figura 9. A convergência do algoritmo ocorre quando as distâncias das faltas estimadas entre duas iterações consecutivas para menor que uma tolerância pré-definida ($\Delta x < \varepsilon$).

Figura 9 Algoritmo de Localização de faltas.

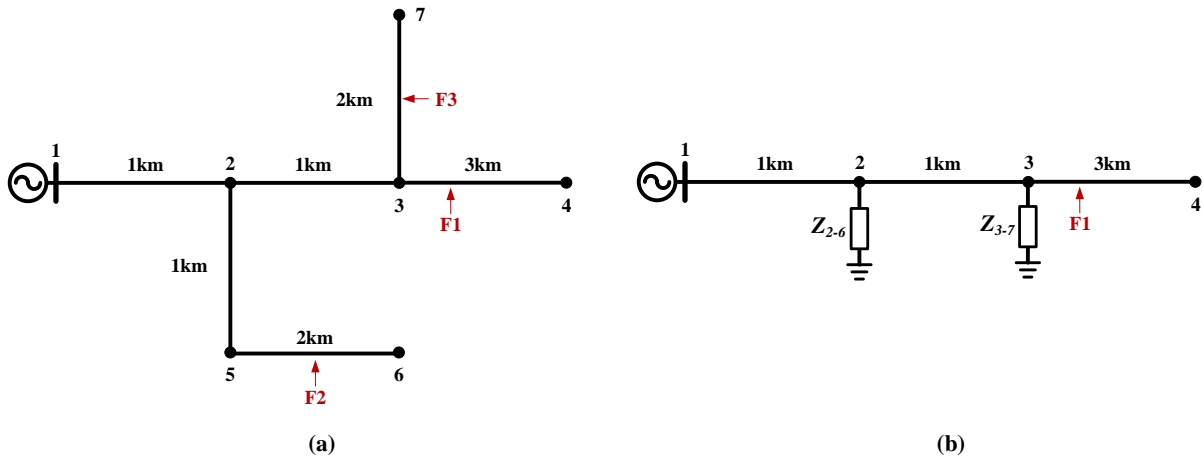


4.2.2.5 Determinação dos Sistemas Equivalentes

A extensão da técnica acima descrita para aplicação em SDEE com múltiplas ramificações considera a determinação de sistemas equivalentes para cada caminho possível do fluxo de potência entre a subestação e a falta. Os sistemas equivalentes são obtidos pela transformação de cargas e laterais fora do caminho sendo analisado em impedâncias constantes ao longo do circuito, utilizando as tensões e correntes determinadas pela análise do fluxo de potência na rede pré-falta. Desta forma, cada sistema equivalente é analisado separadamente pelo algoritmo iterativo descrito na Figura 9. A Figura 10 (a) mostra as três

possíveis localizações para uma falta que ocorre a 3 km do terminal de medição (nó 1), representadas por F1, F2 e F3. O sistema equivalente associado à localização F1 é mostrado na Figura 10 (b).

Figura 10 Possíveis localizações da falta a 3 km do terminal de medição (a) e sistema equivalente associado à localização F1 (b).



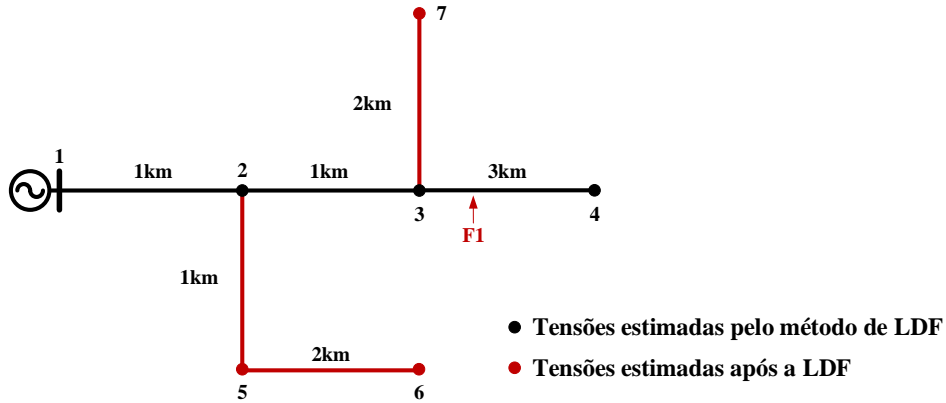
Da mesma forma que os demais métodos baseados na análise da IA, a técnica de (SALIM, R. H.; SALIM, K. C. O.; BRETAS, 2011) resulta em múltiplas estimativas para a LDF, com a mesma distância em relação ao terminal de medição, mas em diferentes ramais laterais do alimentador. Tendo em vista que a metodologia proposta demanda uma única estimativa para a LDF, neste trabalho considera-se a disponibilidade de informações que permitam identificar o ramal em falta do SDEE. Tais informações podem ser obtidas por meio de técnicas baseadas na análise das formas de onda das correntes no terminal local (MAGNAGO; ABUR, 1998; POURAHMADI-NAKHLI; SAFAVI, 2011; SADEH; BAKHSHIZADEH; KAZEMZADEH, 2013; ZHU; LUBKEMAN; GIRGIS, 1997), análise de transitórios (BORGHETTI *et al.*, 2010; GAZZANA *et al.*, 2014) ou por meio de equipamentos de monitoramento remoto (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2010).

4.3 ESTIMATIVA DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Além da localização da falta, o método baseado na análise da IA descrito anteriormente tem como resultados as tensões estimadas no circuito que compõe o caminho entre o terminal de medição e a falta. Tendo em vista que os ramais não pertencentes a este circuito são representados por impedâncias equivalentes, as tensões ao longo dos mesmos não são conhecidas. Assim, neste trabalho, as tensões nos ramais são estimadas através de um método iterativo baseado na técnica *Backward-Forward Sweep* (KERSTING, 2002). A Figura

11 evidencia os ramais laterais nos quais o procedimento para estimativa das magnitudes das tensões é aplicado após a LDF.

Figura 11 Ramais laterais fora do caminho entre o terminal de medição e a falta.



As tensões nos nós pertencentes aos ramais laterais mostrados na Figura 11 são estimadas por meio de um processo iterativo de cálculo das tensões e correntes. Em cada iteração, as tensões são calculadas no sentido do nó de derivação para os nós terminais do ramal, através de (2). Estas tensões são então utilizadas em (3), para o cálculo das correntes no sentido inverso, ou seja, no sentido dos nós terminais para o ponto de derivação. O processo é repetido até a convergência do processo, a qual assumida quando a diferença entre as tensões calculadas em duas iterações consecutivas for inferior a uma tolerância pré-especificada.

Uma vez obtidas as estimativas das magnitudes das tensões, o cálculo das magnitudes dos afundamentos é efetuado de acordo com (ANEEL, 2017):

$$V_{Si} = \frac{V_{Ei}}{V_{ref}}, \quad i = 1 \dots n. \quad (20)$$

Onde:

V_{Si} é a magnitude do afundamento de tensão no nó i (pu);

V_{Ei} é a estimativa da magnitude da tensão no nó i (V);

V_{ref} é a tensão de referência, definida como a tensão nominal do sistema (V); e

n é o número de nós do SDEE sob análise.

4.4 ESTRATIFICAÇÃO DOS EVENTOS

Além das magnitudes dos afundamentos, a estratificação dos eventos é realizada com base nas suas durações e frequência de ocorrência. A duração é determinada a partir da

análise da forma de onda das tensões, visando a identificação dos instantes de início e término dos eventos, de acordo com (21):

$$\Delta t_e = t_f - t_i \quad (21)$$

onde Δt_e é duração do evento, t_f é o instante final e t_i é o instante de início do evento.

Conforme comentado anteriormente, eventos consecutivos que ocorrem em um intervalo de três minutos são agregados compondo um único evento, sendo considerado o afundamento de tensão com menor magnitude. Eventos fase-neutro simultâneos são agrupados compondo um mesmo evento, pelo critério de agregação pela fase crítica, em que é obtida a duração associada à fase que apresentou menor magnitude em relação as outras fases.

Por sua vez, a frequência de ocorrência é dada por (22):

$$f_e = n_e \quad (22)$$

Onde n_e é a quantidade de eventos registrados no período de avaliação.

Uma vez determinadas a magnitude e a duração dos eventos, a estratificação é efetuada em nove regiões de sensibilidade, conforme mostra a Tabela 8.

Tabela 8 Estratificação dos afundamentos de tensão com base nas regiões de sensibilidade.

Magnitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 s]	(1 s - 3 s]	(3 s - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H			REGIÃO I			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A						
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A						
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B	REGIÃO D			REGIÃO G		
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B	REGIÃO D			REGIÃO G		
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C	REGIÃO D			REGIÃO G		
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C	REGIÃO D			REGIÃO G		
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E			REGIÃO F			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E			REGIÃO F			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E			REGIÃO F			
< 0,10	REGIÃO E			REGIÃO F			

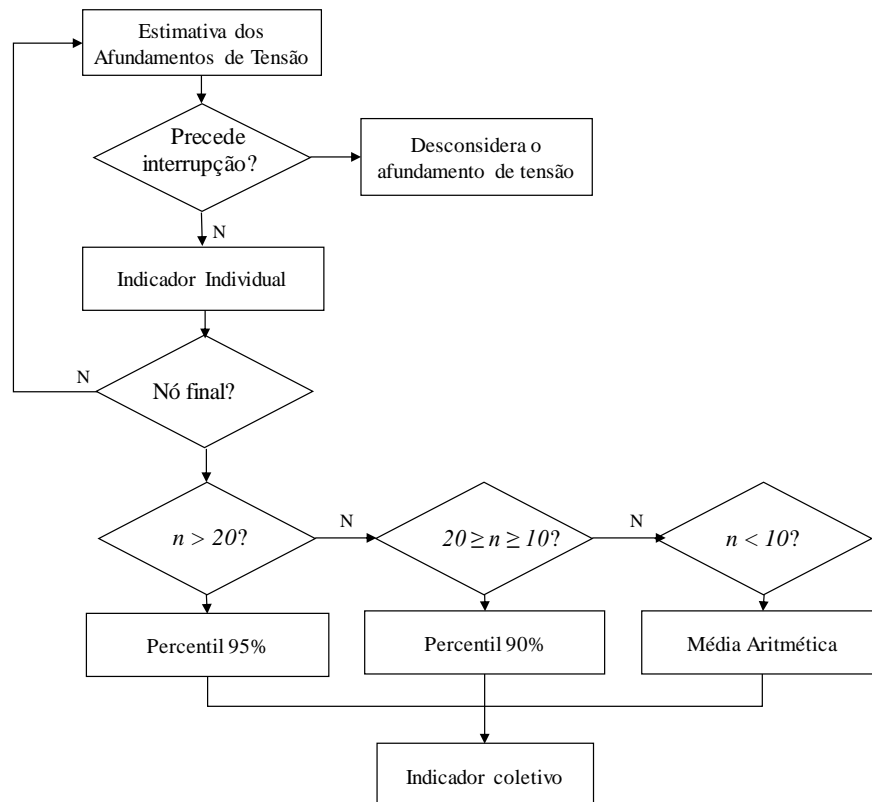
Fonte: (ANEEL, 2017).

Conforme será visto na Seção 4.5, as regiões de sensibilidade são apresentadas com diferentes valores de ponderação, visando à correlação entre a sensibilidade das cargas conectadas no SDEE e os afundamentos de tensão. Neste trabalho são desprezadas as regiões que compreendam as faixas de magnitudes acima de 0,9 pu e abaixo de 0,1 pu.

4.5 CÁLCULO DOS INDICADORES

A partir das magnitudes de tensão estimadas, é possível quantificar o desempenho do sistema a partir dos indicadores de afundamento de tensão. Na Figura 12 é apresentado o procedimento adotado neste trabalho para a obtenção dos indicadores individuais e coletivos.

Figura 12 Procedimento para obtenção de indicadores.



$n = \text{número de nós do sistema}$

A partir da estimativa de magnitudes de afundamentos de tensão, para cada evento, verifica-se se o distúrbio registrado foi precedido da interrupção do fornecimento de energia, o que se dá através da atuação do sistema de proteção. Caso positivo, os dados de duração e magnitudes são desconsiderados no cálculo dos indicadores. Caso contrário, são determinados os indicadores individuais para cada nó, até que se atinja o número total de nós que compõem o sistema. O indicador individual é obtido através da contabilização da ocorrência de eventos, que é ponderado de acordo com a severidade dos distúrbios. Assim, para cada evento é possível obter o desempenho individual de cada nó do sistema.

Os indicadores coletivos são obtidos a partir dos indicadores individuais de cada nó do sistema, que podem representar o conjunto de uma distribuidora de energia elétrica, unidades consumidoras de um alimentador, ou um grupo de alimentadores de um mesmo nível de

tensão. Para a determinação dos indicadores coletivos devem ser analisados inicialmente o número de nós que compõem o sistema. Para sistemas com número de nós inferior a 10, é empregada a média aritmética dos indicadores individuais, para o número de pontos entre 10 e 20, utiliza-se o percentil 90%, e para um número maior de 20 nós, utiliza-se o percentil de 95% (IEEE, 2014). Em muitos casos, o número de unidades consumidoras é desconhecido, então para a obtenção do indicador coletivo, pode-se empregar diretamente o percentil de 95% dos indicadores individuais estimados.

A metodologia para estimativa de indicadores individuais e coletivos para afundamentos de tensão apresentada neste trabalho é baseada no indicador denominado Fator de Impacto (FI) (ANEEL, 2017). O Fator de Impacto é obtido conforme (23), com base na estratificação em regiões de sensibilidade, conforme apresentado na Seção 4.4.

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \times fp_i)}{FI_{BASE}} \quad (23)$$

Onde:

f_{ei} é a frequência de ocorrência de eventos dentro do período de trinta dias consecutivos, para cada região de sensibilidade i ($i = A, B, C, D, E, F, G, H$ e I).

fp_i é o fator de ponderação para cada região de sensibilidade, estabelecido conforme a relevância do evento; e

FI_{BASE} é o fator de impacto base, obtido a partir do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência em um período de trinta dias consecutivos para cada região de sensibilidade.

Os fatores de ponderação fp_i para cada região de sensibilidade são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 Fatores de ponderação para cada região de sensibilidade.

Região de Sensibilidade	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Fator de Ponderação	0	0,04	0,07	0,15	0,25	0,36	0,07	0,02	0,04

Fonte: (ANEEL, 2017).

5 ESTUDO DE CASOS E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados o estudo de casos e os resultados obtidos com a avaliação da metodologia proposta aplicada aos sistemas teste IEEE de 13 nós e 34 nós (KERSTING, 1991). Dentre as principais características destas redes, destacam-se a assimetria das linhas, cargas desbalanceadas, e ramais trifásicos, bifásicos e monofásicos.

