



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE**

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
EÓLICA NOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO**

**TIAGO ALENCAR SILVA**

**São Luís - MA**

**2012**

**TIAGO ALENCAR SILVA**

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
EÓLICA NOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO**

Dissertação de Mestrado submetido à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão – UFMA como parte dos requisitos para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D.Sc  
Maria Da Guia Da Silva, Ph.D

São Luís - MA

2012

Silva, Tiago Alencar.

Avaliação probabilística do impacto da geração distribuída eólica nos afundamentos de tensão de curta duração / Tiago Alencar Silva – São Luís, 2012.

158 f.

Impresso por computador (fotocópia).

Orientadores: Anselmo Barbosa Rodrigues; Maria da Guia da Silva.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Maranhão, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, 2012.

1. Redes de distribuição de energia. 2. Qualidade de energia. 3. Simulação Monte Carlo. 4. Geração eólica. I. Título.

CDU 621.311.1

**AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DO IMPACTO DA GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA EÓLICA NOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO  
DE CURTA DURAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

**Tiago Alencar Silva**

Dissertação aprovada em 09 de novembro de 2012.



Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, Dr.  
(Orientador)



Profa. Maria da Guia da Silva, PhD.  
(Co-Orientadora)



Profa. Carmen Lucia Tancredo Borges, Dra.  
(Membro da Banca Examinadora)



Prof. Leonidas Chaves Resende, Dr.  
(Membro da Banca Examinadora)

À minha família, que sempre esteve comigo, não importando as dificuldades que se apresentavam, continuamos à luta, com muita fé em Deus e esperança em dias melhores.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, pela dedicação, amor e carinho. Sempre me apoiando e aconselhando nas horas difíceis.

Aos meus irmãos, pelo precioso laço que nos une.

A minha orientadora Maria da Guia da Silva, pelo seu apoio, orientação precisa e paciência ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu orientador Anselmo Barbosa, pelo seu apoio, motivação e preciosas sugestões que sem elas, o desenvolvimento desse trabalho não seria possível.

Aos meus amigos do Laboratório de Sistemas de Potência da Universidade Federal do Maranhão (Carlos, Polyelton e Tomás) pelo companheirismo.

Ao CNPQ (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo apoio financeiro para realização deste projeto de pesquisa.

Um agradecimento especial ao meu amigo e cunhado Edimar Dantas, pelo apoio, força e amizade.

A minha namorada Camila Fernandes, que mesmo nas horas que estava mais cansado, me lembrava da importância da realização desse trabalho e me dava ânimo para continuar.

A todos aqueles, que de alguma forma, contribuíram para tornar possível a realização deste trabalho de pesquisa.

“A ciência é, portanto, uma perversão de si mesma, a menos que tenha como fim último, melhorar a humanidade”, Nikola Tesla.

## RESUMO

A Geração Distribuída (GD) pode melhorar os índices de qualidade de energia associados com as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) devido a redução no carregamento da rede elétrica, que por sua vez causa uma melhoria no perfil de tensão pré-falta. Por outro lado, a GD também pode degradar os índices de qualidade de energia associados com VTCD devido ao aumento nas correntes de falta, que por sua vez reduzem as tensões pós-falta. Além disso, a avaliação do impacto da DG sobre VTCD é mais difícil com a presença de fontes de energia renováveis. Esta complexidade se deve as flutuações na potência de saída causadas pelas variações estocásticas na fonte de energia primária (sol, vento, níveis de maré, etc.). Adicionalmente, a revisão bibliográfica realizada sobre Avaliação Preditiva de VTCD (APVT) revelou que nenhuma metodologia existente considerou o impacto de flutuações na potência de saída de geradores eólicos nos índices de qualidade referentes às VTCD. Também foi observado que flutuações de carga ao longo do período de estudo são desconsideradas nos artigos sobre APVT. A existência destas deficiências nos métodos de APVT e os incentivos governamentais para o uso de geração eólica motivaram esta pesquisa. O principal objetivo desta dissertação é o desenvolvimento de uma metodologia para a APVT capaz de reconhecer as incertezas associadas com a GD eólica e flutuações de carga. A modelagem destas incertezas na APVT foi realizada através do uso da Simulação Monte Carlo (SMC) não-sequencial. As tensões nodais nos cenários de falta gerados pela Simulação Monte Carlo (SMC) foram calculadas usando-se o Método de Soma de Admitância (MSA) em coordenadas de fase. A combinação da SMC com o MSA permitiu estimar os seguintes índices probabilísticos relacionados com as VTCD: valor esperado do SARFI (“System Average RMS – Variation – Frequency Index”) e frequência nodal esperada de VTCD. Além disso, foram obtidas distribuições de probabilidade e diagramas de caixa associados com o SARFI. O método proposto nesta dissertação para a APVT foi testado em uma rede de distribuição de 32 barras. Os resultados dos testes mostram que a inserção de GD causa uma melhoria nos índices de qualidade associados com as VTCD. Adicionalmente, a substituição de GD convencional por GD eólica causa uma pequena deterioração nos índices de qualidade referentes às VTCD devido as flutuações na potência de saída da GD eólica. Finalmente, também foi observado que as flutuações na carga ao longo do período de estudo causam variações significativas no índice SARFI.

Palavras-chave: Redes de distribuição de energia; Qualidade de energia; Geração Distribuída; Afundamento de tensão; Geração Eólica; Simulação Monte Carlo; Métodos Probabilísticos.

## ABSTRACT

The Distributed Generation (DG) can improve the power quality indices associated with Short Duration Voltage Variations (SDVV) due to the reduction in the electric network loading, which in turn causes an improvement in the pre-fault voltage profile. On the other hand, the DG can also deteriorates the power quality indices related to SDVV due to the increasing in the fault currents, which in turns reduce the post-fault voltages. Furthermore, the assessment of the DG impact on SDVV is more difficult with the presence of renewable energy resources. This complexity is due to fluctuations in output power caused by stochastic variations in the primary energy source (sun, wind, tide levels, etc.). Additionally, the bibliographical review on Predictive Assessment of Short Duration Voltage Variations (PAVV) revealed that none of the existing methodology considered the impact of fluctuations in the output power of a wind DG on power quality indices related to SDVV. It was also noticed that the load variations during the study period are ignored in the papers on SDVV. The existence of these deficiencies and the governmental incentives for the use of wind generation motivated this research. The main aim of this dissertation is the development of a methodology for the PAVV capable of recognizing uncertainties associated with wind DG and load fluctuations. The modeling of these uncertainties was carried out using Non-Sequential Monte Carlo Simulation (MCS). The nodal voltages in the fault scenarios generated by MCS were evaluated using the Admittance Summation Method (ASM) in phase coordinates. The combination of the MCS with the ASM allowed estimating the following indices related to SDVV: the expected value of the SARFI (“System Average RMS – Variation – Frequency Index”) and expected nodal frequency of SDVV. Furthermore, the probability distributions and box plots of the SARFI index have been obtained. The proposed method for the PAVV was tested and validated in a test system with 32 buses. The tests results demonstrated that the DG insertion causes an improvement in the power quality indices associated with SDVV. Additionally, the substitution of conventional DG by wind DG cause a small deterioration in the power quality indices related to SDVV due to fluctuations in the output power of the wind DG. Finally, it was observed that the load fluctuations during the study period cause significant variations in the SARFI index.

Key-Words: Power Distribution Network, Power Quality, Distributed Generation, Voltage Sag, Wind Energy Generation, Monte Carlo Simulation, Probabilistic Methods.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Ilustração dos principais distúrbios de qualidade de energia.....	20
Figura 1.2: Afundamento de tensão causado por uma falta monofásica.....	23
Figura 1.3: Elevação de Tensão causada por uma falta monofásica.....	23
Figura 1.4: Ilustração de uma interrupção temporária.....	24
Figura 1.5: CTT proposta pela CBEMA.....	26
Figura 1.6: CTT proposta pela ITIC.....	26
Figura 1.7: Distribuição de probabilidade individual do índice SARFI <sub>90%</sub> .....	29
Figura 1.8: Evolução da Potência Unitária das Turbinas Eólicas (kW).....	33
Figura 1.9: Evolução na potência eólica instalada.....	33
Figura 2.1: Modelagem da Carga.....	48
Figura 2.2: Modelagem da matriz de impedância de fase.....	49
Figura 3.1: Circuito equivalente para a modelagem da falta trifásica-terra.....	62
Figura 3.2: Circuito equivalente para a modelagem da falta trifásica.....	63
Figura 3.3: Circuito equivalente após a transformação Y- $\Delta$ .....	63
Figura 3.4: Circuito equivalente para a modelagem da falta bifásica-terra.....	64
Figura 3.5: Circuito equivalente para a modelagem da falta bifásica.....	66
Figura 3.6: Circuito equivalente para a modelagem da falta monofásica.....	67
Figura 3.7: Trecho de uma linha de distribuição aérea.....	68
Figura 3.8: Circuito equivalente de uma linha de distribuição no estado de falta.....	69
Figura 4.1: Visualização dos intervalos que determinam o tipo de falta.....	83
Figura 4.2: Representação dos subintervalos para as fases envolvidas em uma falta bifásica.....	84
Figura 4.3: Representação dos subintervalos para as fases envolvidas em uma monofásica.....	85
Figura 5.1: Sentido de injeção de corrente da GD.....	89
Figura 5.2: Modelagem da GD no curto-circuito.....	90
Figura 5.3: Mudança de Intervalo no Método da Seção Áurea.....	102
Figura 5.4: Papel Normalizado da Weibull de dois parâmetros.....	105
Figura 5.5: Papel normalizado da Weibull de três parâmetros.....	106
Figura 5.6: Função de transferência do gerador eólico.....	110
Figura 5.7: Curva de duração de carga do sistema de 32 barras.....	112
Figura 7.1: Geometria dos condutores usada no ST33, adaptado de Kersting (2007).....	128

Figura 7.2: Ponto de alocação dos geradores no sistema 33 barras, adaptado de Divya & Rao (2006). .....	130
Figura 7.3: Distribuições de probabilidade individuais do SAFRI do caso-base para as amplitudes de 90%, 80%, 70% e 50%. .....	133
Figura 7.4: Valor médio da frequência nodal de VTCD (VTCD/ano) para a amplitude de 90%. .....	134
Figura 7.5: Valor médio da frequência nodal de VTCD (VTCD/ano) para a amplitude de 80%. .....	134
Figura 7.6: Valor médio da frequência nodal de VTCD (VTCD/ano) para a amplitude de 70%. .....	135
Figura 7.7: Valor médio da frequência nodal de VTCD (VTCD/ano) para a amplitude de 50%. .....	135
Figura 7.8: Comparação entre o Caso 1 e o Caso Base. ....	137
Figura 7.9: Comparação dos valores do SARFI x% (VTCD/ano). ....	141
Figura 7.10: Boxplot das Distribuições de SARFI (VTCD/ano). ....	142
Figura 7.11: Boxplot das Distribuições de SARFI x% (VTCD/ano) para Análise de Sensibilidade de Inserção da GD. ....	144
Figura 7.12: Boxplot das Distribuições de SARFI (VTCD/ano) para Análise de Sensibilidade de com Relação a Resistência de Falta. ....	145

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1: Valores típicos do limiar da VTCD para o índice $SARFI_x\%$ .....	28
Tabela 2.1: Submatrizes de Admitância Nodal para Transformadores Trifásicos .....	59
Tabela 4.1: Probabilidade de ocorrência dos curtos-circuitos .....	83
Tabela 5.1: Estatísticas do Vento da Estação Triunfo .....	104
Tabela 5.2: Parâmetros do modelo da turbina .....	108
Tabela 5.3: Velocidade do vento x potência de saída da turbina eólica .....	109
Tabela 7.1: Dados do ST33 .....	127
Tabela 7.2: Dados dos geradores (reatâncias em p.u. na base do gerador). .....	130
Tabela 7.3: Estatísticas do SARFI (VTCD/ano) para o caso-base. ....	132
Tabela 7.4: Estatísticas do SARFI (VTCD/ano) para o Caso 1 .....	136
Tabela 7.5: Comparação entre os índices SARFI (VTCD/ano) do Caso 1 e do Caso Base... ..	136
Tabela 7.6: Estatísticas do SARFI (VTCD/ano) para o Caso 2 .....	138
Tabela 7.7: Comparação entre os índices SARFI (VTCD/ano) do Caso 2 e do Caso Base... ..	138
Tabela 7.8: Comparação entre os índices SARFI (VTCD/ano) do Caso 2 e do Caso 1.....	139
Tabela 7.9: Estatísticas do SARFI (VTCD/ano) para o Caso 3 .....	139
Tabela 7.10: Comparação entre os índices SARFI (VTCD/ano) do Caso 3 e do Caso 2.....	140
Tabela 7.11: Comparação dos valores do SARFI (VTCD/ano) e sua variação com relação ao caso base. ....	140

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>17</b>
1.1	QUALIDADE DE ENERGIA .....	17
1.2	VTCD E INTERRUPÇÕES .....	21
1.3	ÍNDICES DE QUALIDADE DE ENERGIA REFERENTES À VTCD .....	25
1.4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EÓLICA .....	30
1.5	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	36
1.6	MOTIVAÇÃO .....	43
1.7	OBJETIVOS .....	43
1.8	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	44
<b>2</b>	<b>FLUXO DE POTÊNCIA EM COORDENADAS DE FASE PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS .....</b>	<b>46</b>
2.1	INTRODUÇÃO .....	46
2.2	MODELAGEM DAS CARGAS .....	47
2.3	MODELAGEM DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREA.....	49
2.4	MÉTODO DA SOMA DE ADMITÂNCIAS .....	50
<b>2.4.1</b>	<b>Inicialização das Variáveis: .....</b>	<b>51</b>
<b>2.4.2</b>	<b>Varredura Regressiva:.....</b>	<b>51</b>
<b>2.4.3</b>	<b>Varredura Progressiva .....</b>	<b>54</b>
2.5	MODELAGEM DO TRANSFORMADOR NO MSA.....	58
<b>3</b>	<b>CURTO-CIRCUITO EM COORDENADAS DE FASE PARA ANÁLISE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>61</b>
3.1	INTRODUÇÃO .....	61
3.2	MODELAGEM DOS TIPOS DE FALTAS .....	62
<b>3.2.1</b>	<b>Matriz de Admitância para Faltas Trifásicas-Terra .....</b>	<b>62</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Matriz de Admitância para Faltas Trifásicas.....</b>	<b>63</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Matriz de Admitância para Faltas Bifásicas-Terra .....</b>	<b>64</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Matriz de Admitância para Faltas Bifásicas.....</b>	<b>65</b>
<b>3.2.5</b>	<b>Matriz de Admitância para Faltas Monofásicas .....</b>	<b>67</b>
3.3	MODELAGEM DE FALTAS EM LINHAS AÉREAS.....	68

3.4 APLICAÇÃO DO MÉTODO SOMA DE ADMITÂNCIAS NA ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO .....	72
<b>4 MODELAGEM PROBABILÍSTICA DE FALTAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>74</b>
4.1 INTRODUÇÃO .....	74
4.2 MÉTODO DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO .....	75
4.2.1 Simulação Sequencial.....	76
4.2.2 SMC Não-sequencial.....	77
4.2.3 Resultados da Simulação .....	80
4.2.4 Critério de Parada.....	81
4.3 SMC APLICADA NO CCP.....	82
<b>5 MODELAGEM PROBABILÍSTICA DA GD EÓLICA .....</b>	<b>87</b>
5.1 INTRODUÇÃO .....	87
5.2 MODELAGEM DA GD NO MSA PARA O FLUXO DE POTÊNCIA E CURTO-CIRCUITO .....	87
5.2.1 Modelagem da GD no Fluxo de Potência .....	88
5.2.2 Modelagem da GD no Curto-Circuito.....	90
5.3 MODELAGEM DOS GERADORES EÓLICOS.....	91
5.3.1 Distribuição Weibull .....	92
5.3.2 Regressão Linear Simples.....	95
5.3.3 Regressão Linear Múltipla (Monticelli, 1999), (Montgomery & Runger, 2003) ...	98
5.3.4 Estimação dos Parâmetros da Distribuição Weibull de Três Parâmetros (Bazaraa, et al, 2006), (Rao, 1996), (Li, 1994).....	100
5.3.4.1 Coeficiente de Determinação .....	101
5.3.4.2 Método da Seção Áurea.....	102
5.3.5 Análise do Vento.....	104
5.3.6 Modelagem da Turbina Eólica.....	108
5.4 MODELAGEM PROBABILÍSTICA DA CARGA .....	111
<b>6 MÉTODO PROPOSTO PARA A AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DE VTCD.114</b>	
6.1 INTRODUÇÃO .....	114
6.2 GD CONVENCIONAL E CARGA DETERMINÍSTICA .....	114
6.3 GD EÓLICA E CARGA DETERMINÍSTICA .....	117
6.4 GD EÓLICA E CARGA PROBABILÍSTICA .....	120
6.5 FUNÇÕES DE TESTE PARA OS ÍNDICES ASSOCIADOS COM AS VTCD .....	123

<b>7</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	<b>126</b>
7.1	SISTEMA TESTE .....	126
7.2	DADOS DE SIMULAÇÃO.....	130
7.3	ANÁLISE DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA VTCD .....	131
<b>7.3.1</b>	<b>Resultados do Caso-Base</b> .....	<b>132</b>
<b>7.3.2</b>	<b>Resultados do Estudo de Caso 1</b> .....	<b>136</b>
<b>7.3.3</b>	<b>Resultados do Estudo de Caso 2</b> .....	<b>137</b>
<b>7.3.4</b>	<b>Resultados do Estudo de Caso 3</b> .....	<b>139</b>
7.4	ANÁLISE COMPARATIVA DOS ESTUDOS DE CASO .....	140
7.5	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DOS ÍNDICES DE VTCD COM RELAÇÃO À CAPACIDADE INSTALADA DE GD .....	143
7.6	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DOS ÍNDICES DE VTCD COM RELAÇÃO À RESISTÊNCIA DE FALTA. ....	144
<b>8</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>146</b>
8.1	INTRODUÇÃO .....	146
8.2	PRINCIPAIS REALIZAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES .....	146
8.3	APLICAÇÕES PRÁTICAS.....	148
8.4	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	149
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>153</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 QUALIDADE DE ENERGIA

A reestruturação do setor elétrico tem sido estimulada devido aos benefícios econômicos obtidos com a regulamentação de outros setores da economia, tais como: telecomunicações, transporte e gás natural (Ilic et al., 1998). As principais características deste processo de reestruturação são: a introdução de competição na geração, acesso aberto ao sistema de transmissão e a privatização de empresas de energia elétrica públicas e estatais. Nesta nova estrutura do setor elétrico as entidades envolvidas em mercados de energia elétrica devem maximizar os seus lucros para garantir a sua sobrevivência em ambiente competitivo. Uma alternativa para alcançar estes objetivos é reduzir os gastos com expansão e manutenção do sistema. O adiamento da realização de reforços e manutenções na rede elétrica tem como consequência direta a deterioração dos níveis de qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia. Em sistemas de distribuição esta situação é mais crítica devido à natureza monopolística das redes de distribuição, ou seja, os consumidores ficam sujeitos aos interesses lucrativos das empresas de distribuição. Devido a isto, os órgãos reguladores têm estabelecido metas para a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia com o objetivo de penalizar as empresas que violarem estas metas. Por exemplo, no Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2009) estabeleceu índices de desempenho para o fornecimento de energia com base em dois conceitos (Kagan et al., 2009):

**i) qualidade do serviço:** está associada com a avaliação da continuidade do fornecimento de energia elétrica e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais. Desta forma, a apuração de indicadores de qualidade de serviço tem como objetivo contabilizar as interrupções na rede de distribuição causadas por falhas no sistema e por atividades de manutenção programada.

**ii) qualidade do produto:** é caracterizada basicamente pela forma de onda da tensão nos componentes de um sistema elétrico. Consequentemente, os índices e valores de referências relativos à qualidade do produto contemplam os seguintes fenômenos: afundamentos de

tensão de curta e longa duração, harmônicos, fator de potência, cintilação de tensão, desequilíbrios de tensão, etc. Estas metas de confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia tem obrigado empresas de distribuição a desenvolverem ferramentas computacionais que permitam identificar e diagnosticar áreas críticas e relacionar as melhores alternativas de reforço para redes de distribuição.

Além da reestruturação do setor elétrico o interesse crescente por problemas associados com a qualidade de energia também tem sido motivado pelos seguintes fatores (Dugan et al. 2002; Kennedy 2000):

**i) Cargas Sensíveis.** Computadores e microprocessadores têm invadido casas, escritórios, hospitais, bancos, aeroportos e fábricas. É difícil imaginar qualquer atividade industrial atual que não seja dependente de computadores e microprocessadores. O cérebro dos computadores são os chips circuitos integrados. Estes chips são a fonte da sensibilidade das cargas. Os computadores usam as tensões e temporização da fonte de fornecimento para armazenar e manipular dados nos microprocessadores. Desta forma, qualquer desvio a partir da forma de onda que seja especificada pode fazer com que os dados sejam apagados ou corrompidos. Estes distúrbios não afetam somente computadores pessoais, mas também processos industriais controlados por microprocessadores.

**ii) Cargas Não-Lineares.** Na última década usuários de eletricidade residências, comerciais e industriais receberam incentivos de órgãos governamentais para implantar programas de eficiência energética. Os controles de velocidade ajustável para motores são os dispositivos mais usados em programas de eficiência energética na indústria e em algumas aplicações comerciais. Por outro lado, em instalações residenciais o principal componente usado em programas de eficiência energética são as lâmpadas fluorescentes. As lâmpadas fluorescentes e os controles de velocidade variáveis são cargas não lineares, pois a forma de onda da corrente não tem a mesma forma da tensão. Esta não linearidade ocorre quando a carga não é composta somente por resistências, capacitores, indutores ou uma combinação destes componentes, mas por componentes que controlam uma função do equipamento para atender as necessidades da carga. Outros exemplos de cargas não lineares são: os conversores estáticos de potência, fornos de arco, nobreaks e os capacitores estáticos chaveados. Estas cargas não lineares causam distorções na forma de onda da tensão que por sua vez causam

sobreaquecimento de transformadores. Este aquecimento excessivo pode causar o desligamento dos transformadores por seus dispositivos de proteção.

**iii) Os usuários finais têm uma consciência maior de problemas de qualidade de energia.**

Os consumidores supridos pelas concessionárias de distribuição estão se tornando mais bem informados sobre questões como interrupções, quedas, e transitórios de chaveamento e estão desafiando as concessionárias para melhorar a qualidade do fornecimento de energia.

**iv) Susceptibilidade elevada de equipamentos elétricos a distúrbios de qualidade de energia.**

Os fabricantes de equipamentos elétricos têm como objetivo aumentar a sua participação no mercado e os seus lucros. Uma estratégia para alcançar estes objetivos é reduzir os custos dos produtos. Em muitos casos, um equipamento de baixo custo é aquele mais vulnerável a problemas de qualidade de energia.

**v) Interligação massiva de redes elétricas.** Em sistemas altamente interligados a falha de qualquer componente tem consequências muito maiores que em sistemas isolados, isto é, problemas de qualidade de energia em uma empresa são transmitidos para outras empresas através das interligações.

Neste contexto, a qualidade de energia pode ser definida como qualquer problema no fornecimento de energia que se manifesta na tensão, corrente ou desvio de frequência e que resulta na falha ou operação inadequada de equipamentos elétricos do consumidor final ou da empresa de distribuição (Dugan et al., 2002). Os principais distúrbios analisados em estudos de qualidade de energia são (Burke, 1994):

**i) Afundamentos de tensão (“voltage sags ou voltage dips”):** é um decaimento temporário da tensão que dura poucos segundos ou menos. Os afundamentos de tensão são causados principalmente por: faltas (curtos-circuitos) nos sistemas de distribuição e transmissão e chaveamento de cargas com correntes de partida ou de magnetização elevadas (motores, transformadores, fontes CC de grande porte). Os afundamentos de tensão causados por faltas podem ser bastante severos e resultar na reinicialização de cargas sensíveis.

**ii) Elevação de Tensão (“voltage swell”):** quando uma falta ocorre em uma fase de um sistema trifásico, ocorre um aumento na tensão das outras duas fases com relação ao terra (cerca de 20%). Este aumento na tensão de estado permanente é conhecido como elevação de tensão. As elevações de tensão têm geralmente duração de poucos segundos ou menos.

**iii) Interrupção:** é a perda completa da tensão de fornecimento com duração abrangendo de 30 ciclos até várias horas ou, em alguns casos, até mesmo dias. As interrupções são geralmente causadas pela operação de dispositivos de proteção (fusíveis, disjuntores religadores) para eliminar faltas nos componentes da rede elétrica.

**iv) Harmônicos:** são múltiplos inteiros da frequência fundamental da forma de onda senoidal. Eles são adicionados a forma de onda fundamental e causam distorções na forma de onda. A principal causa dos harmônicos são as cargas não lineares.

**v) Surtos:** são tensões ou correntes transitórias que tem duração extremamente curta e magnitude elevada. Geralmente os surtos são causados por operações de chaveamento ou descargas atmosféricas. Os surtos sempre existiram em sistemas de potência, mas apenas recentemente eles receberam atenção especial devido ao aumento de cargas sensíveis.

**vi) Sobretensões ou Subtensões:** ocorrem quando um consumidor experimenta uma variação de longa duração (poucos segundos ou mais) na tensão de serviço que está fora dos limites de operação aceitáveis. Os fatores que podem causar tal condição são: a sobrecarga ou a baixa qualidade de condutores em instalações de consumidores, conexões de baixa qualidade e quedas de tensão no sistema da concessionária.

Os principais distúrbios de qualidade de energia são ilustrados na Figura 1.1 (Burke, 1994).

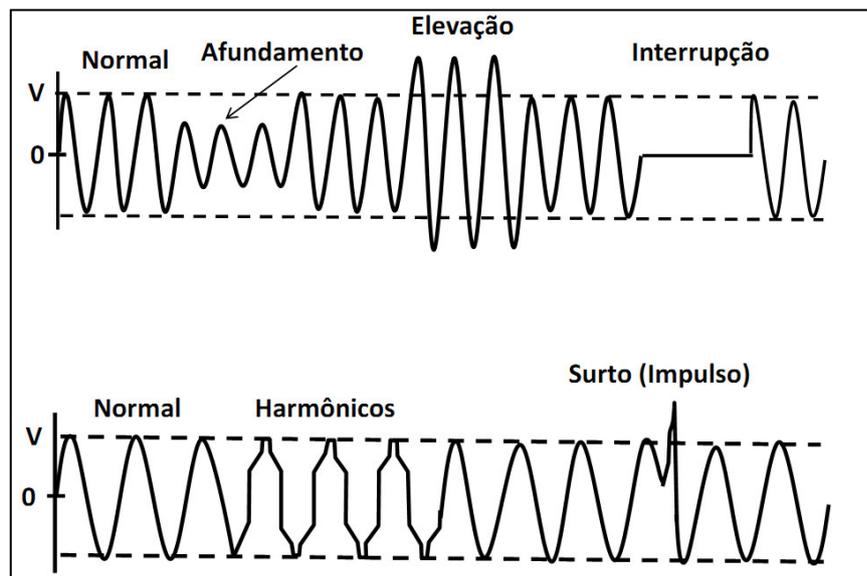


Figura 1.1: Ilustração dos principais distúrbios de qualidade de energia.

Os afundamentos de tensão (“sags”) e as elevações (“swells”) são ambos causados por curtos-circuitos. Além disso, estes dois distúrbios têm durações de poucos segundos ou menos. Devido a isto, estes distúrbios são geralmente estudados simultaneamente e denominados de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD). Analogamente, as sobretensões e subtensões têm durações de poucos segundos ou mais. Conseqüentemente, estes problemas de qualidade de energia são analisados em conjunto e denominados de Variações de Tensão de Longa Duração. O tema desta dissertação está associado com o impacto da geração distribuída eólica nas VTCD. Na próxima seção será apresentada uma descrição mais detalhada das VTCD e sua relação com as interrupções no fornecimento de energia.

## 1.2 VTCD E INTERRUPÇÕES

Samotyj et al. (2003) relatam que 49% dos problemas de qualidade de energia têm como causa principal (raiz) as VTCD. Desta forma, fabricantes de equipamentos e empresas de distribuição têm procurado desenvolver técnicas para minimizar os problemas causados pelas VTCD. De acordo com o IEEE (2009) as VTCD são classificados como:

**i) afundamentos (“sags”):** diminuição no valor eficaz da tensão no intervalo de 0,1 pu a 0,9 pu, durante um intervalo de tempo entre 0,5 ciclos (da frequência fundamental) a 1 minuto. A terminologia usada para descrever um afundamento de tensão é muitas vezes confusa. Um afundamento de tensão de 20% pode estar associado com um afundamento que resultou em uma tensão de 0,8 pu ou 0,2 pu. A terminologia preferida para descrever variações RMS é tensão remanescente ou mantida. Desta forma, um afundamento de tensão de 80% refere-se a um distúrbio que resultou em uma tensão de 0,8 pu. Quando possível, deve-se também especificar a tensão de base ou nominal. Expandido o exemplo prévio tem-se: um afundamento de 80% resulta em tensões remanescentes distintas se a tensão nominal é de 460

V (a tensão remanescente é 368 V) ou 480 V (a tensão remanescente é 384 V). A Figura 1.2 ilustra um afundamento de tensão que pode estar associado com uma falta monofásica a jusante do ponto de monitoramento e que foi eliminada por um dispositivo de proteção a jusante do ponto de monitoramento (IEEE, 2009).

**ii) elevações (“swells”):** é um aumento no valor RMS da tensão acima de 1,1 pu e com duração entre 0,5 ciclos (da frequência fundamental) a 1 minuto. A magnitude da elevação de tensão de curta duração é também determinada pela tensão remanescente e então será sempre maior que 1 pu ou 100%. As elevações de tensão de curta duração estão geralmente associadas com condições de falta no sistema, mas elas são muito menos comuns que os afundamentos de tensão. As elevações de tensão também podem ser causadas por: desligamento de cargas de grande porte, esquemas de alívio de carga (“load shedding”) e chaveamento de bancos de capacitores. A Figura 1.3 ilustra uma elevação de tensão causada por uma falta monofásica (IEEE, 2009).

Os afundamentos de tensão também são causados pela conexão de cargas de grande porte no sistema. Contudo, esta causa é menos frequente que as faltas na rede elétrica. Um exemplo típico é a partida de grandes motores que causa correntes de 6 a 10 vezes do valor da corrente nominal. Quando a impedância do sistema é elevada e os métodos de partida são inadequados, a corrente de partida de grandes motores pode causar afundamentos de tensão severos. O problema de ligação de grandes blocos de carga é dependente do projeto da rede de suprimento das cargas. Desta forma, ele é geralmente resolvido por engenheiros na fase de projetos (Kagan et al., 2009). Devido a isto, esta dissertação está focada nos afundamentos de tensão provocados por faltas na rede elétrica.

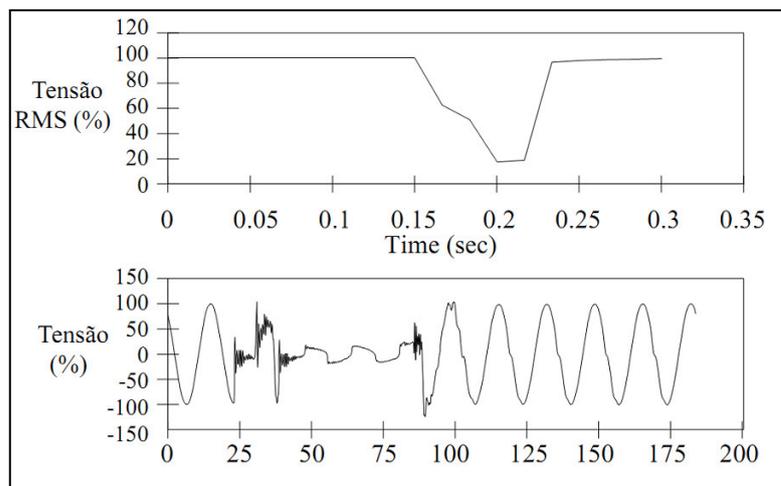


Figura 1.2: Afundamento de tensão causado por uma falta monofásica.

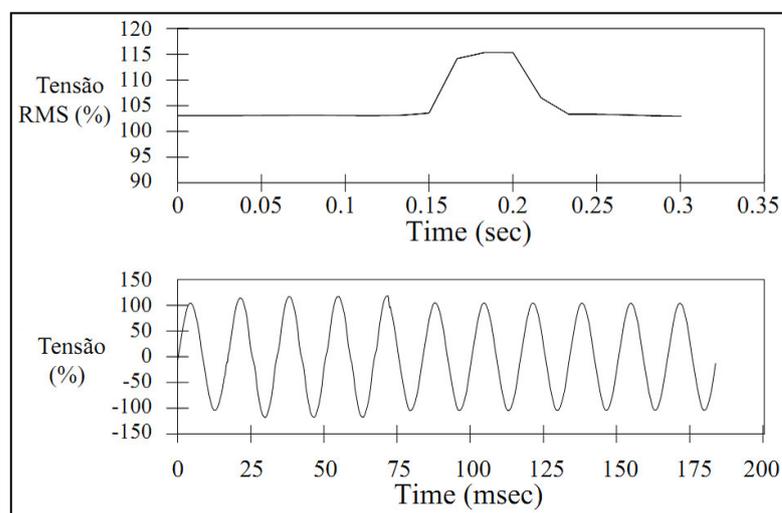


Figura 1.3: Elevação de Tensão causada por uma falta monofásica.

Uma interrupção ocorre quando a tensão ou corrente de carga diminui para menos que 0.1 pu. As interrupções são causadas por: faltas no sistema, falhas de equipamentos e operação indevida de controles. As interrupções são medidas pela sua duração visto que a magnitude da tensão é sempre menor do que 10% do seu valor nominal. Com base nas suas durações, as interrupções são classificadas como (IEEE, 1995):

- i) Instantânea:  $\frac{1}{2}$  ciclo a 30 ciclos.
- ii) Momentânea: 30 ciclos a 2 segundos.
- iii) Temporária: 2 segundos a 2 minutos.
- iv) Sustentada: maior que dois minutos.

A Figura 1.4 mostra uma interrupção temporária na qual a tensão cai para zero por cerca de 2,3 segundos (IEEE, 2009).

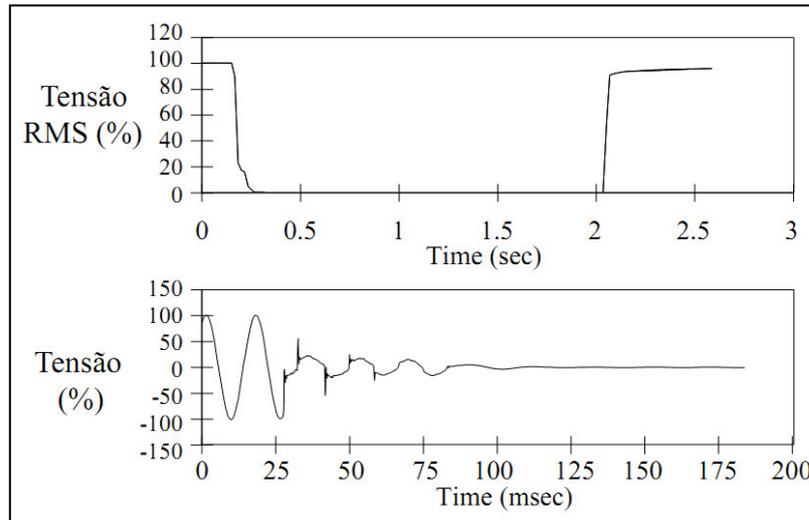


Figura 1.4: Ilustração de uma interrupção temporária.

A duração de uma interrupção, causada por uma falta, é dependente do tempo de atuação dos dispositivos de proteção e do evento que causou a falta. Quando uma interrupção é causada por uma falta na rede elétrica ela é precedida por uma VTCD. A VTCD ocorre entre o instante de início da falta e a operação do dispositivo de proteção. Em alimentadores operando sob condições de falta, os consumidores experimentam uma VTCD seguida imediatamente por uma interrupção (IEEE, 2009). Desta forma, os dados de confiabilidade (taxas de falha dos componentes) usados para estimar índices de frequência associados com interrupções (FEC e FIC) também podem ser aproveitados para calcular índices de frequência associados com VTCD. Conseqüentemente, as técnicas usadas na análise de confiabilidade preditiva de redes de distribuição (Billinton & Allan 1996; Brown 2009) também podem ser estendidas para realizar uma análise preditiva das VTCD. É importante enfatizar que na análise de confiabilidade preditiva o número de consumidores interrompidos é identificado avaliando-se somente a conectividade da rede elétrica. Por outro lado, na análise preditiva de afundamentos de tensão os consumidores afetados por uma VTCD são identificados calculando-se as correntes e tensões pós-falta associadas com um determinado cenário de falta.

### 1.3 ÍNDICES DE QUALIDADE DE ENERGIA REFERENTES À VTCD

As VTCD têm impactos diversificados sobre as cargas do sistema. Equipamentos eletrônicos usados no controle de diversos processos, tais como PLC (Programmable Logic Controller) e ASD (Adjustable Speed Drive), são sensíveis a VTCD e podem apresentar problemas no funcionamento, afetando os processos nos quais estão implantados. Os principais fatores que causam prejuízos quando ocorre uma parada no processo devido a VTCD são (Kagan, 2009): perda de produção, reinicialização do processo, mão de obra e reparo de equipamentos. O mau funcionamento de equipamentos elétricos devido a VTCD é causado principalmente por duas características deste distúrbio: a sua magnitude e duração. Alguns equipamentos são sensíveis somente às magnitudes das VTCD, por exemplo, os relés de proteção. Enquanto outros equipamentos são sensíveis tanto à magnitude quanto a duração da VTCD, por exemplo, os computadores. Desta forma, é importante definir a susceptibilidade ou a suportabilidade dos equipamentos elétricos com relação a VTCD. Esta característica é avaliada usando as Curvas de Tolerância de Tensão (CTT). As CTT quantificam a aceitabilidade do fornecimento de energia como uma função da duração versus a magnitude de distúrbios de tensão. A Figura 1.5 mostra a CTT conhecida como CBEMA (“Computer Business Equipment Manufacturers Association”) (Dugan, 2002). A curva CBEMA descreve a tolerância de equipamentos de computadores “main-frame” a magnitude e a duração de VTCD na rede elétrica. Embora computadores modernos tenham tolerâncias maiores do que os main-frames, a curva CBEMA tornou-se um padrão de projeto para equipamentos sensíveis que serão integrados na rede elétrica e é também um formato comumente usado para relatar dados de VTCD. A curva CBEMA foi reprojetaada em 1996 pelo Information Technology Industry Council (ITIC). A CTT proposta pelo ITIC é mostrada na Figura 1.6 (Dugan, 2002). A principal diferença entre a curva ITIC e a curva CBEMA é que a nova curva descreve uma região de operação aceitável em degraus ao invés de uma curva amortecida.