A técnica apresentada no Capítulo 4 foi desenvolvida em ambiente MATLAB (MATHWORKS, 2015), tendo como entradas além dos dados da rede, os fasores de tensão e corrente no terminal local (subestação), obtidos a partir de simulações de faltas por meio do ATP/EMTP (BONEVILLE POWER ADMINISTRATION, 2007). Com intuito de analisar a sensibilidade da metodologia proposta frente aos diferentes parâmetros de influência nos afundamentos de tensão, foram realizadas simulações de faltas em todos os nós dos alimentadores. Os cenários considerados são caracterizados por diversas combinações de tipos e resistências de faltas, sendo elas:

- Resistências de faltas de 10 Ω , 30 Ω e 50 Ω .
- Tipos de faltas: AT, BT, CT, ABT, BCT, CAT, AB, BC, CA, ABCT.

Dentre os testes apresentados a seguir, incluem-se a comparação dos afundamentos estimados pela técnica proposta e obtidos por meio do ATP/EMTP, tendo em vista a validação da formulação adotada. Além dos tipos e resistências de falta, a sensibilidade do método foi avaliada frente ao perfil de carga nominal (SLP) e com a redução de 50% do carregamento (LP50) no ATP/EMTP, mantendo o perfil de carga no modelo proposto iguais ao nominal. Por fim, as estimativas dos indicadores individuais e coletivos das redes foram analisadas.

Para avaliar o desempenho do método proposto, o erro percentual médio na estimativa das magnitudes dos afundamentos de tensão foi calculado de acordo com (24), considerando as tensões obtidas no ATP/EMTP como referência.

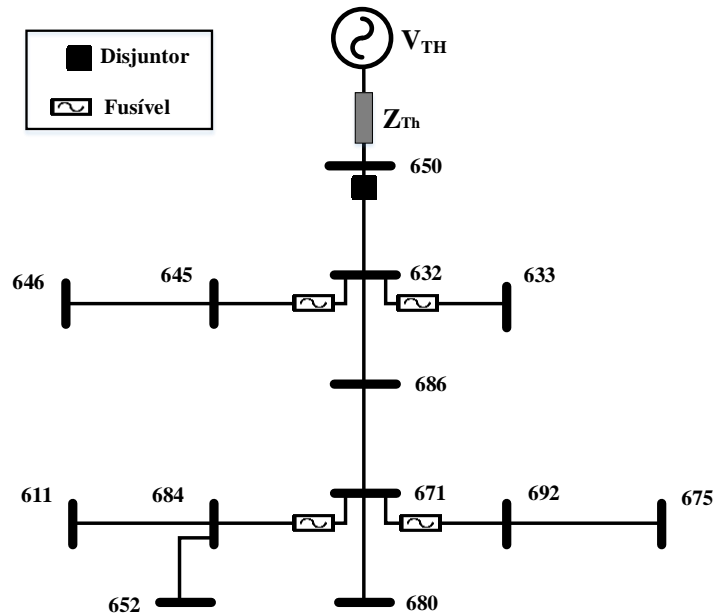
$$e_{AV} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|V_{ATPi} - V_{Si}|}{V_{ATPi}} \cdot 100\% \quad (24)$$

Onde e_{AV} é o erro médio percentual; V_{ATPi} é a tensão obtida a partir do ATP/EMTP para a barra i ; V_{Si} é a tensão estimada pela técnica proposta; e n o número de eventos contabilizados.

5.1 SISTEMA IEEE DE 13 NÓS

O sistema teste IEEE de 13 nós consiste em um alimentador radial, com tensão nominal de 4,16 kV e comprimento total de aproximadamente 2,5 km, com ramais laterais, monofásicos, bifásicos e trifásicos. Na Figura 13 é apresentada a topologia deste sistema teste.

Figura 13 Topologia do Sistema IEEE 13 nós.



O sistema equivalente a montante da subestação é representado por uma fonte (V_{TH}) e uma impedância Z_{Th} , que foi definida a partir de (KERSTING *et al.*, 2012). Além do regulador de tensão no nó 650, o transformador entre os nós 633 e 634 foi igualmente desconsiderado. As demais características da rede foram mantidas, exceto pela adição do nó 686, onde foi concentrada a carga distribuída entre os nós 632 e 671. O nó 650 corresponde ao terminal local, onde assume-se a existência de proteção de sobrecorrente de fases e terra. Para tornar a contabilização dos indicadores mais realista, foram considerados fusíveis no início dos ramais laterais.

5.1.1 Indicador Fator de Impacto

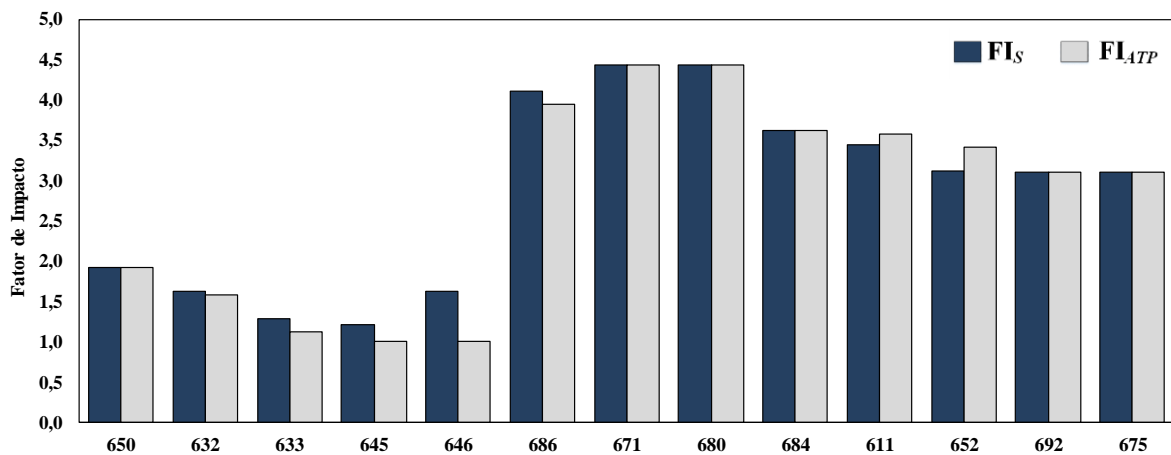
Para a avaliação da metodologia proposta é empregado o indicador FI (Fator de Impacto) para caracterizar a severidade dos afundamentos de tensão ocorridos no sistema teste. A partir das simulações de faltas foi possível quantificar os afundamentos de tensão a partir das regiões de sensibilidade, conforme apresentado na Seção 4.4.

As magnitudes de afundamentos de tensão obtidas foram caracterizadas de acordo com a fase crítica, que é definida como a fase com menor magnitude. Para a contabilização dos afundamentos de tensão foi avaliada a operação dos dispositivos de proteção, assim para cada evento que precedeu uma interrupção, não foi considerado o par magnitude-duração. As durações dos eventos de afundamentos de tensão foram obtidas a partir das correntes de faltas registradas no terminal local e as curvas tempo-corrente dos dispositivos de proteção instalados ao longo dos alimentadores.

A fim de avaliar o desempenho do sistema teste, para o cálculo do indicador FI individual foi adotado como valor de referência FI_{BASE} como sendo o menor valor obtido a partir do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de eventos para cada região de sensibilidade de cada nó do sistema. Assim, utilizando dados do nó que apresentou menor registro de eventos de afundamentos de tensão, ou eventos não severos com fatores de ponderação baixos.

Na Figura 14 são apresentados os indicadores individuais FI para cada nó do sistema a partir dos resultados obtidos da técnica proposta (FI_S) e do ATP (FI_{ATP}), para carregamento nominal da rede (SLP) no ATP.

Figura 14 Fator de impacto para o Sistema IEEE de 13 nós (SLP).



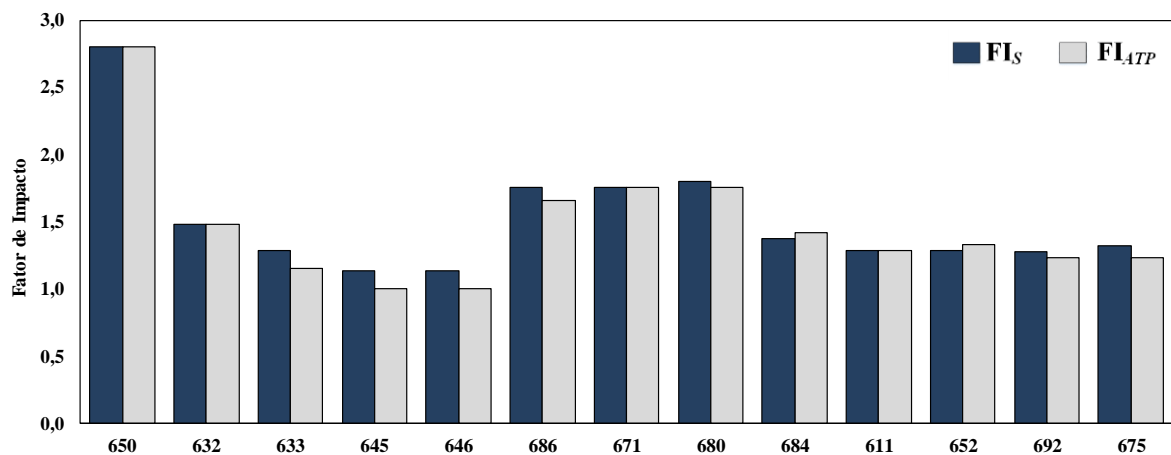
Observa-se que a maioria dos nós do sistema teste apresentou divergência nos valores obtidos, sendo que os nós 633, 645, 646 e 686 apresentaram os maiores valores de FI estimados, enquanto que os nós 611 e 652 apresentaram valores superiores aos estimados pelo método proposto, e os restante dos nós apresentaram valores similares aos valores de referência. O nó 650, referida como o terminal local do sistema, apresentou valor estimado igual ao valor de referência (ATP). De forma geral, observa-se que os nós 633, 645 e 646

apresentaram melhores indicadores individuais, com valores próximos ao valor unitário ou inferior, ou seja, não ultrapassaram o limite de referência FI_{BASE} . Também, destaca-se que estes nós estão localizados próximos a subestação (nó 650). Já os nós com pior desempenho do sistema estão localizados distantes da fonte (subestação).

Para a determinação do indicador coletivo, inicialmente analisou-se o número de nós que compõem o sistema. Neste caso, o sistema contém 13 nós, nos quais foram determinados os indicadores individuais. Desta forma, o indicador coletivo deste sistema é obtido, sabendo que o número de pontos estimados está entre 10 e 20, para o qual é empregado o percentil de 90% dos indicadores individuais do sistema. Assim, o indicador coletivo deste sistema, com perfil de carga nominal (SLP), é de 3,76, obtido pela metodologia proposta, que apresenta pequena diferença comparado ao valor de referência (3,72), ou seja, apenas 10% dos nós do sistema está acima do FI coletivo deste sistema.

Na Figura 15 são apresentados os indicadores individuais FI para cada nó do sistema a partir dos resultados obtidos da técnica proposta (FI_S) e do ATP (FI_{ATP}), para carregamento reduzido da rede (LP50) no ATP.

Figura 15 Fator de impacto para o Sistema IEEE de 13 nós (LP50).

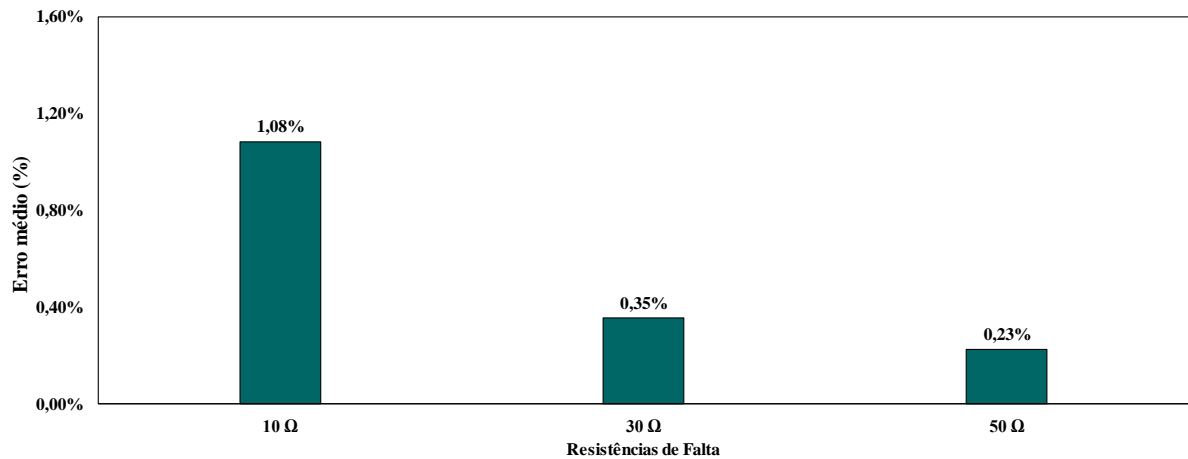


Observa-se que com o perfil de carga reduzido no ATP, o indicador FI reduz significativamente para alguns nós, em comparação ao perfil de carga nominal do sistema. Os nós 633, 645, 646 e 686 apresentaram as maiores divergências dos valores de FI estimados em relação aos indicadores obtidos pelo ATP. Também, observa-se que o nó 650 apresenta valor semelhante ao valor de referência, e o maior valor de FI do sistema. De forma geral, os nós 645 e 646 apresentam o melhor desempenho no sistema, com menor número de afundamentos de tensão em regiões de sensibilidade cujo fator de ponderação é elevado.

5.1.2 Influência do Tipo e Resistência de Falta

A fim de analisar o efeito dos tipos e resistências de falta no desempenho da metodologia proposta, inicialmente foram avaliados todos os cenários de faltas descritos anteriormente. Na Figura 16 são apresentados os erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão estimados e obtidos através do ATP/EMTP, de acordo com os tipos e resistências de falta. Neste caso, as faltas foram simuladas em todos os nós, assumindo o carregamento nominal da rede (SLP).

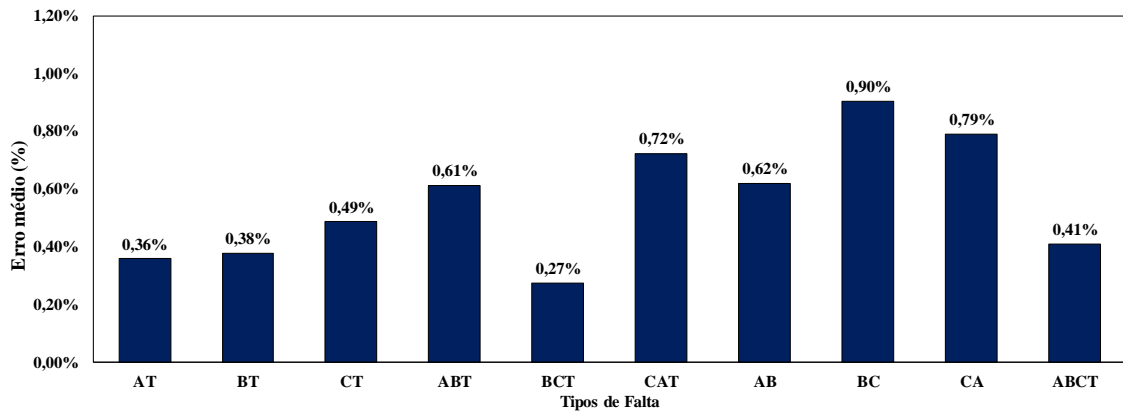
Figura 16 Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com as resistências de falta – Sistema IEEE de 13 nós (SLP).



De forma geral, observa-se que os erros obtidos ficaram abaixo de 1,10% para os diferentes valores de resistências de faltas, e com o incremento do valor de resistência de falta os erros reduzem. As magnitudes de afundamentos de tensão obtidas a partir faltas com resistências iguais a 10 Ω, apresentaram os maiores erros em relação aos valores de referência, com valor igual a 1,08%, e os menores erros foram obtidos para resistências de falta iguais a 50 Ω, com valor igual a 0,23%.

Na Figura 17 são apresentados os erros médios das magnitudes de afundamentos de tensão para cada tipo de falta, obtidos a partir do carregamento nominal do sistema (SLP).

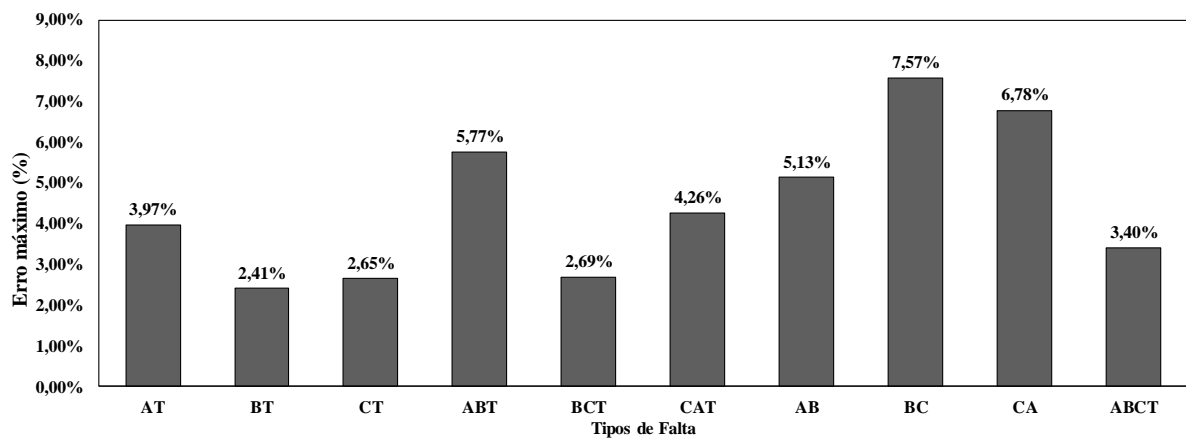
Figura 17 Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta – Sistema IEEE de 13 nós (SLP).



Os erros médios, independentemente das fases envolvidas, para as faltas fase-terra (FT), fase-fase-terra (FFT), fase-fase (FF) e trifásica-terra (FFFT), não apresentaram grandes diferenças. Observa-se que os maiores erros encontrados foram para as faltas fase-fase-terra e fase-fase, com valores de 0,90% para falta do tipo BC e 0,72% para falta do tipo CAT. Os menores valores foram obtidos para as faltas trifásicas à terra (0,41%), do tipo AT (0,36%) e do tipo BCT (0,27%). Desta forma, observa-se que não há um padrão dos erros associados aos diferentes tipos de faltas, logo pode-se inferir que a estimativa de magnitudes de afundamentos de tensão é relativamente insensível ao tipo de falta.

Na Figura 19 são apresentados os erros máximos das magnitudes de afundamentos de tensão para cada tipo de falta, obtidos a partir do carregamento nominal do sistema (SLP).

Figura 18 Erros máximos das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta – Sistema IEEE de 13 nós (SLP).



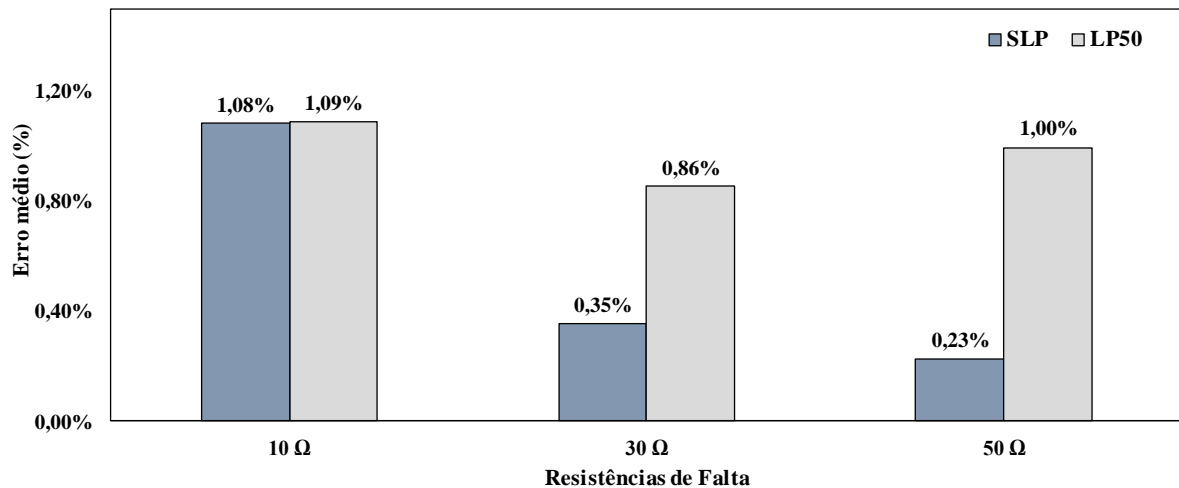
Pode-se observar que os maiores erros são associados às faltas bifásicas, e o menor erro ocorre para falta do tipo BT (2,41%). Por sua vez, o erro máximo igual a 7,57%, refere-se a falta do tipo BC no nó 632 com resistência de falta igual a 10, implicando no erro da

estimativa de magnitude de afundamento no nó 611, localizado no ramal lateral do alimentador.

5.1.3 Influência da Variação no Carregamento

Na Figura 19 são apresentados os erros médios das magnitudes de afundamentos de tensão em função das resistências de falta para o perfil de carga nominal (SLP) e com a redução de 50% do carregamento (LP50) no ATP/EMTP.

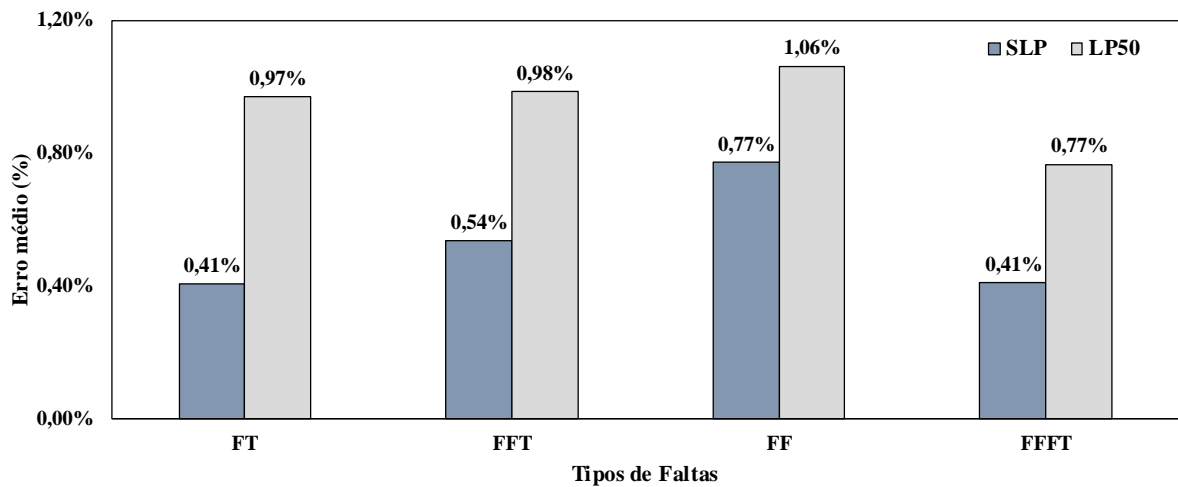
Figura 19 Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com as resistências de falta e perfis de carregamento – Sistema IEEE de 13 nós.



Observa-se que com a redução do carregamento nominal (LP50) no ATP/EMTP, os erros médios obtidos são bastante similares para resistências de faltas iguais a 10 Ω, com 1,08% para o perfil de carga nominal e 1,09% para o perfil de carga reduzido. Para as outras resistências de falta utilizadas, os erros não foram expressivos, no entanto apresentaram variações entre 0,50 e 0,80% entre os perfis de carga. Além disso, para o carregamento reduzido não se observa a mesma tendência de redução do erro com o aumento da resistência de falta.

Na Figura 20 são apresentados os erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão para os diferentes tipos de faltas e perfis de carregamento analisados.

Figura 20 Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta e perfis de carregamento – Sistema IEEE de 13 nós.



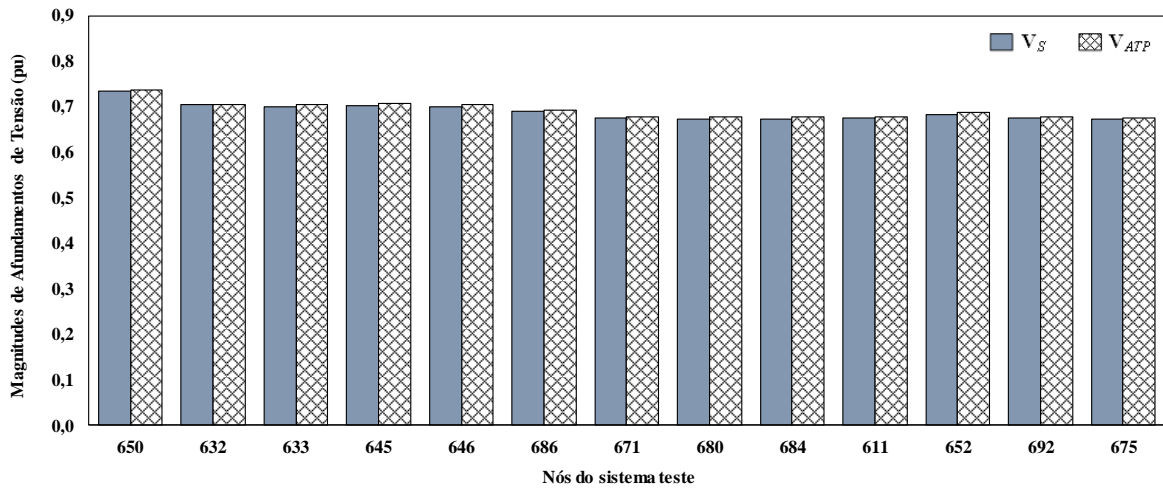
Frente a redução de 50% do carregamento (LP50) no ATP/EMTP, as magnitudes das tensões obtidas pelo método proposto apresentaram os menores erros para faltas trifásicas à terra, independentemente do tipo de resistência, com valor igual a 0,77%. As faltas fase-fase (FF) apresentaram os maiores erros para ambos os perfis de carga, com valor igual a 1,06% (LP50) e 0,77% (SLP). A variação do carregamento do sistema resultou em erros maiores para todos os tipos de falta, embora o aumento do erro não seja significativo.

5.1.4 Magnitudes dos Afundamentos de Tensão

Na Figura 21 são apresentadas as médias das magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas (V_S) e obtidas através do ATP/EMTP (V_{ATP}) para cada nó, considerando o carregamento nominal (SLP) da rede no ATP/EMTP.

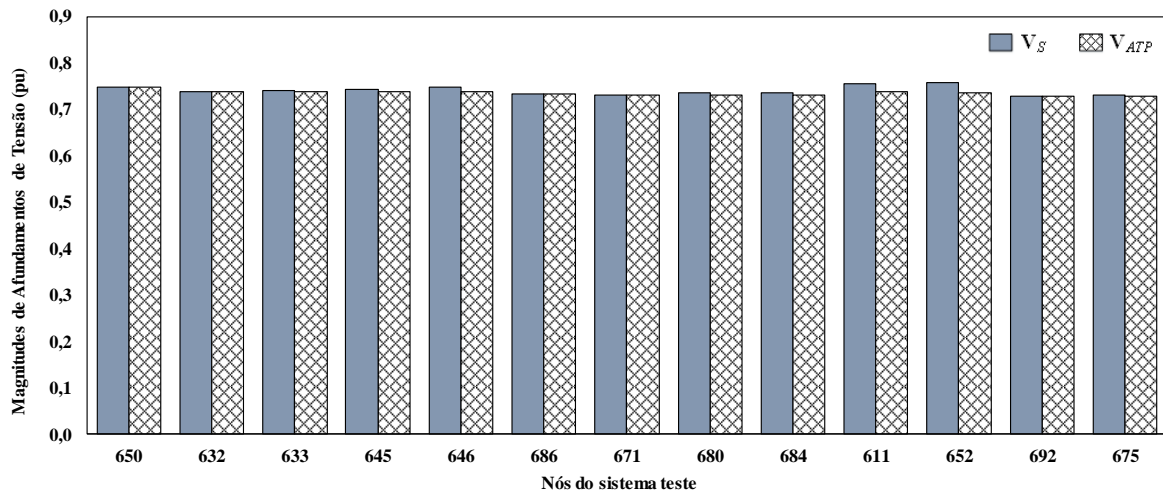
De forma geral, as tensões estimadas pelo método proposto e obtidas através do ATP apresentam diferenças bastante reduzidas. Os valores obtidos pelo ATP mostram-se mais conservadores em relação ao método proposto. Os nós 675, 684, 680 apresentaram as menores magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas.

Figura 21 Médias das magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas e obtidas através do ATP/EMTP – Sistema IEEE de 13 nós (SLP).



Na Figura 22 são apresentadas as médias das magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas e obtidas através do ATP/EMTP para cada nó, considerando o perfil de carregamento reduzido (LP50) da rede no ATP/EMTP.

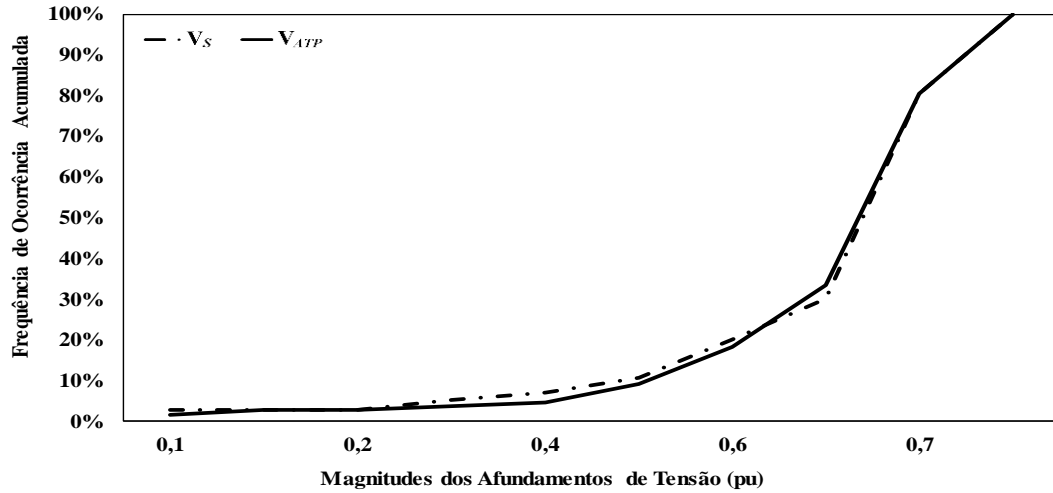
Figura 22 Médias das magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas e obtidas através do ATP/EMTP – Sistema IEEE de 13 nós (LP50).