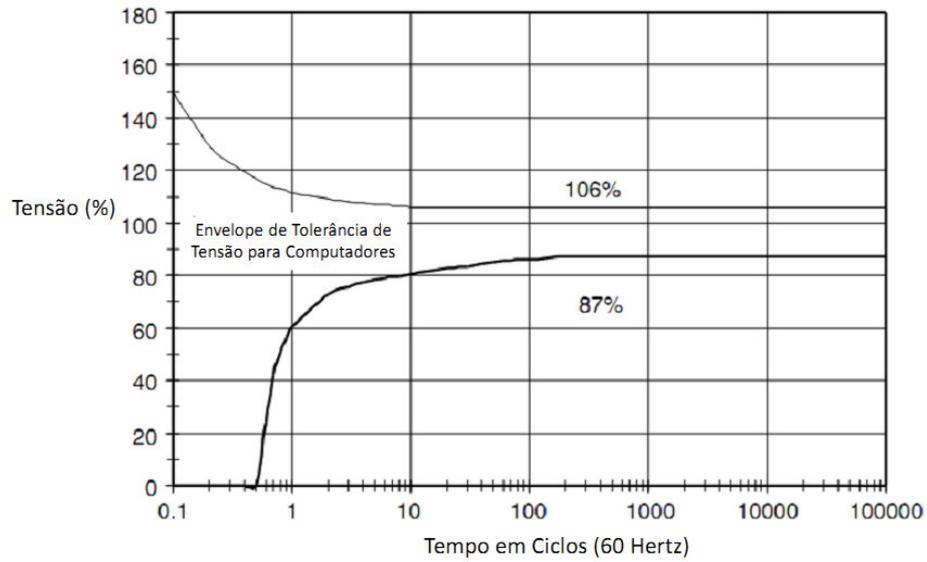


Figura 1.5: CTT proposta pela CBEMA.

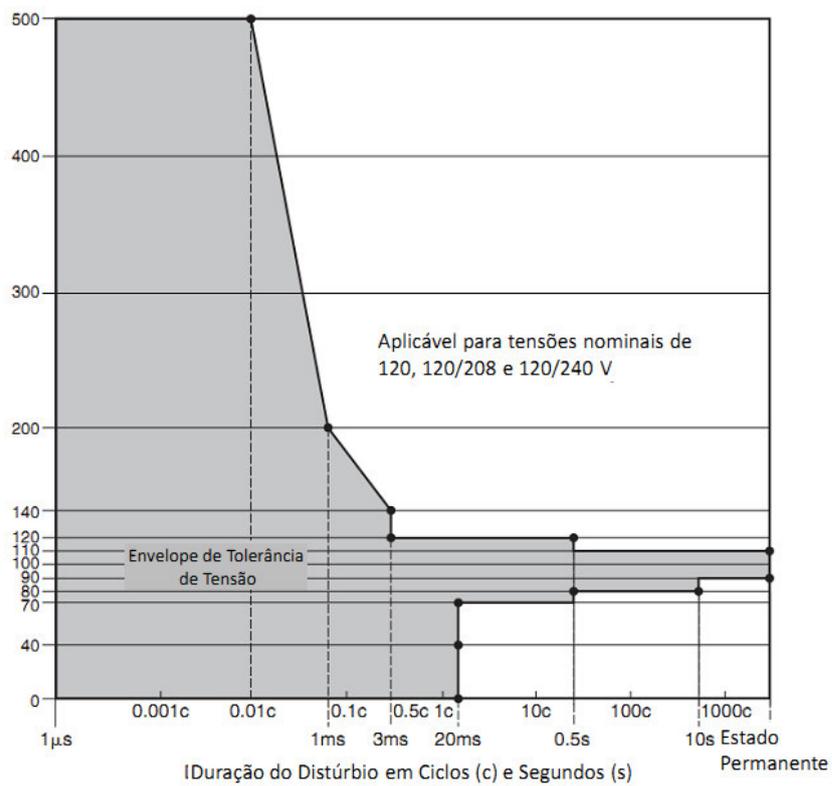


Figura 1.6: CTT proposta pela ITIC.

As CTT são úteis para avaliar a vulnerabilidade de consumidores, cargas e pontos de demanda com relação a VTCD de forma individualizada. Entretanto, no planejamento de redes de distribuição é importante avaliar o impacto de técnicas de mitigação de VTCD de

forma global. A fim de refletir a severidade e significância de VTCD a nível sistêmico, foram definidos índices de qualidade para VTCD similares aqueles usados na avaliação de confiabilidade de redes de distribuição (Billinton & Allan 1996; Brown 2009): FEC (SAIFI) e DEC (SAIDI). O principal índice sistêmico na avaliação de VTCD é a frequência média de variações de tensão por unidade consumidora (SARFI-“ System Average RMS – Variation – Frequency Index”). Visto que uma VTCD é caracterizada pela sua magnitude e duração, têm-se as seguintes definições para o índice SARFI:

i) **SARFI<sub>CBEMA</sub>**

$$SARFI_{CBEMA} = \frac{\sum_{i=1}^{N^{pc}} N_i^{CBEMA} \times N_i^{con}}{N_{tot}^{con}} \quad (1.1)$$

Onde:

$SARFI_{CBEMA}$  é a frequência média de VTCD, com relação a CTT CBEMA, por unidade consumidora.

$N^{pc}$  é o número de pontos de carga.

$N_i^{CBEMA}$  é o número de VTCD com magnitude e duração fora da região de operação normal da CTT CBEMA para o ponto de carga  $i$  no período de medição.

$N_i^{con}$  é o número de consumidores do ponto de carga  $i$ .

$N_{tot}^{con} = \sum_{i=1}^{N^{pc}} N_i^{con}$  é o número total de consumidores.

ii) **SARFI<sub>ITIC</sub>**

$$SARFI_{ITIC} = \frac{\sum_{i=1}^{N^{pc}} N_i^{ITIC} \times N_i^{con}}{N_{tot}^{con}} \quad (1.2)$$

Onde:

$SARFI_{ITIC}$  é a frequência média de VTCD, com relação a CTT ITIC, por unidade consumidora.

$N_i^{ITIC}$  é o número de VTCD com magnitude e duração fora da região de operação normal da CTT ITIC para o ponto de carga  $i$  no período de medição.

iii)  $SARFI_{x\%}$

$$SARFI_{x\%} = \frac{\sum_{i=1}^{N^{pc}} N_i^{x\%} \times N_i^{con}}{N_{tot}^{con}} \quad (1.3)$$

Onde:

$SARFI_{x\%}$  é a frequência média de VTCD, por unidade consumidora, com tensão remanescente abaixo de  $x\%$  para  $x\% < 100\%$  e acima de  $x\%$  para  $x\% > 100\%$ .

$N_i^{x\%}$  é o número de afundamentos (elevações) abaixo (acima) de  $x\%$  da tensão de operação normal do ponto de carga  $i$ . Alguns valores típicos dos limites de variações de tensão são mostrados na Tabela 1.1. Os oito valores de limiar das VTCD usados na definição do índice SARFI não são arbitrários. Eles são escolhidos para coincidir com os seguintes limites:

- i) 140%, 120% e 110%: segmentos de sobretensão da curva ITIC.
- ii) 90%, 80% e 70%: segmentos de subtensão da curva ITIC.
- iii) 50%: ponto de quebra típico para a avaliação de contadores de motores.
- iv) 10%: definição de uma interrupção de acordo com a norma IEEE Std 1159-2009 (IEEE, 2009).

Tabela 1.1: Valores típicos do limiar da VTCD para o índice  $SARFI_{x\%}$

Tipo de VTCD	Tensão remanescente (%)
< 100% (afundamentos)	< 10%, 50%, 70%, 80%, 90%
> 100% (elevações)	> 140%, 120%, 110%

A partir das definições acima, pode-se concluir que o SARFI quantifica três parâmetros de uma VTCD em um único índice: o número de VTCD, o período de medição e o número de usuários afetados pela VTCD. Desta forma, o SARFI representa o número médio de VTCD por consumidor que ocorreu em uma rede de distribuição durante o período de medição.

O índice SARFI está associado com um *valor médio* da frequência de VTCD por consumidor em um período de apuração. Desta forma, ele reflete a tendência central ou localização dos elementos da amostra de valores do índice SARFI. Nesta amostra, pode haver considerável dispersão do índice SARFI em torno de sua média devido à ocorrência aleatória das VTCD. Por exemplo, a distribuição de frequência dos elementos de uma amostra de

SARFI pode ser enviesada (inclinada) ou simétrica. Devido, a isto é também importante obter as distribuições de probabilidade individual e cumulativa do índice SARFI. A distribuição de probabilidade individual indica a probabilidade de ocorrência associada com um intervalo de valores do índice SARFI. Por outro lado, a distribuição cumulativa está associada com a probabilidade de o índice SARFI ser menor ou igual a um valor especificado. Na prática, as distribuições de probabilidade são usadas para determinar o risco do índice SARFI, para uma área de estudo, violar as metas estabelecidas por órgãos reguladores. A estimação deste risco é muito importante, pois pode haver uma probabilidade do SARFI ser maior que uma meta especificada mesmo que o seu valor médio esteja abaixo desta meta. Esta probabilidade de violação da meta é devido à dispersão ou variabilidade dos elementos de uma amostra ao redor do seu valor médio. A Figura 1.7 mostra uma distribuição de probabilidade do índice SARFI<sub>90%</sub> (Bordalo et al., 2006).

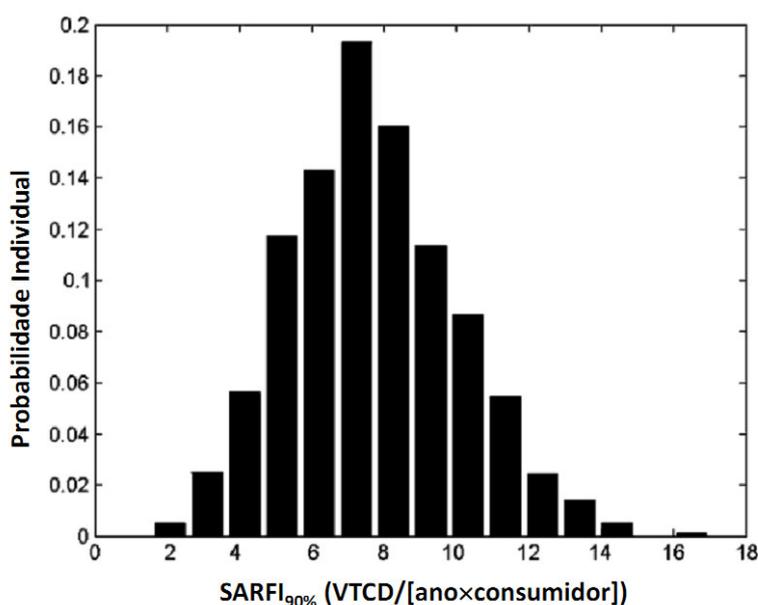


Figura 1.7: Distribuição de probabilidade individual do índice SARFI<sub>90%</sub>.

## 1.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EÓLICA

Um das primeiras aplicações da energia elétrica foi a iluminação de ambientes. Originalmente, a iluminação era realizada usando como fonte de energia o gás natural. A energia elétrica tornou-se competitiva com o gás natural nesta aplicação devido a uma redução significativa nos custos de capital para a produção da energia elétrica. Além disso, a energia elétrica supera diversas desvantagens da iluminação a gás, por exemplo: aquecimento do ambiente, fumaça e luz de baixa qualidade. Estes fatores levaram a uma tendência inexorável para uma geração centralizada da energia elétrica. Adicionalmente, a geração centralizada da energia elétrica encontrou incentivos na economia de escala resultante da produção de grandes quantidades de energia. Contudo, os avanços tecnológicos não foram confinados somente a construção de usinas de geração de grande porte. Células de combustível desenvolvidas para viagens espaciais e turbinas a gás que alimentavam aviões a jato encontraram uma indústria de eletricidade estacionária. A busca por economias ambientalmente sustentáveis resultaram no surgimento de sistemas de geração de energia solar e eólica. Os avanços tecnológicos citados acima e as restrições ambientais para a redução na emissão de poluentes originaram a Geração Distribuída (GD). A GD pode ser definida como qualquer tecnologia de geração de pequeno porte que fornece energia elétrica próxima ou no local da carga (Borbely & Kreider, 2001). A GD pode ser conectada: à rede de distribuição, diretamente às instalações do consumidor ou em ambos. Geralmente o termo GD está relacionado com unidades geradoras com potência de saída abaixo de 10 MW (Borbely & Kreider, 2001).

As principais tecnologias usadas na GD são:

**i) Motores de combustão interna:** são a tecnologia tradicional para a geração de emergência ao redor do mundo. O custo dos motores de combustão é o menor entre as tecnologias disponíveis, mas os custos de manutenção estão entre os mais elevados. Adicionalmente motores a diesel e a gasolina produzem emissões de poluentes inaceitáveis. Motores de combustão a gás natural oferecem uma solução parcial para os problemas de emissão mas o problema não é totalmente resolvido. Além disso, os motores de combustão produzem ruído de baixa frequência que é mais difícil para controlar.

**ii) Microturbinas:** é um motor, cujo princípio de operação é o ciclo termodinâmico de Brayton, que utiliza gás natural e ar atmosférico para produzir potência girante. As principais vantagens deste tipo de tecnologia são as baixas emissões de poluentes e sua modularidade, isto é, a maioria das cargas pode ser atendida usando unidades de pequeno a médio porte. Contudo, as microturbinas têm como desvantagem os custos de manutenção elevados.

**iii) Fotovoltaica:** as células fotovoltaicas convertem diretamente a luz do sol em eletricidade. Visto que a energia solar é um recurso difuso, são necessárias grandes áreas cobertas por painéis fotovoltaicos para produzir uma quantidade significativa de energia. Todavia, este problema é compensado pelo custo zero do combustível. Os preços de painéis fotovoltaicos têm caído no mínimo duas ordens de magnitude nas duas últimas décadas. Contudo, o preço ainda é muito elevado para algumas aplicações. Uma desvantagem desta tecnologia é a necessidade de baterias para armazenar a energia produzida e utilizá-la quando não há luz solar.

**iv) Células de combustível:** são dispositivos que combinam hidrogênio e oxigênio para produzir eletricidade, sem a necessidade de combustão, na presença de uma catálise. A principal vantagem desta tecnologia é que elas realmente têm emissão zero de poluentes. As células de combustível têm as seguintes desvantagens: custo elevado, baixa capacidade para acompanhar variações na carga e necessidade de uma nova infraestrutura para a distribuição do combustível (hidrogênio).

**v) Eólica:** a geração eólica aproveita a energia cinética do vento como fonte de movimento primário para um gerador elétrico. Este aproveitamento é realizado usando algum tipo de moinho (turbina eólica) ou qualquer outro tipo de dispositivo que possua um princípio de operação similar. As principais vantagens da geração eólica são: combustível não poluente e livre de custo. A geração eólica tem potencial para produzir energia 24 horas por dia, enquanto que a solar tem potencial para produzir energia somente durante 12 horas e a relação custo  $\times$  potência é perfeitamente linear para sistemas de grande porte. Esta tecnologia de GD tem as seguintes desvantagens: alto custo inicial; grande variabilidade na produção de energia e os impactos ambientais são considerados maiores do que no caso da GD baseada em energia solar.

No contexto do setor elétrico nacional, a utilização da geração eólica tem sido incentivada pelos seguintes fatores:

- i) Emissão da portaria N° 211, de 28 de maio de 2009, pelo Ministério de Minas e Energia autorizando a realização de leilões para a contratação de energia de reserva baseada em geração eólica (MME 2009; EPE 2009a).
- ii) Vasto potencial eólico da região Nordeste (EPE, 2009b).
- iii) Complementação e diversificação da matriz energética com a geração eólica (EPE, 2009b).
- iv) Necessidade de acompanhar o desenvolvimento que vem ocorrendo em nível nacional e internacional com relação aos estudos referentes à inserção da geração eólica no Sistema de Energia Elétrica (SEE).
- v) Existência do Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) do Ministério das Minas e Energia (MME, sem data).
- vi) Controle da emissão de substâncias ambientalmente nocivas através da substituição da geração convencional (baseada em combustíveis fósseis, tais como: carvão, óleo, etc.) pela geração eólica.
- vii) Redução dos riscos de déficit de energia através da criação de reservas de geração que tenham outras fontes de energia primária além da água, que é predominante no parque gerador nacional.
- viii) Existência de parques eólicos em operação no Brasil que somam 359 MW instalados. Além disso, está previsto para entrada em operação nos próximos anos de cerca de 1.100 MW, resultantes do PROINFA. Adicionalmente, cerca de 50 projetos, da ordem de 2.400MW, mas que ainda não iniciaram sua construção, já foram outorgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).
- ix) Evolução na Tecnologia de construção de geradores eólicos de grande porte. Esta evolução é mostrada na Figura 1.8 (EPE, 2009b).

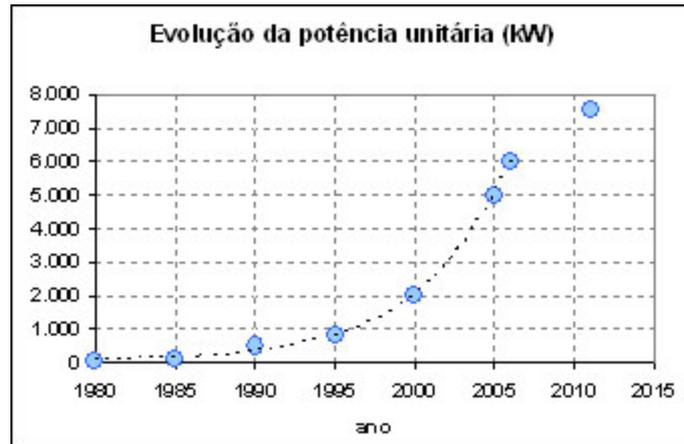


Figura 1.8: Evolução da Potência Unitária das Turbinas Eólicas (kW).

x) Incremento na potência eólica instalada a nível mundial. Este aumento na capacidade de geração eólica instalada é mostrado na Figura 1.9 (EPE, 2009b).

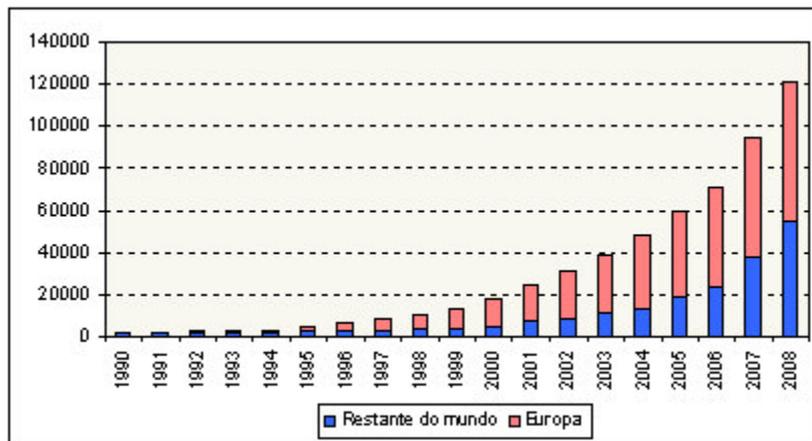


Figura 1.9: Evolução na potência eólica instalada (MW).

Devido aos grandes incentivos e condições favoráveis para a utilização da geração eólica, esta dissertação será focalizada no impacto deste tipo de tecnologia de geração nos índices de qualidade de energia.

Os diferentes tipos de tecnologia de GD são geralmente localizados na rede de distribuição. Historicamente, o sistema de distribuição foi projetado para acomodar um fluxo de corrente unidirecional, ou seja, da fonte (subestação) para as cargas. Consequentemente, a

interligação da GD tem potencial para afetar diversos aspectos associados com a operação e o planejamento da rede de distribuição, por exemplo: carregamento, perfil de tensão, perdas elétricas e correntes de falta.

A redução no carregamento da rede ocorre devido à corrente injetada na rede no ponto de conexão da GD. Esta injeção de corrente tem um sentido oposto ao fluxo de corrente original na rede de distribuição (da fonte para as cargas). Conseqüentemente, o fluxo de corrente resultante na rede de distribuição (corrente da GD menos a corrente das cargas) tende a ser reduzido. Desta forma, a GD tem a capacidade para reduzir os custos de expansão da rede de distribuição através do adiamento dos seguintes projetos de reforço da rede elétrica: recondutoramento dos circuitos, repotencialização de transformadores e construção de novas subestações.

A queda de tensão em uma seção de uma rede de distribuição radial balanceada é matematicamente definida como:

$$V_m = V_k - I_{km}Z_{km} \quad (1.4)$$

Onde:

$k$  e  $m$  são os nós inicial e final da seção, respectivamente.

$V_k$  e  $V_m$  são as tensões nos nós inicial e final da seção  $k-m$ , respectivamente.

$I_{km}$  é a corrente na seção  $k-m$ .

$Z_{km}$  é a impedância da seção  $k-m$ .

A partir da equação (1.4), pode-se observar que se há uma redução na corrente da seção, então a tensão no final da seção tende a aumentar. Desta forma, o alívio no carregamento proporcionado pela conexão da GD também causa uma melhoria no perfil de tensão da rede de distribuição. Contudo, é importante mencionar que níveis elevados de penetração de GD podem causar problemas de sobretensões na rede de distribuição. Portanto, é importante determinar limites para a capacidade instalada de GD na rede que atendam os limites especificados para as tensões de operação.

De forma simplificada, a GD pode ser modelada em programas de curto-circuito como uma fonte de tensão independente atrás da reatância do gerador. Devido a isto, a conexão de GD na rede de distribuição tende a elevar as magnitudes das correntes de falta, pois a impedância da falta é alimentada por mais de uma fonte. É importante lembrar que em uma rede de distribuição sem GD a falta é alimentada somente pela fonte associada com o

ponto de fornecimento da subestação. O aumento nas correntes de falta pode causar VTCD mais severas (com magnitudes mais baixas). Consequentemente, o índice SARFI pode se deteriorar com a integração da GD na rede de distribuição. Em compensação, as tensões de pré-falta da rede são geralmente melhoradas com a conexão da GD devido a alívio no carregamento. Desta forma, as VTCD tendem a ser menos severas (com magnitudes mais elevadas). Portanto, a GD tem impactos conflitantes com relação aos índices de qualidade de energia associados com as VTCD. Este fato, mostra que é importante avaliar de forma criteriosa os efeitos da interligação da GD nos índices de qualidade de energia associados com as VTCD, por exemplo, o índice SARFI.

Finalmente, é importante lembrar que uma dificuldade associada com o aproveitamento da energia eólica é a natureza estocástica da velocidade do vento. Desta forma, o suporte de potência ativa e reativa fornecido pela GD eólica, para o alívio de carga e melhoria no perfil de tensão, pode se tornar indisponível ou muito reduzido devido às incertezas na potência de saída da GD eólica. Devido a isto, o perfil de tensão e os índices de qualidade de energia associados com VTCD podem sofrer flutuações mais significativas com a conexão da GD eólica do que com outras tecnologias de GD não-renováveis, tais como as microturbinas e os motores de combustão internas. Este efeito não ocorre com GD convencional (gás ou diesel), pois as variações na potência de saída são causadas somente pela indisponibilidade do conjunto gerador/turbina.

Os aspectos discutidos nesta subseção revelaram que a conexão da GD eólica tem muitos benefícios, por exemplo: baixa emissão de poluentes, custo de combustível nulo e redução dos custos de expansão da rede de distribuição. Por outro lado, é importante avaliar de forma adequada o seu impacto nos índices de desempenho da rede de distribuição, tais como: perdas elétricas, perfil de tensão, correntes de falta e índices de qualidade de energia. Esta avaliação torna-se mais crítica devido à intermitência na potência de saída da GD eólica causada pelo comportamento estocástico da velocidade do vento.

A evolução na capacidade dos geradores eólicos permitiu a sua interligação em redes de subtransmissão e transmissão. Contudo, é importante avaliar o impacto da conexão de GD eólica em redes de distribuição primárias devido ao porte desta geração permitir o suprimento de microrredes em operação ilhada com poucas unidades geradoras.

## 1.5 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A avaliação do desempenho das redes de distribuição com relação às VTCD é realizada de acordo com dois paradigmas: histórico e preditivo. A avaliação histórica pode ser resumida nos seguintes passos:

- i) Seleção de locais na rede de distribuição para a instalação de medidores de qualidade de energia. O número de medidores instalados deve ser especificado de forma criteriosa para assegurar relevância estatística dos dados coletados.
- ii) Instalação dos medidores nos locais selecionados no item (i).
- iii) Monitoramento e armazenamento das VTCD para um período de estudo observado. O período de monitoramento deve ser suficientemente longo visto que os curtos-circuitos, ao contrário da carga (que é continuamente monitorada), são eventos discretos e raros.
- iv) Coleta dos dados armazenados nos medidores.
- v) Avaliação estatística dos dados históricos armazenados para gerar índices de qualidade de energia, tais como o SARFI.

A partir dos passos descritos acima, pode-se observar que a avaliação histórica tem um custo de implementação elevado, pois é necessário adquirir e instalar medidores de Qualidade de Energia Elétrica(QEE) em diversos locais da rede de distribuição. Adicionalmente, esta avaliação não é adequada para o planejamento de redes de distribuição, pois os índices históricos só são válidos para a configuração da rede na qual eles foram coletados. Neste ponto, é importante lembrar que a o planejamento de redes de distribuição está associado com a avaliação de configurações futuras da rede de distribuição. A avaliação destas configurações permitirá identificar as técnicas mais adequadas para a mitigação das VTCD, por exemplo: instalação de novos dispositivos de proteção, conversão de redes aéreas para subterrâneas, modificação na estratégia de coordenação das proteções, instalação de GD, etc. Devido a isto, a inclusão de índices de VTCD no planejamento de redes de distribuição exige a utilização de ferramentas capazes de prever os índices de qualidade de energia quando são realizadas modificações nos parâmetros da rede elétrica. Esta exigência pode ser satisfeita com a aplicação de uma Avaliação Preditiva das VTCD.

A avaliação preditiva das VTCD consiste em estimar (prever) índices de VTCD nodais e sistêmicos com base nos seguintes parâmetros da rede de distribuição:

- i) Topologia da rede elétrica.
- ii) Taxas de falha transitória e permanente dos componentes.
- iii) Resposta do sistema de proteção.
- iv) Dados elétricos dos equipamentos (linhas, transformadores, cabos, etc.): impedâncias de fase ou de sequência.
- v) Modelo computacional da rede de distribuição para a simulação de curtos-circuitos e tensões pós-falta. Os modelos mais usados para a simulação de faltas em sistemas elétricos de potência são: componentes simétricos (utiliza impedâncias de sequência) e coordenadas de fase (utiliza impedâncias de fase) (Kersting, 2002).
- vi) Dados de carga nodais (potência ativa e reativa nas barras) e sistêmicos (curvas de carga do alimentador ou subestação).
- vii) Dados estatísticos sobre os tipos de faltas.

As faltas e as flutuações de carga são eventos de natureza aleatória. Por exemplo, existem incertezas associadas com um cenário de falta devido: ao componente que sofreu a falta, a posição da falta ao longo de uma seção, ao tipo de falta (monofásica, bifásica ou trifásica), fases envolvidas na falta e resistência da falta. Por outro lado, há variações temporais na carga devido a característica sazonal da demanda de energia e classes de consumidores com padrões de consumo diferenciados. Além disso, os incentivos para a utilização da geração eólica introduz incertezas na rede elétrica devido à variabilidade estocástica da velocidade do vento. Portanto, os métodos mais adequados para a avaliação preditiva das VTCD são os métodos probabilísticos (Billinton & Allan 1992; Billinton & Li 1994; Billinton & Allan 1996). Estes métodos podem reconhecer não somente a severidade de um evento do sistema e o seu impacto no comportamento e na operação, mas também a probabilidade de ocorrência de eventos do sistema. A combinação de severidade e probabilidade produz índices que realmente representam o risco do sistema. Os métodos probabilísticos têm sido aplicados por décadas na análise de confiabilidade preditiva de sistemas de geração, transmissão e distribuição. Consequentemente, é possível estender técnicas probabilísticas usadas na análise de confiabilidade preditiva de sistemas de

distribuição para realizar uma Avaliação Preditiva das VTCD (APVT). A seguir, será apresentada uma revisão bibliográfica sobre a APVT baseada em técnicas probabilísticas.

A APVT tem sido realizada utilizando-se duas técnicas: Método de Enumeração de Estados (MEE) (Becker et al. 1994, Conrad et al. 1991; Bollen 1997; Bollen 1998; Lim & Strbac 2002; Juarez & Hernandez 2006; Gnativ & Milanovic 2005; Milanovic & Gupta 2006a; Milanovic & Gupta 2006b; Milanovic et al. 2007) e Simulação Monte Carlo (SMC) (Faried & Aboreshaid 2003; Martinez & Arnedo 2004; Lope 2005; Bordalo et al. 2005; Bordalo et al. 2006; Martinez & Arnedo 2006a; Martinez & Arnedo 2006b; Oliveira et al. 2009).

A APVT baseada no MEE se baseia em dois conceitos: Posições da Falta (Becker et al. 1994, Conrad et al. 1991) e Distâncias Críticas (Bollen 1997; Bollen 1998). O método das Posições da Falta consiste basicamente em dividir uma linha de transmissão em seções e atribuir posições de falta para cada seção. O número de faltas para cada seção é obtido multiplicando-se a taxa de falha da linha de transmissão (faltas/[ano×km] ou faltas/[ano×milha]) pelo comprimento da seção. Estes números de faltas são usados para determinar a frequência de VTCD causadas pelas faltas em cada seção das linhas de transmissão. O método das Posições de Falta foi utilizado para estimar os custos de interrupção devido a VTCD nas referências (Milanovic & Gupta, 2006a) e (Milanovic & Gupta, 2006b). Adicionalmente, Gnativ & Milanovic (2005) e Milanovic et al. (2007) aplicaram o método de Posições de Falta para avaliar o impacto da conexão de GD na frequência nodal esperada de VTCD.

Por outro lado, o método das Distâncias Críticas determina a distância de uma falta para a qual as VTCD em um ponto de carga assumiram valores menores que limites especificados. A frequência das VTCD é calculada multiplicando-se a taxa de falha das linhas pela distância crítica. A versão original do método das Distâncias Críticas é mais adequada para redes elétricas com topologia radial (Bollen 1997; Bollen 1998). Esta restrição motivou o desenvolvimento de versões melhoradas do método de Distâncias Críticas para redes malhadas (Lim e Strbac 2002; Juarez e Hernandez 2006).

Na APVT, via MEE, as tensões e correntes de falta são estimadas via método de componentes simétricos. Entretanto, o método de componentes simétricos não tem uma precisão adequada para análise de faltas em redes de distribuição devido a: não-transposição

das linhas, presença de linhas monofásicas, bifásicas e trifásicas em um mesmo sistema e cargas desequilibradas. Outra desvantagem, em comum a todas as técnicas de APVT, baseadas no MEE, é que o custo computacional torna-se elevado quando é necessário avaliar um grande número de cenários de falta. Este problema também é encontrado na aplicação do MEE em estudos de confiabilidade de sistemas de geração e transmissão (Billinton & Li 1994; Billinton & Allan 1996). O custo computacional do MEE tende a se tornar ainda mais elevado quando são introduzidas incertezas associadas com flutuações de carga e variações na potência de saída de geradores eólicos. Por exemplo, considere que a curva de carga de um sistema é modelada através de 10 patamares de carga. Se o MEE exige a simulação de 5000 faltas para estimar os índices de frequência das VTCD na condição de pico de carga, então é necessário simular 50000 ( $10 \times 5000$ ) cenários de falta para modelar a curva de carga na estimação dos índices. Na verdade, incertezas associadas com a carga e a geração eólica não foram consideradas em nenhuma metodologia para a APVT baseada no MEE.

Uma alternativa para contornar o custo computacional elevado do MEE na APVT é usar a SMC (Faried & Aboreshaid 2003; Martinez & Arnedo 2004; Lope 2005; Bordalo et al. 2005; Bordalo et al. 2006; Martinez & Arnedo 2006a; Martinez & Arnedo 2006b; Oliveira et al. 2009). O baixo custo computacional da SMC é devido ao fato de que a precisão dos índices estimados é independente do tamanho do sistema, pois o critério de parada da SMC se baseia no coeficiente de variação (incerteza relativa) (Billinton & Li, 1994). Este coeficiente é diretamente proporcional ao desvio padrão do índice estimado e inversamente proporcional ao seu valor médio. Ou seja, a incerteza relativa não é uma função da dimensão do sistema sob estudo. Adicionalmente, a SMC tem flexibilidade para representar de forma precisa aspectos operacionais cuja modelagem é complexa ou mesmo impossível no MEE, por exemplo: manutenções programadas, variações cronológicas na carga e variações temporais na potência de saída de geradores baseados em fontes renováveis de energia.

Faried & Aboreshaid (2003) apresentam uma metodologia para analisar as magnitudes máximas de VTCD em redes de distribuição radiais com compensação série usando a SMC com amostragem não-sequencial. O método proposto por Faried & Aboreshaid (2003) considera as seguintes incertezas associadas com os cenários de falta: tipos de falta, impedância de falta, tempo de eliminação da falta e localização da falta. O método proposto nesta referência não considera a frequência das faltas no período de estudo. Desta forma, o

método proposto por Faried & Aboreshaid (2003) não pode ser estendido para estimar índices associados com a frequência de VTCD, tais como o SARFI.

A SMC não-sequencial é combinada com o modelo transitório da rede elétrica nas referências (Martinez & Arnedo 2004), (Martinez & Arnedo 2006a) e (Martinez & Arnedo 2006b) para estimar os seguintes índices associados com VTCD: distribuição de probabilidades, energia não-fornecida, número de desligamentos das cargas com base na curva ITIC e valor esperado do SARFI. A simulação de faltas no domínio do tempo aumenta a precisão dos resultados da APVT. A sua aplicação pode ser inviável em sistemas de grande porte (com milhares de componentes) devido ao custo computacional elevado da simulação dinâmica. Os sistemas-testes considerados nas referências (Martinez & Arnedo 2004), (Martinez & Arnedo 2006a) e (Martinez & Arnedo 2006b) tem somente 2 alimentadores e 27 nós. Portanto, o custo computacional da simulação dinâmica não se torna muito elevado. Nas referências (Carvalho et al., 2008a) e (Carvalho et al., 2008b) foi demonstrado que as diferenças entre as VTCD estimadas pelos modelos de estado permanente e transitório com relação as VTCD históricas são menores que 10% em 90% dos casos. Em outras palavras, as VTCD estimadas por modelos estáticos e dinâmicos são similares. Desta forma, a estimação de VTCD via modelos de estado permanente não compromete a precisão dos resultados gerados pela APVT. Além disso, a simulação estática de VTCD tem as seguintes vantagens: a modelagem dos componentes é mais simples do que na simulação dinâmica e apresenta baixo custo computacional. Esta característica é muito importante na APVT, pois um grande número de cenários de falta deve ser simulado para estimar os índices com uma precisão adequada.

A SMC não-sequencial é utilizada pelos autores das referências (Lope, 2005), (Bordalo et al., 2005) e (Bordalo et al., 2006) para estimar o índice SARFI em redes de distribuição com topologia radial. Este índice é estimado considerando-se as seguintes incertezas associadas com os cenários de falta: número de faltas em cada componente, posição da falta na linha onde ocorreu o curto-circuito, tipos de falta (monofásica, bifásica e trifásica) e fases envolvidas na falta. O número de faltas em cada componente é amostrado usando-se a distribuição de Poisson. A amostragem do número de faltas no período de estudo permitiu gerar as distribuições de probabilidade do índice SARFI. Estas distribuições podem ser utilizadas para avaliar os riscos de violação de metas especificadas para o índice SARFI.

Outra contribuição importante das referências (Lope, 2005), (Bordalo et al., 2005) e (Bordalo et al., 2006) é a estimação das VTCD através de um modelo de coordenadas de fase em regime permanente, ao invés do uso de componentes simétricos, para representar precisamente a natureza desbalanceada da rede de distribuição.

Na referência (Oliveira et al., 2009) os índices calculados a partir de uma análise histórica das VTCD (monitoramento ou medição) são validados através de uma comparação com os índices estimados via APVT baseada na SMC não-sequencial. A validação dos resultados do monitoramento é realizada usando testes de hipóteses e intervalos de confiança para as frequências e magnitudes das VTCD nos pontos de carga. Os índices estimados pela APVT foram obtidos considerando-se as seguintes incertezas associadas com os cenários de falta: número de ocorrências, localização, tipo e resistência. A referência Oliveira et al. (2009) concluiu que é necessário usar períodos de monitoramento mais longos para que os resultados das medições sejam comparáveis com aqueles fornecidos pela APVT. O período de monitoramento considerado pelos autores foi somente de seis meses. Este período de tempo é muito curto para obter uma amostra significativa de cenários de falta. Por exemplo, um estudo de monitoramento de VTCD realizado pelo EPRI (“Electric Power Research Institute”) coletou dados por um período de dois anos (Sabin et al., 1999).

A partir da revisão bibliográfica realizada acima, pode-se concluir que tanto a SMC como o MEE tem sido usado na APVT. A SMC tem custos computacionais consideravelmente menores do que o MEE nos casos onde é necessário incluir incertezas associadas com flutuações na carga e na potência de saída de fontes de energia renováveis. Devido a isto, nenhuma metodologia, baseada no MEE, tem incluído estes efeitos na APVT. Adicionalmente, a SMC pode gerar as distribuições de probabilidade de índices de qualidade de energia (por exemplo, o SARFI), enquanto que o MEE pode estimar apenas os valores esperados. Desta forma, a SMC é a técnica mais adequada para a APVT. O MEE e a SMC foram usados para incluir os seguintes tipos de incertezas associados com os cenários de falta na APVT: número de ocorrências, tipos de falta, resistência da falta e fases envolvidas na falta.