Observa-se que as magnitudes médias obtidas a partir da técnica proposta apresentaram valores superiores aos valores obtidos a partir do perfil de carga reduzido (LP50) no ATP. Os nós 611 e 652 apresentaram as maiores divergências de valores de magnitudes dos afundamentos de tensão. Desta forma, o método se mostra suscetível a variação de carga no sistema, havendo aumento dos erros nas estimativas.

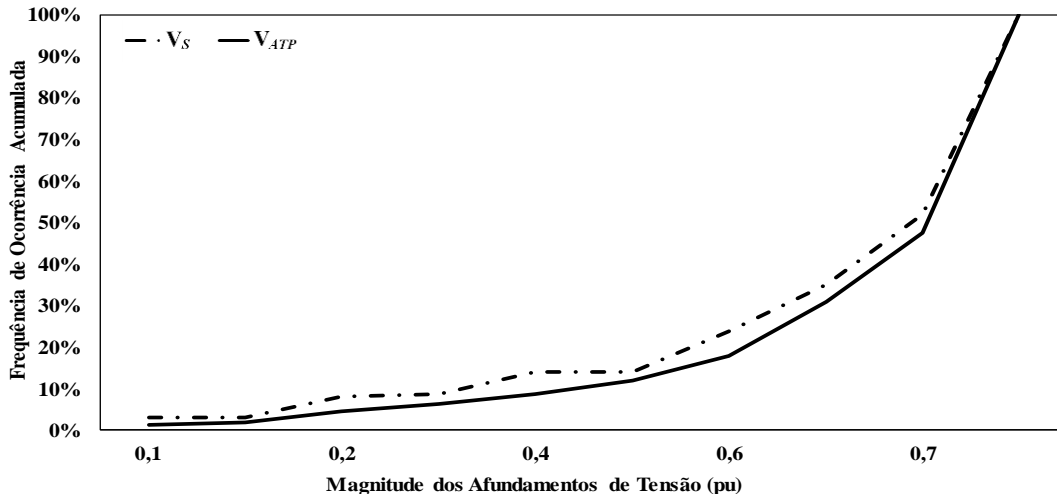
Na Figura 23 são apresentadas as frequências de ocorrências acumuladas das magnitudes de afundamentos de tensão obtidas a partir do método proposto e pelo ATP, para o carregamento nominal do sistema (SLP).

Figura 23 Frequência acumulada das magnitudes de afundamentos de tensão – Sistema IEEE de 13 nós (SLP).



Observa-se que a maioria dos afundamentos de tensão ocorre no intervalo de 0,7 e 0,8 pu. Também, destaca-se que os dados obtidos pela técnica proposta aproximam-se dos valores de referência (ATP). Para o intervalo de magnitudes de afundamentos de tensão entre 0,3 e 0,6 pu, o ATP apresentou menor número de afundamentos de tensão em relação a técnica proposta. Na Figura 24 são apresentadas as frequências acumuladas obtidas a partir do método proposto e do ATP, para o perfil de carga reduzido da rede (LP50) no ATP.

Figura 24 Frequência acumulada das magnitudes de afundamentos de tensão - Sistema IEEE de 13 nós (LP50).

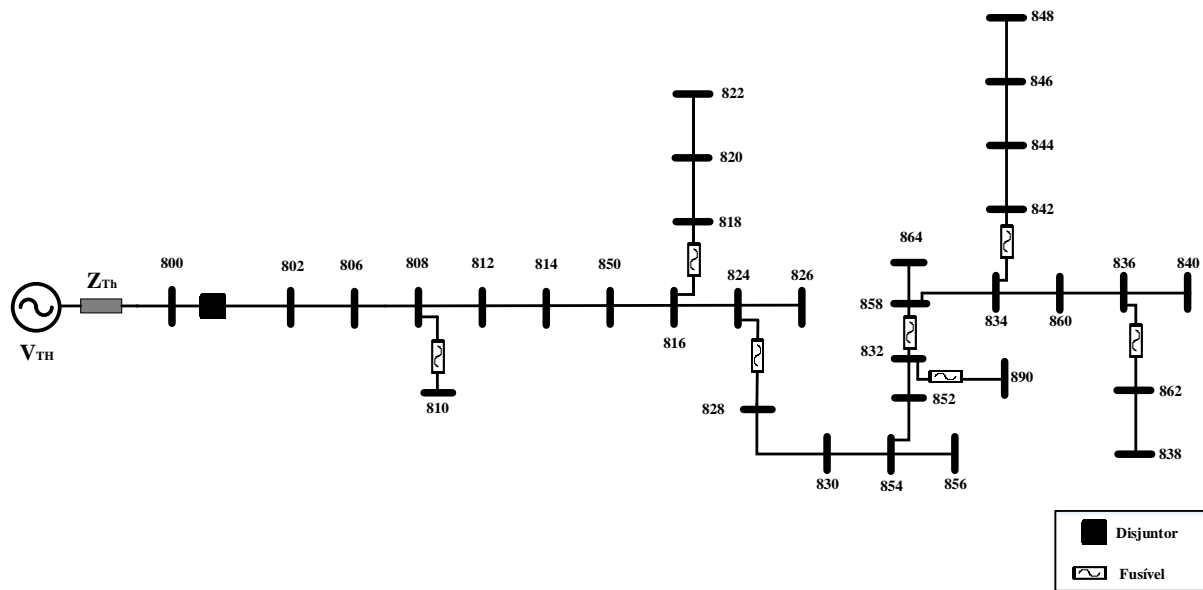


A frequência acumulada de afundamentos de tensão obtida para o perfil de carga reduzido no ATP, apresenta pouca diferença na contabilização dos distúrbios para magnitudes superiores a 0,7 pu. De forma geral, mostra que técnica proposta apresenta maior número de afundamentos de tensão comparado com os valores de referência.

5.2 SISTEMA IEEE DE 34 NÓS

A metodologia proposta também foi avaliada frente a um sistema de distribuição com maior número de nós. Assim, foram realizadas simulações de faltas no sistema teste do IEEE de 34 nós, que consiste em um alimentador radial, com tensão nominal de 24,9 kV, comprimento total de aproximadamente 93,9 km, e com ramais monofásicos e cargas desbalanceadas. Na Figura 25 é apresentada a topologia do sistema teste empregado.

Figura 25 Topologia do Sistema IEEE de 34 nós.



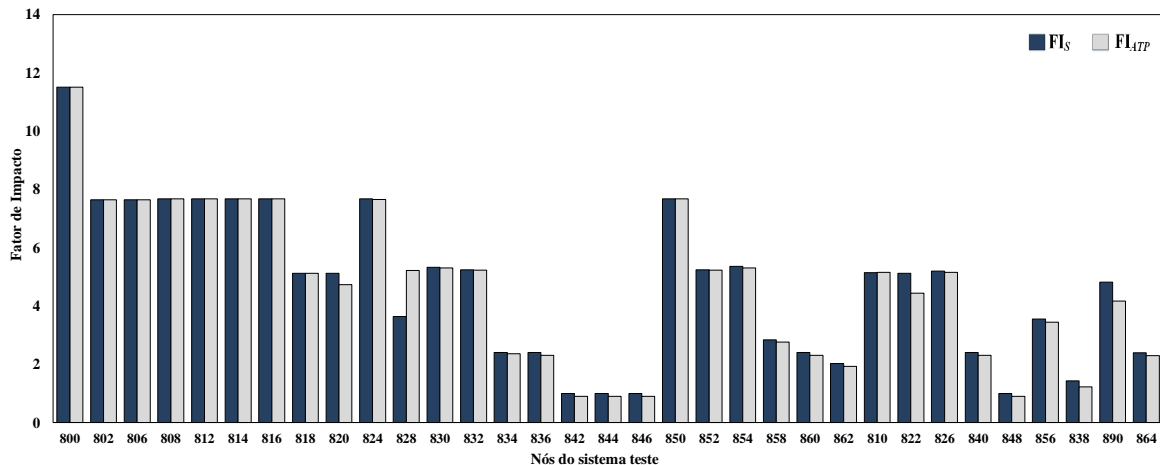
O sistema equivalente a montante da subestação é representado por uma fonte (V_{TH}) e uma impedância Z_{Th} definida a partir de (KERSTING *et al.*, 2012). O nó 800 corresponde ao terminal local, e os reguladores de tensão, originalmente conectados aos nós 814 e 852, bem como o transformador conectado no nó 832, foram desconsiderados. Para fins de contabilização dos indicadores de afundamentos de tensão, os dispositivos de proteção de sobrecorrente foram adicionados nos ramais laterais.

5.2.1 Indicador Fator de Impacto

Da mesma forma que no sistema teste apresentado anteriormente, as magnitudes de afundamentos de tensão obtidas foram caracterizadas de acordo com a fase crítica, e para a contabilização dos afundamentos de tensão foi avaliada a operação dos dispositivos de proteção, assim para cada evento que precedeu uma interrupção, não foi considerado o par magnitude-duração. As durações dos eventos de afundamentos de tensão foram obtidas a partir das correntes de faltas registradas no terminal local e as curvas tempo-corrente dos dispositivos de proteção instalados ao longo dos alimentadores.

Na Figura 26 são apresentados os indicadores FI para cada nó do sistema a partir dos resultados obtidos para carregamento nominal (SLP), considerando o FI_{BASE} como menor valor obtido a partir do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência para cada região de sensibilidade para cada nó do sistema.

Figura 26 Fator de impacto para o Sistema IEEE de 34 nós (SLP).



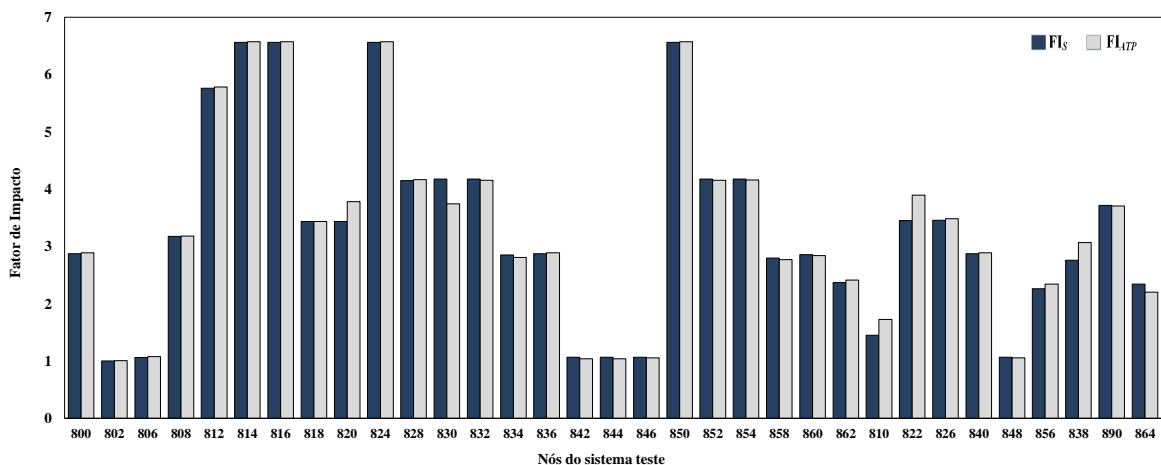
Observa-se que a maioria dos nós apresentaram valores semelhantes de FI, exceto o nó 828 que apresentou menor valor em comparação com o valor de referência, e os nós 820, 822, 890 apresentaram as maiores divergências entre os valores de referência (ATP) e os valores estimados pela metodologia proposta. O nó 800, referido como o terminal local do sistema, apresentou maior valor de FI em relação aos demais nós. De forma geral, os nós 842, 844, 846 e 848 apresentam o melhor desempenho no sistema, com menores valores de indicadores de afundamentos de tensão para o sistema, o que pode-se inferir que são locais com baixa ocorrência de afundamentos de tensão severos.

O indicador coletivo do sistema foi obtido, para o número de nós acima de 20, a partir do percentil 95% dos indicadores individuais do sistema. Para o sistema com perfil de carga

nominal (SLP), o FI coletivo estimado pela metodologia proposta é de 7,67, enquanto que o FI obtido através do ATP apresentou o mesmo valor.

Na Figura 27 são apresentados os indicadores individuais FI para cada nó do sistema a partir dos resultados obtidos da técnica proposta (FI_s) e do ATP (FI_{ATP}), para carregamento reduzido da rede (LP50) no ATP. Observa-se que com o perfil de carga reduzido (LP50) no ATP, o indicador FI individual estimado para cada nó do sistema não apresentou grandes diferenças em comparação aos valores de referência (ATP). O nó 830 apresentou divergência entre o valor estimado e de referência, enquanto que os nós 820, 822, 890 apresentaram valores de FI estimado inferiores aos valores de referência. De forma geral, observa-se a redução dos indicadores individuais FI em todos os nós do sistema, e pequenas divergências na contabilização dos afundamentos de tensão.

Figura 27 Fator de impacto para o Sistema IEEE de 34 nós (LP50).

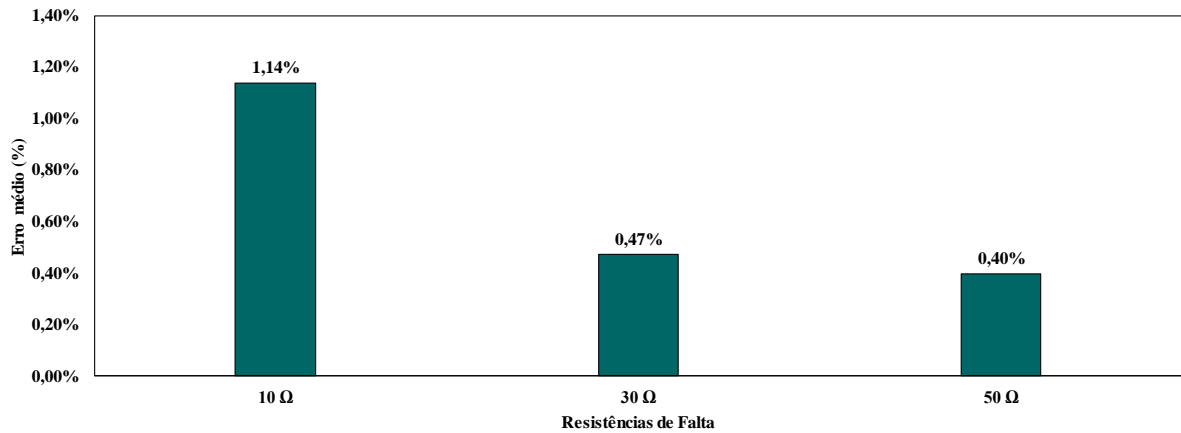


Para o sistema com perfil de carga reduzido (LP50), o FI coletivo estimado pela metodologia proposta é de 6,86, enquanto que o FI obtido através do ATP apresentou pequena diferença, no valor de 6,88. Neste caso, o indicador obtido pelo ATP se mostra mais conservador em relação aos indicadores obtidos pela metodologia proposta.

5.2.2 Influência do Tipo e Resistência de Falta

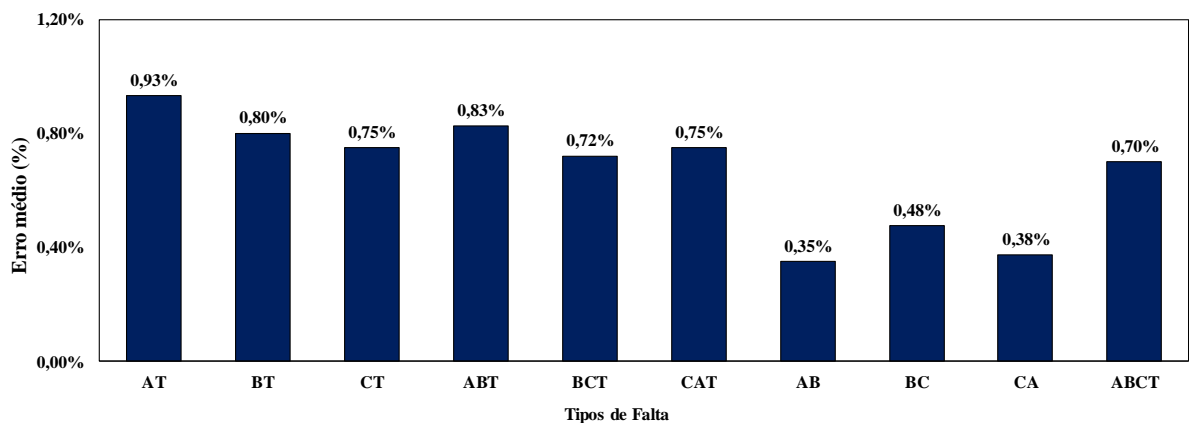
A fim de analisar o efeito da resistência de falta no desempenho da metodologia proposta, foram realizadas simulações de diferentes valores de resistências de falta, para cada nó do sistema teste. Na Figura 28 são apresentados os erros médios das magnitudes de afundamentos de tensão para cada valor de resistência de falta, obtidos a partir do carregamento nominal do sistema (SLP).

Figura 28 Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com as resistências de falta – Sistema IEEE de 34 nós (SLP).



Observa-se que os maiores erros médios obtidos são associados às resistências de falta iguais a 10 Ω, com valor igual a 1,14%, e os menores erros ocorrem para faltas com resistências iguais a 50 Ω, com valor igual a 0,40%. Desta forma, verifica-se uma tendência de redução dos erros médios com o incremento da resistência de falta, independentemente do tipo de falta. Na Figura 29 são apresentados os erros médios das magnitudes de afundamentos de tensão para cada tipo de falta, obtidos a partir do carregamento nominal do sistema.

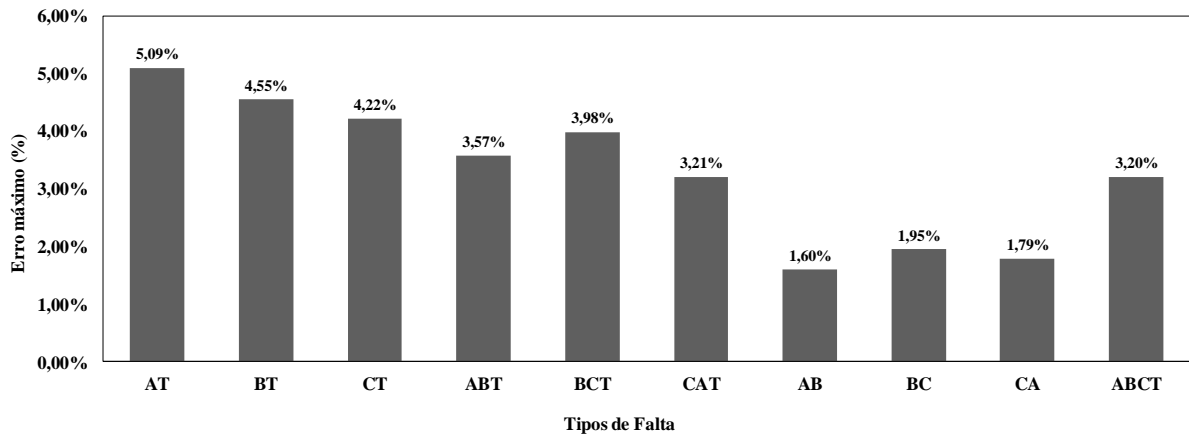
Figura 29 Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta – Sistema IEEE de 34 nós.



Verifica-se que os menores erros obtidos na estimativa de magnitudes de afundamentos de tensão estão associados às faltas fase-fase, com valores abaixo de 0,50%, e os maiores erros estão associados às faltas fase-terra, com valores entre 0,75% e 0,93%. Contudo, para a maioria dos tipos de faltas, os erros médios obtidos ficaram acima de 0,70%.

Na Figura 31 são apresentados os erros máximos das magnitudes de afundamentos de tensão para cada tipo de falta, obtidos a partir do carregamento nominal do sistema (SLP).

Figura 30 Erros máximos das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta – Sistema IEEE de 34 nós (SLP).

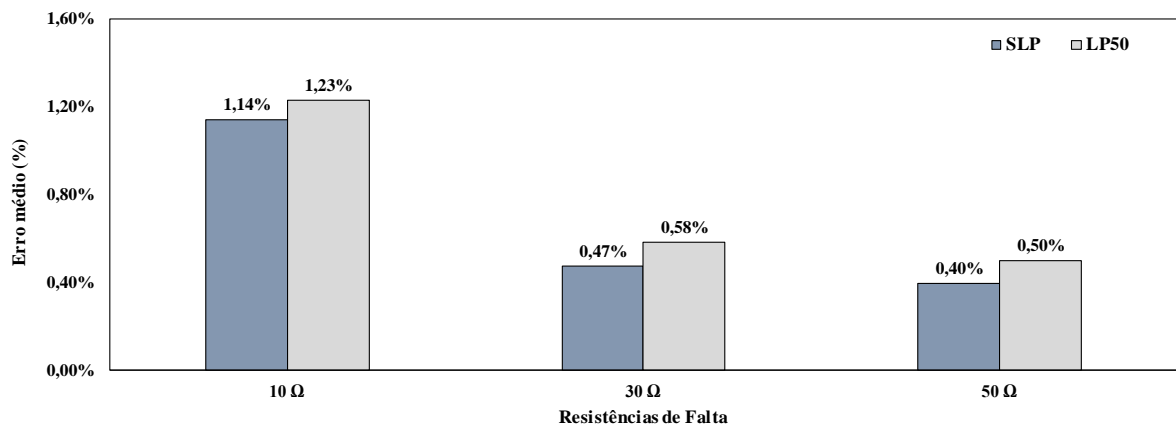


Pode-se observar que os maiores erros são associados à faltas fase-terra, e os menores erros máximos ocorrem para falta do tipo bifásicas. O erro máximo igual a 5,09%, refere-se falta do tipo AT no nó 812 com resistência de falta igual a 10Ω , implicando no erro da estimativa de magnitude de afundamento no nó 848, também localizado no ramal lateral do alimentador.

5.2.3 Influência da Variação no Carregamento

Na Figura 31 são apresentados os erros médios das magnitudes de afundamentos de tensão em função das resistências de falta para o perfil de carga nominal (SLP) e com a redução de 50% do carregamento (LP50) no ATP/EMTP.

Figura 31 Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com as resistências de falta e perfis de carregamento – Sistema IEEE de 34 nós.

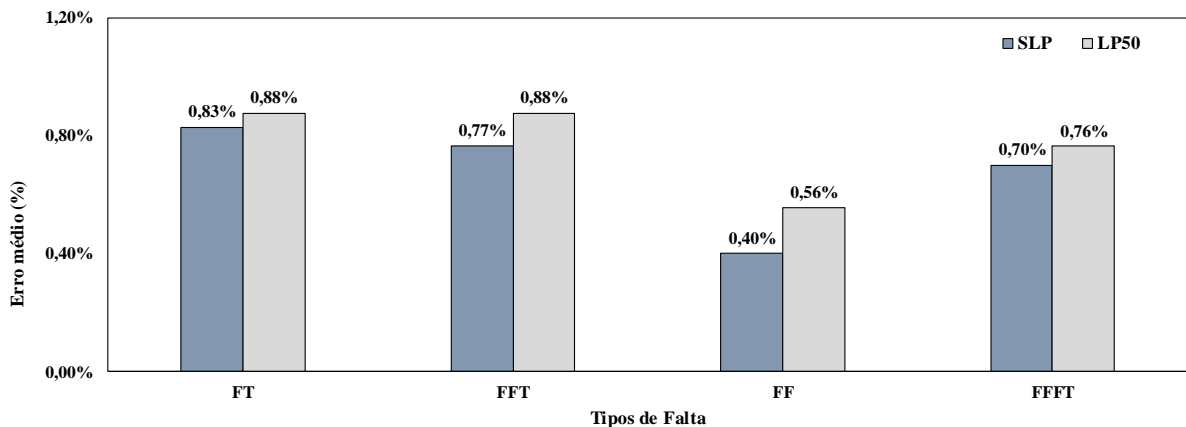


Com o perfil de carga reduzido (LP50) no ATP/EMTP, as magnitudes de afundamentos de tensão estimadas apresentaram divergência para todos os valores de

resistências de falta, sendo a maior diferença igual a 0,11% para resistência de falta igual a 30 Ω . De forma geral, observa-se que os erros médios diminuem com o incremento do valor da resistência de falta para os perfis de carga nominal (SLP) e reduzido (LP50).

Na Figura 32 são apresentados os erros médios das magnitudes de afundamentos de tensão associados a variação do carregamento do sistema.

Figura 32 Erros médios das magnitudes dos afundamentos de tensão de acordo com os tipos de falta e perfis de carregamento – Sistema IEEE de 34 nós.



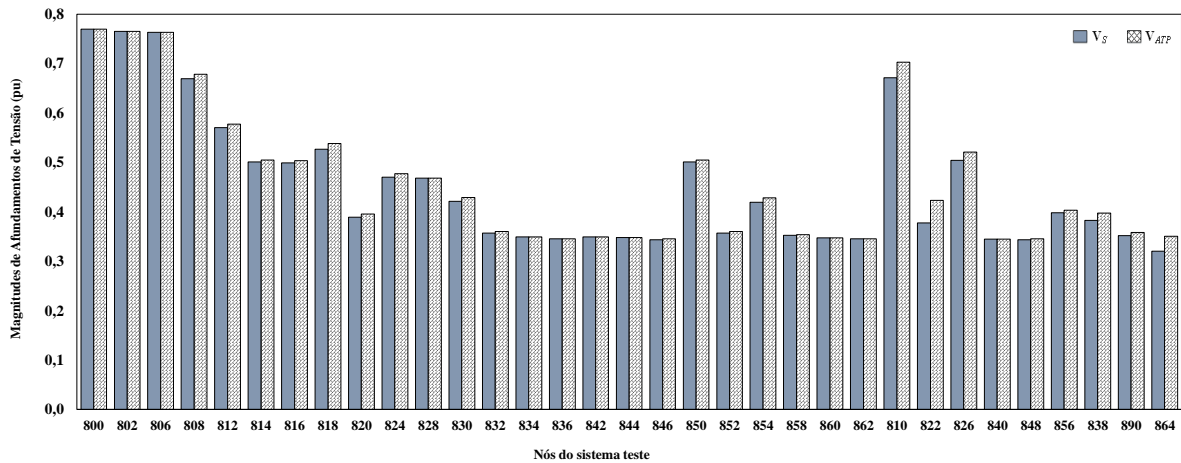
Verifica-se que os erros médios encontrados, independentemente das fases envolvidas, para todos os tipos de faltas simuladas, apresentaram erros inferiores a 1%. Para faltas do tipo fase-fase, o erro médio aumentou 0,16% quando estimado com o perfil de carga reduzido no ATP. Observa-se que os maiores erros encontrados foram para as faltas fase-terra e fase-fase-terra, com diferença de 0,05% e 0,11%, entre os perfis de carga.

5.2.4 Magnitudes de Afundamentos de Tensão

Na Figura 33 são apresentadas as médias das magnitudes de afundamentos de tensão estimadas (V_S) e obtidas através do ATP/EMTP (V_{ATP}) para cada nó, considerando o carregamento nominal (SLP) da rede no ATP/EMTP.

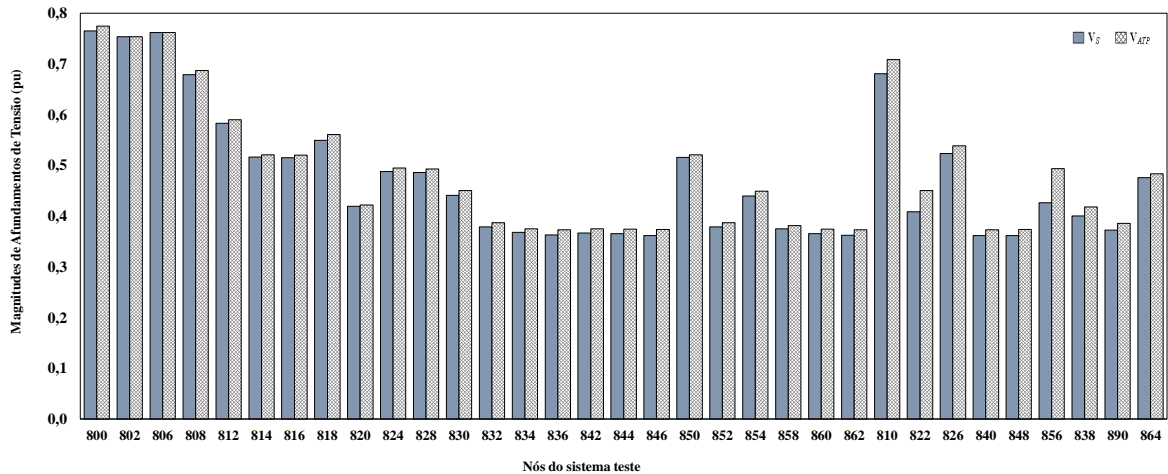
Observa-se que os valores obtidos pelo ATP mostram-se mais conservadores em relação ao método proposto. As maiores diferenças entre as magnitudes estimadas e pelo ATP foram obtidas nos nós 810 (0,03 pu), 822 (0,04 pu), 826 (0,02 pu), e 864 (0,03 pu).

Figura 33 Médias das magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas e obtidas através do ATP/EMTP – Sistema IEEE de 34 nós (SLP).



Na Figura 34 são apresentadas as médias das magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas e obtidas através do ATP/EMTP para cada nó, considerando o perfil de carregamento reduzido (LP50) da rede no ATP/EMTP.

Figura 34 Médias das magnitudes dos afundamentos de tensão estimadas e obtidas através do ATP/EMTP – Sistema IEEE de 34 nós (LP50).