Do ponto de vista da modelagem da rede elétrica, dois paradigmas têm sido utilizados para estimar as magnitudes das VTCD: estático e dinâmico (transitório). Os modelos estáticos são capazes de fornecer resultados com precisão comparável aqueles

obtidos com monitoramento e simulação dinâmica. Estes modelos tem baixo custo computacional, que é uma característica muito importante em estudos onde é necessário simular um grande número de cenários, tais como a APVT. No âmbito da modelagem estática, duas técnicas têm sido usadas para calcular as correntes de falta e as magnitudes das VTCD: os componentes simétricos e as coordenadas de fase. A modelagem de coordenadas de fase pode representar de forma mais precisa a natureza desbalanceada da rede de distribuição.

É importante mencionar que observou-se que nenhuma metodologia tem sido proposta para avaliar o efeito de flutuações de carga na APVT. Este aspecto é muito importante, pois os patamares de carga definem as tensões pré-falta, que por sua vez afetam as magnitudes das VTCD. A obtenção de tensões pré-falta através de estudos de fluxo de potência é realizada em alguns artigos (Milanovic et al. 2007; Oliveira et al. 2009). A modelagem da carga é determinística, ou seja, somente uma condição de carregamento é avaliada. Em outras palavras, as incertezas associadas com as flutuações de carga ao longo do período de estudo são desconsideradas.

Finalmente, deve-se enfatizar que apenas dois artigos analisaram o impacto da conexão de GD nos índices estimados pela APVT (Gnativ & Milanovic 2005; Milanovic et al. 2007). A metodologia proposta pelos autores destas referências se baseia no MEE. Consequentemente, ela possui as seguintes desvantagens:

- i) Não é possível gerar as distribuições de probabilidade para os índices estimados pela APVT, tais como o SARFI.
- ii) Flutuações de carga ao longo do período de estudo não podem ser modeladas devido ao alto custo computacional.
- iii) A potência de saída da GD é determinística, ou seja, intermitência na produção de energia típicas de GD renováveis (solar, eólica, maremotriz, etc.) são desconsideradas.
- iv) O desbalanceamento natural da rede elétrica não é modelado de forma adequada, visto que as VTCD são calculadas usando o método de componentes simétricos.

## 1.6 MOTIVAÇÃO

Os tópicos abordados nas seções precedentes demonstraram que a APVT é uma ferramenta de fundamental importância no planejamento da rede de distribuição. Esta importância se deve ao fato de que a APVT permite identificar os projetos mais eficientes para mitigar os problemas causados pelas VTCD. A revisão bibliográfica sobre APVT revelou que nenhuma metodologia foi proposta com o objetivo de incorporar as flutuações aleatórias na carga e na potência de saída de GD eólica na estimação dos índices associados com VTCD. Com os consumidores mais conscientes sobre problemas de qualidade de energia e os incentivos do governo para a utilização de fontes de energia renováveis, torna-se necessário desenvolver metodologias capazes de incorporar as incertezas citadas acima na APVT. Neste contexto, esta dissertação tem como objetivo propor uma metodologia probabilística para realizar uma APVT em redes de distribuição de energia elétrica.

## 1.7 OBJETIVOS

Esta dissertação tem o propósito de modelar as incertezas intrínsecas aos cenários de falta na estimação de índices associados com VTCD através de métodos probabilísticos. São propostos modelos e técnicas para incluir as flutuações associadas com a carga e a geração eólica na APVT.

Os principais objetivos desta dissertação são:

- i) Modelar os componentes da rede de distribuição em coordenadas de fase.
- ii) Integrar ferramentas de análise em regime permanente (fluxo de potência e análise de faltas) com os modelos probabilísticos de eventos associados com VTCD.
- iii) Avaliar o impacto da inserção de GD eólica nos índices de qualidade referentes as VTCD.
- iv) Analisar o efeito das variações da demanda ao longo do período de estudos nos índices estimados pela APVT.

v) Realizar análises de causa raiz e sensibilidade das incertezas com relação a índices nodais e sistêmicos associados com as VTCD, tais como:

- a) Valor esperado e desvio padrão do SARFI.
- b) Valor esperado da frequência nodal das VTCD.
- c) Distribuições de probabilidade do SARFI.
- d) Diagramas de caixa para as amostras do índice SARFI.
- e) Percentis da distribuição de probabilidade do SARFI.

Os índices citados acima são obtidos a partir da aplicação dos seguintes modelos:

- i) Método de soma de Admitâncias em coordenadas de fase para estimar tensões de pré-falta e pós-falta em redes de distribuição desbalanceadas.
- ii) SMC não-sequencial para representar as seguintes incertezas referentes aos cenários de falta: número de ocorrências, tipo, localização, fases envolvidas e carregamento da rede.
- iii) Distribuição Weibull bivariada para modelar incertezas associadas com a potência de saída da GD eólica.

## 1.8 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está dividida em capítulos:

Capítulo 1: Apresenta uma introdução sobre o tema, a revisão bibliográfica dos trabalhos sobre APVT, a motivação da pesquisa, os objetivos e a estrutura da dissertação.

Capítulo 2: Descreve o algoritmo de fluxo potência, baseado no método de soma de admitâncias, para estimar as tensões de pré-falta em redes de distribuição radiais desbalanceadas.

Capítulo 3: Apresenta uma descrição do algoritmo de análise de faltas, baseado no método de soma de admitâncias, para estimar as tensões de pós-falta em redes de distribuição desbalanceadas.

Capítulo 4: Descreve a modelagem dos cenários na SMC não-sequencial.

Capítulo 5: Mostra as flutuações na potência de saída da GD eólica, modeladas através da distribuição Weibull.

Capítulo 6: Descreve o modelo proposto para a estimação dos índices de conformidade de tensão.

Capítulo 7: Apresenta os resultados dos testes com o modelo desenvolvido nesta dissertação para a APVT.

Capítulo 8: Apresenta as conclusões obtidas com o estudo realizado nesta dissertação e sugestões para pesquisas futuras associadas com VTCD.

## 2 FLUXO DE POTÊNCIA EM COORDENADAS DE FASE PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS

### 2.1 INTRODUÇÃO

As principais características das redes de distribuição atuais são a radialidade e a natureza desbalanceada. A radialidade está associada com a inexistência de laços (malhas), isto é, o fluxo de corrente é unidirecional (da fonte para as cargas). Por outro lado, o desbalanceamento das redes de distribuição é originado pelos seguintes fatores: desequilíbrio das cargas, não-transposição dos circuitos e existências de laterais monofásicas e/ou bifásicas conectadas a troncos primários. Devido a isto, os resultados fornecidos por métodos de fluxo de potência balanceados (sequência positiva) têm precisão limitada em redes de distribuição. Os algoritmos de fluxo de potência em redes de distribuição são geralmente projetados em coordenadas de fase para modelar de forma adequada o desbalanceamento da rede elétrica (Kersting, 2007). Estes algoritmos exploram a estrutura radial da rede para reduzir o custo computacional associado com a solução de sistemas lineares. Os algoritmos de fluxo de potência que exploram a estrutura radial da rede de distribuição são denominados de algoritmos de varredura progressiva/regressiva (“forward/backward sweep”) (Kersting, 2007). Estes algoritmos basicamente diferem entre si na escolha da variável que é usada na varredura regressiva. As principais versões dos algoritmos de fluxo de potência para redes com topologias radiais são: soma de correntes (Shirmohammadi et al., 1988), soma de potências (Baran & Wu 1989; Rajicic et al. 1994) e soma de admitâncias (Rajicic & Taleski 1998; Todorovski & Rajicic 2003). Nesta dissertação, o algoritmo de varredura que estima as tensões pré-falta se baseia no Método de Soma de Admitâncias (MSA), por este método poder ser facilmente estendido para análise de faltas em redes de distribuições radiais desbalanceadas.

O MSA em coordenadas de fase requer que todos os componentes da rede sejam modelados em coordenadas de fase, isto é, exige a representação explícita das tensões e correntes de todos os componentes (linhas, transformadores, cargas, geradores) em cada fase da rede elétrica. Nas seções que se seguem será apresentada a modelagem de cada componente e a metodologia usada no MSA.

## 2.2 MODELAGEM DAS CARGAS

A modelagem das cargas é feita utilizando representação trifásica. No caso mais geral, que é uma carga complexa com componentes de corrente constante, impedância constante e potência constante, é modelada por:

$$P_i^f = P_{0i}^f (K_{PC}^f + K_{CC}^f |V_i^f| + K_{IC}^f |V_i^f|^2) \quad (2.1)$$

$$Q_i^f = Q_{0i}^f (K_{PC}^f + K_{CC}^f |V_i^f| + K_{IC}^f |V_i^f|^2) \quad (2.2)$$

$$f \in \{a, b, c\}$$

Onde:

$f \in \{a, b, c\}$  – é o conjunto de fases da rede elétrica.

$P_{0i}^f$  – é a potência ativa monofásica nominal da fase  $f$  no nó  $i$ .

$Q_{0i}^f$  – é a potência reativa monofásica nominal da fase  $f$  no nó  $i$ .

$P_i^f$  – é a potência ativa monofásica da fase  $f$  no nó  $i$ .

$Q_i^f$  – é a potência reativa monofásica da fase  $f$  no nó  $i$ .

$K_{PC}^f$  – é o percentual da carga conectada a fase  $f$  no nó  $i$ , modelada como potência constante.

$K_{CC}^f$  – é o percentual da carga conectada a fase  $f$  no nó  $i$ , modelada como corrente constante.

$K_{IC}^f$  – é o percentual da carga conectada a fase  $f$ , nó  $i$ , modelada como impedância constante.

$|V_i^f|$  – é a magnitude da tensão de fase (da fase  $f$ ) no nó  $i$ .

Tem-se que  $K_{PC}^f + K_{CC}^f + K_{IC}^f = 1$ . Quando  $|V_i^f| = 1$  a carga complexa conectada ao nó  $i$  é igual a  $P_{0i}^f + jQ_{0i}^f$ .

A partir das equações (2.1) e (2.2), que representam a modelagem geral das cargas, pode-se modelar a carga complexa conectada ao nó  $i$  através de uma admitância constante ( $L_i^f$ ) em paralelo com uma injeção de corrente constante ( $IL_i^f$ ), conforme as equações (2.3) e (2.4):

$$L_i^f = K_{IC}^f (P_{0i}^f - jQ_{0i}^f) \quad (2.3)$$

$$IL_i^f = \frac{(K_{PC}^f + K_{CC}^f |V_i^f|) \cdot (P_{0i}^f - jQ_{0i}^f)}{V_i^{f*}} \quad (2.4)$$

$$f \in \{a, b, c\}$$

As correntes da carga são representadas matricialmente através de um vetor de injeção de corrente ( $JL_i$ ) de dimensão 3x1, conforme a Equação (2.5). A admitância da carga é representada matricialmente através de uma matriz de admitância de carga ( $YL_i$ ) 3x3. A Figura 2.1 mostra a modelagem da carga.

$$JL_i = \begin{bmatrix} IL_i^a \\ IL_i^b \\ IL_i^c \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

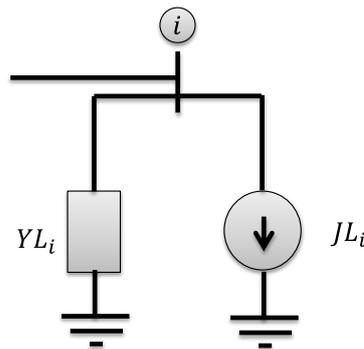


Figura 2.1: Modelagem da Carga

A matriz de admitância de uma carga conectada em Y é formada por uma matriz diagonal, onde os elementos da diagonal são iguais as admitâncias  $L_i^f$ , onde  $f$  representa as

fases da rede ( $f \in \{a, b, c\}$ ). A Equação (2.6) apresenta a modelagem de admitância de carga para a carga conectada em Y.

$$YL_i = \begin{bmatrix} L_i^a & 0 & 0 \\ 0 & L_i^b & 0 \\ 0 & 0 & L_i^c \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Para cargas conectadas em  $\Delta$ , a matriz de admitância será dada pela Equação (2.7).

$$YL_i = \begin{bmatrix} L_i^{ab} + L_i^{ca} & -L_i^{ab} & -L_i^{ca} \\ -L_i^{ab} & L_i^{ab} + L_i^{bc} & -L_i^{bc} \\ -L_i^{ca} & -L_i^{bc} & L_i^{bc} + L_i^{ca} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

### 2.3 MODELAGEM DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREA

A modelagem das linhas de transmissão aérea foi feita neste trabalho utilizando as equações modificadas de Carson (Kersting, 2002). A matriz de impedância de fase ( $Z_{LT}$ ) é representada através de uma matriz 3x3. A Figura 2.2 apresenta a modelagem da matriz de impedância de fase e a Equação (2.8) representa sua regra de formação.

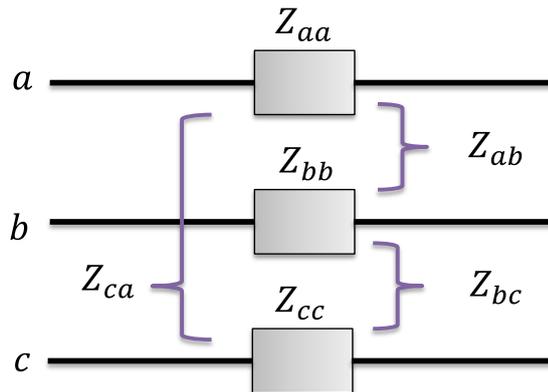


Figura 2.2: Modelagem da matriz de impedância de fase

$$Z_{LT} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ca} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Os elementos da matriz de impedância de fase são calculados neste trabalho utilizando as equações modificadas de Carson. A escolha deste modelo se deve as redes de distribuição serem desbalanceadas por natureza devido a: linhas aéreas não-transpostas, presença de trechos trifásicos, bifásicos e monofásicos em um mesmo alimentador e cargas desequilibradas.

Assumindo a frequência da rede igual a 60 Hz e a resistividade do solo igual a  $100 \Omega \cdot m$ , as equações de Carson são dadas por:

$$z_{ii} = r_i + 0,09530 + j0,12134 \left( \ln \frac{1}{GMR_i} + 7,93402 \right) \Omega/milha \quad (2.9)$$

$$z_{ij} = 0,09530 + j0,12134 \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + 7,93402 \right) \Omega/milha \quad (2.10)$$

Onde:

$r_i$  – é a resistência do condutor  $i$  em  $\Omega/milha$ .

$GMR_i$  – é o raio médio geométrico do condutor  $i$ , em pés.

$D_{ij}$  – é a distância entre os condutores  $i$  e  $j$ , em pés.

$z_{ii}$  – é a impedância própria do condutor  $i$ .

$z_{ij}$  – é a impedância mútua entre os condutores  $i$  e  $j$ .

## 2.4 MÉTODO DA SOMA DE ADMITÂNCIAS

A principal característica do MSA é a representação da carga através de uma admitância em paralelo com uma injeção de corrente. Para cada nó  $k$  da rede deve-se determinar a matriz de admitância equivalente ( $YE_k$ ) vista a jusante do nó  $k$  e um vetor de injeção de corrente equivalente ( $JE_k$ ) que alimenta a rede a partir do nó  $k$ . O MSA possui basicamente as seguintes etapas: inicialização das variáveis, varredura regressiva e varredura progressiva. Cada etapa será detalha nas próximas seções.

### 2.4.1 Inicialização das Variáveis:

Nesta etapa as variáveis  $YE_k$  e  $JE_k$  são inicializadas com os valores presentes inicialmente em cada nó:

$$YE_k = YE_{k(inicial)} \quad k = 1, \dots, n \quad (2.11)$$

$$JE_k = JE_{k(inicial)} \quad k = 1, \dots, n \quad (2.12)$$

Onde:

$YE_{k(inicial)}$  – é o somatório de todas as matrizes de admitância do nó  $k$ : admitância de carga ( $YL_k$ ), admitância da GD ( $YG_k$ ).

$JE_{k(inicial)}$  – é o somatório de todos os vetores de injeção de corrente presentes no nó  $k$ : injeção de corrente de carga ( $JL_k$ ), injeção da corrente da GD ( $JG_k$ ).

A matriz de admitância da GD será detalhada no capítulo 5 intitulado “Modelagem Probabilística da GD Eólica”.

### 2.4.2 Varredura Regressiva:

Nesta etapa são calculados a admitância equivalente ( $YE_k$ ) e a injeção de corrente equivalente ( $JE_k$ ) para cada nó da rede. A varredura regressiva é realizada partindo dos nós finais da rede em direção ao nó fonte. Os ramos da rede devem ser classificados em ordem crescente de profundidade, isto é, o número de ramos entre o nó final de um ramo e o nó raiz (nó inicial do ponto de fornecimento), excluindo-se o próprio ramo. Consequentemente, a profundidade de um ramo associado com um ponto de fornecimento é zero. A definição de profundidade de um ramo é ilustrada na Figura 2.3.

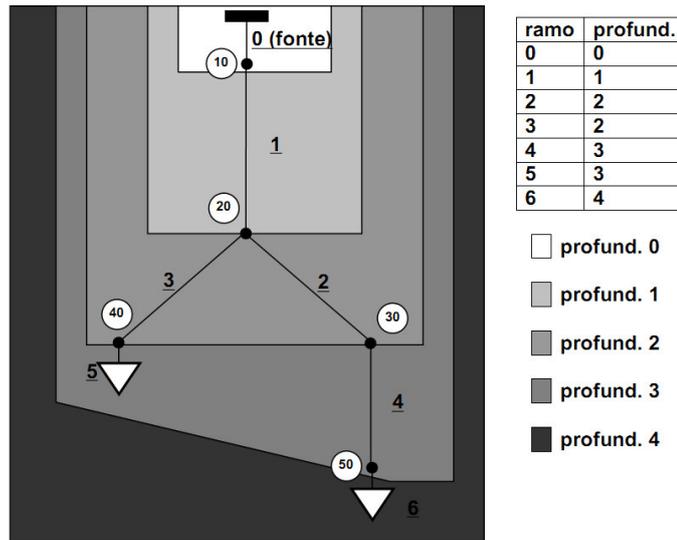


Figura 2.3: Ilustração do conceito de profundidade de um ramo, onde os triângulos são usados para simbolizar as cargas da rede de distribuição.

A Figura 2.4 mostra o circuito equivalente utilizado na varredura regressiva.

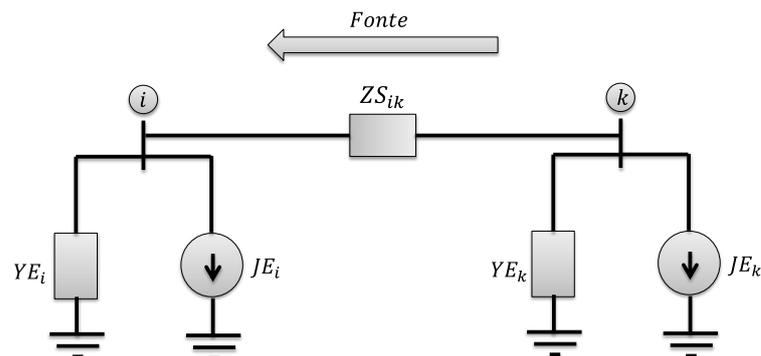


Figura 2.4: Circuito Equivalente da Varredura Regressiva

Desta forma, a varredura regressiva é realizada de acordo com os seguintes passos:

- i) Repita os passos (ii)-(iv) para  $j = N_r, \dots, 1$ , onde  $N_r$  é o número de ramos da lista ordenada.
- ii) Obtenha o nó inicial  $i$  e o nó final  $k$  do  $j$ -ésimo ramo da lista ordenada.
- iii) Calcule a Admitância Equivalente ( $Y_{eq}$ )

$Y_{eq}$  é a admitância vista a partir do nó  $i$ , mas excluindo-se a admitância própria do nó  $i$   $YE_i$ . Esta admitância é obtida considerando-se a fonte de corrente  $JE_k$  como um circuito aberto e combinando-se as impedâncias em série  $ZS_{ik}$  e  $YE_k$ . Desta forma, tem-se:

$$Z_{eq} = ZS_{ik} + YE_k^{-1} \quad (2.13)$$

Lembrando que a admitância é o inverso da impedância tem-se:

$$Y_{eq} = Z_{eq}^{-1} \Rightarrow (ZS_{ik} + YE_k^{-1})^{-1} \quad (2.14)$$

Fazendo-se

$$D_k = (I + ZS_{ik}YE_k)^{-1} \quad (2.15)$$

Pode-se reescrever a equação (2.14) como:

$$Y_{eq} = YE_k D_k \quad (2.16)$$

Onde,  $I$  é uma matriz identidade de dimensão  $3 \times 3$ .

#### iv) Calcule a da Injeção de Corrente Equivalente ( $IN$ )

$IN$  é a corrente de Norton na barra  $i$ , mas excluindo-se a injeção de corrente própria do nó  $i$   $JE_i$ . Esta corrente pode ser obtida aplicando-se a Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC) no circuito da Figura 2.5 como (Bordalo et al., 2004):

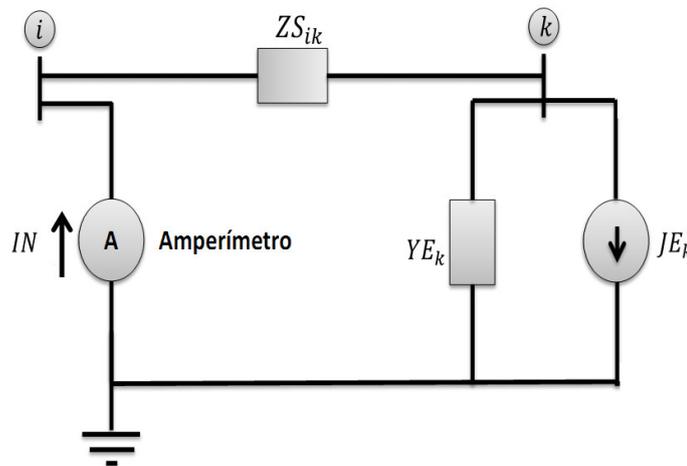


Figura 2.5: Circuito Equivalente de Norton.

Aplicando-se a Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC) no nó  $k$  do circuito da Figura 2.5 resulta em:

$$IN = YE_k V_k + JE_k \quad (2.17)$$

O amperímetro do circuito da Figura 2.5 tem impedância nula. Desta forma, pode-se expressar as correntes nos ramos associados com  $ZS_{ik}$  e  $YE_k$  em função da tensão  $V_k$  na LKC como se segue:

$$\begin{aligned} ZS_{ik}^{-1}V_k + YE_kV_k + JE_k &= 0 \Rightarrow \\ V_k &= -(I + ZS_{ik}YE_k)^{-1}ZS_{ik}JE_k = V_k = -D_kZS_{ik}JE_k \end{aligned} \quad (2.18)$$

Substituindo a equação (2.19) na equação (2.17), tem-se:

$$IN = -YE_kD_kZS_{ik}JE_k + JE_k \quad (2.19)$$

Colocando  $JE_k$  em evidência na equação (2.19), tem-se:

$$IN = (I - YE_kD_kZS_{ik})JE_k \quad (2.20)$$

Esta metodologia, proposta por Bordalo et al. (2004), foi utilizada porque ela resolve o problema de singularidade na inversão de matrizes, encontrados na versão original do método (Rajicic & Taleski 1998; Todorovski & Rajicic 2003).

#### v) Cálculo de $YE_{i(novo)}$ e $JE_{i(novo)}$

Após o cálculo da admitância equivalente  $Y_{eq}$  e a injeção de corrente equivalente  $IN$ , deve-se atualizar os valores de admitância e injeção de corrente equivalente do ramo  $i$ :

$$YE_{i(novo)} = YE_{i(antigo)} + Y_{eq} \quad (2.21)$$

$$JE_{i(novo)} = JE_{i(antigo)} + IN \quad (2.22)$$

O termo “antigo” representa o valor da variável antes do processamento do ramo  $i-k$  e o termo “novo” representa o valor da variável após o processamento do ramo  $i-k$ .

### 2.4.3 Varredura Progressiva

Nesta etapa são calculados os valores de tensão para todos os nós da rede, partindo do nó fonte (geralmente uma subestação) até os nós terminais da rede. Esse processo é realizado utilizando o princípio da superposição dos efeitos das fontes de corrente e de tensão do circuito equivalente mostrado na Figura 2.6.

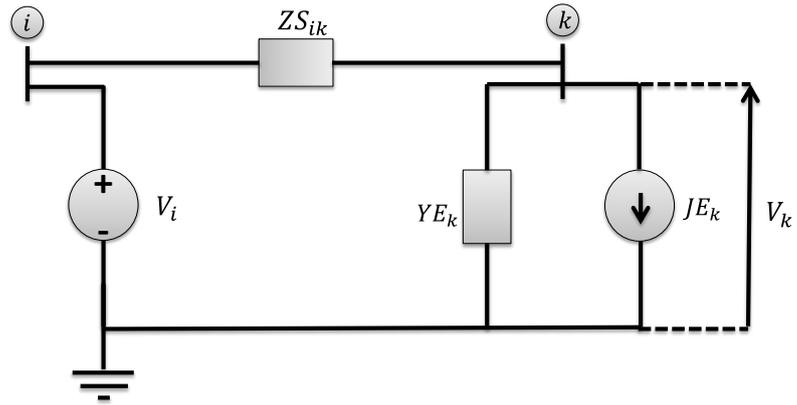


Figura 2.6: Circuito Equivalente para Varredura Progressiva

Aplicando superposição no circuito da Figura 2.6 faz com que a tensão no nó  $k$  ( $V_k$ ) seja dada pela soma de duas componentes:

- i) tensão devido a contribuição da fonte de tensão:  $V_{k(V_i)}$ .
- ii) tensão devido a contribuição da fonte de corrente:  $V_{k(JE_k)}$ .

Desta forma, tem-se que a tensão resultante  $V_k$  é obtida de acordo com a equação (2.21).

$$V_k = V_{k(V_i)} + V_{k(JE_k)} \quad (2.23)$$

Para se calcular a contribuição da fonte de tensão, deve-se substituir a fonte de corrente por um circuito aberto, conforme mostrado na Figura 2.7.

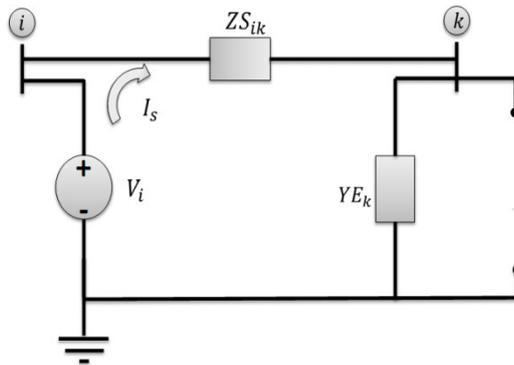


Figura 2.7: Circuito Equivalente para Calculo de  $V_{k(V_i)}$

Aplicando-se Lei de Kirchhoff das Tensões (LKT) no circuito da Figura 2.7 tem-se:

$$-V_i + ZS_{ik}I_s + YE_k^{-1}I_s = 0 \quad (2.24)$$

Explicitando-se  $I_s$  em (2.24) resulta em:

$$I_s = (ZS_{ik} + YE_k^{-1})^{-1}V_i \quad (2.25)$$

Colocando  $YE_k^{-1}$  em evidência na equação (2.25) resulta em:

$$I_s = YE_k(ZS_{ik}YE_k + I)^{-1}V_i \quad (2.26)$$

A partir da equação (2.15), tem-se que  $D_k = (I + YZS_{ik}YE_k)^{-1}$ . Substituindo-se (2.15) em (2.26), resulta em:

$$I_s = YE_k D_k V_i \quad (2.27)$$

Aplicando-se a Lei de Ohm no ramo associado com  $YE_k$  tem-se:

$$V_{k(V_i)} = YE_k^{-1}I_s \quad (2.28)$$

Substituindo a equação (2.27) na equação (2.28), chega-se ao valor da contribuição da fonte de tensão:

$$V_{k(V_i)} = D_k V_i \quad (2.29)$$

O cálculo da contribuição da fonte de corrente é realizado substituindo-se a fonte de tensão por um curto-circuito conforme é mostrado na Figura 2.8.

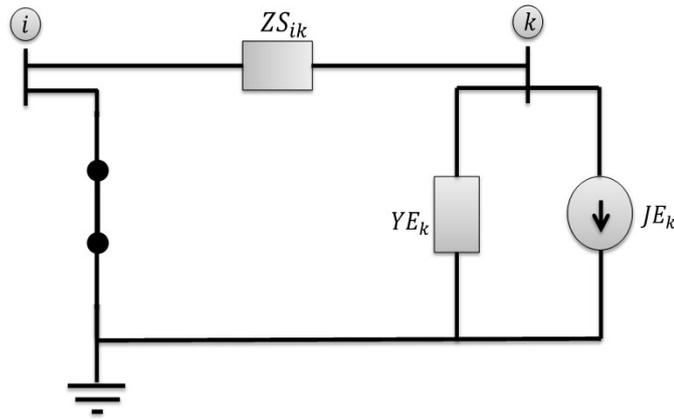


Figura 2.8: Circuito Equivalente para cálculo de  $V_{k(JE_k)}$

Aplicando-se a LKC no circuito da Figura 2.8 tem-se:

$$JE_k + ZS_{ik}^{-1}V_{k(JE_k)} + YE_k V_{k(JE_k)} = 0 \quad (2.30)$$

Explicitando-se  $V_{k(JE_k)}$  na equação (2.10) e colocando-se  $ZS_{ik}$  em evidência tem-se:

$$V_{k(JE_k)} = -(I + ZS_{ik}YE_k)^{-1}ZS_{ik}JE_k \quad (2.31)$$

A partir da equação (2.15), tem-se que  $D_k = (I + YZS_{ik}YE_k)^{-1}$ . Substituindo (2.15) em (2.31), tem-se:

$$V_{k(JE_k)} = -D_k ZS_{ik} J E_k \quad (2.32)$$

Substituindo as equações (2.29) e (2.32) na equação (2.21), tem-se que  $V_k$  é dada por:

$$V_k = D_k V_i - D_k ZS_{ik} J E_k \quad (2.33)$$

Isolando o termo  $D_k$  na equação (2.33) chega-se a equação (2.34), utilizada para o cálculo da tensão na varredura progressiva do MSA.

$$V_k = D_k (V_i - ZS_{ik} J E_k) \quad (2.34)$$

Finalmente, a varredura progressiva (“forward sweep”) é realizada de acordo com o seguinte algoritmo conceitual:

- i) Repita os passos (ii)-(iii) para  $j = 1, \dots, Nr$ .**
- ii) Obtenha o nó inicial  $i$  e o nó final  $k$  do  $j$ -ésimo ramo da lista ordenada.**
- iii) Calcule  $V_k$  usando a equação (2.34).**

A realização de uma varredura progressiva após uma varredura regressiva define uma iteração do MSA. Desta forma, o MSA pode ser resumido nos seguintes passos:

- i) Inicializar as tensões nodais.**
- ii) Realizar uma varredura progressiva para estimar as admitâncias e injeções de correntes nodais usando as equações (2.21) e (2.22)**
- iii) Realizar uma varredura progressiva para determinar as tensões nodais usando a equação (2.34)**
- iv) Finalizar o algoritmo se um critério de convergência for satisfeito ou se o número máximo de iterações for obtido. Caso contrário, retorne para o passo (ii).**

Os critérios de convergência tipicamente usados em algoritmos de fluxo de potência para redes radiais são o desvio máximo nas magnitudes das tensões de fase entre iterações consecutivas e os valores máximos dos resíduos nodais de potência ativa e reativa.

## 2.5 MODELAGEM DO TRANSFORMADOR NO MSA

A modelagem do transformador no MSA utilizada nesta dissertação foi apresentada primeiramente no trabalho de (Todorovski, et al., 2003). O transformador no MSA é modelado usando o mesmo princípio da modelagem das cargas e das linhas. O circuito equivalente simplificado para a modelagem do transformador é mostrado na Figura 2.9.

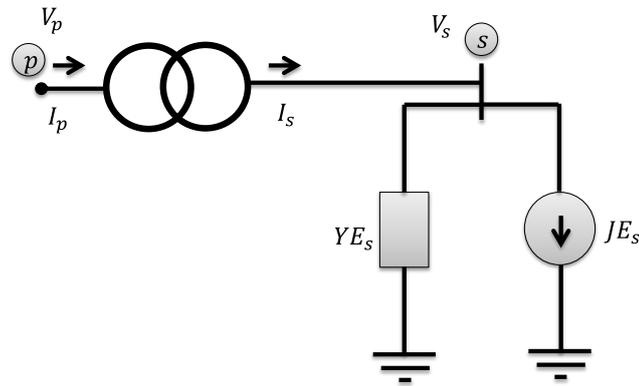


Figura 2.9: Circuito Equivalente para Modelagem do Transformador.

As relações entre as tensões dos terminais primário e secundário de um transformador trifásico são definidas de acordo com a equação (2.35).

$$\begin{bmatrix} I_p \\ -I_s \end{bmatrix} = [Y_t] \begin{bmatrix} V_p \\ V_s \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Onde:

$Y_t$  é a matriz de admitância nodal associada com o transformador. Esta matriz é particionada como se segue:

$$Y_t = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{ps} \\ Y_{sp} & Y_{ss} \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

$I_p$  e  $V_p$  são vetores trifásicos de corrente e tensão do primário do transformador.

$I_s$  e  $V_s$  são vetores trifásicos de corrente e tensão do secundário do transformador.

$Y_{pp}$ ,  $Y_{ps}$ ,  $Y_{sp}$  e  $Y_{ss}$  são submatrizes que formam a matriz de admitância nodal  $Y_t$ .

Chen et al. (1991) apresentaram as submatrizes para as conexões mais comuns dos transformadores trifásicos considerando perdas no núcleo e perdas no cobre, o tipo de conexão dos enrolamentos e o deslocamento de fase. A equação (2.36) e a Tabela 2.1 apresentam os valores das submatrizes para os principais tipos de conexões dos transformadores.

Tabela 2.1: Submatrizes de Admitância Nodal para Transformadores Trifásicos

Conexão do Transformador		Admitância Própria		Admitância Mútua	
Primário	Secundário	$Y_{pp}$	$Y_{ss}$	$Y_{ps}$	$Y_{sp}$
Y aterrado	Y aterrado	$Y_I$	$Y_I$	$-Y_I$	$-Y_I$
Y aterrado	Y	$Y_{II}$	$Y_{II}$	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y aterrado	Delta	$Y_I$	$Y_{II}$	$Y_{III}$	$Y_{III}^t$
Y	Y aterrado	$Y_{II}$	$Y_{II}$	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Y	$Y_{II}$	$Y_{II}$	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Delta	$Y_{II}$	$Y_{II}$	$Y_{III}$	$Y_{III}^t$
Delta	Y aterrado	$Y_{II}$	$Y_I$	$Y_{III}^t$	$Y_{III}$
Delta	Y	$Y_{II}$	$Y_{II}$	$Y_{III}^t$	$Y_{III}$
Delta	Delta	$Y_{II}$	$Y_{II}$	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$

Onde:

$$Y_I = y_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad Y_{II} = \frac{y_t}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad Y_{III} = \frac{y_t}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$

$y_t$  é a admitância do transformador em pu.

A partir da Figura 2.9, tem-se que:

$$I_s = YE_s V_s + JE_s \quad (2.37)$$

Das equações (2.35) e (2.37) pode-se escrever uma equação para  $V_s$  em função de  $JE_s$ ,  $V_p$  e dos elementos da matriz  $Y_t$  como:

$$V_s = D_s V_p + Z_s JE_s \quad (2.38)$$

Onde:

$$Z_s = -(YE_s + Y_{ss})^{-1} \quad (2.39)$$

$$D_s = Z_s Y_{sp} \quad (2.40)$$

A partir das equações (2.35) e (2.37) é possível obter expressões para a matriz de admitância equivalente e o vetor de corrente equivalente no primário do transformador. Estas expressões são definidas nas equações (2.41) e (2.42).

$$YE_p = Y_{pp} + Y_{ps} D_s \quad (2.41)$$

$$JE_p = Y_{ps} Z_s J E_s \quad (2.42)$$

As equações (2.41) e (2.42) são utilizadas na varredura regressiva para o cálculo da matriz de admitância equivalente e do vetor de corrente equivalente no primário do transformador no MSA.

Substituindo a Equação (2.40) na Equação (2.38), tem-se:

$$V_s = Z_s (Y_{sp} V_p + J E_s) \quad (2.43)$$

A Equação (2.43) é utilizada para o cálculo da tensão no secundário do transformador na varredura regressiva do MSA.

### **3 CURTO-CIRCUITO EM COORDENADAS DE FASE PARA ANÁLISE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

#### **3.1 INTRODUÇÃO**

A análise de curto-circuito em redes elétricas desbalanceadas foi tradicionalmente realizada através da aplicação de componentes simétricas. No entanto, essa técnica não é adequada para redes de distribuição, que são naturalmente desbalanceadas devido a: ausência de transposição de linhas e existências de circuitos monofásicos e trifásicos em um mesmo alimentador. Nesta situação, o uso de componentes simétricos se torna inadequado, pois não será possível representar a rede através das três componentes de sequência independentes. Outra desvantagem de se utilizar componentes simétricas, é que as combinações de fases envolvidas em uma falta são limitadas, Por exemplo, usando componentes simétricos só é possível simular faltas monofásicas de uma das fase para a terra. Desta forma, este método não é adequado para reconhecer incertezas associadas com as fases envolvidas na falta (Kersting, 2002).

Uma alternativa para realizar estudos de curtos circuitos em redes de distribuição é a utilização do método de coordenadas de fase, onde, conforme já explicado no Capítulo 2, todas as fases da rede elétrica são representadas de forma explícita, ao invés de serem transformadas em componentes simétricos utilizando as componentes de sequência. Com isso, os sistemas desbalanceados são modelados de forma precisa.

Analogamente a análise do fluxo de potência, na análise de curto-circuito também foi utilizado o MSA em coordenadas de fase. O MSA utilizado para análise de curto circuito é similar ao utilizado para avaliação do fluxo de potência, com a inclusão da modelagem de falta em linhas de distribuição aéreas. Nas próximas seções serão apresentadas a modelagem das faltas e em seguida a sua aplicação no MSA para avaliação de curto-circuito.