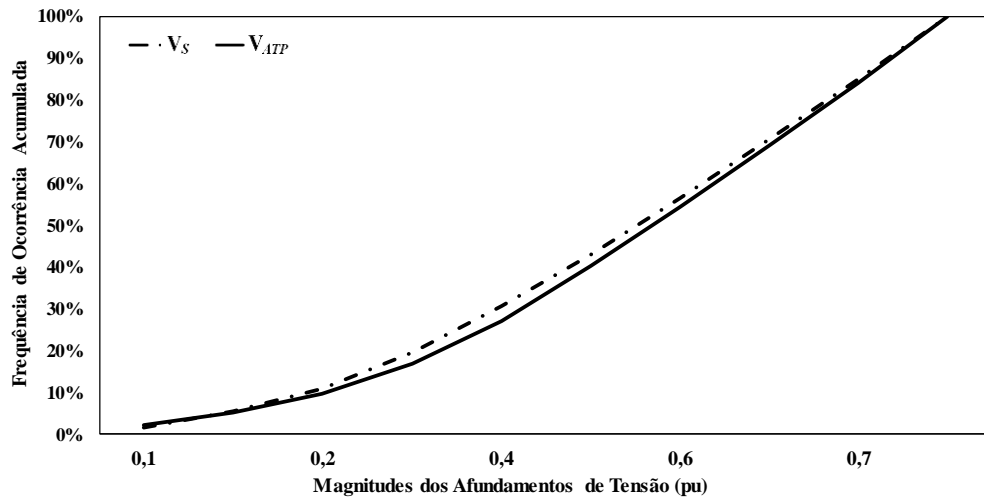


Os resultados obtidos a partir do perfil de carga reduzido (LP50) apresentaram divergências superiores ao perfil de carga nominal (SLP) para alguns nós do sistema. A maior divergência obtida está associada ao nó 856, com 0,07 pu. Os demais nós do sistema apresentaram divergências abaixo de 0,04 pu.

Na Figura 35 são apresentadas as frequências acumuladas obtidas a partir do método proposto e pelo ATP, para o carregamento nominal do sistema (SLP). Observa-se que a maioria dos afundamentos de tensão ocorre acima de 0,6 pu. Também, destaca-se que os dados obtidos pela técnica proposta aproximam-se dos valores de referência (ATP). Para o intervalo

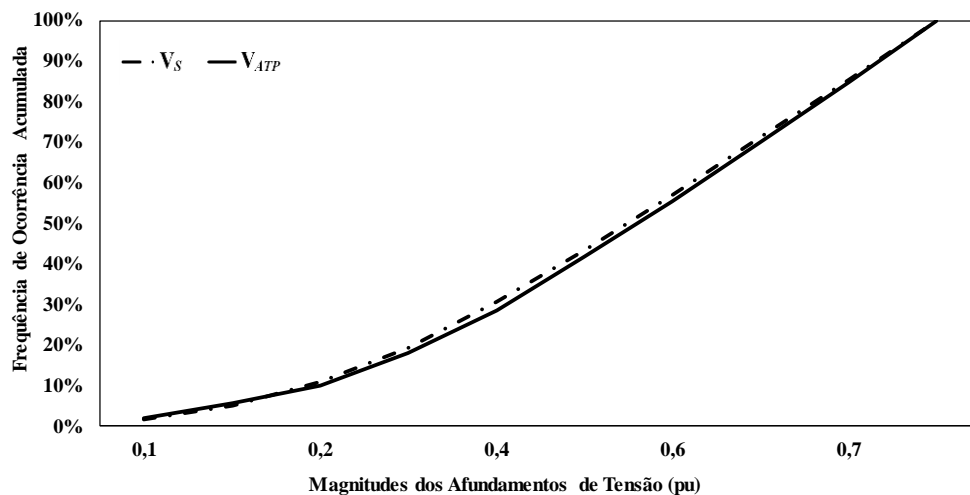
de magnitudes de afundamentos de tensão acima de 0,7 pu, os resultados obtidos não apresentaram diferenças. De forma geral, a partir da metodologia proposta são contabilizados mais afundamentos de tensão do que a partir do ATP, principalmente no intervalo de magnitudes entre 0,2 e 0,6 pu.

Figura 35 Frequência acumulada das magnitudes de afundamentos de tensão – Sistema IEEE de 34 nós (SLP).



Na Figura 36 são apresentadas as frequências acumuladas obtidas a partir do método proposto e pelo ATP, para o carregamento reduzido do sistema (LP50).

Figura 36 Frequência acumulada das magnitudes de afundamentos de tensão – Sistema IEEE de 34 nós (LP50).



Verifica-se que o número de afundamentos de tensão obtidos pela metodologia proposta aproxima-se dos valores de referência (ATP). Para o intervalo de magnitudes de afundamentos de tensão entre 0,2 e 0,6 pu, o ATP apresentou menor número de afundamentos de tensão em relação a técnica proposta.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Indicadores de afundamentos de tensão objetivam avaliar o desempenho do sistema elétrico em termos de qualidade de energia, auxiliam na identificação de áreas susceptíveis a maiores ocorrências de eventos, na tomada de decisão para alocação de novas instalações no sistema, e em ações mitigadoras frente a severidade dos distúrbios. Com a avaliação de desempenho também é possível determinar padrões típicos e referências para um sistema ou para um reduzido número de pontos de monitoramento. Para tanto, é necessária a obtenção das reais características dos distúrbios que, de maneira geral, ocorrem por meio de sistemas de medições em locais de interesse da concessionária ou consumidores com cargas sensíveis, que enfrentam problemas advindos destes distúrbios.

No entanto, para que se tenha uma base de dados fidedigna dos distúrbios causados são requeridos períodos muito longos de monitoramento, validação dos dados e investimentos para instalação de medidores em todo o sistema. Com isso, os métodos de estimativa de afundamentos de tensão se mostram adequados para compor as medições existentes bem como possibilitam a avaliação do desempenho do sistema elétrico perante todos os eventos, para todos os pontos do sistema, sem que haja necessidade do monitoramento em todos os locais de interesse.

Neste contexto, presente trabalho apresentou uma contribuição para a estimativa de indicadores de afundamentos de tensão em SDEE, a partir da obtenção das magnitudes de afundamentos de tensão para todos os nós do sistema utilizando medição somente em um terminal. A técnica proposta foi baseada no método de localização de faltas fundamentada na impedância aparente, a qual apresentou as tensões estimadas para os nós entre o terminal de medição e a falta. Após a LDF, as magnitudes de afundamentos de tensão para os ramais foram determinadas através do método *Backward-Forward Sweep* (KERSTING, 2002). Conhecida as magnitudes de afundamentos de tensão para todos os nós do sistema foram estimados os indicadores individuais e coletivos com base na recomendação de (ANEEL, 2017).

Para o cálculo dos indicadores individuais, os afundamentos de tensão foram quantificados em diferentes regiões de sensibilidades, ponderadas a partir de valores pré-estabelecidos, formando um único indicador a partir dos eventos registrados para diferentes magnitudes e durações. Assim, avaliou-se o indicador coletivo através do percentil dos indicadores individuais de cada sistema.

A metodologia proposta foi avaliada utilizando sistemas testes do IEEE com 13 e 34 nós, através da comparação dos afundamentos estimados pela técnica proposta e obtidos por meio do ATP/EMTP. Analisou-se a sensibilidade do método a partir da influência de diferentes parâmetros, como diferentes valores de resistências de falta, tipos de faltas e variação no perfil de carga dos sistemas.

Em relação a análise de sensibilidade, com os resultados obtidos observou-se que a metodologia proposta é relativamente insensível ao tipo de falta, não apresentando padrões de erros para os sistemas empregados. Por outro lado, verificou-se a tendência de redução nos erros de estimativas de magnitudes de afundamentos de tensão com o incremento da resistência de falta, independentemente do tipo de falta associado, que se deve ao fato à determinação dos sistemas equivalentes em impedâncias constantes a partir das tensões pré-falta, pois quanto mais elevada a corrente de falta, as magnitudes de tensão estimadas se distanciam mais da tensão nominal do sistema. Ao contrário do que ocorre a estimativa da distância de falta, que com maiores valores de resistência de falta, tem-se um incremento no erro da distância de falta, que se deve ao fato do erro na estimativa de corrente de falta para valores elevados de resistências, que depende da estimativa da corrente de carga durante o período pré-falta (SALIM, R. H.; SALIM, K. C. O.; BRETAS, 2011).

No que se refere ao método de LDF empregado, pode-se concluir que a obtenção de múltiplas estimativas para distância de falta é uma limitação inerente aos métodos de LDF baseados na impedância aparente. Com isso, neste trabalho foi considerado o conhecimento do local da falta, tendo em vista que a metodologia proposta requer uma única estimativa da distância de falta. No entanto, para contornar essa limitação, são necessárias técnicas complementares como, por exemplo, a análise das formas de onda das correntes no terminal local e parâmetros obtidos a partir de simulações. Contudo, a dependência de simulações torna necessário que estas sejam efetuadas sempre que houver alterações na rede como parâmetros da rede ou incremento de carga.

Em relação a estimativa dos indicadores, utilizou-se como valor de referência (FI_{BASE}) para cada sistema, a contabilização dos afundamentos de tensão do nó que apresentou melhor desempenho no sistema, e assim, pode-se obter os indicadores para todos os cenários simulados. Os indicadores individuais foram obtidos com base na contabilização dos afundamentos de tensão e os fatores de ponderação para cada região de sensibilidade, os quais estão associados às relevâncias dos eventos no SDEE e unidades consumidoras. Com isso, eventos que causem menores valores de magnitudes e durações elevadas implicam em

paradas de processos, então possuem fator de ponderação superior aos demais. Assim, os indicadores individuais obtidos pela metodologia proposta apresentaram pequenas divergências quando comparados com os valores de referência, enquanto que os indicadores coletivos estimados apresentaram valores similares aos indicadores obtidos pelo ATP.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Embora a abordagem desta dissertação contribua para a solução do problema de estimativa de indicadores de afundamentos de tensão para sistemas com medições apenas no terminal local (subestação), este trabalho ainda pode ser aperfeiçoado em trabalhos futuros, sob os seguintes aspectos:

- Considerar diferentes curvas de cargas do sistema elétrico, para diminuir os erros de estimativas de magnitudes de afundamentos de tensão;
- Avaliar o impacto da inserção de geração distribuída no sistema elétrico frente aos distúrbios de afundamentos de tensão;
- Avaliar a aplicabilidade da metodologia proposta com medições reais.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Módulo 8 - Qualidade de energia elétrica**. Brasília, 2017.

BLACKBURN, J. LEWIS; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 3rd ed. New York: CRC Press, 2006.

BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruption**. New York: Wiley-IEEE Press, 2000.

BONEVILLE POWER ADMINISTRATION. “Alternative Transients Program: ATP-EMTP”. Portland, 2007 (Programa de Computador).

BORDALO, U. A.; RODRIGUES, A. B.; DA SILVA, M. G. A new methodology for probabilistic short-circuit evaluation with applications in power quality analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 2, p. 474-479, May 2006.

BORGHETTI, A. et al. Integrated use of time-frequency wavelet decompositions for fault location in distribution networks: Theory and experimental validation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 25, n. 4, p. 3139-3146, Apr. 2010.

BROOKS, D. L. et al. Indices for assessing utility distribution system RMS variation performance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 13, n. 1, p. 254-259, Jan. 1998.

CARVALHO FILHO, J. M. et al. Comparative Analysis between Measurements and Simulations of Voltage Sags. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER, 10, 2002, Rio de Janeiro. **Electronic proceedings ...**New York: IEEE, 2002. Disponível em:
<<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1221474&isnumber=27439>> Acesso em: 12 jan.2017.

CARVALHO FILHO, J. M.; ABREU, J. P. G. et al. Voltage sag index calculation: Comparison between time-domain simulation and short-circuit calculation. **Electric Power Systems Research**, New York, v. 78, n. 4, p. 676-682, Apr. 2008.

CHOWDHURY, A. A.; KOVAL, D. O. **Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications**. New Jersey: Wiley-IEEE Press, 2009.

CRUZ, I. B. N. C.; LAVEGA, A. P.; ORILLAZA, J. R. C. Overview of voltage sag profile estimation. In: *TENCON 2015 - IEEE REGION 10 CONFERENCE*, 2015, Macao. **Electronic proceedings ...**New York: 2015. Disponível em:
<<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7372977&isnumber=7372693>> Acesso em: 12 jan.2017.

DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2nd ed. New York: McGraw Hill, 2004.

GAZZANA, D. S. et al. An integrated technique for fault location and section identification in

distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 115, p. 65–73, Oct. 2014.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000-2-8**: voltage dips and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurements results. Geneva, 2002.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 493**: recommended practice for the design of reliable industrial and commercial power systems. New York, 2007.

_____. **IEEE Std 1159**: recommended practice for monitoring electric power quality. New York, 2009.

_____. **IEEE Std 1564**: guide for voltage sag indices. New York, 2014.

KAGAN, N. et al. Estimation of short duration voltage variations in medium voltage and subtransmission networks. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 17, 2003, Barcelona. **Electronic proceedings** ...Barcelona: CIRED, 2003. Disponível em: < <http://www.cired.net/publications/cired2003/reports/R%202-62.pdf> > Acesso em: 07 nov.2016.

KASZTENNY, B.; CAMPBELL, B.; MAZEREEUW, J. Phase selection for single-pole tripping – weak infeed conditions and cross-country faults. In: ANNUAL WESTERN PROTECTIVE RELAY CONFERENCE, 27, 2000, Spokane. **Electronic proceedings** ...New York: IEEE, 2000. Disponível em: < <https://store.gedigitalenergy.com/FAQ/Documents/Alps/GER-3997.pdf> > Acesso em: 17 abr.2017.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 6, n. 3, p. 975-985, Aug. 1991.

_____. **Distribution System Modeling and Analysis**. Boca Ratón, FL: CRC Press, 2002.

KERSTING, W. H.; SHIREK, G. Short circuit analysis of IEEE test feeders. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2012, Orlando. **Electronic proceedings** ...New York: IEEE, 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6281539&isnumber=6281396>> Acesso em: 11 nov.2016.

LIAO, Y. Fault location for single-circuit line based on bus-impedance matrix utilizing voltage measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 23, n. 2, p. 609–617, Apr. 2008.

LIN, Y. H.; LIU, C. W. A new DFT-based phasor computation algorithm for transmission line digital protection. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION, 2002, Yokohama. **Electronic proceedings** ...New York: IEEE, 2003. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1177716&isnumber=2599>> Acesso em: 05 abr.2017.

LOPES, F. V.; FERNANDES JR., D.; NEVES, W. L. A. Fault location on transmission lines based on travelling waves. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS TRANSIENTS, 2011, Delft. **Electronic proceedings** ...Delft: IPST, 2011. Disponível em: <http://www.ipstconf.org/papers/Proc_IPST2011/11IPST060.pdf> Acesso em: 05 abr.2017.

MAGNAGO, F. H. H.; ABUR, A. Fault location using wavelets. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 13, n. 4, p. 1475-1480, Oct. 1998.

MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. Voltage sag studies in distribution networks - part II: voltage sag assessment. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 21, n. 3, p. 1679-1688, June 2006a.

_____. Voltage sag studies in distribution networks - part III: voltage sag index calculation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 21, n. 3, p. 1689-1697, Jun. 2006b.

_____. Voltage sag studies in distribution networks - part I: system modeling. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 21, n. 3, p. 1670-1678, Jul. 2006c.

MCGRANAGHAN, M. F.; MUELLER, D. R.; SAMOTYJ, M. J. Voltage sags in industrial systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 29, n. 2, p. 397-403, Apr. 1993.

MATHWORKS. **Matlab**. 2015. Disponível em: <www.mathworks.com>. Acesso em: 15 jan. 2017.

MOSCHAKIS, M. N.; HATZIARGYRIOU, N. D. Analytical calculation and stochastic assessment of voltage sags. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 21, n. 3, p. 1727-1734, Jul. 2006.

OLGUIN, G. **Voltage dip (sag) estimation in power systems based on stochastic assesment and optimal monitoring**. 2005. 181 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Chalmers University of Technology, Sweden, Goteborg, 2005. Disponível em: <<http://webfiles.portal.chalmers.se/et/PhD/OlguinGabrielPhD.pdf> > Acesso em: 7 jan. 2016.

_____. An optimal trade-off between monitoring and simulation for voltage dip characterization of transmission systems. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE, 2005, Dalian. **Electronic proceedings** ...New York: IEEE, 2005b. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1546769&isnumber=3300>> Acesso em: 20 mar.2017.

OLGUIN, G.; VUINOVICH, F.; BOLLEN, M. H. J. An optimal monitoring program for obtaining voltage sag system indexes. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 1, p. 378-384, Jan. 2006.

OLIVEIRA, T. C.; CARVALHO FILHO, J. M.; BOLLEN, M. H. J. Validating short-term monitoring by using long-term stochastic simulation. In: *IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING*, 2009, Calgary. **Electronic proceedings** ...New York: IEEE, 2009. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5275213&isnumber=5260217>>

Acesso em: 5 mar.2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Submódulo 25.6 - Indicadores de qualidade de energia elétrica - frequência e tensão**, Rio de Janeiro, 2010.

_____. **Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da rede básica**. Rio de Janeiro, 2017.

POURAHMADI-NAKHLI, M.; SAFAVI, A. A. Path characteristic frequency-based fault locating in radial distribution systems using wavelets and neural networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 26, n. 2, p. 772-781, Apr. 2011.

QADER, M. R.; BOLLEN, M. H. J.; ALLAN, R. N. Stochastic prediction of voltage sags in a large transmission system. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 35, n. 1, p. 152-162, Feb. 1999.

RADHAKRISHNA, C.; ESHWARDAS, M.; CHEBIYAM, G. Impact of voltage sags in practical power system networks. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION. DEVELOPING NEW PERSPECTIVES, 2001, Atlanta, GA. **Electronic proceedings...** New York: IEEE, 2001. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=971296&isnumber=20941>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

SADEH, J.; BAKHSHIZADEH, E.; KAZEMZADEH, R. A new fault location algorithm for radial distribution systems using modal analysis. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Oxford, v. 45, n. 1, p. 271-278, Feb. 2013.

SAHA, M. M.; IZYKOWSKI, J.; ROSOŁOWSKI, E. **Fault Location on Power Networks**. [S.l.]: Springer, 2010.

SALIM, R. H.; SALIM, K. C. O.; BRETAS, A. S. Further improvements on impedance-based fault location for power distribution systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 5, n. 4, p. 467-478, Apr. 2011.

SIKES, D. L. Comparison between power quality monitoring results and predicted stochastic assessment of voltage sags-“real” reliability for the customer. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 36, n. 2, p. 677-682, Mar 2000.

STANDARDS SOUTH AFRICA. **NRS 048-2:2004**: Electricity supply - quality supply. part 2: voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods. Pretoria, 2004.

WANG, B.; XU, W.; PAN, Z. Voltage sag state estimation for power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 806-812, May 2005.

WOOLLEY, N. C. et al. Probabilistic estimation of voltage sags using erroneous measurement information. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 106, p. 142-150, Jan. 2014.

XU, W. Component modeling issues for power quality assessment. **IEEE Power Engineering Review**, New York, v. 21, n. 11, p. 12-17, Nov. 2001.

ZAMBRANO, X. et al. Estimation of voltage sags from a limited set of monitors in power systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 32, n. 2, p. 656-665, Apr. 2017.

ZHU, J.; LUBKEMAN, D. L.; GIRGIS, A. A. Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery, New York**, v. 12, n. 2, p. 801-809, 1997.

APÊNDICE A: ESTIMATIVA DOS FASORES

Como dados de entrada do método LDF são extraídos os sinais de tensão e corrente medidos no terminal local (subestação) na frequência fundamental através do Filtro de Fourier Modificado, e então faz-se a detecção e a classificação da falta. Na Figura 37 e na Figura 38 são apresentadas as formas de onda dos fasores de tensão e corrente no terminal local, para o carregamento nominal do sistema teste 13 nós, quando simulada falta do tipo Ag no nó 633, com $R_F = 10 \Omega$.

Figura 37 Forma de onda dos fasores de corrente no terminal local – Sistema IEEE de 13 nós.

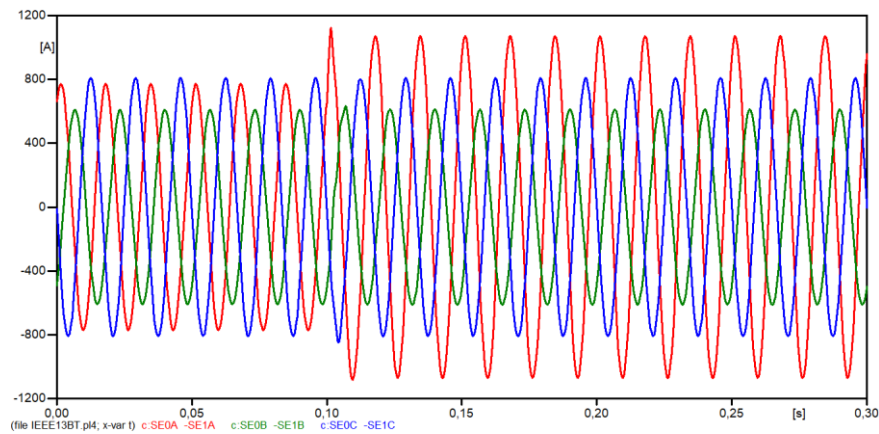
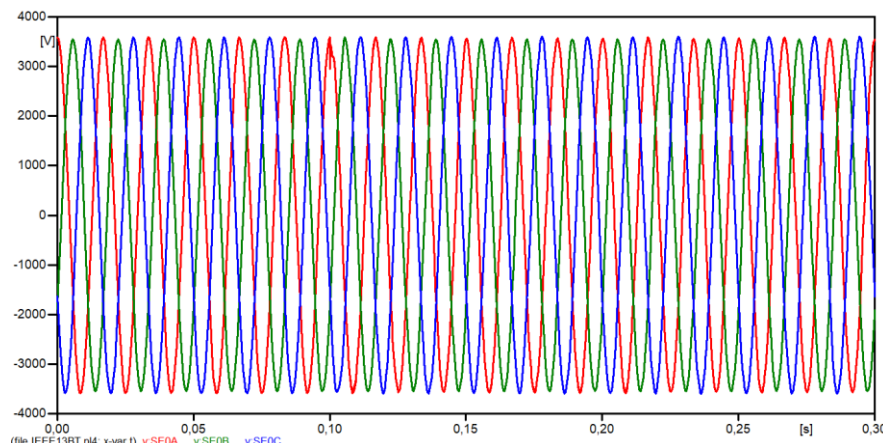


Figura 38 Forma de onda dos fasores de tensão no terminal local – Sistema IEEE de 13 nós.



Conforme algoritmo apresentado em (LOPES; FERNANDES; NEVES, 2011), para a detecção da falta foi utilizada a Transformação de Park, a qual permite monitorar as três fases por meio de um sinal, utilizada somente a tensão de eixo direto para detectar o momento inicial do transitório. Através do coeficiente de diferença dado em (25) é realizada a detecção falta:

$$c_{dif}(n) = \frac{v_d(n) - v_d(n-1)}{\Delta t} \quad (25)$$

Onde:

v_d é a tensão no eixo direto;

n é o número da amostra;

Δt é o período de amostragem;

c_{dif} é o coeficiente de diferença.

A extração dos fasores dos sinais de tensão e corrente foi realizado através da modificação do filtro baseado na transformada discreta de Fourier, o qual elimina a influência da componente DC na extração das componentes fundamentais do sinal analisado. A formulação proposta por (LIN; LIU, 2002) é expressa por (26) e utiliza uma janela móvel deslocada a cada amostra r :

$$Y_r^k = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} y(n+r) e^{-j \frac{2\pi nk}{N}} \quad (26)$$

Onde:

Y_r^k é o fasor calculado da harmônica de ordem k para a janela r ;

y é o sinal amostrado;

n é o número da amostra;

r é o número da amostra inicial do ciclo considerado;

N é número de amostras por ciclo; e

k é a ordem da harmônica de interesse.

A partir de manipulações algébricas, (25) pode ser reescrita sob a forma $Y_r^k = A_{r,k} + B_{r,k}$, onde $A_{r,k}$ representa o fasor correto da harmônica de ordem k e $B_{r,k}$ representa o erro introduzido pela componente DC decrescente. Com base em manipulações algébricas subsequentes, o fasor da componente harmônica k sem a influência da componente contínua decrescente é calculado por (26):

$$Y_r^k = \frac{d \cdot Y_r^k - Y_{r+1}^k}{d - a_k} \quad (27)$$

Onde:

$$a_k = e^{j \frac{2\pi nk}{N}} \quad (28)$$

$$d = \frac{a_k Y_{r+1}^k - Y_{r+2}^k}{a_k Y_r^k - a_l Y_{r+1}^k} \quad (29)$$

Através do filtro de Fourier modificado proposto em (LIN; LIU, 2002), é possível calcular os fasores da frequência fundamental ($k = 1$) e das componentes harmônicas ($k = 2, 3, \dots$) através de (27), eliminando o efeito introduzido pela componente DC.

As simulações foram efetuadas considerando os algoritmos para detecção e classificação de falta, esta ocorre através da diferença entre os ângulos das componentes de sequência negativa e positiva e negativa e zero da corrente de falta, a partir do qual pode-se inferir o tipo de falta. Com o algoritmo de detecção é possível determinar o momento da ocorrência da falta, de modo que os sinais pré-falta e de falta utilizados pelo algoritmo de LDF sejam selecionados automaticamente. A aplicação do algoritmo resultou na detecção das faltas em um intervalo de amostragem após a ocorrência das mesmas, em todos os casos simulados. O algoritmo de classificação também obteve um bom desempenho, resultando em 100% de acerto na determinação do tipo de falta.

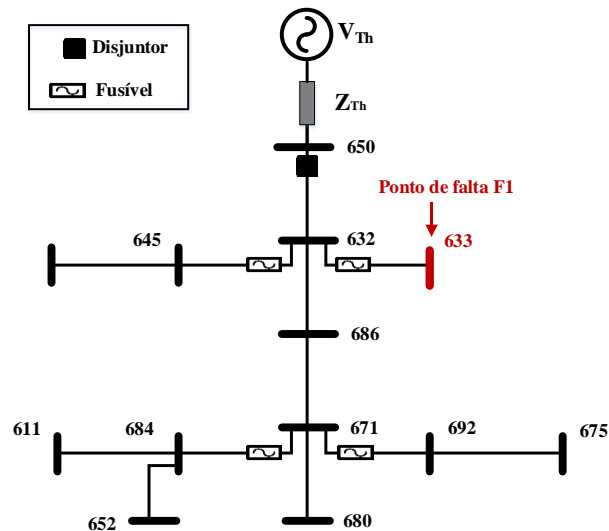
APÊNDICE B: DETALHAMENTO DOS RESULTADOS

A seguir serão apresentados o detalhamento dos resultados obtidos através da metodologia proposta. Tendo em vista a limitação de espaço, devido as inúmeras simulações de faltas realizada, serão apresentados os resultados das simulações de faltas do tipo Ag com resistência de falta igual a 10Ω no nó 633 do alimentador IEEE de 13 nós.

O algoritmo de LDF quando aplicado em alimentadores com múltiplas ramificações considera a determinação de sistemas equivalentes para cada caminho possível do fluxo de potência, como apresentado na Seção 4.2.2.5. O sistema estudado possui 6 diferentes caminhos possíveis, sendo cada um analisado separadamente pelo algoritmo de LDF.

Neste caso, considerou-se a simulação de falta no nó 633, localizado a uma distância de 762 m da subestação (nó 650). Na Figura 39 é apresentado o ponto de falta F1.

Figura 39 Ponto de Falta F1 no Sistema IEEE de 13 nós.



A aplicação do algoritmo de LDF para falta do tipo Ag resultou nas distâncias estimadas para as faltas simuladas no ponto de falta F1. Para fins de exemplificação, são apresentadas na Tabela 10 estimativas de distâncias, as quais foram empregadas com intuito de avaliar o impacto das múltiplas estimativas de localização da falta nas magnitudes de tensão obtidos na metodologia proposta.

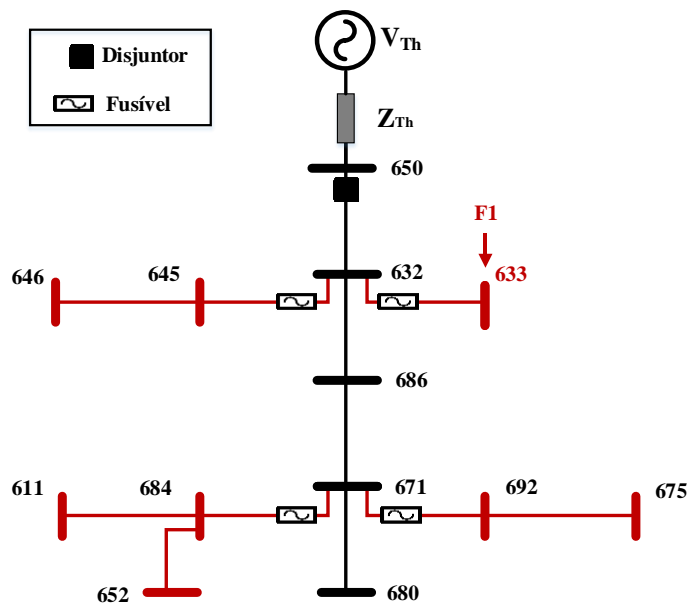
Tabela 10 Resultados das distâncias estimadas pelo algoritmo de LDF para a falta em F1 no Sistema IEEE de 13 nós.

Nó	Distância da Subestação (m)	Resistência de Falta (Ω)	Nomenclatura	Distância Estimada (m)
633	762	10	D1	620,00
			D2	736,16

a) Estimativa das Magnitudes de Tensão

A partir da localização da falta, as tensões nos ramos foram estimadas através do método iterativo *Backward-Forward Sweep* (KERSTING, 2002). A Figura 40 evidencia os ramos laterais nos quais o procedimento para estimativa das magnitudes das tensões foi aplicado após a LDF.