## 3.2 MODELAGEM DOS TIPOS DE FALTAS

Em redes de distribuição aéreas o maior número de faltas ocorre nas linhas de distribuição. Este fato é devido às linhas estarem expostas em toda a sua extensão, a diversos modos de falha, tais como: vandalismo, abalroamento de postes, contato de animais e árvores com a rede elétrica, descargas atmosféricas, curto-circuito devido a pipas, contaminação de isoladores por salitre, etc.

As redes de distribuição estão sujeitas a cinco tipos de curtos circuitos: monofásico, bifásico, bifásico-terra, trifásico, trifásico-terra (Brown, 2009). A modelagem de cada um destes tipos de faltas no MSA é obtida através de matrizes de admitâncias que são obtidas através do circuito equivalente correspondente a cada tipo de falta.

### 3.2.1 Matriz de Admitância para Faltas Trifásicas-Terra

A Figura 3.1 apresenta o circuito equivalente para a modelagem da falta trifásica-terra, onde  $Y_f$  é a admitância de falta.

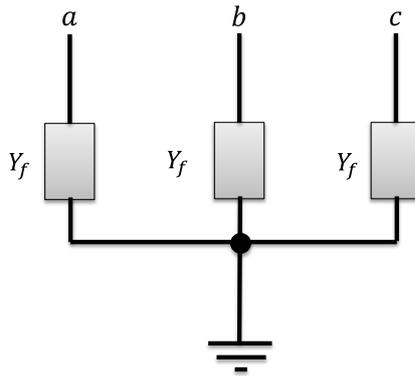


Figura 3.1: Circuito equivalente para a modelagem da falta trifásica-terra.

A representação matricial é obtida através da Figura 3.1 e é mostrada na equação (3.1), onde  $Y_{f_{3\phi-T}}$  é a matriz de admitância para a falta trifásica-terra.

$$Yf_{3\phi-T} = \begin{bmatrix} y_f & 0 & 0 \\ 0 & y_f & 0 \\ 0 & 0 & y_f \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

### 3.2.2 Matriz de Admitância para Falta Trifásicas

A Figura 3.2 mostra o circuito equivalente para a falta trifásica, onde x representa o ponto de ocorrência do curto circuito.

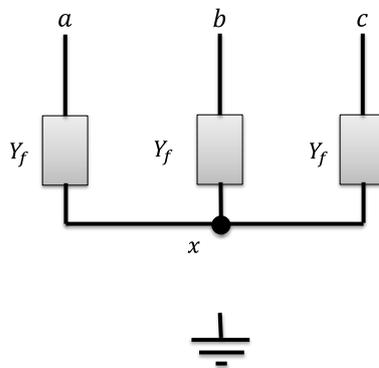


Figura 3.2: Circuito equivalente para a modelagem da falta trifásica.

Para a obtenção da matriz de admitância para faltas trifásicas ( $Yf_{3\phi}$ ) de dimensão 3x3, é necessário utilizar a transformação Y- $\Delta$  no circuito da Figura 3.2. Após a transformação obtém-se o circuito mostrado na Figura 3.3.

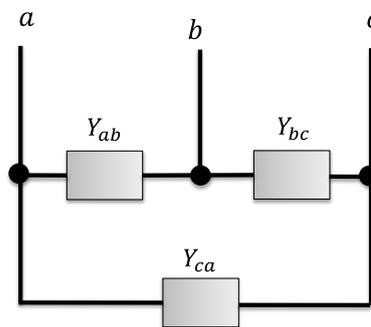


Figura 3.3: Circuito equivalente após a transformação Y- $\Delta$ .

A matriz de admitância do circuito da Figura 3.3 é dada pela equação (3.2).

$$Yf_{3\phi} = \begin{bmatrix} y_{ab} + y_{ca} & -y_{ab} & -y_{ca} \\ -y_{ab} & y_{ab} + y_{bc} & -y_{bc} \\ -y_{ca} & -y_{bc} & y_{bc} + y_{ca} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Para a transformação Y- $\Delta$  do circuito da Figura (3.1), onde as admitâncias são iguais, tem-se:

$$y_{ab} = y_{bc} = y_{ca} = \frac{1}{y_f} \quad (3.3)$$

Substituindo a equação (3.3) na equação (3.2), obtém-se a equação (3.4) que é a matriz de admitância utilizada para modelagem de faltas trifásicas ( $Yf_{3\phi}$ ).

$$Yf_{3\phi} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2y_f & -y_f & -y_f \\ -y_f & 2y_f & -y_f \\ -y_f & -y_f & 2y_f \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

### 3.2.3 Matriz de Admitância para Faltas Bifásicas-Terra

Faltas do tipo bifásica envolvem duas fases, que podem ser: a-b, b-c e c-a. A Figura 3.4 mostra o circuito equivalente que representa uma falta bifásica envolvendo as fases a-b.

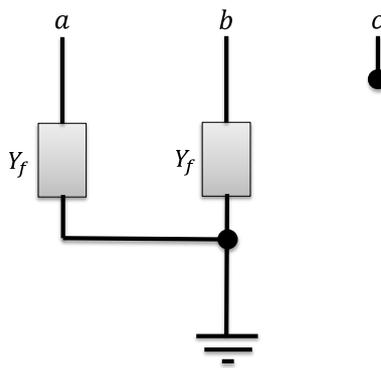


Figura 3.4: Circuito equivalente para a modelagem da falta bifásica-terra.

Analisando o circuito equivalente da Figura 3.4, pode-se chegar a matriz de admitância que representa a falta bifásica envolvendo as fases a-b ( $Yf_{2\phi-T}^{ab}$ ), que é dada pela equação (3.5).

$$Yf_{2\phi-T}^{ab} = \begin{bmatrix} y_f & 0 & 0 \\ 0 & y_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Um processo análogo pode ser utilizado para a obtenção das matrizes de admitância para faltas bifásicas envolvendo as fases b-c e c-a. As matrizes para esses dois tipos de falta são apresentadas respectivamente nas equações (3.6) e (3.7).

$$Yf_{2\phi-T}^{bc} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_f & 0 \\ 0 & 0 & y_f \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$Yf_{2\phi-T}^{ca} = \begin{bmatrix} y_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & y_f \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

### 3.2.4 Matriz de Admitância para Faltas Bifásicas

Conforme explicado na seção (3.2.3), as faltas bifásicas podem ocorrer de três combinações distintas. A Figura 3.5 mostra o circuito equivalente para falta bifásica envolvendo as fases a-b.

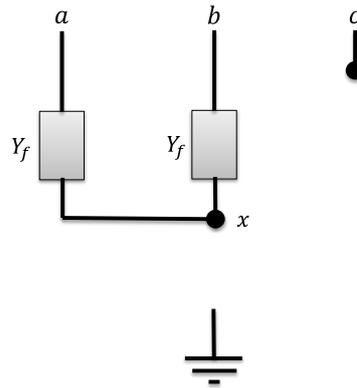


Figura 3.5: Circuito equivalente para a modelagem da falta bifásica.

Analisando o circuito da Figura 3.5 pode-se constatar que as admitâncias da fase a e da fase b estão em série, logo, o cálculo da admitância  $y_{ab}$  é dado pela equação (3.8).

$$y_{ab} = \frac{y_f \cdot y_f}{y_f + y_f} = \frac{y_f}{2} \quad (3.8)$$

De forma semelhante pode-se chegar aos valores de  $y_{bc}$  e  $y_{ca}$ , conforme equação (3.9).

$$y_{bc} = y_{ca} = 0 \quad (3.9)$$

Utilizando as equações (3.8) e (3.9) chega-se à matriz de admitância para faltas bifásicas envolvendo as fases a-b ( $Yf_{2\phi}^{ab}$ ):

$$Yf_{2\phi}^{ab} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} y_f & -y_f & 0 \\ -y_f & y_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Analogamente, encontram-se as matrizes de admitâncias para faltas bifásicas envolvendo as fases b-c e c-a, apresentadas nas equações (3.11) e (3.12), respectivamente:

$$Yf_{2\phi}^{bc} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_f & -y_f \\ 0 & -y_f & y_f \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$Yf_{2\phi}^{ca} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} y_f & 0 & -y_f \\ 0 & 0 & 0 \\ -y_f & 0 & y_f \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

### 3.2.5 Matriz de Admitância para Faltas Monofásicas

As faltas monofásicas envolvem apenas uma fase e o terra, portanto podem ser originada de três formas: fase a para o terra, fase b para o terra e fase c para o terra. A Figura 3.6 apresenta o circuito equivalente para uma falta monofásica na fase a.

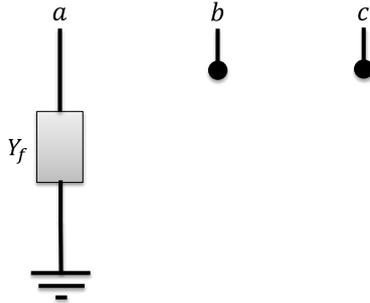


Figura 3.6: Circuito equivalente para a modelagem da falta monofásica.

Analisando o circuito da Figura 3.6, chega-se facilmente a matriz de admitância para falta monofásica na fase a ( $Yf_{1\phi}^a$ ), que é apresentada na equação (3.13).

$$Yf_{1\phi}^a = \begin{bmatrix} y_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

De forma análoga, pode-se chegar as matrizes de admitância para faltas monofásicas nas fases b e c, que são mostradas nas equações 3.14 e 3.15, respectivamente.

$$Yf_{1\phi}^b = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$Yf_{1\phi}^c = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & y_f \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

### 3.3 MODELAGEM DE FALTAS EM LINHAS AÉREAS

A modelagem de faltas em linhas de distribuição se inicia na análise de uma linha no estado pré-falta, conforme apresentado na Figura 3.7.

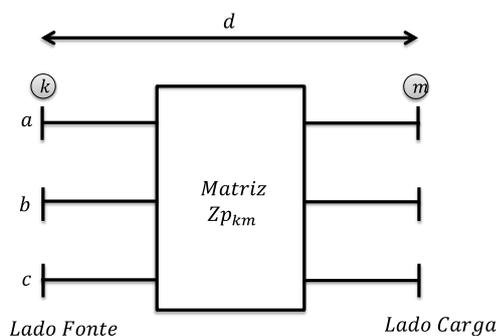


Figura 3.7: Trecho de uma linha de distribuição aérea.

Onde  $Zp_{km}$  é a matriz de impedância primitiva de fase de dimensão  $3 \times 3$ , obtida através das equações (2.7) e (2.8) e  $d$  é o comprimento do trecho  $k - m$  da linha de distribuição em milhas.

Quando acontece um curto circuito, um novo nó é adicionado à rede, pois a falta é modelada como um elemento shunt adicionada no ponto da falta. A representação do circuito equivalente para a condição de falta é mostrado na Figura 3.8, onde:

$\bar{Z}p_{km}(x)$  é a matriz de impedância primitiva normalizada do trecho  $k - f$ , que tem um comprimento  $x$ , em  $\Omega/milhas$ .

$\bar{Z}p_{km}(d - x)$  é a matriz de impedância primitiva normalizada do trecho  $f - m$ , que tem um comprimento  $d - x$ , em  $\Omega/milhas$ .

$Y_f$  é a matriz de admitância de falta, que conforme visto na seção 3.2 depende do tipo de falta.  $f$  é o nó originado pela falta.

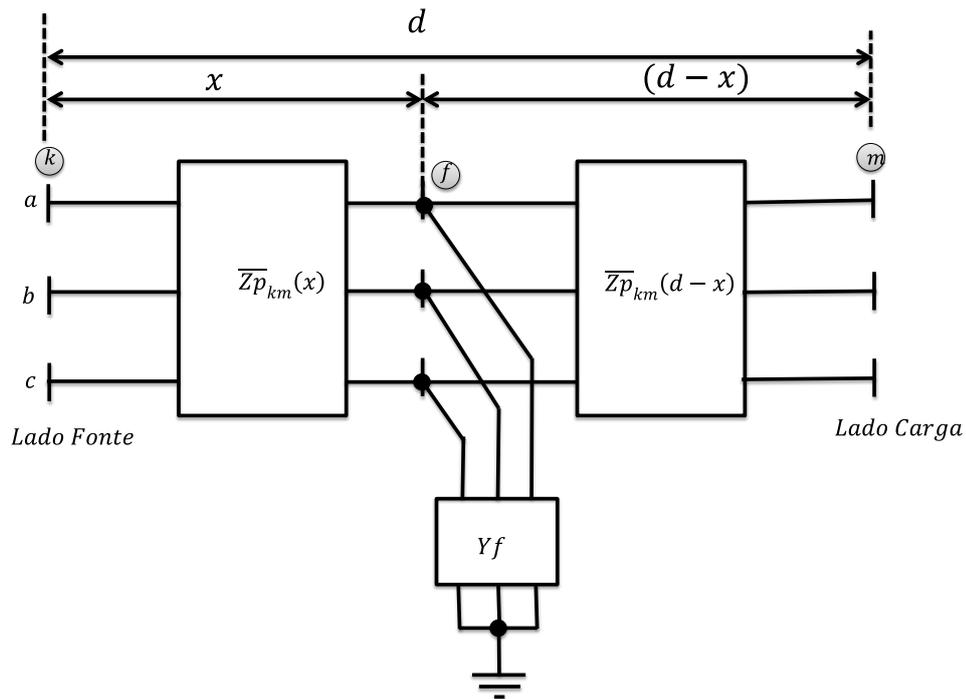


Figura 3.8: Circuito equivalente de uma linha de distribuição no estado de falta.

A inserção do nó  $f$  na rede tem como consequência a modificação de sua topologia e com isso, a estrutura de dados utilizada nos algoritmos de varredura regressiva e progressiva. Consequentemente, a cada simulação de falta, a estrutura de dados deveria ser reconstruída afim de que a falta pudesse ser simulada. Desta forma, o custo computacional do algoritmo se tornaria bastante elevado para simular uma grande quantidade de cenários de falta. Essa dificuldade pode ser contornada com a aplicação da Eliminação de Gauss para remover o nó adicional, chegando-se a um circuito equivalente com o número de nós originais da rede.

Com a inserção do nó de falta, uma linha e uma coluna são adicionadas na matriz de admitância da rede, que se relaciona com a tensão e corrente do circuito pela equação (3.16).

$$Y \cdot V = I \quad (3.16)$$

onde:

$Y$  é a matriz de admitância nodal da rede elétrica, onde cada elemento é formado por uma matriz de dimensão  $3 \times 3$  associada com as impedâncias por fase do ramo.

$V$  é o vetor de tensões nodais, onde cada elemento é formado por um vetor  $3 \times 1$  associado com as tensões de fase nodais.

$I$  é o vetor de injeções de correntes nodais. Cada elemento é formado por um vetor  $3 \times 1$  associado com as injeções de corrente de fase nodais.

Para o sistema no estado pré-falta, a expressão da equação (3.16) pode ser reescrita, explicitando-se os elementos das matrizes e vetores, como:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1k} & \cdots & Y_{1m} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2k} & \cdots & Y_{2m} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Y_{k1} & Y_{k2} & \cdots & Y_{kk} & \cdots & Y_{km} & \cdots & Y_{kn} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Y_{m1} & Y_{m2} & \cdots & Y_{mk} & \cdots & Y_{mm} & \cdots & Y_{mn} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nk} & \cdots & Y_{nm} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_k \\ \vdots \\ V_m \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_k \\ \vdots \\ I_m \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Para o sistema no estado pós-falta, a expressão da equação (3.16) pode ser reescrita, explicitando-se os elementos das matrizes e vetores, como:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1k} & \cdots & Y_{1m} & \cdots & Y_{1n} & 0 \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2k} & \cdots & Y_{2m} & \cdots & Y_{2n} & 0 \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots \\ Y_{k1} & Y_{k2} & \cdots & Y'_{kk} & \cdots & Y'_{km} & \cdots & Y_{kn} & Y_{kf} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots \\ Y_{m1} & Y_{m2} & \cdots & Y'_{mk} & \cdots & Y'_{mm} & \cdots & Y_{mn} & Y_{mf} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nk} & \cdots & Y_{nm} & \cdots & Y_{nn} & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & Y_{fk} & \cdots & Y_{fm} & \cdots & 0 & Y_{ff} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_k \\ \vdots \\ V_m \\ \vdots \\ V_n \\ V_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_k \\ \vdots \\ I_m \\ \vdots \\ I_n \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Pode-se notar na equação (3.18) que quando o sistema sofre a falta, surge uma nova linha e uma nova coluna na matriz  $Y$  devido a inserção dos seguintes elementos:

$$Y_{kf} = Y_{fk} = -\frac{\overline{Yp}_{km}}{x} \quad (3.19)$$

$$Y_{mf} = Y_{fm} = -\frac{\overline{Yp}_{km}}{d-x} \quad (3.20)$$

$$Y_{ff} = \frac{\overline{Yp}_{km}}{x} + \frac{\overline{Yp}_{km}}{d-x} + Y_f \quad (3.21)$$

Onde:

$$\overline{Yp}_{km} = \overline{Zp}_{km}^{-1} \quad (3.22)$$

Além dos elementos apresentados nas equações (3.19) a (3.21), também sofrem variação os elementos conectados diretamente ao nó de falta:

$$Y'_{km} = Y'_{km} = 0 \quad (3.23)$$

$$Y'_{kk} = Y_{kk} - d^{-1}\overline{Yp}_{km} + x^{-1}\overline{Yp}_{km} \quad (3.24)$$

$$Y'_{mm} = Y_{mm} - d^{-1}\overline{Yp}_{km} + (d-x)^{-1}\overline{Yp}_{km} \quad (3.25)$$

Aplicando-se a eliminação de Gauss na equação (3.18) para eliminar a linha e coluna introduzidas pelo nó de falta, os elementos diretamente conectados ao nó de falta são alterados para:

$$Y''_{km} = Y'_{mk} = -yeq_{km}^{ser} \quad (3.26)$$

$$Y''_{kk} = Y'_{kk} - d^{-1}\overline{Yp}_{km} + yeq_{km}^{ser} + yeq_k^{sh} \quad (3.27)$$

$$Y''_{mm} = Y'_{mm} - d^{-1}\overline{Yp}_{km} + yeq_{km}^{ser} + yeq_m^{sh} \quad (3.28)$$

Onde:

$$yeq_{km}^{ser} = x^{-1}(d-x)^{-1}\overline{Yp}_{km}Y_{ff}^{-1}\overline{Yp}_{km} \quad (3.29)$$

$$yeq_k^{sh} = x^{-1}\overline{Yp}_{km}Y_{ff}^{-1}Y_f \quad (3.30)$$

$$yeq_m^{sh} = (d-x)^{-1}\overline{Yp}_{km}Y_{ff}^{-1}Y_f \quad (3.31)$$

Desta forma, após a eliminação do nó  $f$  da rede, obtém-se um circuito equivalente pi, no qual as admitâncias shunt  $yeq_k^{sh}$  e  $yeq_m^{sh}$  são adicionadas aos nós  $k$  e  $m$ , respectivamente. Os nós  $k$  e  $m$  são conectados pela admitância  $yeq_{km}^{ser}$ . A partir da equação (3.29) pode-se chegar a nova matriz de impedância série  $zeq_{km}^{ser}$  do ramo  $k-m$  através da equação (3.32). A Figura 3.9 apresenta o circuito equivalente pi para a falta.

$$zeq_{km}^{ser} = (yeq_{km}^{ser})^{-1} = x(d-x)\overline{Zp}_{km}Y_{ff}\overline{Zp}_{km} \quad (3.32)$$

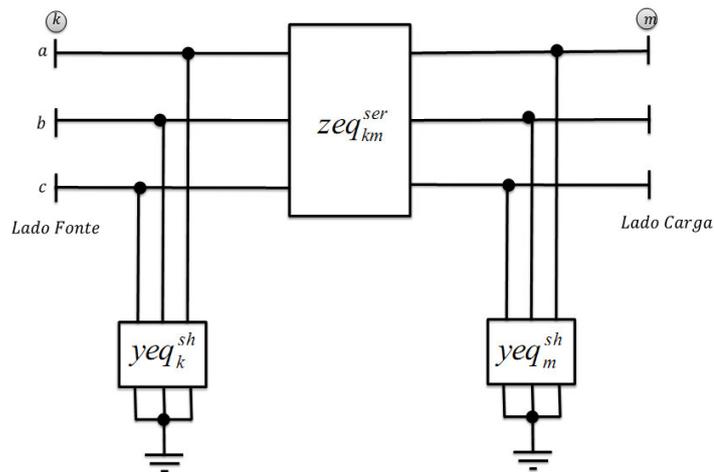


Figura 3.9: Circuito equivalente pi de uma linha de distribuição no estado de falta.

Nota-se na Figura 3.9 que o circuito equivalente pi elimina o nó adicionado pela falta, preservando assim a estrutura de navegação dos algoritmos de busca regressiva e progressiva. Desta forma, diversas faltas podem ser simuladas utilizando a mesma estrutura de dados. Conseqüentemente, obtêm-se uma redução considerável nos custos computacionais para a avaliação de diversos cenários de falta.

Após serem calculadas as tensões da rede no estado pós-falta pelo MSA, que será descrito na próxima seção, pode-se calcular a corrente de falta ( $I_f$ ):

$$I_f = Y_f V_f \quad (3.33)$$

Onde a tensão de falta  $V_f$  é calculada por:

$$V_f = Y_{ff}^{-1} \overline{Y} p_{km} \left( \frac{V_k}{x} + \frac{V_m}{d-x} \right) \quad (3.34)$$

### 3.4 APLICAÇÃO DO MÉTODO SOMA DE ADMITÂNCIAS NA ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

A análise de curto circuito utilizando o MSA é basicamente a mesma utilizada na subseção 2.4, com a adição da modelagem das faltas em linhas de distribuição, que são inseridas no método da seguinte forma:

#### **i) Modificação dos Dados da Linha que Sofre a Falta:**

Utilizando a modelagem de falta para linhas aéreas, são calculadas os novos parâmetros ( $zeq_{km}^{ser}$ ,  $yeq_k^{sh}$  e  $yeq_m^{sh}$ ) para a linha, para a obtenção do circuito pi equivalente mostrado na Figura 3.9. Com isso, a nova matriz de impedância da linha passa a ser  $zeq_{km}^{ser}$ , obtida conforme a equação (3.32).

#### **ii) Inicialização das Variáveis:**

Na inicialização das matrizes de admitância, além de serem inseridas as matrizes de admitância de carga ( $YL_k$ ) e a matriz de admitância da GD ( $YG_k$ ), conforme mostrado na

subseção 2.4.1, devem ser adicionadas as matrizes de admitância shunt de falta  $yeq_k^{sh}$  e  $yeq_m^{sh}$  para os terminais da linha que sofreu a falta.

Exceto pelas modificações mostradas acima, o MSA para análise de faltas segue os mesmos passos mostrados no Capítulo 2. Contudo, os estudos de análise de faltas são geralmente realizados sob as seguintes hipóteses:

i) As cargas são modeladas como impedâncias constantes.

ii) Os geradores são representados por fontes de tensão constantes atrás de suas impedâncias.

As hipóteses (i) e (ii) resultam em um circuito linear para a análise de faltas. Desta forma, só é necessário realizar uma varredura regressiva/progressiva para estimar as correntes de falta e as tensões pós-falta.

## 4 MODELAGEM PROBABILÍSTICA DE FALTAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### 4.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência são projetados para fornecer energia elétrica para os consumidores de forma confiável e econômica. Estes sistemas estão sujeitos a falhas, assim como qualquer outro projetado pelo homem, apesar das melhores intenções dos projetistas e operadores. Os defeitos ou faltas em um sistema elétrico de potência são originados por diversos tipos de eventos, tais como: descarga atmosférica em uma linha de transmissão, danos a equipamentos causados por ventos de alta velocidade, curtos-circuitos causados por animais e descargas em isoladores devido à contaminação por poluição ou salitre, etc. As correntes de falta são muito maiores que as correntes fluindo nos componentes em condições normais de operação. O fluxo de correntes elevadas nos equipamentos durante uma condição de falta pode causar danos térmicos para equipamentos e danos mecânicos devido a forças magnéticas. Adicionalmente, as correntes de falta também podem causar quedas de tensão severas ao longo da rede elétrica: as VTCD. Por sua vez, as VTCD podem causar o desligamento de cargas sensíveis conectadas à rede elétrica. Como explicado no capítulo 1, a principal causa das VTCD são os curtos-circuitos. As magnitudes das correntes de falta dependem de características estruturais do sistema, tais como: impedância e comprimento das linhas de transmissão, localização da falta (faltas próximas da subestação de distribuição têm correntes com magnitudes mais elevadas), condições do sistema antes da falta (perfil de carga, configuração da rede e potência de saída dos geradores) e o tipo de falta (monofásica, bifásica ou trifásica). Os três principais fatores que afetam as magnitudes das correntes de falta são (Anders, 1990): a localização da falta, o tipo da falta e as condições do sistema. Estes fatores são aleatórios por natureza. Por exemplo, uma falta pode ocorrer em qualquer ponto ao longo de uma linha de transmissão. Adicionalmente, os perfis de carga e geração mudam continuamente durante o dia. Além disso, o tipo de falta não pode ser previsto

com certeza, pois as faltas monofásicas são as mais frequentes, mas outros tipos de falta não são improváveis.

Na análise determinística de faltas, as condições do sistema são postuladas e as correntes de falta são calculadas para várias condições de: perfis de carga e geração, configuração da rede e tipos de falta. Geralmente, as condições do pior caso são assumidas com o objetivo de limitar o número de estudos de caso que deve ser realizado. Desta forma, os equipamentos são dimensionados para suportar as correntes de curto-circuito mais severas. No entanto, esta técnica resulta em sobredimensionamento dos equipamentos se os eventos severos tem baixa probabilidade de ocorrência. Sob este ponto de vista os métodos probabilísticos parecem ser mais adequados para considerar a variabilidade nos parâmetros chave da análise de falta. Esta vantagem é devido ao reconhecimento das probabilidades das condições de falta, ao invés de considerar somente a sua severidade, para estimar índices de desempenho, tais como: magnitudes e durações das VTCD, magnitudes das correntes de falta e esforços mecânicos em barramentos devido a correntes de falta. Devido a isto, o Curto-Circuito Probabilístico (CCP) será usado nesta dissertação para modelar as incertezas associadas com cenários de falta na APVT. O CCP proposto para a APVT se baseia na SMC devido ao seu baixo custo computacional. Na próxima subseção, será explicado o método de SMC e em seguida sua aplicação na avaliação do CCP.

## 4.2 MÉTODO DE SIMULAÇÃO MONTE CARLO

A SMC utiliza geradores de números aleatórios para modelar a ocorrência de eventos estocásticos (Brown, 2009). Estes eventos estocásticos simulados são usados para gerar estados ou cenários (diário, semanal ou anual) de operação do sistema. Desta forma, dois estados ou cenários do sistema gerados via SMC, com os mesmos dados de entrada, não apresentam os mesmos resultados. Contudo, a repetição da simulação irá produzir uma amostra de estados ou cenários do sistema a partir da qual podem ser calculadas estatísticas

associadas com os índices de interesse, tais como: média, variância, desvio padrão e distribuições de probabilidade.

Quando a SMC é aplicada na análise de sistemas de distribuição de energia, geralmente o comportamento do sistema é analisado para um período específico de tempo, que é tipicamente de um ano. Como cada simulação tende a produzir um resultado diferente, muitas simulações são necessárias para se obter as estatísticas associadas com os índices de interesse. O valor esperado ( $\bar{x}$ ) da simulação pode ser calculado através da média dos resultados, quando o número de simulações  $N$  tende a infinito:

$$\bar{x} = \lim_{N \rightarrow \infty} \left( \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \right) \quad (4.1)$$

Onde  $x_i$  é o resultado da simulação  $i$ .

Uma decisão importante ao utilizar a SMC é o número de simulações necessárias. Caso o resultado requerido seja o valor esperado, deve ser realizado um número de simulações suficientes para que todos os resultados converjam para valores estáveis. Caso se queira simular eventos raros ou de baixa probabilidade de ocorrência é necessário simular vários anos para que a ocorrência desse evento possa ser possível.

A SMC pode ser aplicada de duas formas: sequencial e não-sequencial. Ambas as técnicas são utilizadas para análise preditiva de sistemas de distribuição e serão detalhadas nas seções a seguir.

#### 4.2.1 Simulação Sequencial

A SMC sequencial é aplicada quando se deseja representar aspectos temporais intrínsecos a operação do sistema. Neste tipo de representação, os estados do sistema são amostrados considerando o processo cronológico de transição dos estados de operação do sistema. A técnica mais usada para amostrar os estados em ordem cronológica na SMC é a amostragem de duração de estados. Nesta técnica as sequências de transição de estados dos componentes são geradas amostrando-se as durações dos seus estados, por exemplo: os

estados de operação e falha. Estas durações são amostradas usando-se as distribuições de probabilidade que modelam os tempos de operação e reparo. A amostragem de duração de estados pode ser descrita de forma resumida através dos seguintes passos (Li, 2005):

i) Especificar um estado inicial para todos os componentes. Geralmente, é considerado que todos os componentes estão no estado de operação.

ii) Amostrar os tempos de residência de cada componente no estado atual. Por exemplo, se o estado de operação tem distribuição exponencial, então a duração do estado de operação é dada por:

$$D_i = \frac{1}{\lambda_i} \ln R_i \quad (4.2)$$

Onde,  $D_i$  e  $\lambda_i$  são a duração e a taxa de falha respectivamente do componente  $i$  e  $R_i$  é um número aleatório com distribuição uniforme.

iii) Repetir o passo (ii) para o período considerado (diário, semanal ou anual) e armazenar as durações de estado amostradas para todos os componentes.

iv) Criar a sequência cronológica de transição de estados do sistema combinando as sequências cronológicas dos componentes individuais.

v) Realizar a análise do sistema para cada estado da sequência cronológica do sistema.

#### 4.2.2 SMC Não-sequencial

Esta técnica é aplicada quando não é necessário representar os aspectos temporais do sistema, isto é, os eventos são mutuamente exclusivos e o comportamento do sistema não depende de eventos passados. Neste caso, os estados dos componentes são escolhidos de forma aleatória, sem considerar a ordem em que estes ocorrem. Ao final, os estados dos componentes são combinados para a obtenção do estado do sistema. As principais vantagens da aplicação da simulação não-sequencial com relação a sequencial são (Brown, 2009):

i) a SMC não-sequencial é menos intensiva computacionalmente devido ao fato de que o número de estados simulados é consideravelmente menor que o número total de estados avaliados em uma amostra de sequências cronológicas do sistema. Por exemplo, em um

estudo anual com base de tempo horária seria necessário avaliar no mínimo de 8760 (365×24) estados do sistema em uma sequência cronológica. Se forem simuladas 100 sequências, então o número de estados será igual a 876000. Por outro lado, é geralmente possível estimar índices anualizados com precisão aceitável na SMC não-sequencial avaliando-se somente 10000 estados do sistema (Billinton & Li, 2005).

ii) os procedimentos de amostragem são menos complexos, pois a dependência temporal entre os estados não é considerada.

A SMC não-sequencial é realizada de acordo com dois paradigmas:

- i) Amostragem de estados.
- ii) Amostragem do número de falhas.

A amostragem de estados é amplamente usada em estudos de confiabilidade de sistemas compostos (geração e transmissão). Este tipo de SMC é adequado quando o número requerido de estados para estimar um índice probabilístico via enumeração torna-se muito elevado. Em sistemas compostos os valores das indisponibilidades dos geradores são elevados (da ordem de  $10^{-2}$ ). Portanto, é necessário enumerar um grande número de estados do sistema para obter uma cobertura aceitável do espaço amostral.

A aplicação da SMC não-sequencial para modelar falhas nos equipamentos se baseia nas seguintes considerações:

- i) o estado de um componente pode ser determinado amostrando-se a probabilidade do componente residir em um dos seus estados, por exemplo: operação e reparo.
- ii) a distribuição uniforme no intervalo [0,1] é usada para realizar o mapeamento do domínio das probabilidades para o espaço de estado dos componentes.
- iii) as falhas nos componentes são eventos independentes.

A partir destas considerações é possível derivar procedimentos de amostragem para componentes representados por modelos com dois ou múltiplos estados. Considerando-se que as falhas dos componentes são independentes e que cada componente é representado pelos estados de operação e falha, pode-se amostrar o estado do componente  $i$  como:

$$s_i = \begin{cases} 1 & (\text{operação}) & \text{se } R_i > Q_i \\ 0 & (\text{falha}) & 0 \leq R_i \leq Q_i \end{cases}$$

onde  $s_i$  e  $Q_i$  são o estado e probabilidade de falha do componente  $i$ , respectivamente, e  $R_i$  é um número aleatório com distribuição uniforme.

Desta forma, um estado do sistema com  $N$  componentes pode ser obtido combinando-se os estados dos componentes individualizados em um vetor  $s$  como:

$$s = (s_1, \dots, s_i, \dots, s_N)$$

Após um estado ser selecionado, a análise do sistema é realizada para estimar os índices de interesse. Por exemplo, em estudos de confiabilidade o estado é analisado para identificar se ele é um estado de falha, isto é, se há interrupção no fornecimento de energia para os pontos de carga.

A SMC não-sequencial com amostragem do número de falhas é mais adequada para sistemas onde os índices de interesse podem ser calculados considerando-se a falha de apenas um componente em um estado do sistema (Brown, 2009). Esta situação ocorre na análise de confiabilidade de redes primárias devido a sua topologia radial e probabilidades de falha dos componentes serem pequenas. Visto que as interrupções e as VTCD tem como causa comum os curtos-circuitos (faltas), pode-se aplicar a SMC não-sequencial com amostragem do número de falhas na APVT. É também frequente, mas não necessário, considerar que os componentes operam no seu período de vida útil, isto é, a taxa de falha é constante. Desta forma, a amostragem do número de falhas pode ser realizada usando-se a distribuição de Poisson. A amostragem de números aleatórios com distribuição de Poisson para um componente  $i$  requer dois parâmetros: a taxa de falha ( $\lambda_i$ ) e o período de estudo ( $T$ ). A partir destes dois parâmetros pode-se gerar um número aleatório com distribuição de Poisson como (Rubenstein & Kroese, 2007):

- i) Ajuste  $T_0 = 0$  e  $n = 0$ .
- ii) Gere um número aleatório independente com distribuição uniforme  $U_n \in [0,1]$ .
- iii) Ajuste  $T_n = T_{n-1} - \frac{1}{\lambda_i} \ln(U_n)$ .
- iv) Se  $T_n > T$ , então o algoritmo é finalizado. Caso contrário, ajuste  $n = n + 1$  e retorne para o passo (ii).

Após o algoritmo ser finalizado, a variável  $n$  conterá o número de eventos observado para um período de estudo simulado. No caso das APVT e da análise de confiabilidade em redes de distribuição primárias o número de eventos é o número de falhas de um componente em um período de estudo anual.

Gerando-se o número de falhas para cada componente individualizado através da distribuição de Poisson, pode-se simular um período de estudo para um sistema com vários componentes como:

- i) Gere o número de falhas para um componente do sistema usando a distribuição de Poisson.
- ii) Sorteie as condições do sistema para uma falha.
- iii) Avalie o impacto da falha para estimar a sua contribuição para os índices de interesse.
- iv) Repita o passo (ii) e (iii) para cada falha sorteada.
- iii) Repita os passos (i)-(iv) para cada um dos componentes do sistema.

A repetição dos passos (ii) e (iii) para o número sorteado de falhas é necessária na APVT devido a variabilidade nas condições de falta: tipo de falta, local da falta, fases envolvidas, etc. Por outro lado, em estudos de confiabilidade a repetição dos passos (ii) e (iii) é devido ao fato dos tempos de reparo e chaveamento serem sorteados para cada falha. Isto é, os tempos de reparo e chaveamento são distintos para cada falha de um dado componente. Finalmente, é importante enfatizar que a SMC não-sequencial com amostragem de falhas não pode ser aplicada quando é exigido simular falhas em diversos componentes simultaneamente.

### **4.2.3 Resultados da Simulação**

Cada simulação produz uma estimativa de cada um dos índices de interesse. A repetição da simulação de estados ou cenários do sistema cria uma amostra com  $N$  estimativas dos índices avaliados, onde  $N$  é o número de simulações (número de elementos da amostra).

Esta amostra é processada usando-se técnicas estatísticas para se obter as seguintes informações associadas com o índice avaliado: histogramas de frequência, funções de densidade, média, mediana, desvio padrão, valor máximo, valor mínimo e os percentis.

Um dos resultados mais importantes gerados pela SMC são as distribuições de probabilidade. Estas distribuições permitem avaliar a dispersão do índice em torno do seu respectivo valor médio. Na prática, as distribuições de probabilidade permitem estimar o risco

de um índice ou métrica violar uma meta especificada. Esta informação é muito importante no estabelecimento de penalidades para índices de qualidade de energia. As principais estatísticas quantitativas obtidas a partir de uma amostra de índices gerada pela SMC são: o valor esperado  $E(x)$ , a variância  $V(x)$  e o desvio padrão  $\sigma(x)$ . Estes índices são definidos e calculados a partir das equações:

$$E(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (4.3)$$

$$V(x) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - E(x))^2 \quad (4.4)$$

$$\sigma(x) = \sqrt{V(x)} \quad (4.5)$$

Onde,  $N$  é o número de simulações e  $x_i$  é o valor estimado do índice na simulação  $i$ .

#### 4.2.4 Critério de Parada

Um dos critérios que podem ser utilizados como critério de parada para a SMC é o número de simulações que se deseja realizar. Este critério não é confiável devido ao fato de não se saber antecipadamente o número de simulações necessárias para se obter uma precisão razoável. A precisão da SMC é avaliada através da incerteza relativa ou coeficiente de variação (Billinton & Li, 1994). Este coeficiente é dado pelo quociente entre o desvio padrão amostral e a média amostral, ou seja:

$$\beta = \frac{\sigma(x)}{E(x)\sqrt{n}} \quad (4.6)$$

Onde,  $n$  é o número de simulações realizadas.

Desta forma, a SMC é finalizada quando o coeficiente de variação  $\beta$  é menor do que uma tolerância pré-especificada. A partir da equação (4.6), pode-se observar que o número de simulações realizadas para satisfazer uma tolerância especificada é independente do tamanho do sistema. No entanto, o coeficiente de variação  $\beta$  é diretamente proporcional ao

desvio padrão e inversamente proporcional ao valor médio. Consequentemente, índices com grandes variâncias ou pequenos valores esperados exigem um número maior de simulações para alcançar uma tolerância especificada.