Figura 40 Ramos laterais fora do caminho entre o terminal de medição e a falta em F1 no Sistema IEEE de 13 nós.



Obtidas as tensões em todos os nós do sistema, foram caracterizadas as magnitudes de acordo com a fase crítica, que é definida como a fase com menor magnitude, para cada distância estimada D1, D2, e D0, como a estimativa correta. Na Tabela 11 são apresentadas as magnitudes de tensão estimados pela metodologia proposta, valores de referência (ATP) e erro percentual calculado de acordo com (24), para cada nó do sistema.

Tabela 11 Resultados das magnitudes de tensão para falta tipo Ag no nó 633.

Nós	V_{ATP}	D0		D1		D2	
		V_s	Erro	V_s	Erro	V_s	Erro
650	1,0443	1,0442	0,01%	1,0419	0,22%	1,0429	0,13%
632	0,9939	0,9938	0,01%	0,9927	0,11%	0,9931	0,10%
645	0,9984	0,9971	0,12%	0,9958	0,25%	0,9931	0,53%
646	0,9963	0,9948	0,16%	0,9935	0,28%	0,9931	0,33%
686	0,9791	0,9746	0,46%	0,9721	0,71%	0,9723	0,69%
671	0,9630	0,9523	1,11%	0,9506	1,28%	0,9523	1,11%
680	0,9630	0,9449	1,88%	0,9430	2,07%	0,9449	1,88%
684	0,9612	0,9482	1,35%	0,9439	1,79%	0,9439	1,79%
611	0,9593	0,9457	1,41%	0,9438	1,61%	0,9439	1,60%
652	0,9565	0,9482	0,87%	0,9184	3,98%	0,9186	3,96%
692	0,9630	0,9523	1,11%	0,9506	1,28%	0,9523	1,11%
675	0,9578	0,9520	0,60%	0,9391	1,96%	0,9391	1,95%

Para o tipo de falta e resistência de falta não foram observados afundamentos de tensão ao longo do alimentador, que se deve a proximidade do nó a fonte (subestação). Observa-se que os maiores erros nas estimativas de magnitudes de afundamentos de tensão ocorreram quando estimada a distância de falta errada (D1), com maior erro no nó 652 (3,98%). De forma geral, com as distâncias de falta estimadas (D2) e (D1) comparados com os valores de referência, os erros obtidos apresentam valores aproximados da estimativa correta (V_{ATP}), assim não apresentaram um perfil de erro na estimativa das magnitudes de tensão com as diferentes distâncias de falta.

ANEXO A: DADOS DO SISTEMA TESTE IEEE DE 13 NÓS

Os dados do sistema teste do IEEE de 13 nós são sumarizados nas tabelas a seguir.

Tabela 12 Dados de configuração dos cabos das linhas aéreas – IEEE 13 nós.

Configuração	Sequência das Fases	Condutor Fase	Condutor Neutro	Espaçamento
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Tabela 13 Dados de configuração dos cabos das linhas subterrâneas – IEEE 13 nós.

Configuração	Sequência das Fases	Condutor Fase	Condutor Neutro	Espaçamento
606	A B C N	250,000 AA, CN	-	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Tabela 14 Dados dos transformadores da rede – IEEE 13 nós.

	kVA	kV (pri.)	kV (sec.)	R (%)	X (%)
Subestação	5000	115 kV - D	4,16 kV - Yg	1	8
XFM -1	500	4,16 kV - Yg	0,48 kV - Yg	1,1	2

Tabela 15 Dados da topologia do sistema – IEEE 13 nós.

Nó A	Nó B	Comprimento (ft)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
632	686	1000	601
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	1000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Chave
684	611	300	605
692	675	500	606

Tabela 16 Dados dos capacitores – IEEE 13 nós.

	Fase A	Fase B	Fase C
Nó	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611	-	-	100
Total	200	200	300

Tabela 17 Dados das cargas – IEEE 13 nós.

Nó	Carga Modelo	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
633	Y-Z	160	110	120	90	120	90
686	Y-Z	17	10	66	38	117	68
645	Y-Z	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-Z	385	220	385	220	385	220
675	Y-Z	485	190	68	60	290	212
692	D-Z	0	0	0	0	170	151
611	Y-Z	0	0	0	0	170	80
	Total	1175	616	1039	665	1252	821

Matriz impedância trifásica do sistema equivalente a montante da subestação

De acordo com (KERSTING, 2012), a matriz impedância equivalente $Z_{Sis_ATmontante}$ do sistema de potência à montante da barra de alta da subestação, com tensão de linha em 115 kV, é dada por:

$$Z_{Sis_ATmontante} = \begin{bmatrix} 0,6273 + 6,0295j & -0,14 + 1,2443j & -0,14 + 1,2443j \\ -0,14 + 1,2443j & 0,6273 + 6,0295j & -0,14 + 1,2443j \\ -0,14 + 1,2443j & -0,14 + 1,2443j & 0,6273 + 6,0295j \end{bmatrix} \Omega$$

Neste trabalho, foi considerada a impedância $Z_{Sis_BTmontante}$ para o terminal do transformador na referida ao secundário do transformador da subestação, em 4,16 kV, dada por:

$$Z_{Sis_BTmontante} = \begin{bmatrix} 0,6694 + 4,1744j & -0,3347 - 2,0872j & -0,3347 - 2,0872j \\ -0,3347 - 2,0872j & 0,6694 + 4,1744j & -0,3347 - 2,0872j \\ -0,3347 - 2,0872j & -0,3347 - 2,0872j & 0,6694 + 4,1744j \end{bmatrix} m\Omega$$

Matriz trifásica do modelo equivalente de transformador trifásico da subestação

Considerando-se a potência base igual a 5000 kVA, como a potência nominal trifásica da subestação, tensão de base igual a 4,16 kVA, obtém-se a impedância trifásica do transformador da subestação referido ao lado de baixa tensão, dado por:

$$Z_{Trafo} = \begin{bmatrix} 0,0346 + 0,2769j & 0 & 0 \\ 0 & 0,0346 + 0,2769j & 0 \\ 0 & 0 & 0,0346 + 0,2769j \end{bmatrix} \Omega$$

Matrizes impedância trifásica das configurações dos condutores:

1) Configuração 601:

$$Z_{601} = \begin{bmatrix} 0,3465 + 1,0179j & 0,1560 + 0,5017j & 0,1580 + 0,4236j \\ 0,1560 + 0,5017j & 0,3375 + 1,0478j & 0,1535 + 0,3849j \\ 0,1580 + 0,4236j & 0,1535 + 0,3849j & 0,3414 + 1,0348j \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{601} = \begin{bmatrix} 6,2998j & -1,9958j & -1,2595j \\ -1,9958j & 5,9597j & -0,7417j \\ -1,2595j & -0,7417j & 5,6386j \end{bmatrix} \text{Siemens/ft}$$

2) Configuração 602:

$$Z_{602} = \begin{bmatrix} 0,7526 + 1,1814j & 0,1580 + 0,4236j & 0,1560 + 0,5017j \\ 0,1580 + 0,4236j & 0,7475 + 1,1983j & 0,1535 + 0,3849j \\ 0,1560 + 0,4236j & 0,1535 + 0,3849j & 0,7436 + 1,2112j \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{602} = \begin{bmatrix} 5,6990j & -1,0817j & -1,6905j \\ -1,0817j & 5,1795j & -0,6588j \\ -1,6905j & -0,6588j & 5,4246j \end{bmatrix} \text{Siemens/ft}$$

3) Configuração 603:

$$Z_{603} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,3294 + 1,3471j & 0,2066 + 0,4591j \\ 0 & 0,2066 + 0,4591j & 1,3238 + 1,3569j \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{603} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 4,7097j & -0,8999j \\ 0 & -0,8999j & 4,6658j \end{bmatrix} \text{ Siemens/ft}$$

4) Configuração 604:

$$Z_{604} = \begin{bmatrix} 1,3238 + 1,3569j & 0 & 0,2066 + 0,4591j \\ 0 & 0 & 0 \\ 0,2066 + 0,4591j & 0 & 1,3294 + 1,3471j \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{604} = \begin{bmatrix} 4,6658j & 0 & -0,8999j \\ 0 & 4,7097j & 0 \\ -0,8999j & 0 & 4,7097j \end{bmatrix} \text{ Siemens/ft}$$

5) Configuração 605:

$$Z_{605} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1,3292 + 1,3475j \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{605} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4,5193j \end{bmatrix} \text{ Siemens/ft}$$

6) Configuração 606:

$$Z_{606} = \begin{bmatrix} 0,7982 + 0,4463j & 0,3192 + 0,0328j & 0,2849 - 0,0143j \\ 0,3192 + 0,0328j & 0,7891 + 0,4041j & 0,3192 + 0,0328j \\ 0,2849 - 0,0143j & 0,3192 + 0,0328j & 0,7982 + 0,4463j \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{606} = \begin{bmatrix} 96,8897j & 0 & 0 \\ 0 & 96,8897j & 0 \\ 0 & 0 & 96,8897j \end{bmatrix} \text{ Siemens/ft}$$

7) Configuração 607:

$$Z_{607} = \begin{bmatrix} 1,3425 + 0,5124j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{607} = \begin{bmatrix} 88,9912j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \text{Siemens}/\text{ft}$$

ANEXO B: DADOS DO SISTEMA TESTE IEEE DE 34 NÓS

Os dados do sistema teste do IEEE de 34 nós são sumarizados nas tabelas a seguir.

Tabela 18 Dados de configuração dos cabos das linhas aéreas – IEEE 34 nós.

Configuração	Sequência das Fases	Condutor Fase	Condutor Neutro	Espaçamento
		ACSR	ACSR	ID
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Tabela 19 Dados dos transformadores da rede – IEEE 34 nós.

	kVA	kV (pri.)	kV (sec.)	R (%)	X (%)
Subestação	2500	69 - D	24.9 - Gr. W	1,0	8,0
XFM -1	500	24.9 - Gr. W	4.16 - Gr. W	1,9	4,08

Tabela 20 Dados da topologia do sistema – IEEE 34 nós.

Nó A	Nó B	Comprimento (ft)	Configuração
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301

836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301

Tabela 21 Dados dos capacitores – IEEE 34 nós.

	Fase A	Fase B	Fase C
Nó	kVAr	kVAr	kVAr
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Tabela 22 Dados das cargas pontuais – IEEE 34 nós.

Nó	Carga	Fase A		Fase B		Fase C	
	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
860	Y-Z	20	16	20	16	20	16
840	Y-Z	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-Z	20	16	20	16	20	16
890	D-Z	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

Tabela 23 Dados das cargas distribuídas – IEEE 34 nós.

Nó	Carga	Fase A		Fase B		Fase C	
	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	Y-Z	0	0	30	15	25
808	810	Y-Z	0	0	16	8	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0
820	822	Y-Z	135	70	0	0	0
816	824	D-Z	0	0	5	2	0
824	826	Y-Z	0	0	40	20	0
824	828	Y-Z	0	0	0	0	4
828	830	Y-Z	7	3	0	0	0
854	856	Y-Z	0	0	4	2	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6
858	864	Y-Z	2	1	0	0	0
858	834	D-Z	4	2	15	8	13
834	860	D-Z	16	8	20	10	110

860	836	D-Z	30	15	10	6	42
836	840	D-Z	18	9	22	11	0
862	838	Y-Z	0	0	28	14	0
842	844	Y-Z	9	5	0	0	0
844	846	Y-Z	0	0	25	12	20
846	848	Y-Z	0	0	23	11	0
Total			262	133	240	120	220

Matriz impedância trifásica do sistema equivalente a montante da subestação

De acordo com (KERSTING, 2012), a matriz impedância equivalente $Z_{Sis_ATmontante}$ do sistema de potência à montante da barra de alta da subestação, com tensão de linha em 69 kV, é dada por:

$$Z_{Sis_ATmontante} = \begin{bmatrix} 35,7550 + 87,6586j & 10,6327 + 23,4883j & 10,6327 + 23,4883j \\ 10,6327 + 23,4883j & 35,7550 + 87,6586j & 10,6327 + 23,4883j \\ 10,6327 + 23,4883j & 10,6327 + 23,4883j & 35,7550 + 87,6586j \end{bmatrix} \Omega$$

Neste trabalho, foi considerada a impedância $Z_{Sis_BTmontante}$ para o terminal do transformador na referida ao secundário do transformador da subestação, em 24,9 kV, dada por:

$$Z_{Sis_BTmontante} = \begin{bmatrix} 2,1810 + 5,5710j & -1,0906 - 2,7856j & -1,0906 - 2,7856j \\ -1,0906 - 2,7856j & 2,1810 + 5,5710j & -1,0906 - 2,7856j \\ -1,0906 - 2,7856j & -1,0906 - 2,7856j & 2,1810 + 5,5710j \end{bmatrix} \Omega$$

Matriz trifásica do modelo equivalente de transformador trifásico da subestação

Considerando-se a potência base igual a 2500 kVA, como a potência nominal trifásica da subestação, tensão de base igual a 24,9 kV, obtém-se a impedância trifásica do transformador da subestação referido ao lado de baixa tensão, dado por:

$$Z_{Trafo} = \begin{bmatrix} 2,4800 + 19,8403j & 0 & 0 \\ 0 & 2,4800 + 19,8403j & 0 \\ 0 & 0 & 2,4800 + 19,8403j \end{bmatrix} \Omega$$

Matrizes impedância e admitâncias trifásicas das configurações dos condutores:

1) Configuração 300:

$$Z_{300} = \begin{bmatrix} 1,3368 + 1,3343j & 0,2101 + 0,5779j & 0,2130 + 0,5015j \\ 0,2101 + 0,5779j & 1,3238 + 1,3569j & 0,2066 + 0,4591j \\ 0,2130 + 0,5015j & 0,2066 + 0,4591j & 1,3294 + 1,3471j \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{300} = \begin{bmatrix} 5,335098j & -1,5313j & -0,9943j \\ -1,5313j & 5,0979j & -0,6212j \\ -0,9943j & -0,6212j & 4,8880j \end{bmatrix} \text{Siemens/ft}$$

2) Configuração 301:

$$Z_{301} = \begin{bmatrix} 1,9300 + 1,4115j & 0,2327 + 0,6442j & 0,2359 + 0,5691j \\ 0,2327 + 0,6442j & 1,9157 + 1,4281j & 0,2288 + 0,5238j \\ 0,2359 + 0,5691j & 0,2288 + 0,5238j & 1,9219 + 1,4209j \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{301} = \begin{bmatrix} 5,1207j & -1,4364j & -0,9402j \\ -1,4364j & 4,9055j & -0,5951j \\ -0,9402j & -0,5951j & 4,7154j \end{bmatrix} \text{Siemens/ft}$$

3) Configuração 302:

$$Z_{302} = \begin{bmatrix} 2,7995 + 1,4855j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{302} = \begin{bmatrix} 4,2251j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \text{Siemens/ft}$$

4) Configuração 303:

$$Z_{303} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2,7995 + 1,4855j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{303} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 4,2251j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \text{Siemens/ft}$$

5) Configuração 304:

$$Z_{304} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,9217 + 1,4212j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \Omega/\text{ft}$$

$$Y_{304} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 4,3637j & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \text{Siemens/ft}$$