### 4.3 SMC APLICADA NO CCP

Nesta dissertação o algoritmo de curto-circuito probabilístico proposto por Bordalo et al. (2006) foi usado na APVT para gerar os cenários de falta aleatórios e o MSA foi aplicado para estimar as tensões pós-falta resultantes destes cenários.

O método utilizado tem por ponto de partida a seleção da linha em que será simulada a falta. A seleção da linha é função da taxa de falha e do comprimento de cada trecho. Desta forma, é possível utilizar o CCP para estimar índices de frequência e duração, que podem ser aplicados em estudos de confiabilidade e também de qualidade de energia, como por exemplo: a frequência nodal de VTCD e o índice SARFI. O algoritmo de CCP utilizado é descrito a seguir:

#### **i) Leitura dos dados de entrada.**

Nesta etapa é feita a leitura de todos os dados necessários para a execução do algoritmo, como por exemplo: dados de barra, dados das linhas, dados das cargas, dados dos geradores, dados de falta, etc. Nesta etapa também é feita a montagem da estrutura de dados utilizada nas varreduras progressiva e regressiva do MSA.

#### **ii) Sorteio do número de faltas em uma linha.**

A partir da taxa de falha e da duração do período de estudo (geralmente anual), sorteia-se o número de faltas que o componente experimentará usando o algoritmo de geração de números aleatórios com distribuição de Poisson descrito na subseção 4.4.2.

#### **iii) Sorteio das condições de falta.**

O sorteio das condições de falta considera os três aspectos a seguir apresentados:

### iii-a) Posição da falta em uma linha.

Uma falta pode ocorrer em qualquer ponto de uma linha de distribuição. Portanto, a modelagem da posição da falta é feita através de uma distribuição uniforme. Ou seja, é gerado um número aleatório uniforme ( $U$ ) no intervalo  $[0,1]$ . Em seguida, esse número é multiplicado pelo comprimento da linha ( $l$ ) para a obtenção do local da falta ( $l_{falta}$ ), utilizando o nó inicial como referência, de acordo com a equação abaixo:

$$l_{falta} = U \cdot l \quad (4.7)$$

### iii-b) Tipo de falta.

Na seleção do tipo de falta, também é utilizado um gerador de números aleatórios uniformes. Conforme mencionado no capítulo 3, os tipos de faltas prováveis em uma rede de distribuição são: trifásico-terra, trifásico, bifásico-terra, bifásico e monofásico. A probabilidade de cada um desses curtos-circuitos na rede de distribuição é mostrada na Tabela 4.1 (Bordalo, et al., 2006).

Tabela 4.1: Probabilidade de ocorrência dos curtos-circuitos

Curto-Circuito	Probabilidade de Ocorrência (%)
Trifásico-Terra	1,5
Trifásico	1,5
Bifásico-Terra	6
Bifásico	10
Monofásico	81

As probabilidades de ocorrência são usados para dividir o intervalo  $[0,1]$  em subintervalos cujas larguras são iguais aos tipos de curto-circuito conforme é ilustrado na Figura 4.1.

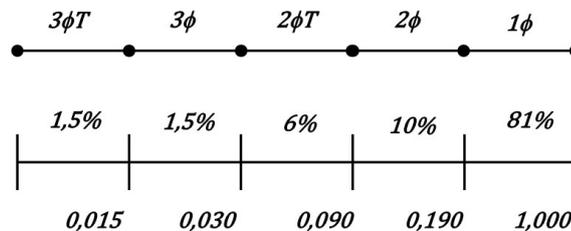


Figura 4.1: Visualização dos intervalos que determinam o tipo de falta.

A definição do tipo de falta é feita gerando um número aleatório uniforme no intervalo  $[0,1]$ , e então, comparando com os subintervalos de cada tipo de falta. O subintervalo ao qual pertence o número aleatório indicará o tipo de falta. Por exemplo, se for gerado um número aleatório de valor 0,40, isto indica que o tipo de falta é do tipo monofásico para a terra.

### iii-c) Fases envolvidas na falta.

A escolha aleatória das fases envolvidas no curto-circuito, depende sobretudo do tipo de falta. Caso o tipo de curto circuito seja trifásico ou trifásico-terra, não haverá escolha de fases já que as três fases estão envolvidas com o curto-circuito. Por outro lado, se o tipo de falta for bifásico ou bifásico-terra, os eventos prováveis ( $AB$ ,  $BC$  e  $CA$ ) são uniformemente distribuídos no intervalo  $[0,1]$ . Consequentemente, a probabilidade de cada um desses eventos ocorrer é de  $\frac{1}{3}$ . Desta forma, a seleção das fases envolvidas na falta é realizada de forma análoga a seleção do tipo de falta, isto é, identificando-se o subintervalo ao qual pertence um número aleatório com distribuição uniforme e a respectiva combinação de fases associada com este intervalo. As Figuras 4.2 e 4.3 mostram as subdivisões do intervalo  $[0,1]$  para o sorteio das fases envolvidas na falta para os curtos-circuitos bifásicos e monofásicos.

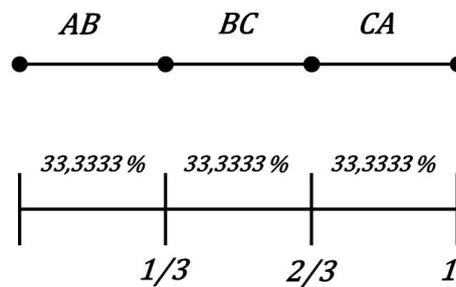


Figura 4.2: Representação dos subintervalos para as fases envolvidas em uma falta bifásica.

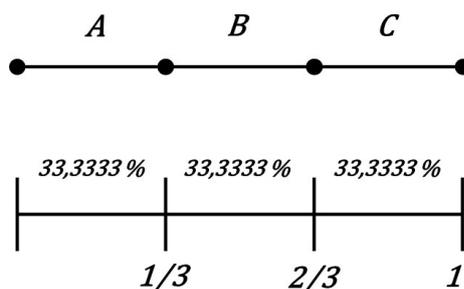


Figura 4.3: Representação dos subintervalos para as fases envolvidas em uma falta monofásica.

**iv) Avaliação do impacto da falta.**

O impacto da falta é avaliado através dos seguintes procedimentos:

**iv-a) Modificar os parâmetros da linha que sofre a falta.**

Esta etapa consiste em calcular os parâmetros do circuito pi equivalente da linha que sofre a falta. Como foi visto no capítulo 3, estes parâmetros são: as admitâncias shunts e a nova impedância da linha.

**iv-b) Calcular as tensões na rede.**

Esta etapa consiste em utilizar o MSA descrito no capítulo 3 para a obtenção do estado da rede de distribuição no estado pós-falta. Após serem calculadas as tensões, pode-se calcular a contribuição da falta para os índices de qualidade de energia associados com as VTCD.

**v) Repetir os passos (iii) e (iv) para o número de faltas sorteadas.**

**vi) Repetir os passos (ii)-(v) para cada linha da rede de distribuição.**

**vii) Teste de parada**

Se a incerteza relativa de cada índice estimado for menor do que uma tolerância, então a SMC é finalizada. Caso contrário, retorne para o passo (ii), isto é, sortear um novo cenário do sistema.

Finalmente, é importante mencionar que só foram modeladas faltas em linhas de transmissão, ou seja, as faltas na GD e nos transformadores não são consideradas.

## 5 MODELAGEM PROBABILÍSTICA DA GD EÓLICA

### 5.1 INTRODUÇÃO

A inserção da GD na rede de distribuição afeta dois parâmetros importantes associados com as VTCD: as tensões pré-falta e pós-falta. As tensões pré-falta são obtidas por algoritmos de fluxo de potência enquanto as tensões pós-falta são obtidas por algoritmos de corrente de falta ou curto-circuito. Nesta dissertação, as tensões pré-falta e pós-falta são obtidas pelo Método de Soma de Admitância (MSA) descrito nos capítulos 2 e 3. Desta forma, para desenvolver uma metodologia de avaliação do impacto da conexão da GD nas VTCD deve-se modelar a GD no MSA. Neste capítulo é apresentada a modelagem da GD nos algoritmos de fluxo de potência e curto-circuito baseados no MSA. Além disso, será mostrado como as flutuações aleatórias na potência de saída da GD eólica, causadas pela velocidade do vento, são incluídas no método proposto para APVT. Finalmente, será mostrado como as variações na carga ao longo do período de estudo são consideradas na APCT.

### 5.2 MODELAGEM DA GD NO MSA PARA O FLUXO DE POTÊNCIA E CURTO-CIRCUITO

Para a avaliação do impacto da GD nas VTCD são necessários dois modelos, um modelo para o fluxo de potência e outro modelo para o curto-circuito. Isto se deve ao fato de o comportamento da GD no fluxo de potência e no curto-circuito serem diferentes. Os detalhes de cada um destes modelos será explicado a seguir.

### 5.2.1 Modelagem da GD no Fluxo de Potência

No fluxo de potência, a GD foi modelada como uma barra PQ, ou seja, como uma extração de corrente negativa, pois o sentido da corrente nas cargas na varredura regressiva do MSA é saindo da barra (extração). Desta forma, tem-se que a corrente extraída pela GD é dada por:

$$I_g^{abc} = -V_g^{abc^{-1}} \cdot S_g^{abc} \quad (5.1)$$

Colocando a equação (5.1) na forma matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_g^a \\ I_g^b \\ I_g^c \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} V_g^{a^{-1}} & 0 & 0 \\ 0 & V_g^{b^{-1}} & 0 \\ 0 & 0 & V_g^{c^{-1}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_g^a \\ S_g^b \\ S_g^c \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

A partir de (5.2), tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_g^a \\ I_g^b \\ I_g^c \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} (S_g^a / V_g^a)^* \\ (S_g^b / V_g^b)^* \\ (S_g^c / V_g^c)^* \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

Onde:

$I_g^{abc}$  é o vetor de correntes de fase associado com o gerador.

$V_g^{abc}$  é o vetor de tensões de fase associado com o gerador.

$S_g^{abc}$  é o vetor de potência aparente gerada em cada fase do gerador.

O vetor de potências aparentes do gerador ( $S_g^{abc}$ ) é obtido através da equação (5.4):

$$S_g^{abc} = P_g^{abc} + jQ_g^{abc} \quad (5.4)$$

Onde:

$P_g^{abc}$  é o vetor de potências ativas por fase do gerador.

$Q_g^{abc}$  é o vetor de potência reativa por fase do gerador.

O sentido da corrente após a convergência do fluxo de potência tem sentido mostrado na Figura 5.1.

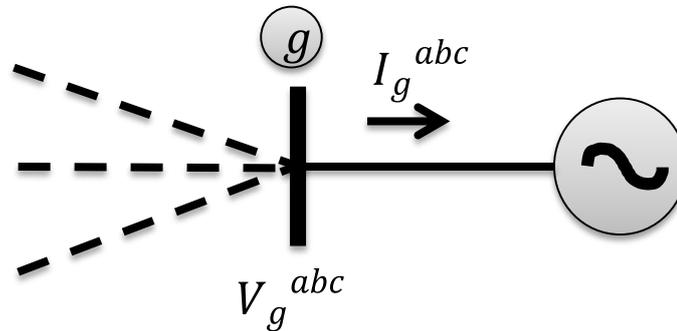


Figura 5.1: Sentido de injeção de corrente da GD.

Nesta dissertação, a modelagem da GD no fluxo de carga utilizando o MSA consiste em cada iteração inicializar o vetor  $JE_{k(inicial)}$  (definido na seção 2.4.1) com o vetor  $I_g^{abc}$  nas barras onde há um gerador conectado.

Neste ponto, é importante enfatizar que a modelagem da GD como uma barra PQ é justificada devido a (Short, 2004):

- i) Algumas tecnologias de GD produzem energia elétrica em CC, por exemplo: a solar e as células de combustível. Neste caso, é necessário um inversor CC/CA para realizar a interface deste tipo de GD com a rede elétrica. As tecnologias de GD que necessitam de inversores podem ser representadas de forma aceitável através de um modelo PQ em estudos de fluxo de potência.
- ii) Em geradores de indução a potência reativa é função da magnitude da tensão terminal. As variações na potência reativa causadas pela tensão terminal são pequenas. Desta forma, pode-se também representar geradores de indução como uma barra PQ.
- iii) Em redes de distribuição a GD geralmente opera no modo seguidor de tensão, ou seja, a GD não é requisitada para controle de tensão local ou remoto. Desta forma, a modelagem da GD como uma barra PV, como os geradores em redes de transmissão, não é adequada para o modo seguidor de tensão.

## 5.2.2 Modelagem da GD no Curto-Circuito

A GD é modelada no curto-circuito como um equivalente de Norton. Essa modelagem tem como objetivo a obtenção da contribuição de corrente da GD em uma falta. A Figura 5.2 mostra o circuito equivalente de Norton associado com a GD que foi utilizado nesta dissertação.

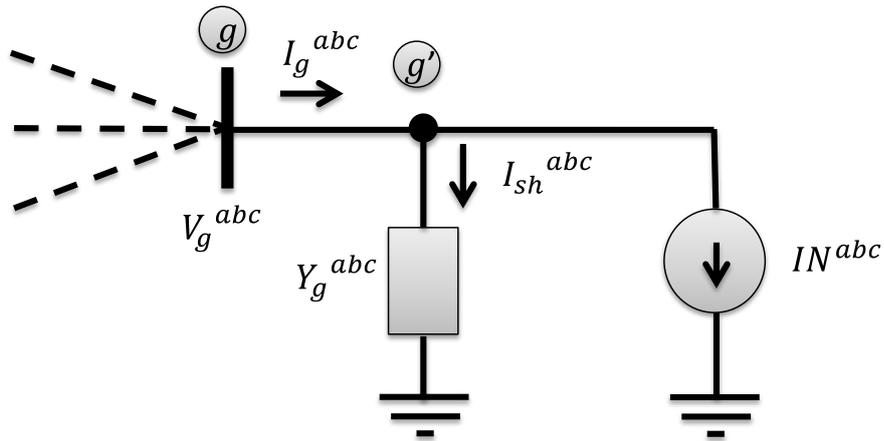


Figura 5.2: Modelagem da GD no curto-circuito.

Onde:

$Y_g^{abc}$  é a matriz de admitância do gerador em coordenadas de fase, que é obtida através da equação  $Y_g^{abc} = T_S * Y_g^{012} * T_S^{-1}$ .

$T_S$  é a matriz de transformação dada por:  $T_S = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$  e  $T_S^{-1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$ .

$Y_g^{012}$  é a matriz de componentes simétricos do gerador, dada por:  $Y_g^{012} = \begin{bmatrix} y_0 & 0 & 0 \\ 0 & y_1 & 0 \\ 0 & 0 & y_2 \end{bmatrix}$ .

$$y_0 = \frac{1}{z_0 + z_n}, \quad y_1 = \frac{1}{z_1} \quad \text{e} \quad y_2 = \frac{1}{z_2}.$$

$z_0$ ,  $z_1$ ,  $z_2$  e  $z_n$  são respectivamente as impedâncias de sequência zero, positiva e negativa do gerador e  $z_n$  é a impedância entre o neutro e a terra.

$IN^{abc}$  é o vetor de correntes de fase associado com o equivalente de Norton.

$I_{sh}^{abc}$  é o vetor de correntes de fase associado com o shunt do equivalente de Norton ( $Y_g^{abc}$ ).

Aplicando a Lei das Correntes de Kirchoff no nó  $g$  tem-se:

$$I_g^{abc} = I_{sh}^{abc} + IN^{abc} \Rightarrow IN^{abc} = I_g^{abc} - I_{sh}^{abc} \Rightarrow \quad (5.5)$$

$$IN^{abc} = \begin{bmatrix} (S_g^a/V_g^a)^* \\ (S_g^b/V_g^b)^* \\ (S_g^c/V_g^c)^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} y_g^{aa} & y_g^{ab} & y_g^{ac} \\ y_g^{ba} & y_g^{bb} & y_g^{bc} \\ y_g^{ca} & y_g^{cb} & y_g^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_g^a \\ V_g^b \\ V_g^c \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

Na modelagem da GD no curto-circuito, deve-se inicializar o vetor de corrente  $JE_{k(inicial)}$  e o de admitância  $YE_{k(inicial)}$ , no MSA (definidos na seção 2.4.1), com  $IN^{abc}$  e  $Y_g^{abc}$  em todas as barras onde há um gerador conectado. A partir da Figura 5.2, pode-se concluir que a GD é modelada como uma fonte de tensão atrás de uma impedância devido a equivalência entre os circuitos de Thévenin e Norton. A fonte de tensão atrás da reatância é um dos circuitos equivalentes mais usados para incluir a GD em estudos de curto-circuito (Short, 2004), visto que este circuito pode representar adequadamente máquinas síncronas e de indução em condições de falta.

### 5.3 MODELAGEM DOS GERADORES EÓLICOS

O vento é considerado uma das fontes alternativas de energia mais importantes. Entre as vantagens da geração eólica está o fato de ser uma fonte de energia bastante ecológica, dado que não são criados subprodutos poluentes no processo de geração. Além disso, não é necessário o desmatamento de vastas áreas para implantação dos parques de geração, como é feito no caso da implantação de hidrelétricas (Leite, 2005), (Nascimento, 2005).

Um dos desafios na utilização de geradores eólicos é o fato de que a matéria prima utilizada na geração de energia, o vento, tem características de intermitência e aleatoriedade (Billinton & Allan, 1992). Outro fato importante, é que a densidade energética do vento varia de local para local. Um projeto de geração de energia eólica para ser viável necessita que seja instalado em um lugar com um bom regime de vento. Desta forma, é de fundamental

importância o estudo do regime de vento, preliminarmente as outras fases de projeto, no local que se queira instalar um gerador eólico, a fim de se ter um retorno do investimento.

Para que seja feito um estudo do regime de vento é necessário que se tenha uma boa quantidade de dados sobre a velocidade do vento no local de instalação do gerador eólico. A partir desses dados é possível estimar a potência que será gerada em um determinado período de tempo.

A distribuição Weibull é uma das distribuições de probabilidade mais utilizadas para modelagem aleatória do vento (Hu & Billinton, 2006), (Li, 1994), (Abouzahr & Ramakumar, 1991). Nesta dissertação, a distribuição Weibull trivariada foi utilizada na modelagem da velocidade do vento. Nas seções a seguir serão mostradas as características desta distribuição e a técnica utilizada para estimar os seus parâmetros.

### 5.3.1 Distribuição Weibull

Como já foi dito, a distribuição Weibull é uma das distribuições mais adequadas para a modelagem aleatória do vento. Isto se deve ao fato desta distribuição ter uma boa aderência as distribuições de velocidade do vento.

A função densidade de probabilidade da distribuição Weibull é:

$$f(x) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{x-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{x-\gamma}{\eta}\right)^\beta}, \beta > 0; \eta > 0; x \leq \gamma \leq 0 \quad (5.7)$$

onde:

$\beta$  é o parâmetro de forma, conhecido como inclinação da distribuição Weibull.

$\eta$  é o parâmetro de escala.

$\gamma$  é o parâmetro de posição.

A equação (5.7) apresenta a representação mais geral da função densidade de probabilidade da distribuição Weibull, essa representação é chamada de representação a três parâmetros (trivariada). Para a distribuição Weibull de dois parâmetros iguala-se o parâmetro

de posição a zero ( $\gamma = 0$ ). A função densidade de probabilidade da função Weibull de dois parâmetros é dada por:

$$f(x) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{x}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{x}{\eta}\right)^\beta}, \quad (\beta > 0; \eta > 0; x \geq 0) \quad (5.8)$$

Fazendo na equação (5.8)  $\beta = 1$ , tem-se:

$$f(x) = \frac{1}{\eta} e^{-\left(\frac{x}{\eta}\right)} = \lambda e^{-\lambda x} \quad (5.9)$$

Onde:

$$\lambda = 1/\eta \quad (5.10)$$

A equação (5.9) é a função densidade de probabilidade da distribuição exponencial. Este fato mostra uma propriedade importante da distribuição Weibull, que é assumir a forma de uma distribuição exponencial, Rayleigh ou normal aproximada, dependendo da escolha dos parâmetros da distribuição.

A função de distribuição cumulativa Weibull é dada por:

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\eta}\right)^\beta} \quad (5.11)$$

As equações que expressam a média e variância da distribuição Weibull são dadas respectivamente pelas equações (5.12) e (5.13):

$$\mu = \left(\frac{1}{\eta}\right)^{1/\beta} \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \quad (5.12)$$

$$\sigma^2 = \left(\frac{1}{\eta}\right)^{2/\beta} \left\{ \Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \left[ \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \right]^2 \right\} \quad (5.13)$$

onde,  $\Gamma$  é a função gama dada por:

$$\Gamma(s) = \int_0^\infty x^{s-1} e^{-x} dx \quad (s > 0) \quad (5.14)$$

Uma vez que se têm os dados e se sabe previamente que é viável modelar esses dados utilizando a distribuição Weibull, se faz necessário estimar os parâmetros da

distribuição  $(\beta, \gamma, \eta)$ . Neste problema em particular, são obtidos a partir dos dados do vento. Existem várias técnicas utilizadas para a estimação destes parâmetros, que se dividem em dois tipos: gráficas e analíticas.

As técnicas gráficas são de fácil aplicação, mas por outro lado, comprometem a precisão nos resultados. Já as técnicas analíticas são complexas, mas resultam em uma escolha mais precisa dos parâmetros. Com o advento dos computadores, os métodos analíticos passaram a ser preferidos. Devido a isto, nesta dissertação só serão abordados os métodos analíticos.

Dentre os métodos analíticos, pode-se citar o Método dos Mínimos Quadrados (MMQ). A principal vantagem do MMQ é a estimação dos parâmetros da distribuição Weibull bivariada através de fórmulas analíticas fechadas. Isto é, não é necessário nenhum método iterativo para determinar os parâmetros de forma e escala. Esta característica é muito importante na estimação dos parâmetros de uma distribuição Weibull trivariada, pois a estimação dos parâmetros da distribuição Weibull bivariada é um subproblema do modelo de otimização usado para estimar o parâmetro de localização. Desta forma, a simplicidade e o custo computacional, das técnicas de estimação dos parâmetros da distribuição Weibull bivariada, são fatores críticos no desempenho do modelo de estimação dos parâmetros da distribuição Weibull trivariada.

O Método dos Mínimos Quadrados é uma técnica utilizada em vários problemas multidisciplinares. Pode ser aplicada em problemas tanto de estimação como de otimização. Essa técnica supõe uma relação linear entre duas variáveis e estima os parâmetros que descrevem esta relação de linearidade. Os parâmetros são obtidos de forma a minimizar o quadrado dos erros entre a estimativa e os valores reais. Dentre as aplicações do Método dos Mínimos Quadrados está a regressão linear simples e múltipla, que serão abordadas nas seções a seguir. A regressão linear simples é usada para determinar os parâmetros da distribuição Weibull bivariada e a regressão linear múltipla é aplicada na determinação da função de transferência que é associada a velocidade do vento com a potência de saída de um gerador eólico.

### 5.3.2 Regressão Linear Simples

A regressão linear simples é um modelo empírico utilizado em uma gama de problemas em que se têm duas variáveis que estão inerentemente relacionadas e deseja-se estimar uma função que represente esse conjunto de dados. Logo, a análise de regressão é uma técnica estatística utilizada para modelar e investigar a relação entre duas ou mais variáveis.

A regressão linear simples considera uma única variável  $x$  chamada de regressor e uma variável independente de  $x$  chamada de resposta  $Y$ . O método considera que o valor esperado da resposta  $Y$  para cada  $x$  segue a relação:

$$E(Y/x) = \beta_0 + \beta_1 x \quad (5.15)$$

Onde,  $\beta_0$  e  $\beta_1$  são chamados de coeficientes de intersecção e inclinação, respectivamente. Estes coeficientes são desconhecidos e procuram-se achá-los através da regressão linear simples.

Considerando que se tem  $n$  observações de dados  $(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_n, y_n)$  pode-se deduzir que para cada observação tem-se:

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_i + \epsilon_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.16)$$

onde  $\epsilon$  é um erro aleatório de média zero e variância  $\sigma^2$  chamado também de desvio ou resíduo.

O melhor ajuste para a curva é o que minimiza o erro  $\epsilon$ . Uma das formas mais utilizadas para determinar  $\beta_0$  e  $\beta_1$  de forma a minimizar o erro é o Método dos Mínimos Quadrados.

A aplicação do Método dos Mínimos Quadrados tem por objetivo procurar estimativas para os parâmetros  $\beta_0$  e  $\beta_1$ . Esta estimativa deve representar o melhor ajuste para os dados observados.

Partindo da equação (5.16), a soma dos quadrados do desvio é dada por:

$$L = \sum_{i=1}^n \epsilon_i^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \beta_0 - \beta_1 x_i)^2 \quad (5.17)$$

Então, para determinar os valores de  $\beta_0$  e  $\beta_1$  que minimiza L deve-se derivar parcialmente a equação (5.17) em relação às variáveis  $\beta_0$  e  $\beta_1$  e igualar estas derivadas a zero.

$$\frac{\partial L}{\partial \beta_0} = 0 \quad (5.18)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \beta_1} = 0 \quad (5.19)$$

A partir das equações (5.18) e (5.19), obtém-se:

$$\frac{\partial L}{\partial \beta_0} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{\beta}_0 - \hat{\beta}_1 x_i) = 0 \quad (5.20)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \beta_1} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{\beta}_0 - \hat{\beta}_1 x_i) x_i = 0 \quad (5.21)$$

Simplificando, tem-se:

$$n\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n y_i \quad (5.22)$$

$$\hat{\beta}_0 \sum_{i=1}^n x_i + \hat{\beta}_1 \sum_{i=1}^n x_i^2 = \sum_{i=1}^n x_i y_i \quad (5.23)$$

As equações (5.22) e (5.23) formam um sistema de equações lineares cujas incógnitas são  $\hat{\beta}_0$  e  $\hat{\beta}_1$ . Pode-se demonstrar que esse sistema de equações tem como solução:

$$\hat{\beta}_0 = \bar{y} - \hat{\beta}_1 \bar{x} \quad (5.24)$$

$$\hat{\beta}_1 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i - \frac{(\sum_{i=1}^n y_i)(\sum_{i=1}^n x_i)}{n}}{\sum_{i=1}^n x_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^n x_i)^2}{n}} \quad (5.25)$$

onde:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (5.26)$$

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i \quad (5.27)$$

Desta forma, a curva estimada é dada por:

$$\hat{y} = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 x \quad (5.28)$$

A estimação dos parâmetros  $\beta$  e  $\eta$  da distribuição Weibull bivariada, via regressão simples, se baseia na função de sobrevivência da distribuição Weibull, ou seja:

$$R(t) = \int_t^{+\infty} f(t) dt = \exp \left[ - \left( \frac{t}{\eta} \right)^\beta \right] \quad (5.29)$$

A equação (5.29) pode ser linearizada aplicando-se uma transformação logarítmica dupla, isto é:

$$\begin{aligned} -\ln(R(t)) &= \left( \frac{t}{\eta} \right)^\beta \Rightarrow \\ \ln(-\ln(R(t))) &= \beta \ln \left( \frac{t}{\eta} \right) \Rightarrow \\ \ln(-\ln(R(t))) &= \beta \ln(t) - \beta \ln(\eta) \Rightarrow \\ \hat{y} &= \hat{\beta}_1 x + \hat{\beta}_0 \Rightarrow \end{aligned} \quad (5.30)$$

Onde:

$$\hat{y} = \ln(-\ln(R(t)))$$

$$x = \ln(t)$$

$$\hat{\beta}_0 = -\beta \ln(\eta)$$

$$\hat{\beta}_1 = \beta$$

A aplicação das equações (5.24) e (5.25) na amostra de dados permite que os coeficientes  $\hat{\beta}_0$  e  $\hat{\beta}_1$  sejam estimados usando-se a regressão linear simples. Após a determinação de  $\hat{\beta}_0$  e  $\hat{\beta}_1$  via regressão simples, os parâmetros  $\beta$  e  $\eta$  da distribuição Weibull podem ser calculados como:

$$\beta = \hat{\beta}_1 \quad (5.31)$$

$$\eta = e^{-\frac{\hat{\beta}_0}{\beta}} \quad (5.32)$$

### 5.3.3 Regressão Linear Múltipla (Monticelli, 1999), (Montgomery & Runger, 2003)

Muitas aplicações envolvem situações com mais de um regressor, isto é, tem-se uma variável dependente e um conjunto de variáveis independentes. Neste caso deve-se aplicar regressão linear múltipla.

De forma geral, a variável dependente, ou resposta, pode estar relacionada a  $k$  variáveis independentes ou regressores, conforme o modelo apresentado na equação (5.32), que é chamado de modelo de regressão linear múltipla com  $k$  regressores ( $x_j$ ).

$$Y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_k x_k + \epsilon \quad (5.33)$$

Os parâmetros  $\beta_j$ , com  $j = 1, 2, \dots, k$ , são chamados de coeficientes de regressão. Este modelo descreve um hiperplano no espaço  $k$ -dimensional dos regressores ( $x_j$ ). O parâmetro  $\beta_j$  representa a variação esperada na resposta  $Y$  por unidade de variação unitária de  $x_j$  quando todos os outros regressores  $x_i$   $i \neq j$  forem mantidos constantes.

No ajuste do modelo de regressão múltipla, é conveniente expressar as operações matemáticas usando a notação matricial. Supondo que haja  $k$  regressores,  $n$  observações  $(x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{ik}, y_i)$ , com  $i = 1, 2, \dots, n$ , então o modelo que relaciona os regressores à resposta é dado por:

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{i1} + \beta_2 x_{i2} + \dots + \beta_k x_{ik} + \epsilon_i \quad (5.34)$$

Este modelo representa um sistema de  $n$  equações que pode ser expresso na forma matricial da seguinte forma:

$$\mathbf{y} = \mathbf{X}\boldsymbol{\beta} + \boldsymbol{\epsilon} \quad (5.35)$$

Sendo,

$$\mathbf{y} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} \quad (5.36)$$

$$\boldsymbol{\beta} = \begin{bmatrix} \beta_1 \\ \beta_2 \\ \vdots \\ \beta_k \end{bmatrix} \quad (5.37)$$

$$\boldsymbol{\epsilon} = \begin{bmatrix} \epsilon_1 \\ \epsilon_2 \\ \vdots \\ \epsilon_n \end{bmatrix} \quad (5.38)$$

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & \dots & x_{1k} \\ 1 & x_{21} & \dots & x_{2k} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & x_{n1} & \dots & x_{nk} \end{bmatrix} \quad (5.39)$$

O objetivo é encontrar o vetor dos estimadores de mínimos quadrados ( $\hat{\boldsymbol{\beta}}$ ), que minimize:

$$L = \sum_{i=1}^n \epsilon_i^2 = \boldsymbol{\epsilon}' * \boldsymbol{\epsilon} = (\mathbf{y} - \mathbf{X}\boldsymbol{\beta})' * (\mathbf{y} - \mathbf{X}\boldsymbol{\beta}) \quad (5.40)$$

O estimador de mínimos quadrados  $\hat{\boldsymbol{\beta}}$  é a solução da seguinte equação:

$$\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\beta}} = 0 \quad (5.41)$$

Pode-se demonstrar que a solução da equação (5.41), isto é, a equação que deve ser resolvida para se obter o estimador  $\hat{\beta}$  é:

$$\mathbf{X}'\mathbf{X}\hat{\beta} = \mathbf{X}'\mathbf{y} \quad (5.42)$$

Resolvendo a equação matricial (5.42), obtém-se a solução da estimativa dos mínimos quadrados:

$$\hat{\beta} = (\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1}\mathbf{X}'\mathbf{y} \quad (5.43)$$

A resolução da equação (5.43) é possível pelo fato de  $\mathbf{X}'\mathbf{X}$  ser frequentemente não singular e positiva definida. Desta forma, os métodos utilizados para a solução de sistemas lineares, tal como a inversão de Cholesky, podem ser aplicados.

Na próxima seção será mostrado como a regressão linear simples é combinada com métodos de otimização não-linear unidimensional para estimar os parâmetros da distribuição Weibull trivariada.

#### **5.3.4 Estimação dos Parâmetros da Distribuição Weibull de Três Parâmetros (Bazaraa, et al, 2006), (Rao, 1996), (Li, 1994)**

Como foi dito previamente, para uma distribuição Weibull de dois parâmetros basta estimar dois parâmetros, que são o  $\beta$  e  $\eta$ . Na distribuição Weibull de três parâmetros, além dos parâmetros  $\beta$  e  $\eta$ , é necessário estimar o parâmetro  $\gamma$ . Esta tarefa é realizada estimando-se inicialmente o parâmetro  $\gamma$ . Após a determinação do parâmetro  $\gamma$  pode-se converter uma distribuição de Weibull trivariada em uma distribuição Weibull bivariada. Esta transformação é obtida subtraindo-se o parâmetro de localização da amostra de dados. Então, utiliza-se a regressão linear simples para determinar os parâmetros  $\beta$  e  $\eta$ .

O parâmetro  $\gamma$  da distribuição Weibull trivariada é calculado maximizando-se o coeficiente de determinação de um modelo de regressão. Desta forma, é apresentada na próxima subseção a definição do coeficiente de determinação.

### 5.3.4.1 Coeficiente de Determinação

Um conjunto de dados  $y_i$  pode ser modelado por valores  $f_i$  através de uma regressão linear. A variabilidade do conjunto de dados é medida através de uma soma de quadrados. Esta soma de quadrados é dada por:

$$SS_{tot} = SS_{reg} + SS_{err} \quad (5.44)$$

Onde:

$SS_{tot} = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2$  é a soma total dos quadrados.

$SS_{reg} = \sum_{i=1}^n (f_i - \bar{f})^2$  é a variância dos valores encontrados na regressão. Esse termo também é chamado de soma de quadrados explicada (“*explained sum of squares*”).

$SS_{err} = \sum_{i=1}^n (y_i - f_i)^2$  – é a soma quadrada dos resíduos.

O coeficiente de determinação ( $R^2$ ) pode ser expresso de duas formas:

i) Com relação à variância dos termos encontrados na regressão, ou seja,  $SS_{reg}$ ;

ii) Com relação aos resíduos, ou seja,  $SS_{err}$ .

Consequentemente tem-se as seguintes expressões para  $R^2$ :

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{err}}{SS_{tot}} \quad (5.45)$$

$$R^2 = \frac{SS_{reg}}{SS_{tot}} \quad (5.46)$$

Logo, pode-se verificar que o coeficiente de determinação nada mais é do que uma razão entre a variância dos valores encontrados pela regressão linear e a variância total. Consequentemente, o seu valor pode ser no mínimo 0 (ou 0%) e no máximo 1 (ou 100%). Devido a isto, é desejável que os valores de  $R^2$  sejam próximos de 100%, ou seja, a maioria das relações entre os pares ordenados (x,y) da amostra pode ser explicada através de um modelo linear.

Conforme já explicado, a determinação do parâmetro  $\gamma$  é feita maximizando o coeficiente de determinação usando as equações (5.45) ou (5.46). Para resolver este problema de otimização foi utilizado o Método da Seção Áurea, que é explicado na próxima subseção.

### 5.3.4.2 Método da Seção Áurea

O método da seção áurea é um algoritmo de busca unidimensional para minimização, ou maximização de funções quasi-convexas que não utilizam derivadas e se baseia no seguinte teorema.

Seja  $\theta: E_1 \rightarrow E_1$  uma função estritamente *quasi-convexa* dentro do intervalo  $[a, b]$ . Seja também  $\lambda, \mu \in [a, b]$  tal que  $\lambda < \mu$ . Se  $\theta(\lambda) > \theta(\mu)$ , então  $\theta(z) \geq \theta(\mu)$  para todo  $z \in [a, \lambda]$ . Se  $\theta(\lambda) \leq \theta(\mu)$ , então  $\theta(z) \geq \theta(\lambda)$  para todo  $z \in (\mu, b]$ .

De acordo com o teorema acima, se  $\theta$  satisfaz as condições de *quasi-convexidade* e  $\theta(\lambda) > \theta(\mu)$  o novo intervalo de incerteza é  $[\lambda, b]$ . Por outro lado, se  $\theta(\lambda) \leq \theta(\mu)$ , o novo intervalo de incerteza é  $[a, \mu]$ . Estes dois casos são mostrados da Figura 5.3.

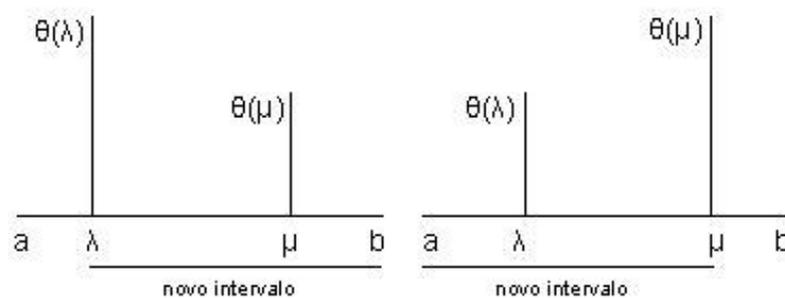


Figura 5.3: Mudança de Intervalo no Método da Seção Áurea.

O Método da Seção Áurea segue a sequência de passos mostrados abaixo:

- 1) Passo de inicialização: Escolhe-se o tamanho de um intervalo de incerteza  $l > 0$ . No fim do algoritmo o ponto de mínimo estará dentro deste intervalo. Seja  $[a_1, b_1]$  o intervalo de incerteza inicial e  $\lambda_1 = a_1 + (1 - \alpha)(b_1 - a_1)$ ,  $\mu_1 = a_1 + \alpha(b_1 - a_1)$ , com  $\alpha = 0,618$ . Calcule  $\theta(\lambda_1)$  e  $\theta(\mu_1)$ . Faça  $k = 1$  e vá para o passo 1.
- 2) Se  $b_k - a_k < l$  pare; a solução ótima está no intervalo  $[a_k, b_k]$ ; caso contrário, se  $\theta(\lambda_k) > \theta(\mu_k)$  vá para o passo 2; se  $\theta(\lambda_k) \leq \theta(\mu_k)$  vá ao passo 3.
- 3) Faça  $a_{k+1} = \lambda_k$  e  $b_{k+1} = b_k$  e  $\lambda_{k+1} = \mu_k$  e  $\mu_{k+1} = a_{k+1} + \alpha(b_{k+1} - a_{k+1})$ . Calcule  $\theta(\mu_{k+1})$  e vá para o passo 4.
- 4) Faça  $a_{k+1} = a_k$  e  $b_{k+1} = \mu_k$ ,  $\mu_{k+1} = \lambda_k$  e  $\lambda_{k+1} = a_{k+1} + (1 - \alpha)(b_{k+1} - a_{k+1})$ . Calcule  $\theta(\lambda_{k+1})$  e vá para o passo 5.
- 5) Ajuste  $k$  por  $k + 1$  e vá para o passo 1.

No ajuste de parâmetros da distribuição Weibull trivariada, a variável de decisão (independente) do problema de otimização, resolvido pelo método da seção áurea, é o parâmetro de localização  $\gamma$ . A função objetivo deste problema é a maximização do coeficiente de determinação  $R^2$  definido nas equações (5.45) e (5.46). Desta forma, para cada estimativa do parâmetro de localização fornecida pelo método de seção áurea converte-se a distribuição Weibull trivariada em uma Weibull bivariada subtraindo-se o parâmetro de localização dos elementos da amostra. Em seguida estimam-se os parâmetros da distribuição Weibull bivariada usando-se a regressão simples. Com as estimativas dos parâmetros de localização (fornecida pelo método da seção áurea), forma e escala (fornecidos pela regressão simples), pode-se calcular o valor atual da função objetivo do problema de otimização unidimensional, ou seja: o coeficiente de determinação.

### 5.3.5 Análise do Vento

Para o estudo da geração eólica, foram obtidos dados de velocidade do vento através do projeto SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais). O SONDA é um projeto do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) que visa a implementação de uma infraestrutura física e de recursos humanos destinada a levantar e melhorar a base de dados dos recursos de energia solar e eólica do Brasil (INPE, sem data).

Os dados de velocidade do vento colhidos através do projeto SONDA para utilizados nesta dissertação foram medidos na Estação Triunfo, no intervalo de 10 em 10 minutos, durante um ano, a uma altura de 50 metros, resultando em um conjunto de dados com um total de 52560 amostras. A Tabela 5.1 mostra as principais estatísticas do vento utilizados neste trabalho.

Tabela 5.1: Estatísticas do Vento da Estação Triunfo

Período de Aquisição dos dados	07/04/2005 a 6/05/2006
Velocidade Média	9,18 m/s
Velocidade Máxima	26,44 m/s
Velocidade Mínima	0,91 m/s

Foram então estimados os parâmetros das distribuições de Weibull de dois e três parâmetros, conforme descrito na seção 5.3.

Para a distribuição **Weibull de dois parâmetros**, o coeficiente de determinação foi de 99,2388%. Os seguintes resultados foram obtidos para a estimação dos parâmetros:

$$\hat{\eta} = 10,2435$$

$$\hat{\beta} = 3,2047$$

Para a distribuição **Weibull de três parâmetros**, o coeficiente de determinação foi de 99,8485%. Os seguintes resultados foram obtidos para a estimação dos parâmetros:

$$\hat{\eta} = 9,4019$$

$$\hat{\beta} = 2,8039$$

$$\hat{\gamma} = 0,8128$$

É interessante mencionar que uma vez estimados os parâmetros de uma distribuição, por exemplo, a de Weibull, faz-se necessário avaliar a qualidade do ajuste (“goodness of fitness tests”) para verificar qual distribuição tem melhor aderência aos dados: Weibull bivariada ou trivariada. Com esse objetivo, foram plotadas os dados do vento em papel normalizado da distribuição Weibull de dois e três parâmetros, apresentados respectivamente nas Figuras 5.4 e 5.5.

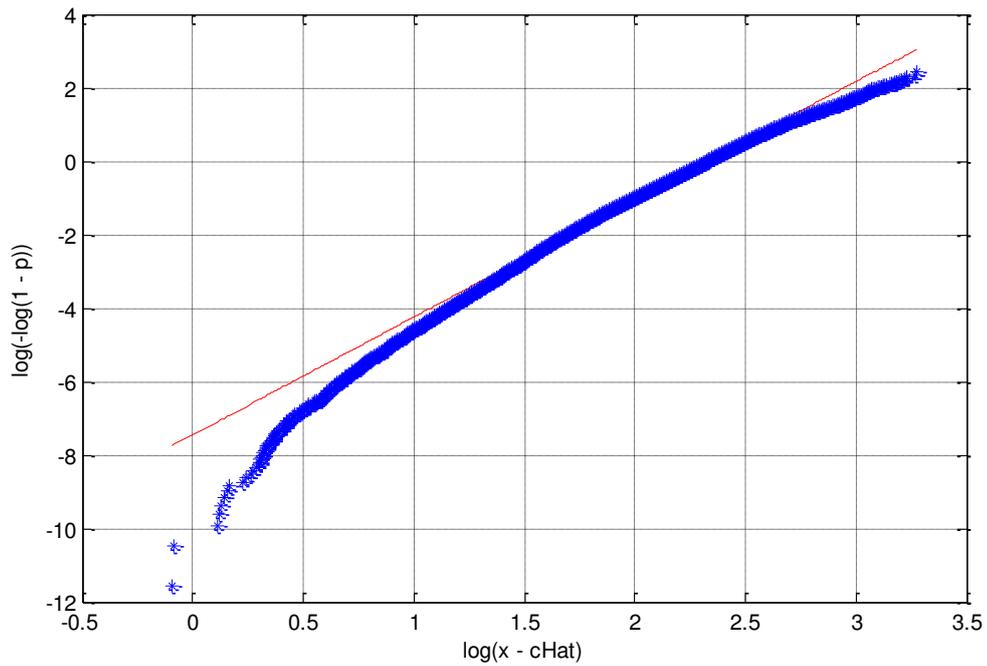


Figura 5.4: Papel Normalizado da Weibull de dois parâmetros.

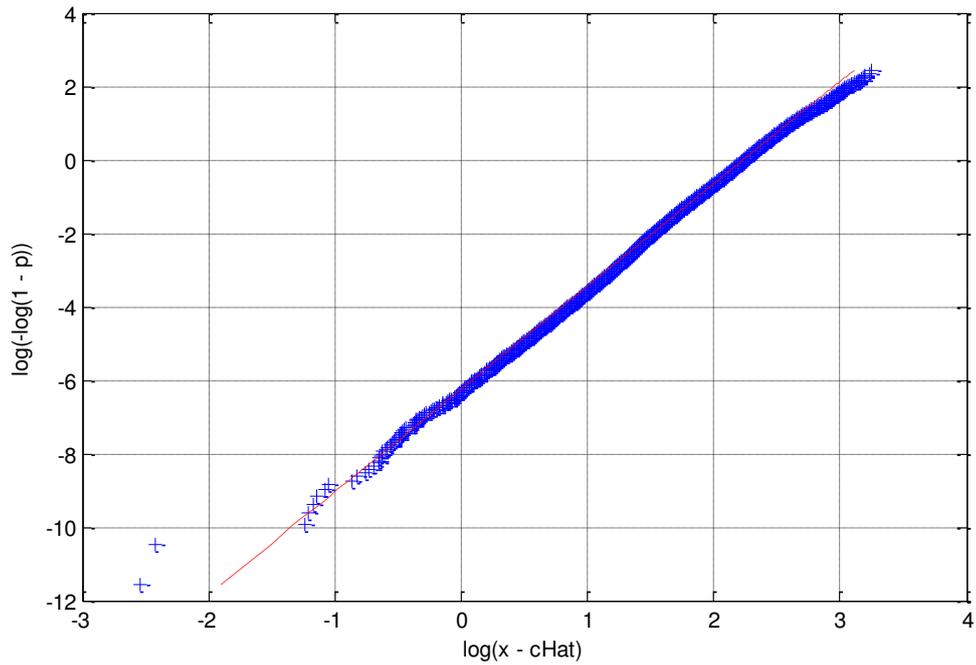


Figura 5.5: Papel normalizado da Weibull de três parâmetros.

A análise das Figuras 5.4 e 5.5 e dos valores dos coeficientes de determinação, mostram que o ajuste dos dados à Weibull de três parâmetros é bem melhor do que à Weibull de dois parâmetros, que tem uma grande quantidade de pontos distantes da reta traçada. Desta forma, a Weibull de três parâmetros modela a velocidade do vento de forma precisa.

Com os parâmetros da distribuição Weibull estimados, pode-se definir a função a função distribuição de probabilidade cumulativa da distribuição Weibull trivariada conforme a equação (5.47).

$$F(x) = 1 - e^{[-(x-\hat{\gamma})/\hat{\eta}]^{\hat{\beta}}} \quad (5.47)$$

Onde  $\hat{\gamma}$ ,  $\hat{\eta}$  e  $\hat{\beta}$  são os parâmetros estimados da Weibull trivariada usando o método da seção áurea e a regressão simples.

A partir da equação (5.47) obtêm-se a inversa da distribuição Weibull trivariada definida na equação (5.48).

$$x = \hat{\eta}\{-\ln[1 - F(x)]\}^{\frac{1}{\hat{\beta}}} + \hat{\gamma} \quad (5.48)$$

Desta forma, para gerar um número aleatório com distribuição Weibull trivariada, via método da transformada inversa, basta gerar um número aleatório com distribuição uniforme  $U$  e substituí-lo na equação (5.49).

$$x = \hat{\eta}\{-\ln[U]\}^{\frac{1}{\hat{\beta}}} + \hat{\gamma} \quad (5.49)$$

A equação (5.49) foi obtida considerando-se o fato de que  $1 - U$  e  $U$  têm distribuição uniforme.

Substituindo os valores de  $\hat{\eta} = 9,4019$ ,  $\hat{\beta} = 2,8039$  e  $\hat{\gamma} = 0,8128$  obtidos para a Weibull trivariada, com os dados da estação Triunfo, na equação (5.49), obtém-se:

$$x = 9,4169\{-\ln[U]\}^{\frac{1}{2,8039}} + 0,8128 \quad (5.50)$$

Onde,  $x$  é a velocidade do vento em (m/s).

A equação (5.50) é utilizada na obtenção da velocidade aleatória do vento, que é usada para definir o ponto de operação ou potência de saída da turbina eólica. Na próxima seção será mostrada a modelagem da turbina eólica.

É importante mencionar que a velocidade do vento também poderia ser sorteada usando-se diretamente os dados da amostra, isto é: sorteia-se um número aleatório com distribuição uniforme e verifica-se qual posição do vetor de dados está associada com este número. Neste caso, considera-se que cada elemento do vetor de dados tem probabilidade igual ao inverso do tamanho da amostra. Este procedimento é válido especialmente quando não há muitos dados disponíveis para identificar a distribuição associada com a velocidade do vento. Nesta dissertação, a velocidade do vento é sorteada usando-se a distribuição identificada a partir da amostra de dados, embora esta amostra seja pequena (apenas dois anos). Contudo, a técnica proposta nesta dissertação poderá ser facilmente aplicada quando houver maior disponibilidade de dados.

### 5.3.6 Modelagem da Turbina Eólica

A turbina eólica é constituída por uma série de componentes, que são responsáveis pela produção da energia elétrica em três etapas: captação da energia cinética contida no vento; conversão dessa energia cinética em energia mecânica; e finalmente a conversão dessa energia mecânica em energia elétrica.

Nesta dissertação foi utilizado o modelo de turbina apresentado por Leite (2005), cujos parâmetros são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Parâmetros do modelo da turbina

<b>Potência Nominal</b>	2.500 kW
<b>Velocidade de <i>cut-in</i></b>	4,00 m/s
<b>Velocidade de <i>cut-out</i></b>	25,00 m/s
<b>Velocidade Nominal</b>	15,00 m/s

A velocidade de *cut-in* é a velocidade mínima necessária para que a turbina eólica comece a gerar energia. A velocidade de *cut-out* é a velocidade na qual a turbina eólica trava o seu funcionamento para evitar rotações excessivas que possam danificá-la. Nenhuma energia é gerada após a velocidade do vento alcançar a velocidade de *cut-out*. A velocidade nominal é a velocidade necessária para que a turbina gere a potência nominal, que neste caso é de 2.500 kW.

A turbina transforma a velocidade do vento em uma potência de saída. Nas seções anteriores foi apresentado um modelo probabilístico para a velocidade do vento. Para que essa velocidade seja transformada em uma potência de saída se faz necessário uma função de transferência que relacione a velocidade do vento e a potência de saída, do gerador eólico.

Esta função de transferência foi obtida a partir dos dados de Leite (2005) que são apresentados na Tabela 5.3. Estes dados foram utilizados para formar um polinômio de quarto grau para relacionar a velocidade do vento (variável de entrada) com a potência de saída da turbina.

Tabela 5.3: Velocidade do vento x potência de saída da turbina eólica

Velocidade (m/s)	Potência (kW)
4	15
5	120
6	248
7	429
8	662
9	964
10	1306
11	1658
12	1984
13	2264
14	2450
15	2500

A função de transferência foi obtida utilizando a regressão linear múltipla, conforme mostrado na seção 5.3.3. O polinômio do quarto grau gerado pela regressão linear múltipla é mostrado na equação (5.51):

$$p(v) = \alpha_1 v^4 + \alpha_2 v^3 + \alpha_3 v^2 + \alpha_4 v + \alpha_5 \quad (5.51)$$

Onde:

$v$  é a velocidade do vento, em (m/s).

$p(v)$  é a potência de saída do gerador eólico, em (kW).

$\alpha_1, \dots, \alpha_5$  são os coeficientes do polinômio cujos valores e intervalos de confiança, para um nível de significância de 95%, são:

$$\alpha_1 = -0,3373 \quad [-0,025; -0,272].$$

$$\alpha_2 = 9,253 \quad [6,766; 11,74].$$

$$\alpha_3 = -66,66 \quad [-100,5; -32,84].$$

$$\alpha_4 = 250,7 \quad [57,97; 443,4].$$

$$\alpha_5 = -421,7 \quad [-806,6; -36,82].$$

A Figura 5.6 mostra o gráfico da função de transferência estimada e dos pontos apresentados na Tabela 5.3. Pode ser observado nessa figura que a função de transferência estimada se ajusta muito bem aos dados do gerador eólico. O coeficiente de determinação da função de transferência estimada foi de 0,9999.

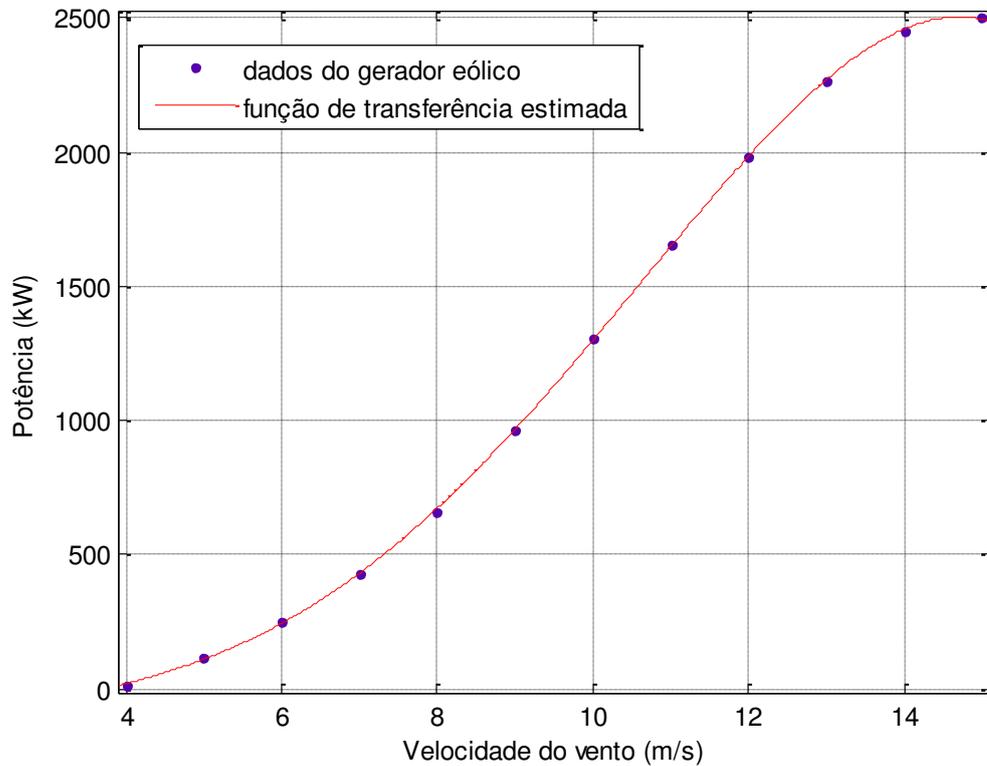


Figura 5.6: Função de transferência do gerador eólico.

Desta forma, a modelagem da potência do gerador eólico, levando-se em conta a aleatoriedade na velocidade do vento é realizada através dos seguintes passos:

**Passo #1:**

Determinar os parâmetros da distribuição Weibull de três parâmetros a partir dos dados de velocidade do vento.

**Passo #2:**

Gerar um número aleatório  $u \in [0,1]$ .

**Passo #3:**

Aplicar o valor de  $u$  na inversa da função de probabilidade acumulada da Weibull de três parâmetros para sortear um valor de velocidade do vento.

**Passo #4:**

Utilizar o função de transferência do gerador para obter a potência de saída, com as restrições de velocidades cut-in e cut-out (potência de saída é igual a zero se a velocidade do vento for menor do que a cut-in ou maior do que a cut-out). Outra restrição utilizada nesta dissertação foi a que considera a potência de saída maior do que a potência nominal do gerador. Neste caso, a potência de saída assume o valor da potência nominal do gerador. O valor da potência de saída é então convertido em um valor por fase e utilizado na modelagem da GD no MSA, tanto no fluxo de carga, quanto no curto-circuito.

#### 5.4 MODELAGEM PROBABILÍSTICA DA CARGA

Nesta dissertação foi utilizada a curva de carga anual horária do sistema IEEE RTS (Reliability Test System) [Reliability Test System Task Force, 1999]. Esta curva pode ser utilizada em outros sistemas com o ajuste do valor do pico de carga, pois os patamares da curva são expressos como percentuais do pico de carga do sistema. O sistema-teste usado nesta dissertação para validar os modelos de APVT é o sistema de 32 barras proposto por Baran e Wu (1989). O pico de carga deste sistema foi considerado como sendo igual a potência ativa total dos pontos de carga. Consequentemente, o valor de pico da curva de carga ajustada do IEEE RTS para o sistema de 32 barras é 3715 kW. A curva de duração de carga ajustada para o sistema de duas barras é mostrada na Figura 5.7. O fator de carga para esta curva de carga é 61,44%.

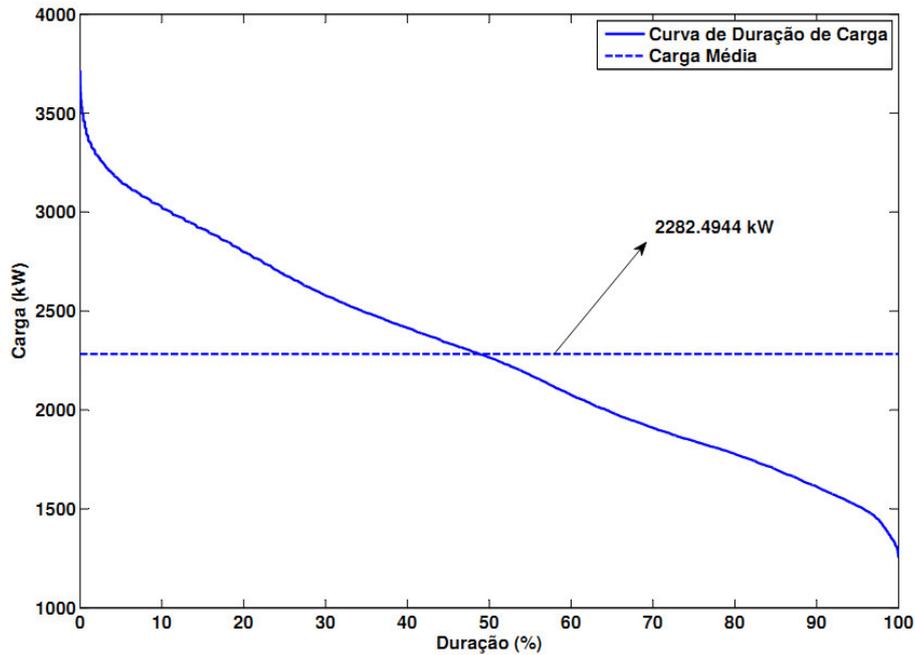


Figura 5.7: Curva de duração de carga do sistema de 32 barras.

Usando-se a curva de carga horária anual, tem o seguinte algoritmo para o sorteio da carga na SMC não-sequencial:

**Passo #1:**

Forma-se um vetor de curva de carga ( $PS^{data}$ ) com dimensão  $1 \times N^{step}$ . Cada elemento armazena um patamar de carga horário do sistema. A variável  $N^{step}$  é o número de patamares da curva de carga.

**Passo #2:**

Gera-se um número aleatório uniforme  $U$  no intervalo  $[0,1]$ .

**Passo #3:**

O patamar de carga sorteado para o sistema ( $PS^{rand}$ ) é então definido como:

$$PS^{rand} = PS_i^{data},$$

$$\text{Onde, } i = \lfloor N^{step} \times U \rfloor + 1$$

$\lfloor N^{step} \times U \rfloor$  é o maior número inteiro menor que  $N^{step} \times U$ . A adição da unidade é necessária para assegurar que a primeira posição do vetor da curva de carga será sorteada, pois o vetor é indexado com base unitária.

**Passo #4:**

O patamar de carga sorteado para o sistema é desagregado nos pontos de carga usando-se fatores de participação baseados na potência ativa nodal especificada, isto é:

$$Pn_i^{samp} = \frac{Pn_i^{esp}}{\sum_{j=1}^{N^{load}} Pn_j^{esp}} \times P_S^{rand} \quad (5.52)$$

$$Qn_i^{samp} = \tan\left(\frac{Qn_i^{esp}}{Pn_i^{esp}}\right) \times Pn_i^{samp} \quad (5.53)$$

$$para i = 1, \dots, N^{load}$$

Onde:

$Pn_i^{esp}$  ( $Qn_i^{esp}$ ) é a potência ativa (reativa) nodal especificada no ponto de carga  $i$ .

$Pn_i^{samp}$  ( $Qn_i^{samp}$ ) é a potência ativa (reativa) nodal sorteada no ponto de carga  $i$ .

$N^{load}$  é o número de pontos de carga.

A partir do passo #4 do algoritmo acima, pode-se observar que o sorteio da potência reativa nodal é realizado mantendo-se constante o fator de potência especificado para cada ponto de carga. É importante mencionar que é possível usar outros fatores de participação para desagregar a carga do sistema, tais como os fatores baseados na potência nominal dos transformadores que alimentam os pontos de carga (Kersting, 2002).

## **6 MÉTODO PROPOSTO PARA A AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DE VTCD**

### **6.1 INTRODUÇÃO**

Neste capítulo é apresentado o método proposto para análise do impacto da inserção da geração distribuída na VTCD.

O método proposto apresenta variações quanto ao tipo de geração distribuída, que pode ser convencional, isto é, geradores com potência de saída constante ou através de geradores eólicos, que apresentam intermitência de potência gerada, que conforme explicado no capítulo 5, a potência de saída depende da velocidade do vento, que é uma variável aleatória.

Outra variação apresentada é com relação à modelagem da carga que pode ser determinística (pico de carga) ou probabilística (flutuações aleatórias na carga do sistema de acordo com a curva de duração de carga).

Com a junção dessas variações, foram propostos os seguintes modelos para avaliação do impacto da GD eólica na rede de distribuição:

- i) GD convencional e carga determinística.
- ii) GD eólica e carga determinística.
- iii) GD eólica e carga probabilística.

Nas seções a seguir será apresentado cada um desses modelos.

### **6.2 GD CONVENCIONAL E CARGA DETERMINÍSTICA**

O algoritmo proposto para a avaliação de VTCD em um sistema com GD convencional e carga determinística é descrito a seguir:

### **Passo #1: Leitura dos Dados de Entrada**

Nesta etapa é feita a leitura de todos dos dados necessários para a execução do algoritmo, como por exemplo: dados de barra, dados das linhas, dados das cargas, dados dos geradores, dados de falta, etc.

### **Passo #2: Montagem da Estrutura de Dados para Navegação na Rede**

Nesta etapa é feita a montagem da estrutura de dados utilizada nas varreduras progressiva e regressiva do MSA, isto é, a classificação dos ramos da rede de distribuição em ordem crescente de profundidade (ver seção 2.4).

### **Passo #3: Fluxo de Potência**

Nesta etapa é realizado o fluxo de potência para a obtenção do estado pré-falta da rede usando o MSA descrito na seção 2.4. O estado pré-falta fornece as tensões terminais nos geradores, que por sua vez são usadas para determinar o circuito equivalente do gerador utilizado no cálculo das tensões pós-falta. *É importante mencionar que o fluxo de potência é executado apenas uma vez, pois o estado pré-falta é o mesmo para todas as faltas simuladas.* Este procedimento é devido a potência de saída da GD e a carga do sistema serem modeladas de forma determinística, ou seja, estes parâmetros são constantes em todos os cenários de falta.

### **Passo #4:**

Repita os passos #5 e #14 para  $i = 1, \dots, N^{sim}$ , onde  $N^{sim}$  é o tamanho da amostra de cenários anuais simulados.

### **Passo #5:**

Repita os passos #6 e #7 para  $j = 1, \dots, N^{comp}$ , onde  $N^{comp}$  é o número de componentes do sistema.

### **Passo #6:**

Selecione o número de faltas ( $N^{faltas}$ ) usando o gerador de números aleatórios com distribuição de Poisson descrito na seção 4.2.2.

**Passo #7:**

Repita os passos #8 até #13 para  $k = 1, \dots, N^{faltas}$ .

**Passo #8:**

Selecione o local da falta de acordo com o procedimento descrito na seção 4.3.

**Passo #9:**

Selecione o tipo da falta de acordo com o procedimento descrito na seção 4.3.

**Passo #10:**

Selecione as fases defeituosas de acordo com o procedimento descrito na seção 4.3.

**Passo #11:**

Modifique os parâmetros da seção que sofreu a falta usando a eliminação de Gauss conforme apresentado na seção 3.3.

**Passo #12:**

Calcule as correntes e tensões pós-falta usando o MSA para estudos de curto-circuito descrito nos capítulos 2 e 3.

**Passo #13**

Atualize os índices de qualidade de energia associados com as VTCD, por exemplo: SARFI e a frequência nodal de VTCD.

#### **Passo #14: Critério de Convergência**

Verifique se o critério de convergência para todos os índices é satisfeito, isto é, se as suas respectivas incertezas relativas (definidas na subseção 4.2.4) são menores do que uma tolerância especificada.

### 6.3 GD EÓLICA E CARGA PROBABILÍSTICA

O algoritmo proposto para a APVT considerando GD eólica e carga probabilística é descrito a seguir:

#### **Passo #1: Leitura dos Dados de Entrada**

Nesta etapa é feita a leitura de todos dos dados necessários para a execução do algoritmo, como por exemplo: dados de barra, dados das linhas, dados das cargas, dados dos geradores, dados de falta, dados de velocidade do vento e pontos da função de transferência da turbina eólica, etc.

#### **Passo #2: Montagem da Estrutura de Dados para Navegação na Rede**

Nesta etapa é feita a montagem da estrutura de dados utilizada nas varreduras progressiva e regressiva do MSA, isto é, a classificação dos ramos da rede de distribuição em ordem crescente de profundidade (ver seção 2.4).

#### **Passo #3: Modelagem da Velocidade do Vento e da Turbina Eólica**

Estimação dos parâmetros da distribuição Weibull trivariada, usada para modelar a velocidade do vento, utilizando os métodos de seção áurea e regressão linear simples (ver subseção 5.3.2). Além disso, neste passo são também estimados os coeficientes do polinômio que representa a função de transferência da turbina eólica (velocidade do vento  $\times$  potência de saída) usando a regressão linear múltipla conforme a subseção 5.3.3.

**Passo #4:**

Repita os passos #5 e #17 para  $i = 1, \dots, N^{sim}$ , onde  $N^{sim}$  é o tamanho da amostra de cenários anuais simulados.

**Passo #5:**

Repita os passos #6 e #7 para  $j = 1, \dots, N^{comp}$ , onde  $N^{comp}$  é o número de componentes do sistema.

**Passo #6:**

Selecione o número de faltas ( $N^{faltas}$ ) usando o gerador de números aleatórios com distribuição de Poisson descrito na subseção 4.2.2.

**Passo #7:**

Repita os passos #8 até #16 para  $k = 1, \dots, N^{faltas}$ .

**Passo #8**

Sorteie a velocidade do vento usando a transformação inversa da distribuição Weibull trivariada de acordo com o procedimento descrito na subseção 5.3.2.

**Passo #9**

Obtenha a potência de saída da turbina eólica usando a velocidade do vento sorteada no passo #8 e a função de transferência obtida no passo #3.

**Passo #10: Fluxo de Potência**

Obtenha o estado pré-falta da rede usando o MSA descrito na seção 2.4. O estado pré-falta fornece as tensões terminais nos geradores, que por sua vez são usadas para determinar o circuito equivalente do gerador

utilizado no cálculo das tensões pós-falta. *É importante mencionar que o fluxo de potência é executado para cada cenário de falta, pois o estado pré-falta é o modificado pela potência de saída GD eólica.* Este procedimento é devido a potência de saída da GD eólica ser modelada de forma probabilística, ou seja, incluindo as variações aleatórias na velocidade do vento.

**Passo #11:**

Selecione o local da falta de acordo com o procedimento descrito na seção 4.3.

**Passo #12:**

Selecione o tipo da falta de acordo com o procedimento descrito na seção 4.3.

**Passo #13:**

Selecione as fases defeituosas de acordo com o procedimento descrito na seção 4.3.

**Passo #14:**

Modifique os parâmetros da seção que sofreu a falta usando a eliminação de Gauss conforme apresentado na seção 3.3.

**Passo #15:**

Cálculo das correntes e tensões pós-falta usando o MSA para estudos de curto-circuito descrito nos capítulos 2 e 3.

**Passo #16**

Atualize os índices de qualidade de energia associados com as VTCD, por exemplo: SARFI e a frequência nodal de VTCD.

### **Passo #17: Critério de Convergência**

Verifique se o critério de convergência para todos os índices é satisfeito, isto é, se as suas respectivas incertezas relativas (definidas na subseção 4.2.4) são menores do que uma tolerância especificada.

## 6.4 GD EÓLICA E CARGA PROBABILÍSTICA

O algoritmo proposto para a APVT com GD eólica e carga probabilística é muito similar ao algoritmo descrito na seção 6.3. Os passos do algoritmo para a modelagem probabilística da GD e da carga são mostrados abaixo:

### **Passo #1: Leitura dos Dados de Entrada**

Nesta etapa é feita a leitura de todos dos dados necessários para a execução do algoritmo, como por exemplo: dados de barra, dados das linhas, dados das cargas, dados dos geradores, dados de falta, dados de velocidade do vento, pontos da função de transferência da turbina eólica, curva de carga anual, etc.

### **Passo #2: Montagem da Estrutura de Dados para Navegação na Rede**

Nesta etapa é feita a montagem da estrutura de dados utilizada nas varreduras progressiva e regressiva do MSA, isto é, a classificação dos ramos da rede de distribuição em ordem crescente de profundidade (ver seção 2.4).

### **Passo #3: Modelagem da Velocidade do Vento e da Turbina Eólica**

Estimação dos parâmetros da distribuição Weibull trivariada, usada para modelar a velocidade do vento, utilizando os métodos de seção áurea e regressão linear simples (ver subseção 5.3.2). Além disso, neste passo são também estimados os coeficientes do polinômio que

representa a função de transferência da turbina eólica (velocidade do vento  $\times$  potência de saída) usando a regressão linear múltipla conforme a subseção 5.3.3.

**Passo #4:**

Repita os passos #5 e #18 para  $i = 1, \dots, N^{sim}$ , onde  $N^{sim}$  é o tamanho da amostra de cenários anuais simulados.

**Passo #5:**

Repita os passos #6 e #7 para  $j = 1, \dots, N^{comp}$ , onde  $N^{comp}$  é o número de componentes do sistema.

**Passo #6:**

Selecione o número de faltas ( $N^{faltas}$ ) usando o gerador de números aleatórios com distribuição de Poisson descrito na seção 4.2.2.

**Passo #7:**

Repita os passos #8 até #17 para  $k = 1, \dots, N^{faltas}$ .

**Passo #8**

Sorteie a velocidade do vento usando a transformação inversa da distribuição Weibull trivariada de acordo com o procedimento descrito na subseção 5.3.2.

**Passo #9**

Obtenha a potência de saída da turbina eólica usando a velocidade do vento sorteada no passo #8 e a função de transferência obtida no passo #3.

#### **Passo #10**

Sorteie o patamar de carga do sistema para o cenário de falta e desagrega-lo usando fatores de participação de acordo com o procedimento mostrado na seção 5.4.

#### **Passo #11: Fluxo de Potência**

Obtenha o estado pré-falta da rede usando o MSA descrito na seção 2.4. O estado pré-falta fornece as tensões terminais nos geradores, que por sua vez são usadas para determinar o circuito equivalente do gerador utilizado no cálculo das tensões pós-falta. *É importante mencionar que o fluxo de potência é executado para cada cenário de falta, pois o estado pré-falta é o modificado pela potência de saída da GD eólica e pela carga do sistema.* Este procedimento é devido a potência de saída da GD eólica e carga do sistema serem modeladas de forma probabilística, ou seja, incluindo as variações aleatórias na velocidade do vento e flutuações na demanda ao longo do período de estudo, respectivamente.

#### **Passo #12:**

Selecione o local da falta de acordo com o procedimento descrito na seção 4.3.

#### **Passo #13:**

Selecione o tipo da falta de acordo com o procedimento descrito na seção 4.3.

#### **Passo #14:**

Selecione as fases defeituosas de acordo com o procedimento descrito na seção 4.3.

**Passo #15:**

Modifique os parâmetros da seção que sofreu a falta usando a eliminação de Gauss conforme apresentado na seção 3.3.

**Passo #16:**

Calcule as correntes e tensões pós-falta usando o MSA para estudos de curto-circuito descrito nos capítulos 2 e 3.

**Passo #17**

Atualize os índices de qualidade de energia associados com as VTCD, por exemplo: SARFI e a frequência nodal de VTCD.

**Passo #18: Critério de Convergência**

Verifique se o critério de convergência para todos os índices é satisfeito, isto é, se as suas respectivas incertezas relativas (definidas na subseção 4.2.4) são menores do que uma tolerância especificada.

## 6.5 FUNÇÕES DE TESTE PARA OS ÍNDICES ASSOCIADOS COM AS VTCD

Após as tensões pós-falta terem sido estimadas, pode-se identificar quais pontos de carga experimentaram VTCD inferiores a um limite especificado. Esta identificação permite adicionar a contribuição de um cenário de falta para os índices estimados relacionados com as VTCD. Os índices referentes as VTCD estimados nesta dissertação pelos algoritmos descritos na seções 6.2, 6.3 e 6.4 são a Frequência Nodal de VTCD e o índice  $SARFI_{x\%}$ . As funções-teste usadas para estimar estes índices são definidas abaixo:

i) **Frequência Nodal de VTCD com magnitude inferior a  $x\%$  no ponto de carga  $p$  ( $FNVT_p^{x\%}$ )**

$$FNVT_p^{x\%}(S^i) = \sum_{j=1}^{N^{comp}} \sum_{k=1}^{N^{faltas}} F_p(S_{jk}^i) \quad (6.1)$$

Onde:

$FNVT_p^{x\%}(S^i)$  é a frequência nodal de VTCD com magnitude inferior a  $x\%$  no ponto de carga  $p$  para a simulação  $S^i$ .

$S_{jk}^i$  é o cenário de falta associado com o  $k$ -ésimo curto-circuito no componente  $j$  durante a simulação  $i$ .

$F_p(S_{jk}^i)$  é uma função de teste referente ao ponto de carga  $p$  cuja definição é dada por:

$$F_p(S_{jk}^i) = \begin{cases} 1 & \text{se o ponto de carga } p \text{ sofreu uma VTCD inferior a } x\% \text{ no cenário } S_{jk}^i \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

ii) **SARFI $_{x\%}$**

$$SARFI_{x\%}(S^i) = \frac{\sum_{p=1}^{N^{PC}} N_p^{con} \times FNVT_p^{x\%}(S^i)}{N_{tot}^{con}} \quad (6.2)$$

Onde:

$SARFI_{x\%}(S^i)$  é o valor do índice  $SARFI_{x\%}$  para a simulação  $S^i$ .

$N_p^{con}$  é o número de consumidores no ponto de carga  $p$ .

$N_{tot}^{con}$  é o número total de consumidores.

$N^{PC}$  é o número de pontos de carga.

$FNVT_p^{x\%}(S^i)$  é a frequência nodal de VTCD com magnitude inferior a  $x\%$  no ponto de carga  $p$  para a simulação  $S^i$ .

Finalmente, os valores esperados dos índices, para uma amostra com  $N^{sim}$  simulações, são estimados como:

i)  $FNVT_p^{x\%}$

$$\tilde{E}[FNVT_p^{x\%}] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{sim}} FNVT_p^{x\%}(S^i)}{N^{sim}} \quad (6.3)$$

ii)  $SARFI_{x\%}$

$$\tilde{E}[SARFI_{x\%}] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{sim}} SARFI_{x\%}(S^i)}{N^{sim}} \quad (6.4)$$

## 7 RESULTADOS

O algoritmo proposto para a análise do impacto da geração distribuída na VTCD foi implementado através de um software em linguagem C++. Este programa foi testado na rede de distribuição proposta por Baran & Wu (1989) com o objetivo de validar a metodologia proposta nesta dissertação.

Os resultados apresentados nas próximas subseções são organizados como:

- i) A seção 7.1 apresenta uma descrição do sistema teste.
- ii) A seção 7.2 apresenta os dados de simulação.
- iii) A seção 7.3 apresenta os resultados da inserção da GD nos índices de qualidade de energia.
- iv) A seção 7.4 apresenta uma comparação entre os resultados mostrados na seção 7.3.
- v) A seção 7.5 apresenta uma análise de sensibilidade considerando a inserção da geração distribuída nos índices de qualidade de energia.
- vi) E por fim, a seção 7.6 apresenta uma análise de sensibilidade da resistência de falta nos índices de qualidade de energia.

### 7.1 SISTEMA TESTE

O sistema-teste utilizado para avaliação do impacto da geração distribuída na VCTD, foi proposto por Baran & Wu (1989). Originalmente, este sistema-teste foi desenvolvido para análise de reconfiguração em redes de distribuição balanceadas, ou seja, somente os dados de sequência positiva são fornecidos. Devido ao seu arranjo e similaridades com redes de distribuição reais, o sistema-teste proposto por Baran & Wu (1989) vem sendo utilizado em diversos outros tipos de estudos, tais como a modelagem de geradores eólicos em estudos de fluxo de potência (Divya & Rao, 2006).

Os principais dados do sistema-teste utilizados nesta dissertação são apresentados na Tabela 7.1. Este sistema será designado daqui por diante como ST33 (Sistema-Teste de 33 Barras).

Tabela 7.1: Dados do ST33

<b>Dados Gerais do Sistema Teste</b>	
Pico de Carga	3715 kW
Tensão Primária	12,66 kV
Nº de Pontos de Carga	32
Nº de barras	33

Conforme mencionado anteriormente, o ST33 foi proposto inicialmente para estudos de reconfiguração baseados em modelos de fluxo de potência balanceados. Entretanto, a análise de VTCD proposta nesta dissertação se baseia em um modelo de coordenadas de fase para representar de forma mais adequada a natureza desbalanceada das redes de distribuição. Desta forma, foram necessárias algumas modificações no ST33, que são descritas a seguir:

**i) Dados dos condutores** - No ST33 original, são fornecidos os seguintes dados de entrada dos ramos: nós terminais, impedância e as potências ativa e reativa das cargas. Esses são os dados geralmente utilizados para a execução do fluxo de potência balanceado ou de sequência positiva. Porém, para a execução do fluxo de potência em coordenadas de fase é necessário conhecer o tipo e a geometria dos condutores da rede de distribuição. Com a definição do tipo de condutor é possível, através de tabelas disponíveis na literatura técnica (Kersting, 2007), obter os dados de resistência por quilômetro e de Raio Médio Geométrico (RMG). Combinando-se estes dados com a geometria dos condutores é possível obter a matriz de impedância por fase. Nesta dissertação foi considerado que o condutor 336,4 ACSR<sup>1</sup> é utilizado em todas as seções do ST33. Este condutor é frequentemente usado em redes de distribuição reais. Dessa forma, através de tabelas de condutores chega-se ao valor de resistência por milha de 0,306  $\Omega$ /milha e um valor de RMG igual a 0,02440 pés.

**ii) Geometria dos Condutores** - Além do tipo de condutor, é necessário definir o arranjo geométrico dos condutores no poste. Nesta dissertação, foi utilizado o arranjo proposto por

---

<sup>1</sup> Do inglês: *Aluminium conductor steel-reinforced*;

(Kersting, 2007). A geometria dos condutores no poste é mostrada na Figura 7.1. Com o arranjo geométrico e o tipo dos condutores é possível determinar a impedância de sequência positiva do condutor, que é dada por:

$$Z_+ = 0,19014 + j0,38972 \Omega/km \quad (7.1)$$

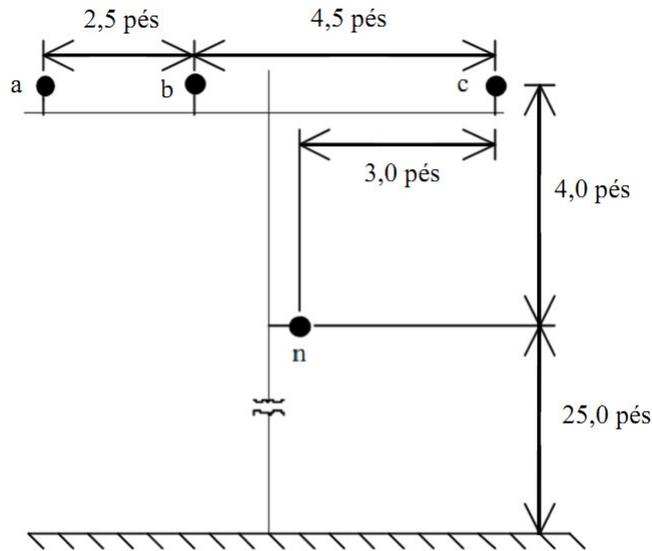


Figura 7.1: Geometria dos condutores usada no ST33, adaptado de Kersting (2007).

**iii) Estimação do Comprimento das Seções** – A análise probabilística de VTCD requer os comprimentos das seções para determinar as suas taxas de falha. Contudo, esta informação não é fornecida nos dados originais do ST33. Desta forma, os comprimentos das seções são estimados de modo que todas elas têm os tipos de condutores e geometria especificados no itens (i) e (ii). Consequentemente, os comprimentos das linhas e suas impedâncias de sequência positiva são calculados de acordo com as equações (7.2) e (7.3), respectivamente.

$$L_i = \sqrt{\frac{R_{i*}^2 + X_{i*}^2}{R_+^2 + X_+^2}} = \sqrt{\frac{R_{i*}^2 + X_{i*}^2}{(0,19014)^2 + (0,38972)^2}} \quad (7.2)$$

Onde:

$$Z_+ = R_+ + jX_+$$

$R_{i*}$  é a resistência original da linha  $i$ .

$X_{i*}$  é a reatância original da linha  $i$ .

$R_+$  é a resistência de sequência positiva em  $\Omega/km$  para a configuração assumida.

$X_+$  é a reatância de sequência positiva em  $\Omega/\text{km}$  para a configuração assumida.

$L_i$  é o comprimento da linha  $i$ .

$$R_i + jX_i = L_i \times Z_+ \quad (7.3)$$

Onde:

$R_i$  é a nova resistência da linha  $i$ .

$X_i$  é a nova reatância da linha  $i$ .

$Z_+$  é a impedância de sequência positiva.

Considerando-se estas alterações, as impedâncias de sequência positiva dos circuitos são alteradas. Contudo, o módulo da impedância de cada linha é preservado. Desta forma, esta versão do sistema, originalmente proposta por Baran & Wu (1989), pode ser utilizada, para análise de fluxo de potência e curto-circuito em coordenadas de fase. Finalmente, é importante enfatizar que no fluxo de potência e no curto-circuito são usadas matrizes  $3 \times 3$  de impedância de fase, em ohms/km, para modelar as seções. Estas matrizes são construídas com base no tipo e na geometria de condutores especificados nos itens (i) e (ii). O comprimento usado para calcular os elementos destas matrizes em ohms é estimado de acordo com o procedimento descrito no item (iii).

**iv) Inserção dos Transformadores** – No sistema original, todas as cargas são de alta tensão, ou seja, são atendidas com a tensão nominal da rede de distribuição primária (12,66 kV). Para o sistema ficar mais adequado ao estudo de qualidade, já que a grande maioria dos consumidores são atendidos em tensão secundária, foram inseridos transformadores com relação de transformação 12,66/0,38 kV, impedância de 5,5 p.u. em sua própria base e potência equivalente a potência da carga.

**v) Dados de Confiabilidade** – Para estudos de confiabilidade, foi necessário adicionar aos dados do sistema os dados de confiabilidade. Para este estudo, foram utilizados os dados definidos em (Bordalo, et al., 2006), ou seja, a taxa de falha total  $\lambda_t$  (taxa de falha permanente mais a taxa de falha transitória) das linhas de transmissão aéreas é 1,5 falhas/ano/milha. Neste estudo foi utilizada a taxa de falha total devido ao fato de que a maioria dos eventos de curtos-circuitos serem de natureza momentânea.

**vi) Inserção dos Geradores** – Para a avaliação do impacto da GD nas VTCD, foram inseridos os geradores no ST33. Os geradores são acoplados à rede utilizando transformadores elevadores 0,38/12,66 kV, com impedância de 5,5 p.u. em sua própria base e potência

nominal equivalente a potência do gerador que está acoplado aos seus terminais. Os pontos de alocação dos geradores utilizados neste estudo foram propostos por Divya & Rao (2006), e são mostrados na Figura 7.2. Adicionalmente, os dados dos geradores são apresentados na Tabela 7.2, onde:  $X_0$ ,  $X_1$  e  $X_2$  são as reatâncias de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente.

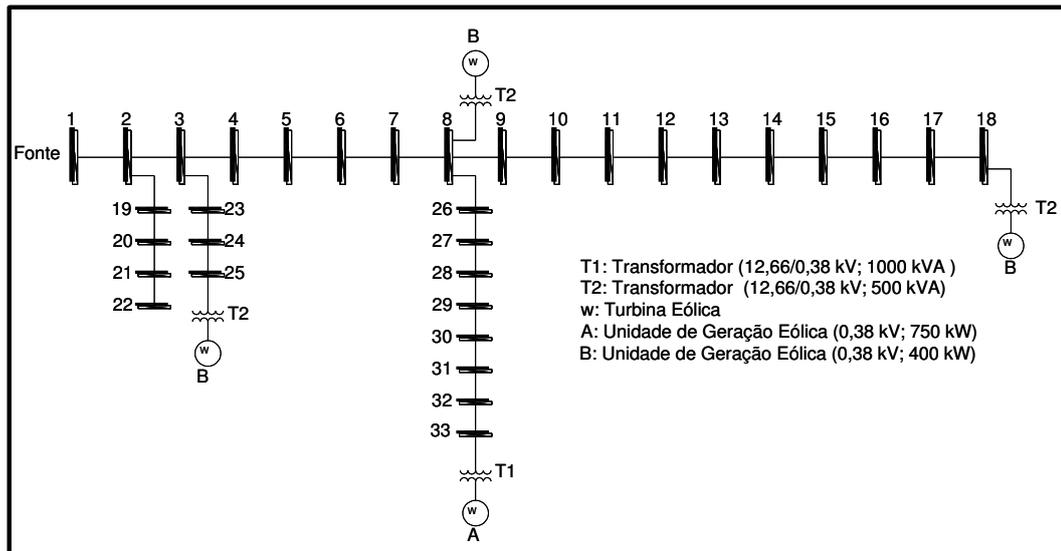


Figura 7.2: Ponto de alocação dos geradores no sistema 33 barras, adaptado de Divya & Rao (2006).

Tabela 7.2: Dados dos geradores (reatâncias em p.u. na base do gerador).

Gerador	Reatâncias			Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)
	$X_0$	$X_1$	$X_2$		
A	0,02	0,14	0,2	750	319,5
B	0,02	0,14	0,2	400	170,4

## 7.2 DADOS DE SIMULAÇÃO

Para as simulações realizadas no ST33 considerou-se que:

- A impedância de falta utilizada é  $1,0 + j0,0 \Omega$ .
- A barra da subestação é a barra de referência ( $V\theta$ ).

iii) No fluxo de potência as cargas são modeladas como potência constante e no curto-circuito como impedância constante.

iv) O período de estudo considerado na estimação dos índices é anual.

v) A regra de parada da simulação se baseia na incerteza relativa ( $\beta$ ) nos índices  $SARFI_{x\%}$ , ou seja, os cenários do sistema são sorteados até que a incerteza seja menor do que uma tolerância especificada. Nesta dissertação, a tolerância usada para a incerteza relativa  $\beta$  na regra de parada foi 0,30%. O cálculo de  $\beta$  é dado por (Bordalo, et al., 2006):

$$\beta(SARFI_{x\%}) = \frac{\sigma(SARFI_{x\%})}{E(SARFI_{x\%}) \times \sqrt{n}} \quad (7.4)$$

Onde:

$E(SARFI_{x\%})$  é a média dos valores de  $SARFI_{x\%}$ .

$\sigma(SARFI_{x\%})$  é o desvio padrão dos valores de  $SARFI_{x\%}$ .

$n$  é o número de simulações (cenários) realizados.

### 7.3 ANÁLISE DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA VTCD

Para a análise do impacto da inserção da geração distribuída na VTCD, adotaram-se os seguintes estudos de caso:

**i) Caso-Base** – A configuração inicial da rede, sem a geração distribuída. É utilizada como *benchmark*.

**ii) Caso 1** – Os geradores são inseridos e possuem potência constante (conforme Figura 7.2 e Tabela 7.2).

**iii) Caso 2** – São utilizados geradores eólicos. Portanto, a potência de saída é dependente da velocidade do vento.

**iv) Caso 3** – São utilizados geradores eólicos e a curva de duração de carga (“*Load Duration Curve*”) para modelar as variações aleatórias na carga.

O índice  $SARFI_{x\%}$  foi calculado para os seguintes percentuais de afundamento de tensão: ( $x\%$ ): 90, 80, 70, 50 (Dugan et al., 2002). Além disso, foram estimadas as frequências nodais de afundamentos de tensão com relação as magnitudes especificadas acima, isto é, o

número esperado de afundamentos de tensão experimentado por cada consumidor individual. A seguir são apresentados os resultados e os comentários referentes a cada estudo de caso.

### 7.3.1 Resultados do Caso-Base

Este estudo de caso tem por objetivo a apresentação da estimação dos índices  $SARFI_{x\%}$  para o sistema teste de 33 barras sem a presença da GD, servindo assim de *benchmark*, para a partir daí se analisar o impacto da geração distribuída no sistema. A Tabela 7.3 apresenta os principais resultados estatísticos do Caso-Base. É importante enfatizar que cada índice da Tabela 7.3 foi estimado com uma execução do programa C++. Este procedimento permite avaliar a característica de convergência dos índices de forma individualizada. Neste estudo de caso a carga é modelada na condição de pico de carga.

Tabela 7.3: Estatísticas do SARFI (VTCD/ano) para o caso-base.

SARFI	Valor Médio	Desvio Padrão	Número de Simulações	Percentis para a distribuição de SARFI x%		
				25%	50%	75%
90	32,9810	4,3586	1942	29,9961	32,8824	35,8199
80	18,1448	2,8163	2678	16,1952	18,0068	20,0041
70	11,0827	1,8555	3115	9,7736	11,0068	12,2706
50	2,4351	0,9052	15355	1,7873	2,3513	2,9973

Pode ser observado através da Tabela 7.3 que há grandes variações em torno do valor médio do índice SARFI, devido aos valores elevados do desvio padrão e da amplitude interquartil (diferença entre os quartis superior e inferior). Por exemplo, o intervalo interquartil associado com o índice  $SARFI_{70\%}$  é cerca de 23% do seu valor médio. Portanto, os resultados da Tabela 7.3 mostram que a modelagem de incertezas nos cenários de faltas tem grande impacto na estimação probabilística de índices de qualidade de energia associados com a VTCD.

A Tabela 7.3 também mostra que o número de simulações aumenta à medida que a amplitude do SARFI que se deseja calcular diminui. Isto ocorre devido à raridade dos eventos ou cenários de falta que resultam em afundamentos de tensão muito severos. Portanto,

mais simulações são necessárias para satisfazer a tolerância especificada para a incerteza relativa.

A Figura 7.3 mostra as distribuições de probabilidade individuais para cada amplitude de SARFI estudada. Esta figura mostra novamente que as incertezas associadas com os cenários de falta causam grande dispersão do SARFI em torno do seu valor médio.

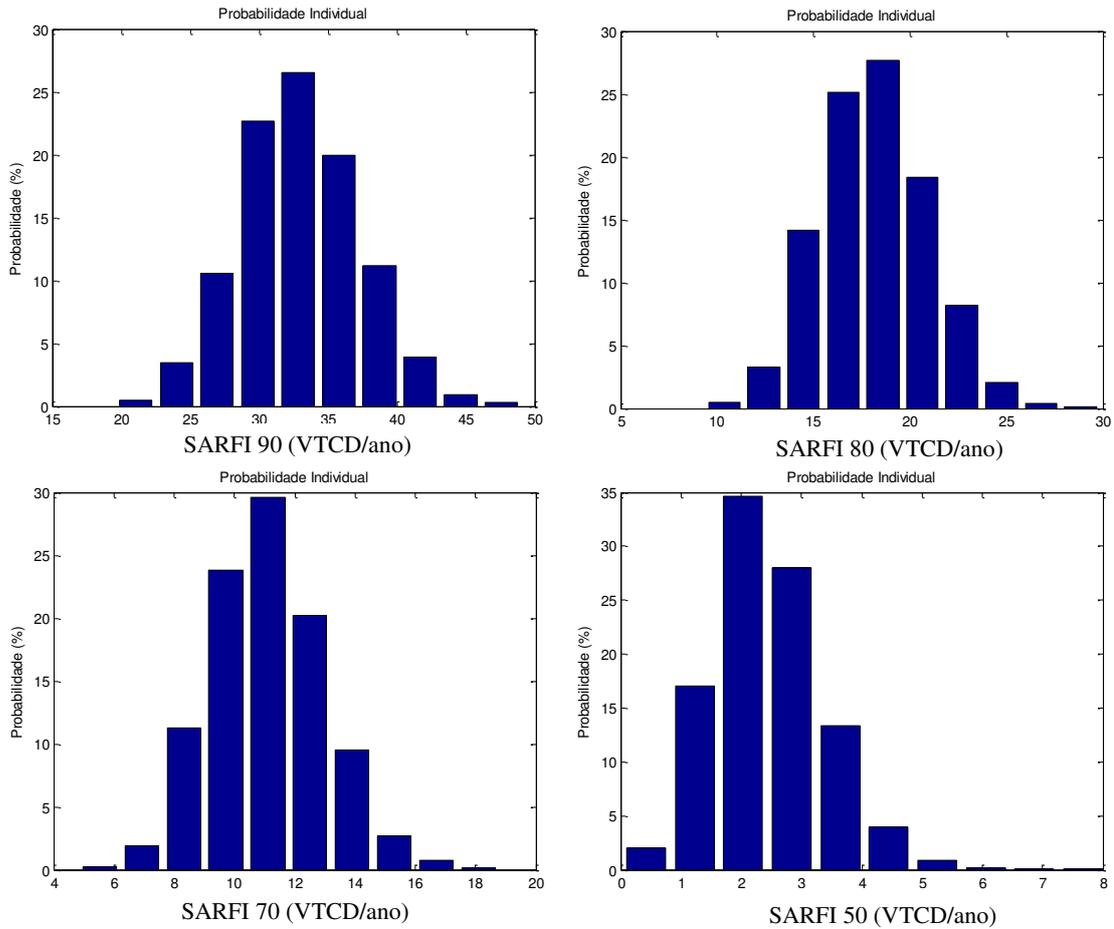


Figura 7.3: Distribuições de probabilidade individuais do SAFRI do caso-base para as amplitudes de 90%, 80%, 70% e 50%.

Nas Figuras de 7.4 a 7.7 são mostrados os valores médios das frequências nodais de VTCD com relação aos mesmos limites usados no cálculo do SARFI (90%, 80%, 70% e 50%). Nesses gráficos as barras foram ordenadas de acordo com a distância elétrica da barra até a subestação. Isto é, a impedância equivalente entre o ponto de carga considerado e o nó fonte.

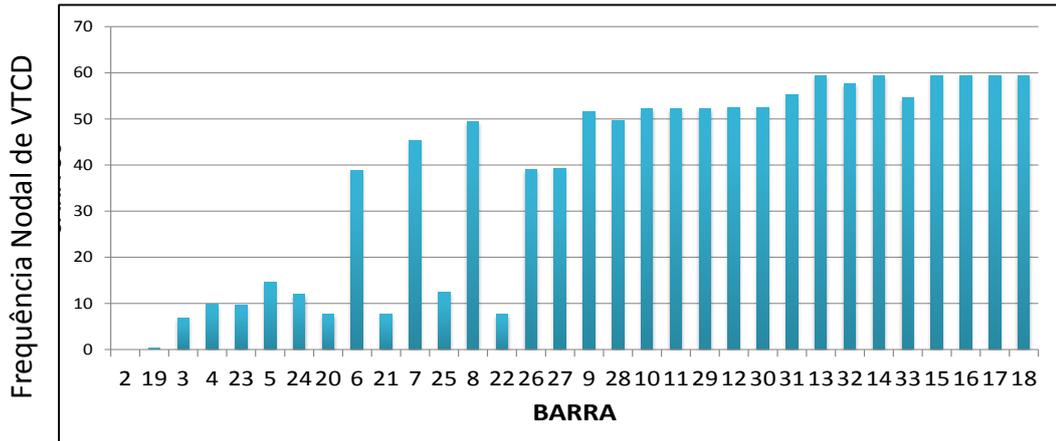


Figura 7.4: Valor médio da frequência nodal de VTCD (VTCD/ano) para a amplitude de 90%.

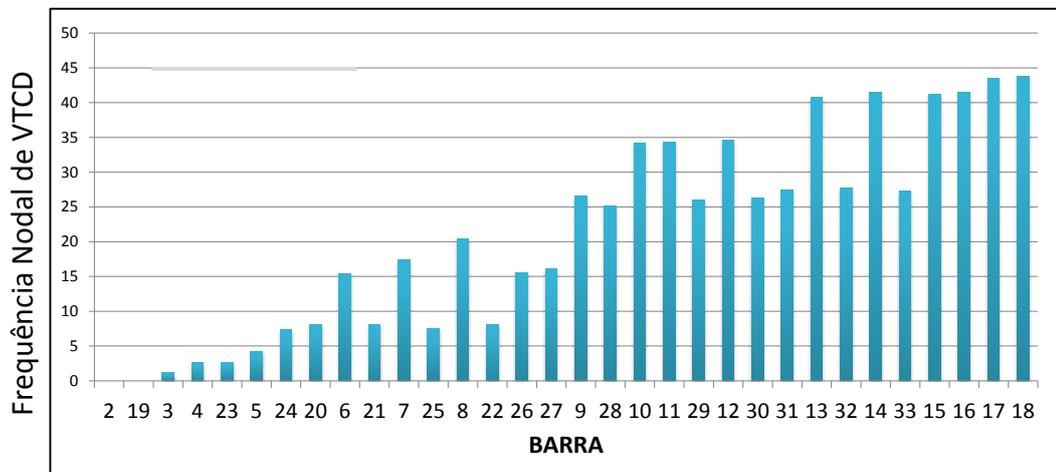


Figura 7.5: Valor médio da frequência nodal de VTCD (VTCD/ano) para a amplitude de 80%.

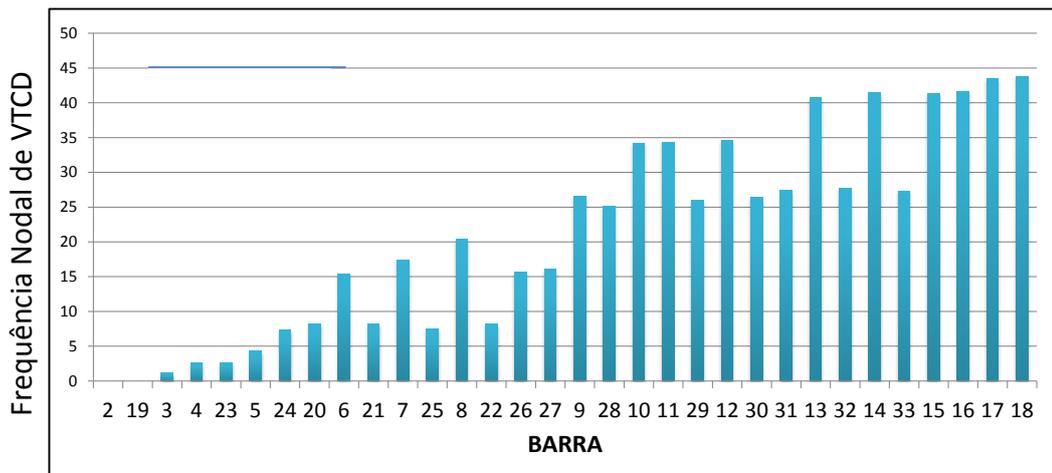


Figura 7.6: Valor médio da frequência nodal de VTCD (VTCD/ano) para a amplitude de 70%.

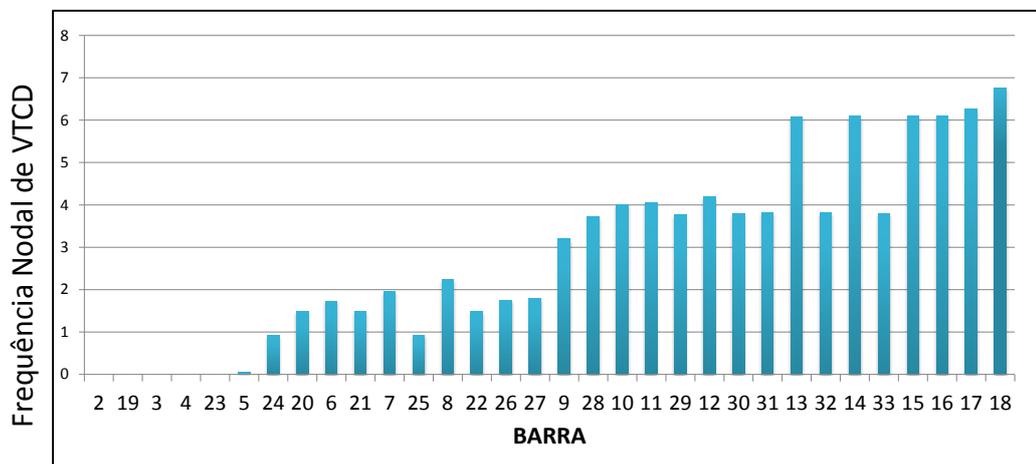


Figura 7.7: Valor médio da frequência nodal de VTCD (VTCD/ano) para a amplitude de 50%.

A partir das Figuras 7.4 a 7.7, pode-se observar que há uma tendência de aumento na frequência nodal de VTCD à medida que se aumenta a distância entre a subestação e o ponto de carga. As barras 18 e 17 são as mais distantes da subestação, como já foi mostrado na Figura 7.2. Desta forma, estas barras apresentam os maiores valores de frequências nodais de VTCD. Este aumento na frequência nodal de VTCD é devido ao fato de que as tensões pré-falta em barras distantes da subestação são menores do que nas barras localizadas próximas a subestação. Conseqüentemente, as VTCD são mais severas nos pontos de carga distantes da subestação.

### 7.3.2 Resultados do Estudo de Caso 1

Este estudo de caso tem por objetivo a estimação dos índices  $SARFI_{x\%}$  para o ST33 com a inserção de GD descrita na subsecção 7.1. A Tabela 7.4 apresenta os principais índices do Caso 1.

Tabela 7.4: Estatísticas do SARFI (VTCD/ano) para o Caso 1

SARFI	Valor Médio	Desvio Padrão	Número de Simulações	Percentis para a distribuição de SARFI x%		
				25%	50%	75%
90	21,9706	3,3816	2633	19,6512	21,7848	24,1974
80	12,5586	1,9688	2731	11,1770	12,5169	13,8332
70	5,0585	1,1134	5384	4,2692	4,9839	5,7618
50	2,0054	0,7135	14065	1,4993	1,9489	2,4469

A Tabela 7.5 mostra a comparação entre os valores médios do índice SARFI obtidos no Caso 1 e no Caso-Base. Pode-se observar na Tabela 7.5 que a conexão da GD causou uma redução sensível nos valores do SARFI. Por exemplo, a menor variação observada nos índices foi de 15% no índice  $SARFI_{50\%}$ . Desta forma, pode-se concluir que há uma melhoria nos índices de qualidade associados com VTCD quando a GD é inserida na rede de distribuição.

Tabela 7.5: Comparação entre os índices SARFI (VTCD/ano) do Caso 1 e do Caso Base

SARFI	CASO BASE	CASO 1	Variação (%)
90	32,981	21,9706	33,38%
80	18,1448	12,5586	31,00%
70	11,0827	5,0585	54,00%
50	2,3641	2,0054	15,00%

Os resultados da Tabela 7.5 são ilustrados no gráfico apresentado na Figura 7.8. Este gráfico mostra novamente que a inserção de GD na rede de distribuição tende a minimizar as VTCD.

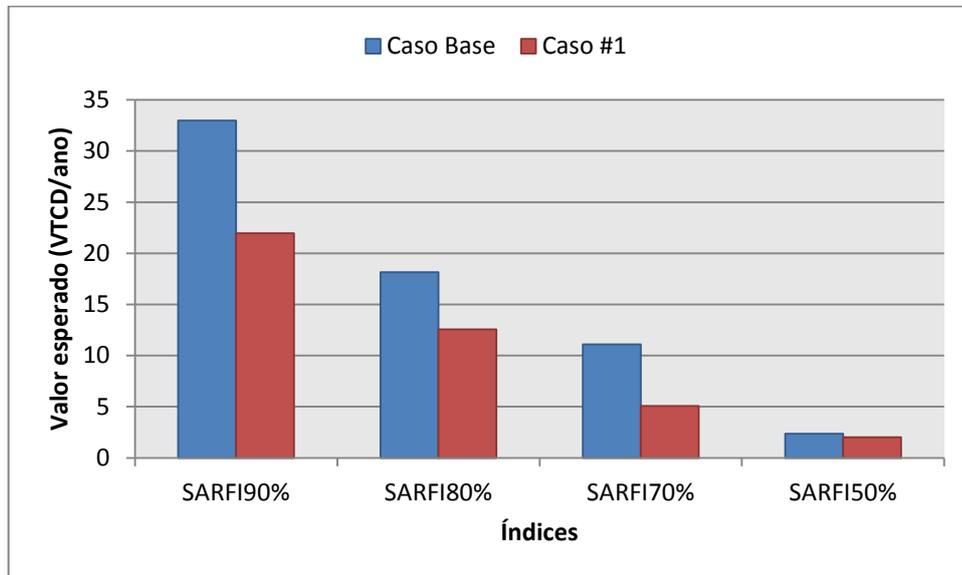


Figura 7.8: Comparação entre o Caso 1 e o Caso Base.

### 7.3.3 Resultados do Estudo de Caso 2

Este estudo de caso tem por objetivo a estimação dos índices  $SARFI_{x\%}$  para o sistema teste de 33 barras, com a inserção dos geradores eólicos, conforme a modelagem do vento e a estimação da potência de saída do gerador em um cenário aleatório. A Tabela 7.6 apresenta os principais estatísticas do Caso 2. Esta tabela mostra que ainda há grandes variações dos índices de qualidade associadas com as VTCD após a inserção da GD na rede. Ou seja, a inserção da GD não eliminou a dispersão dos índices em torno dos seus respectivos valores esperados.

Tabela 7.6: Estatísticas do SARFI (VTCD/ano) para o Caso 2

SARFI	Valor Médio	Desvio Padrão	Número de Simulações	Percentis para a distribuição de SARFI x%		
				25%	50%	75%
<b>90</b>	22,8288	3,4101	2480	20,4860	22,7606	25,0378
<b>80</b>	12,8119	2,0134	2744	11,4503	12,7235	14,0660
<b>70</b>	5,1926	1,1257	5223	4,4011	5,1225	5,8971
<b>50</b>	1,9737	0,7067	14245	1,4721	1,9179	2,4146

A Tabela 7.7 mostra a comparação entre o valor médio do SARFI obtido no Caso 2 e no Caso Base, para cada amplitude de SARFI. Os resultados mostram mais uma vez as melhorias significativas nos índices associados com a VTCD ao serem instalados os geradores na rede, neste caso, geradores eólicos.

Tabela 7.7: Comparação entre os índices SARFI (VTCD/ano) do Caso 2 e do Caso Base

SARFI	CASO BASE	CASO 2	Varição (%)
<b>90</b>	32,981	22,8288	30,78%
<b>80</b>	18,1448	12,8119	29,39%
<b>70</b>	11,0827	5,1926	53,15%
<b>50</b>	2,3641	1,9737	16,51%

Na Tabela 7.8 são comparados os resultados obtidos no Caso 1 (Geradores de Potência Constante) e no Caso 2 (Geradores Eólicos).

Tabela 7.8: Comparação entre os índices SARFI (VTCD/ano) do Caso 2 e do Caso 1

SARFI	CASO 1	CASO 2	Variação (%)
90	21,9706	22,8288	3,9061
80	12,5586	12,8119	2,0169
70	5,0585	5,1926	2,6510
50	2,0054	1,9737	-1,5807

Pode-se observar na Tabela 7.8 que a troca dos geradores convencionais para os geradores eólicos causa um aumento no índice SARFI nas amplitudes de 90, 80 e 70. Esse resultado é explicado pela intermitência na potência de saída dos geradores eólicos. O impacto da substituição depende ainda da curva de velocidade do vento x potência de saída dos geradores e do potencial eólico do local onde os geradores são instalados.

### 7.3.4 Resultados do Estudo de Caso 3

Este estudo de caso tem por objetivo a estimação dos índices  $SARFI_{x\%}$  para o sistema teste de 33 barras, com a inserção dos geradores eólicos e com a carga variando aleatoriamente de acordo com a curva de duração de carga. A Tabela 7.9 apresenta os principais resultados estatísticos do Caso 3.

Tabela 7.9: Estatísticas do SARFI (VTCD/ano) para o Caso 3

SARFI	Valor Médio	Desvio Padrão	Número de Simulações	Percentis para a distribuição de SARFI x%		
				25%	50%	75%
90	19,8079	3,0926	2710	17,7201	19,6919	21,7942
80	10,7212	1,7609	2999	9,4687	10,6151	11,8560
70	4,2512	1,0529	6817	3,5081	4,1750	4,9129
50	1,9168	0,6763	13831	1,4293	1,8600	2,3459

Para avaliar o impacto da modelagem aleatória da carga, é apresentada na Tabela 7.10 a comparação entre o valor médio do SARFI obtido no Caso 3 e no Caso 2, onde são utilizados geradores eólicos na condição de pico de carga. Os resultados mostram uma

melhora mais expressiva nos índices associados com a VCTD ao serem instalados os geradores eólicos na rede. Neste caso, o ganho adicional é devido à redução no carregamento causada pela operação do sistema em patamares de carga menores que o pico de carga. Conseqüentemente, as quedas de tensão na rede são reduzidas.

Tabela 7.10: Comparação entre os índices SARFI (VTCD/ano) do Caso 3 e do Caso 2

SARFI	CASO 2	CASO 3	Variação (%)
90	22,8288	19,8079	-13,23%
80	12,8119	10,7212	-16,32%
70	5,1926	4,2512	-18,13%
50	1,9737	1,9168	-2,88%

#### 7.4 ANÁLISE COMPARATIVA DOS ESTUDOS DE CASO

Nesta seção, será realizada uma comparação de todos os resultados apresentados na seção 7.3. A Tabela 7.11 mostra a comparação entre o valor médio do SARFI sistêmico e sua variação com relação ao Caso Base, para cada estudo de caso.

Tabela 7.11: Comparação dos valores do SARFI (VTCD/ano) e sua variação com relação ao caso base.

SARFI	CASO BASE	CASO 1	%Δ CASO 1/ CASO BASE	CASO 2	%Δ CASO 2/ CASO BASE	CASO 3	%Δ CASO 3/ CASO BASE
90	32,9810	21,9706	33%	22,8288	31%	19,8079	40%
80	18,1448	12,5586	31%	12,8119	29%	12,8119	29%
70	11,0827	5,0585	54%	5,1926	53%	5,1926	53%
50	2,3641	2,0054	15%	1,9737	17%	1,9168	19%

A Figura 7.9 mostra, em forma de gráfico, os resultados apresentados na Tabela 7.11.

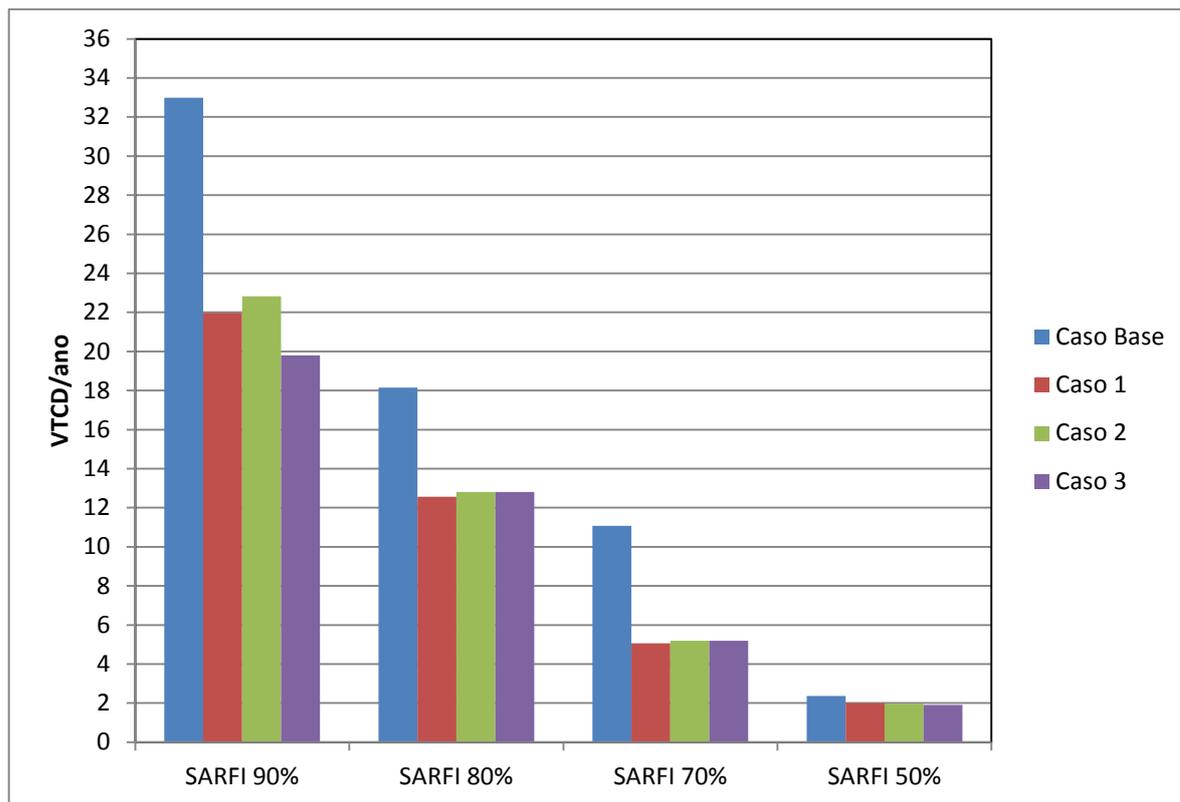


Figura 7.9: Comparação dos valores do SARFI x% (VTCD/ano).

A seguir, são comparadas as distribuições do SARFI utilizando gráficos *boxplot* ou diagrama de caixa. O diagrama de caixa resume a distribuição de probabilidade de um índice através dos seguintes valores: valor mínimo, primeiro quartil, segundo quartil, terceiro quartil e o valor máximo. O diagrama de caixa também indica a presença de dados anômalos (“outliers”), isto é, dados que possuem valores distantes do conjunto de dados analisados. Nos diagramas de caixa utilizados nesta dissertação a linha vermelha na horizontal indica a mediana, a linha azul inferior indica o valor mínimo e a linha azul superior indica o valor máximo da distribuição.

A Figura 7.10 apresenta o *boxplot* para cada amplitude avaliada do SARFI.

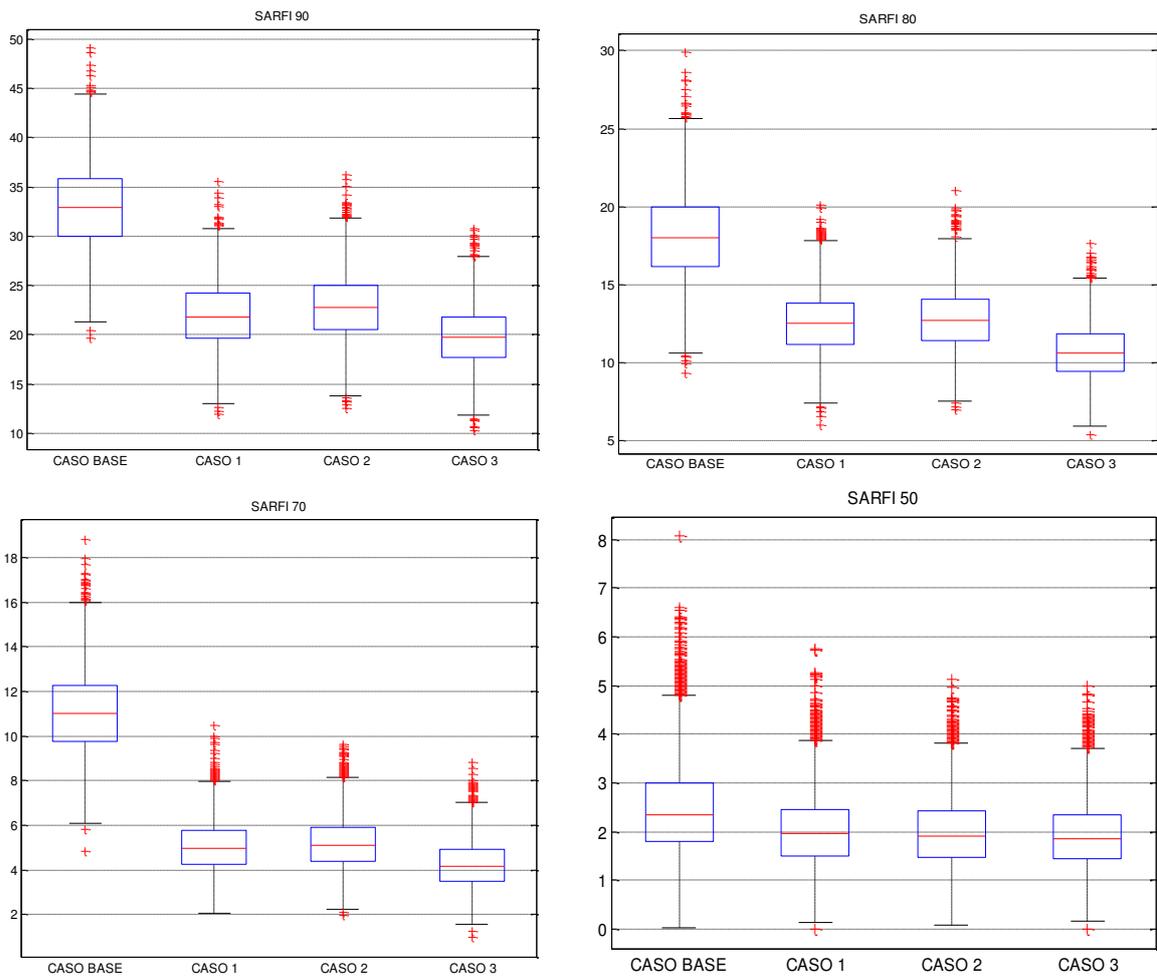


Figura 7.10: Boxplot das Distribuições de SARFI (VTCD/ano).

A partir da Tabela 7.11 e das Figuras 7.9 e 7.10, pode ser observado que o SARFI nos cenários onde são instalados os geradores é sempre menor, indicando que a inserção dos geradores distribuídos é capaz de mitigar problemas de qualidade de energia associados com VCTD.

## 7.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DOS ÍNDICES DE VTCD COM RELAÇÃO À CAPACIDADE INSTALADA DE GD

Para a análise de sensibilidade do SARFI com relação à capacidade de GD instalada foi utilizado como referência os resultados do sistema apresentados na seção 7.3.3 (Caso 2 - Geradores eólicos e na condição de pico de carga). Em seguida, foram sendo retirados um a cada vez os geradores do sistema até se chegar a uma configuração sem GD instalada no sistema. Estes resultados foram apresentados na seção 7.3.1 (Caso base – Sem geração distribuída e na condição de pico de carga). Cada uma das configurações foi representada por sua capacidade de GD instalada: 1.950 kW, 1.550 kW, 1.150 kW, 750 kW, 0 kW . Os resultados são apresentados na Figura 7.11, através do *boxplot*.

A partir da Figura 7.11, pode-se observar que o SARFI tende a se deteriorar (aumentar) quando a capacidade de GD instalada é reduzida. Por exemplo, ao se diminuir a potência instalada de 1.150 kW até 750 kW, o SARFI sofre uma grande variação. Deve ser levado em conta também que o impacto depende do local da rede onde o gerador é instalado. Quanto mais distante da subestação estiver o gerador, maior o impacto na VTCD.

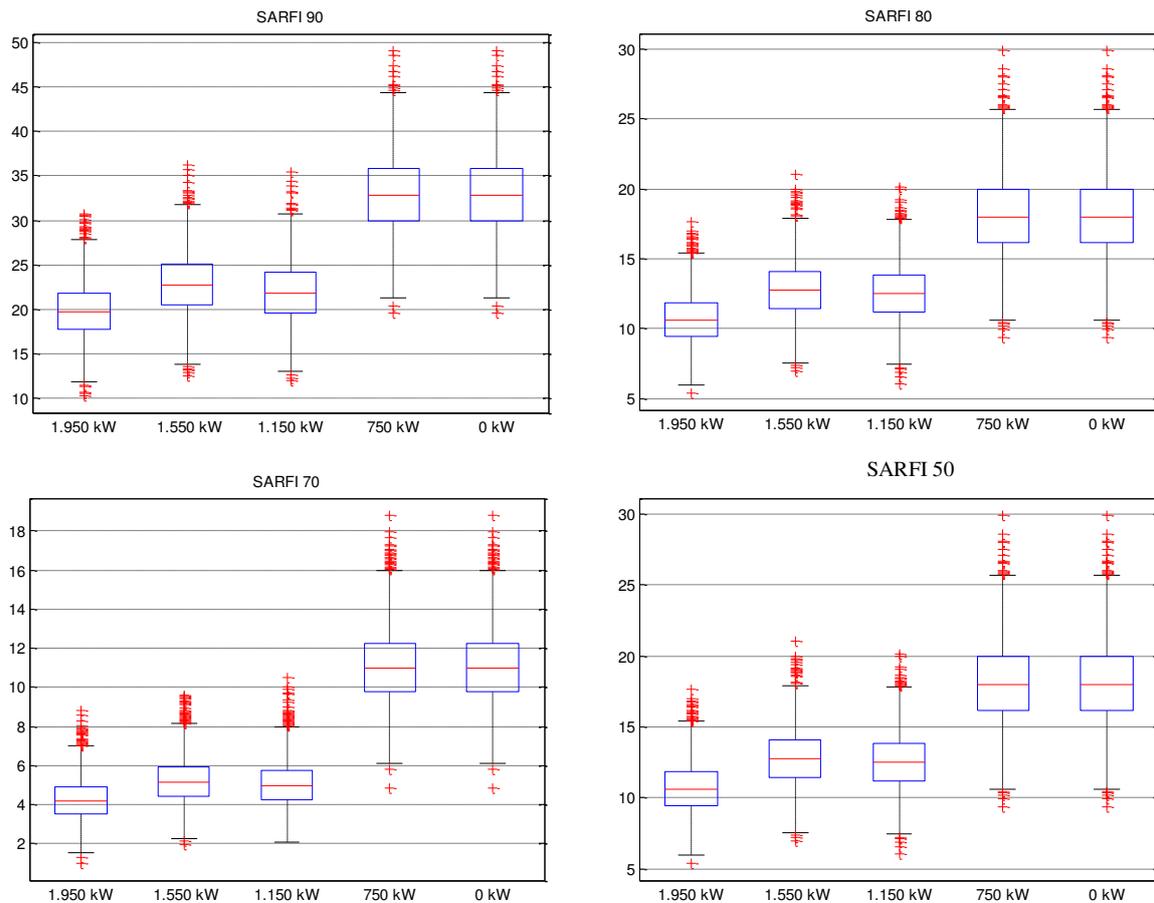


Figura 7.11: Boxplot das Distribuições de SARFI x% (VTCD/ano) para Análise de Sensibilidade de Inserção da GD.

## 7.6 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DOS ÍNDICES DE VTCD COM RELAÇÃO À RESISTÊNCIA DE FALTA.

Na seção 7.2 foi mencionado que a resistência de falta aplicada no estudo de curto-circuito utilizada nesta dissertação foi de  $1 \Omega$ . Para a análise da sensibilidade do SARFI com relação à resistência de falta foi utilizado como referência os resultados do sistema já apresentado na seção 7.3.3 (Caso 2 - Geradores eólicos e condição de pico de carga). Em seguida foi feita a análise deste sistema para uma resistência de falta de  $5 \Omega$ . Após isto, foi feita a análise do sistema para uma resistência de falta de  $15 \Omega$ . A escolha destes valores se

deve ao fato de serem valores típicos de resistência de falta (Dugan et al., 2002). Os resultados são apresentados na Figura 7.12, através do *boxplot*.

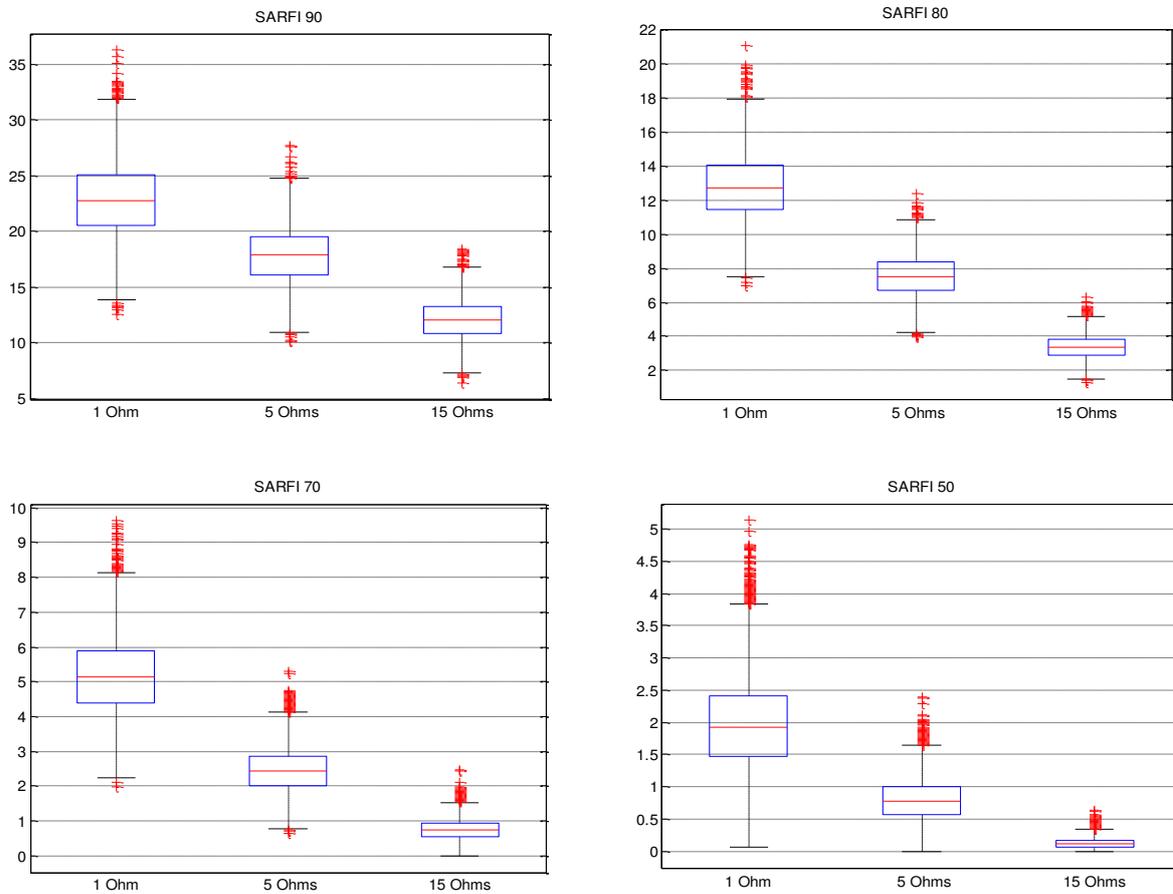


Figura 7.12: Boxplot das Distribuições de SARFI (VTCD/ano) para Análise de Sensibilidade com Relação a Resistência de Falta.

Conforme se pode observar através da análise da Figura 7.12, o SARFI é bastante sensível a resistência de falta. Quanto maior o valor da resistência de falta, menor o valor do SARFI. Isso ocorre devido ao fato de que quanto maior a resistência de falta, menor será a corrente de falta, implicando em uma menor queda de tensão na rede no instante do curto-circuito.

## 8 CONCLUSÕES

### 8.1 INTRODUÇÃO

Nesta dissertação foram desenvolvidos modelos e algoritmos computacionais para a realização de uma Avaliação Preditiva das Variações de Tensão de Curta Duração (APVT) em redes de distribuição de energia elétrica. A metodologia proposta para a APVT se baseia na combinação das seguintes técnicas: Método de Soma de Admitâncias (MSA), Simulação Monte Carlo (SMC) não-sequencial e distribuição Weibull trivariada. Estas técnicas viabilizaram a realização da APVT com base nos seguintes índices e estatísticas:

- i) Frequência nodal de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD).
- ii) Valor esperado do índice SARFI (“System Average RMS – Variation – Frequency Index”).
- iii) Distribuições de probabilidade do SARFI.
- iv) Diagrama de caixa, percentis e desvio padrão do SARFI.

### 8.2 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições desta dissertação para a APVT são resumidas abaixo:

#### *i) Análise do Impacto da Inserção de Geração Distribuída nas VTCD*

A conexão de geração distribuída na rede de distribuição tem sido motivada pelos avanços nas tecnologias de construção de novas turbinas e desregulamentação do setor elétrico. As redes de distribuição convencionais são projetadas para operar com um único ponto de fornecimento. Desta forma, a inserção de GD afetará significativamente a operação das redes de distribuição devido a criação de múltiplos pontos de fornecimento de energia. Dois aspectos operacionais que serão significativamente afetados pela inserção de GD são o

carregamento da rede elétrica e as correntes de falta. Consequentemente, a conexão de GD terá grande influência sobre as tensões pré-falta e VTCD. Somente as referências (Gnativ, R. M. e Milanovic, 2005) e (Milanovic et al., 2007) tem considerado o impacto da GD nas VTCD. Contudo, a metodologia proposta pelos autores destas referências se baseia no Método de Enumeração de Estados (MEE). Devido a isto, esta metodologia tem as seguintes desvantagens: alto custo computacional e incapacidade de gerar as distribuições de probabilidade do índice SARFI. Nesta dissertação, a GD foi modelada em programas de fluxo de potência e curto-circuito usando o MSA. Estes modelos permitiram avaliar o impacto da GD nas VTCD em uma estrutura probabilística capaz de reconhecer incertezas associadas com os cenários de falta, tais como: número de faltas, local da falta, tipo da falta, fases envolvidas na falta e carregamento pré-falta. Estas incertezas foram incluídas na APVT através da SMC não-sequencial. As principais vantagens da SMC com relação ao MEE na APVT são o baixo custo computacional e facilidade para gerar as distribuições de probabilidade para índices nodais e sistêmicos, tais como o SARFI.

#### *ii) Avaliação dos Efeitos da Variabilidade na Potência de Saída da GD Eólica sobre as VTCD*

A utilização de GD baseada em fontes de energia renováveis é estimulada pelas restrições atuais para a emissão de gases causadores do efeito estufa. Uma característica importante em todas as GD renováveis são as flutuações na produção de energia devido a intermitência nas fontes de energia primárias (brilho do sol, velocidade do vento, nível de marés, etc.). Desta forma, é importante incluir este tipo de incerteza em estudos envolvendo a GD eólica. Nesta dissertação as flutuações na potência de saída da GD eólica foram consideradas na APVT através da utilização da distribuição Weibull trivariada para modelar o comportamento estocástico da velocidade do vento. Este tipo de estudo é de grande importância no âmbito do setor elétrico nacional, pois o governo brasileiro tem fornecido subsídios para a construção de sistemas de geração baseados em fontes de energia renováveis, por exemplo, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) criado pelo Ministério das Minas e Energia (MME, sem data). É importante, enfatizar que nenhuma publicação existente considerou o impacto da GD eólica nos índices de qualidade de energia referentes as VTCD.

Desta forma, a técnica proposta nesta dissertação adiciona uma contribuição importante à área de APVT.

### *iii) Estimação de Índices de VTCD considerando as Variações no Carregamento da Rede Elétrica*

Geralmente, os estudos de curto-circuito e a APVT são realizados somente para a condição de pico de carga da rede elétrica. Contudo, ocorrem flutuações na carga do sistema devido à variação temporal da demanda de energia elétrica em um período de estudo. Estas variações causam modificações significativas nas tensões pré-falta que por sua vez afetam as VTCD. Apenas as referências (Gnativ, R. M. e Milanovic, 2005) e (Milanovic et al., 2007) tem considerado o impacto do carregamento da rede nas VTCD. No entanto, a análise realizada nestas referências foi determinística e limitada somente a dois níveis de carregamento (40% e 100%). Desta forma, apenas o aspecto da severidade do carregamento é incluída na APVT. Nesta dissertação, a modelagem de flutuações na carga na APVT foi realizada usando-se a SMC não-sequencial para amostrar patamares de carga da curva de duração de carga anual. A modelagem das flutuações de carga na SMC permite modelar não somente a sua severidade do carregamento da rede, mas também a sua probabilidade de ocorrência na APVT. Os índices estimados pela técnica proposta nesta dissertação incluem o carregamento da rede na estimação do risco associado com VTCD.

## 8.3 APLICAÇÕES PRÁTICAS

O capítulo 7 apresentou uma aplicação dos modelos e técnicas propostos nesta dissertação para realizar uma APVT. Estes modelos e técnicas foram testados em um sistema-teste de 33 barras com topologia radial. Neste sistema, o impacto de incertezas nos cenários de falta nas VTCD foi avaliado usando-se os seguintes índices: frequência nodal de VTCD, valor esperado, desvio padrão do SARFI e distribuições de probabilidade do SARFI. Adicionalmente, foram efetuados estudos de sensibilidade para avaliar a influência das

incertezas e parâmetros da rede elétrica nos índices de qualidade de energia associados com VTCD. São apresentadas a seguir as principais conclusões obtidas nos testes com o sistema de 33 barras:

i) As incertezas associadas com os cenários de falta causam grande dispersão dos valores do SARFI em torno do seu valor médio.

ii) A frequência nodal de VTCD tende a aumentar quando um ponto de carga torna-se mais distante da subestação (ponto de fornecimento).

iii) Com a inserção de GD na rede de distribuição há uma melhoria nos índices de qualidade de energia associados com as VTCD.

iv) A utilização de geradores eólicos, ao invés de geradores convencionais, causa um pequeno aumento nas frequências de VTCD devido a variabilidade no suporte de potência ativa e reativa fornecido pela GD.

v) As flutuações na carga ao longo do período de estudo causam variações significativas no índice SARFI.

vi) As análises de sensibilidade do índice SARFI com relação a capacidade instalada de GD revelou que este índice tende a ser melhorado quando a capacidade instalada de GD na rede de distribuição é aumentada. Contudo, este efeito é dependente da localização da GD na rede de distribuição. Por exemplo, a influência da adição de GD no índice SARFI será maior se a GD for alocada em pontos distantes da subestação.

#### 8.4 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Esta dissertação teve como principal a Análise Preditiva de Variações de Tensão de Curta Duração. Conseqüentemente, o futuro da pesquisa neste tema está voltado para o desenvolvimento de modelos e algoritmos para representar de forma mais realista os

componentes e os procedimentos operacionais das redes de distribuição na estimação de índices de qualidade de energia associados com as VTCD. Desta forma, são apresentadas a seguir algumas sugestões para pesquisas futuras relacionadas com esta dissertação.

#### *i) Modelagem da Resposta do Sistema de Proteção*

As VTCD são caracterizadas por dois parâmetros: magnitude e duração. A duração das VTCD são determinadas por dois fatores: tempo de extinção da falta e tempo de resposta do sistema de proteção para eliminar a falta. O tempo de resposta do sistema de proteção é definido de acordo com as curvas de tempo  $\times$  corrente dos dispositivos de proteção (fusíveis, religadores e disjuntores) e também pelas estratégias de coordenação das proteções em redes de distribuição radiais. Por exemplo, os fusíveis localizados a jusante de um religador podem ser dimensionados para não operar para falhas transitórias localizadas nas suas zonas de proteção e por o religador estar ajustado para realizar duas ou mais operações rápidas para eliminar este tipo de falta antes da operação dos fusíveis. Esta estratégia de coordenação é denominada de releamento seletivo e é muito usada em áreas rurais para minimizar o tempo de restauração do sistema. As estratégias de coordenação de proteção atualmente em uso são projetadas para redes de distribuição radiais. Consequentemente, a adição de GD na rede pode exigir uma modificação das estratégias de proteção atualmente usadas em redes de distribuição radiais. Além disso, a inserção de GD pode elevar os níveis de curto-circuito e causar a superação dos dispositivos de proteção pela corrente de curto-circuito. Devido a isto, é importante, expandir os métodos propostos nesta dissertação para estimar índices de VTCD associados com as VTCD considerando a inserção de GD e o seu impacto na coordenação das proteções de redes de distribuição radiais. É importante enfatizar que a coordenação das proteções em redes de distribuição radiais (sem GD) é bem definida na literatura técnica (Short, 2004). No entanto, alguns estudos tem mostrado que é necessário definir novos paradigmas para a coordenação de proteções em redes de distribuição devido a inserção de GD (Brahma & Girgis 2004; Gómez & Morcos 2005). Esta necessidade é devido ao fato de que as redes de distribuição não serão mais radiais (com um único ponto de fornecimento) após a interligação da GD, pois ela criará múltiplos pontos de fornecimento na rede.

## *ii) Modelagem de Falhas em Alimentadores Adjacentes e na Rede de Subtransmissão*

A maior parte das faltas que causam desligamentos de cargas sensíveis não ocorrem no circuito onde estas cargas estão conectadas. De acordo com a Figura 8.1 (Dugan et al., 2002), 77% das faltas que causam desligamentos de cargas sensíveis não ocorrem no alimentador onde estas cargas estão conectadas.

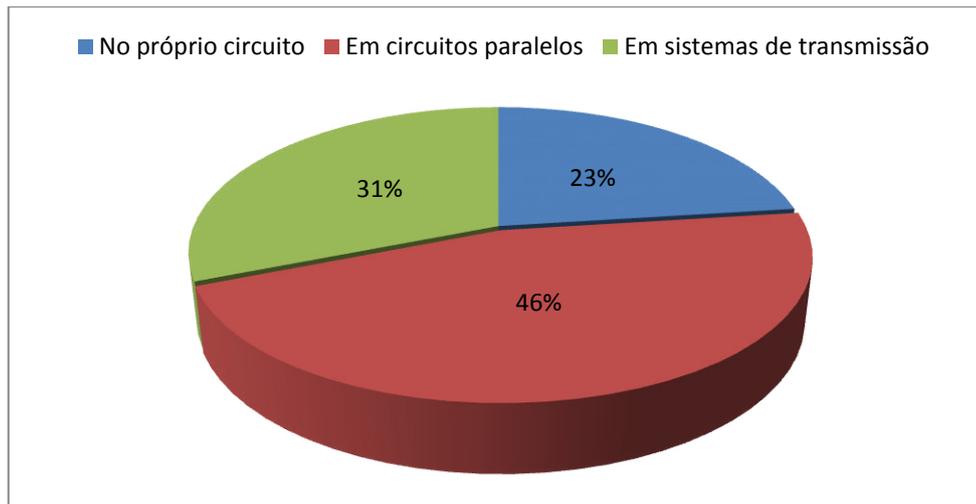


Figura 8.1: Localização das faltas que causam desligamentos de cargas sensíveis.

Adicionalmente, pode-se observar a partir da Figura 8.1 que cerca de 31% das faltas que causam desligamentos de cargas sensíveis ocorrem na rede de transmissão. Estes dados demonstram que é importante considerar alimentadores adjacentes e redes de subtransmissão na APVT. A modelagem de alimentadores adjacentes em subestações distintas e a representação da rede de subtransmissão exigirá a utilização de programas de curto-circuito para redes de distribuição malhadas, tais como o método de Gauss-Zbus proposto por Chen et al. (1991).

## *iii) Estimação Integrada de Índices de Qualidade e Conformidade*

As interrupções e as VTCD tem uma causa em comum: as faltas na rede de distribuição. Desta forma, é possível realizar uma estimativa conjunta (integrada ou unificada) dos índices de qualidade associados com VTCD e interrupções. Além disso, esta avaliação integrada permitirá estabelecer uma diferenciação mais precisa entre as faltas que geram interrupções

momentâneas e aquelas que causam VTCD. Adicionalmente, a estimação conjunta de índices para VTCD e interrupções permitirá incluir aspectos de correntes de falta e coordenação de proteções na análise de confiabilidade. Estes aspectos não têm sido reconhecidos em nenhuma publicação existente na literatura. Metodologias para realizar uma estimação integrada dos índices de VTCD e interrupções foram propostas por Koner & Ledwich (2004) e também por Xiangning et al. (2007).

#### *iv) Modelagem de GD Baseada em Inversores e em Geradores de Indução*

Algumas tecnologias de GD produzem eletricidade em corrente contínua, por exemplo: sistemas solares fotovoltaicos e as células de combustíveis. Desta forma, é necessário utilizar conversores CC/CA para conectar este tipo de GD em uma rede de distribuição CA. Além disso, os conversores são usados em alguns tipos de geradores de indução empregados em sistemas de geração eólica. Os geradores de indução são representados de forma mais precisa usando o circuito equivalente de um motor de indução (Kersting, 2007). Conseqüentemente, é importante inserir modelos mais detalhados da GD nos programas de fluxo de potência e curto-circuito para obter uma estimação mais precisa das VTCD quando há GD conectada a rede de distribuição.

Xiangning et al. (2007).

#### *v) Realização de Testes em Sistemas Reais*

A metodologia proposta foi testada apenas em um sistema-teste proposto por Baran & Wu (1989). Futuramente o método proposto para a avaliação de VTCD será aplicado em uma rede de distribuição real da CEMAR. No momento, estão sendo compilados os dados de carga e da rede elétrica no formato GIS (“Geographic Information System”). Está sendo desenvolvido um programa para converter os dados do formato usado na CEMAR para o formato usado no programa em C++ do método proposto.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL (2009). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica* [Internet], Brasília - Distrito Federal, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>, [Acesso em: 28 de setembro de 2012].
- Anders, G. J (1990) *Probability Concepts in Electric Power Systems*. John Wiley & Sons.
- Abouzahr, I. and Ramakumar, R. (1991) An approach to assess the performance of utility-interactive wind electric conversion systems. *IEEE Trans. Energy Conversion*. 6(4), pp. 627-638.
- Baran, M. E. and Wu, F. F. (1989). Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balance. *IEEE Trans. on Power Delivery*, 4(2), pp. 1401-1407.
- Brahma, S. M. e Girgis, A. A. (2004) Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 19(1), pp.56-63.
- Becker, C. et al. (1994) Proposed Chapter 9 for Predicting Voltage Sags (Dips) in Revision to IEEE Std 493, the Gold Book. *IEEE Trans. on Industry Applications*. 30(3), pp. 805-821.
- Billinton, R. and Allan, R. N. (1992) *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*. 2<sup>a</sup> Ed, Plenum Press.
- Billinton, R. and Allan, R. N. (1996) *Reliability Evaluation of Power Systems*. 2<sup>a</sup> Ed, Plenum Press.
- Bollen, M. H. J., Tayjasanant, T., and Yalçinkaya, G. (1997) Assessment of the number of voltage sags experienced by a large industrial customer. *IEEE Trans. on Industry Applications*, 33(6), pp. 1465 - 1471.
- Bollen, M. H. J. (1998) Method of Critical Distances for Stochastic Assessment of Voltage Sag. *IEE Proceedings – Generation Transmission and Distribution*. vol. 145, N<sup>o</sup> 1, pp. 70-76.

- Borbely, A. and Kreider, J. F. (2001) Distributed Generation: An Introduction. In: Borbely, A. e Kreider, K. F. ed. *Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium*. CRC Press.
- Bordalo, U. A., Da Silva, M. G., Rodrigues, A. B. e Chavez, M. D. (2005) Análise Probabilística de Afundamentos de Tensão de Curta-Duração em Redes de Distribuição Radiais. *VI SBQEE (Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica), Belém-PA Brasil, 21 a 24 de agosto de 2005*, pp. 503-511.
- Bordalo, U. A., Rodrigues, A. B. and da Silva, M. G. (2006) A New Methodology for Probabilistic Short-Circuit Evaluation with Applications in Power Quality Analysis. *IEEE Trans. on Power Systems*, 21(2), pp. 474-479.
- Bordalo, U., Rodrigues, A. B., and Silva, M. G. (2004). Modeling of faults on overhead lines in distribution systems using the admittance summation method. In: *Proceedings of the International Conference on Power System Technology, 21-24 November, 2004, Singapore*. Vol. 1, pp. 701 – 706.
- Brown, R. E. (2009). *Electric Power Distribution Reliability* (2<sup>a</sup> ed.). Boca Raton: CRC Press.
- Burke, J. J. (1994) *Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications*. CRC Press.
- Carvalho, J. M. C., Leborgne, R.C., de Abreu, J. P. G., Novaes, E. G. C. and Bollen, M.H.J. (2008a) Validation of Voltage Sag Simulation Tools: ATP and Short-Circuit Calculation Versus Field Measurements. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 23(3), pp. 1472 – 1480.
- Carvalho, J. M. C., Leborgne, R.C., Silveira, P. M., and Bollen, M.H.J. Paulo Math H.J. Bollen (2008b) Voltage sag index calculation: Comparison between time-domain simulation and short-circuit calculation. *Electric Power Systems Research*. 78(4), pp. 676–682.
- Chen, T., Chen, M., Inoue, T., Kotas, P. and Chebli, E. A. (1991). Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 6(4), pp. 1671-1681.

- Chen, T.-H., Chen, M.-S., Inoue, T., Kotas, P., and Chebli, E. A. (October de 1991). Three Phase Cogenerator and Transformer Models for Distribution System Analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 6(4), pp. 1671-1681.
- Conrad, L., Little, K. and Grigg, C. (1991) Predicting and Preventing Problems Associated with Remote Fault-Clearing Voltage Dip. *IEEE Trans. on Industry Applications*. 27(1), pp. 167-172.
- Divya, K. C., e Rao, P. N. (2006) Models for Wind Turbine Generating Systems and Their Application in Load Flow Studies. *Electric Power Systems Research*, 76(9-10), pp. 844-856.
- Dugan, R. C., McGranaghan, M. F., Santoso, S. and Beaty, H. W. (2002) *Electrical Power Systems Quality*. McGraw-Hill.
- Juarez, E. E. and Hernandez, A. (2006) An Analytical Approach for Stochastic Assessment of Balanced and Unbalanced Voltage Sags in Large Systems. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 21(3), pp. 1493 – 1500.
- Empresa de Pesquisa Energética (2009a) *Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação no Leilão para Contratação de Energia de Reserva* [Internet], Rio de Janeiro, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>, [Acesso em: 28 de setembro de 2012].
- Empresa de Pesquisa Energética (2009b) *Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil* [Internet], Rio de Janeiro, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>, [Acesso em: 28 de setembro de 2012].
- Faried, S. O. and Aboreshaid, A. (2003) Stochastic Evaluation of Voltage Sags in Series Capacitor Compensated Radial Distribution systems. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 18(3), pp. 744-750.
- Gnativ, R. M. and Milanovic, J. V. (2005) Qualitative and quantitative analysis of voltage sags in networks with significant penetration of embedded generation. *European Trans. on Electrical Power*. 15(1), pp. 77-93.
- Hu, P. and Billinton, R. (2006) A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation. *IEEE Trans. Energy Conversion*, 21(2), pp. 533-540.

- Ilic, M. D., Galiana, F. and Fink, F. (1998) *Power Systems Restructuring: Engineering and Economics*. Springer.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (1995) *IEEE Std 1250-1995 IEEE Guide for Service to Equipment Sensitive to Momentary Voltage Disturbances*. New York, IEEE.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (2009) *IEEE Std 1159-2009 IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. New York, IEEE.
- Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (sem data) Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA), [Internet], São José dos Campos-São Paulo, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Disponível em < <http://sonda.ccst.inpe.br/> >, [Acesso em: 28 de setembro de 2012].
- Kagan, N., Robba, E. J. e Schmidt, H. P. (2009) *Estimação de Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica*. Edgard Blücher.
- Kennedy, B. (2000) *Power Quality Primer*. McGraw-Hill.
- Kersting, W. H. (2002). *Distribution System Models and Analysis*. CRC Press.
- Koner, P. e Ledwich, G. (2004) SRAT—Distribution Voltage Sags and Reliability Assessment Tool. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 19(2), pp. 738-744.
- Leite, A.P. (2005) *Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudos de Confiabilidade*. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ.
- Li, W. (2005) *Risk Assessment of Power Systems*. John Wiley & Sons.
- Li, Y. (1994) A General Linear-Regression Analysis Applied to the 3-Parameter Weibull Distribution. *IEEE Trans. on Reliability*, 43(2), pp 255-263.
- Lim, Y.S. and Strbac, G. (2002) Analytical approach to probabilistic prediction of voltage sags on transmission networks. *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*. 149(1), pp. 7 – 14.
- Lope, M. D. C. (2005) *Análise probabilística de variações de tensão de curta duração em redes de distribuição*. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFMA.
- Martinez, J. A. and Arnedo, J. M. (2004) Voltage Sags Stochastic Prediction Using an Electromagnetic Transients Program. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 19(4), pp. 1975-1982.

- Martinez, J. A. and Arnedo, J. M. (2006a) Voltage Sag Studies in Distribution Networks— Part II: Voltage Sag Assessment. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 21(3), pp. 1679-1688.
- Martinez, J. A. and Arnedo, J. M. (2006b) Voltage Sag Studies in Distribution Networks— Part III: Voltage Sag Index Calculation. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 21(3), pp. 1689-1697.
- Milanovic, J. V. and Gupta, C. P. (2006a) Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags - Part I: The Methodology. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 21(2), pp. 918-924.
- Milanovic, J. V. and Gupta, C. P. (2006b) Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags—Part II: Practical Implementation. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 21(2), pp. 925-932.
- Milanovic, J. V., Ali, H. and Aung, M. T. (2007) Influence of distributed wind generation and load composition on voltage sags. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 1(1), pp. 13-22.
- Ministério de Minas e Energia, (2009) *Portaria N° 211, de 28 de maio de 2009* [Internet], Brasília- Distrito Federal, Ministério de Minas e Energia (MME). Disponível em <[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>, [Acesso em: 28 de setembro de 2012].
- Ministério de Minas e Energia (sem data) *Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)* [Internet], Brasília- Distrito Federal, Ministério de Minas e Energia (MME). Disponível em <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>, [Acesso em: 28 de setembro de 2012].
- Nascimento, M. H. L. (2005) *Impacto de Centrais Eólicas no Mercado de Energia Elétrica*, Dissertação de Mestrado, UNIFEI.
- Oliveira, T.C., Carvalho Filho, J.M., Leborgne, R.C. and Bollen, M. H. J. (2009) Voltage Sags: Validating Short-Term Monitoring by Using Long-Term Stochastic Simulation. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 24(3), pp. 1344 – 1351.
- Rajicic D. and Taleski R. (1998). Two novel methods for radial and weakly meshed network analysis. *Electric Power Systems Research*, 48(2), pp. 79-87.

- Rajicic, D., Ackovski, R. and Taleski, R. (1994). Voltage correction power flow. *IEEE Trans. on Power Delivery*, 9(2), pp. 1056 – 1062.
- Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Committee (1999) IEEE Reliability Test System - 1996, *IEEE Trans. on Power Systems*, 14(3), pp. 1010-1020.
- Rubenstein, R. Y. e Kroese, D. P. (2007) *Simulation and the Monte Carlo Method*. 2<sup>a</sup> Ed., John Wiley & Sons.
- Sabin, D.D., Grebe, T.E. and Sundaram, A. (1999) RMS voltage variation statistical analysis for a survey of distribution system power quality performance. *IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, 31 de Janeiro – 4 de Fevereiro de 1999, New York USA*. pp. 1235 – 1240.
- Samotyj M., Gellings, C. and Amin, M. (2003) Power System Infrastructure for a Digital Society: Creating the New Frontiers. *Electra-Cigré*, 210, pp. 20-30.
- Shirmohammadi, D., Hong, H.W., Semlyen, A. and Luo, G.X. (1988). A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Trans. on Power Systems*, 3(2), pp. 753 – 762.
- Short, T. (2004) *Electric Power Distribution Handbook*. CRC Press.
- Todorovski, M. and Rajicic, D. (2003). Handling three-winding transformers and loads in short circuit analysis by the admittance summation method. *IEEE Trans. on Power Systems*, 18(3), pp. 993 – 1000.
- Xiangning, X., Shun, T., Tianshu, B. e Yonghai, X. (2007) Study on Distribution Reliability Considering Voltage Sags and Acceptable Indices. *IEEE Trans. on Power Delivery*. 22(2) pp. 1003-1008.