UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Daniella de Barcellos Martins

**Análise de Curto-Circuito Probabilístico em Sistemas de
Distribuição de Energia Elétrica com Geração Distribuída**

São Carlos – SP
2021

Daniella de Barcellos Martins

**Análise de Curto-Circuito Probabilístico em Sistemas de
Distribuição de Energia Elétrica com Geração Distribuída**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São
Carlos, como parte dos requisitos para obtenção do título
de Mestra em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Júnior

São Carlos – SP

2021

**Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o
Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

M379a	<p>Martins, Daniella de Barcellos</p> <p>Análise de curto-circuito probabilístico em sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída / Daniella de Barcellos Martins; orientador Benvindo Rodrigues Pereira Júnior. São Carlos, 2021.</p> <p>Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2021.</p> <p>1. Curto-circuito. 2. Distribuição de energia elétrica. 3. Geração distribuída. 4. Incertezas. 5. Probabilidade. 6. Simulação de Monte Carlo. I. Título.</p>
-------	--

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **DANIELLA DE BARCELLOS MARTINS**.

Título da dissertação: "Análise de curto-circuito probabilístico em sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída".

Data da defesa: 11/02/2021.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Dr. **Benvindo Rodrigues Pereira Junior**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos – EESC/USP)

APROVADA

Profa. Dra. **Fernanda Caseño Trindade Arioli**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADA

Prof. Dr. **Antonio Padilha Feltrin**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP-Ilha Solteira)

APROVADA

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Titular **Ivan Nunes da Silva**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

*Dedico este trabalho a minha família, meu bem mais precioso. Repito: eu nada seria se não
fossem vocês.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelas conquistas alcançadas até aqui.

Agradeço a meus pais, Mônica e José Eduardo, e a minha irmã, Mariana, por todo amor, compreensão, incentivo e apoio incondicionais ao longo de mais esta etapa da minha vida. Obrigada por não medirem esforços para que eu alcançasse meus objetivos e por sempre acreditarem e torcerem por mim.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Júnior, por todo o conhecimento compartilhado, por todos os ensinamentos, pela disponibilidade, paciência, compreensão e solicitude.

Ao professor Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior, pelos conhecimentos compartilhados durante a realização deste trabalho e pelas contribuições imprescindíveis.

À professora Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli e ao professor Dr. Antonio Padilha Feltrin, pelas relevantes e valiosas contribuições.

Ao LASEE, aos colegas de laboratório e amigos, pelo acolhimento e por todo o aprendizado compartilhado. Em especial, a Wandry Rodrigues e Ciniro Nametala, pelas contribuições fundamentais na realização deste trabalho, e ao Antônio Momesso e Guilherme Kume, pelas inúmeras discussões e sugestões que agregaram neste trabalho.

Aos demais colegas e amigos da pós-graduação, com os quais compartilhei conhecimentos, muitas horas de laboratório, e também momentos de descontração. Em especial ao Fernando Arduini, Priscila Costa, André Pessoa, Gabriela Nunes, Jéssica Alves e Jonas Villela, pelo apoio e companheirismo ao longo dessa etapa.

Ao Renan Furlan por todo o companheirismo, compreensão, incentivo e motivação ao longo desse período. Obrigada pelo apoio e paciência constantes.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo fomento desta pesquisa. À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio na realização deste trabalho.

Por fim, à Universidade de São Paulo, à Escola de Engenharia de São Carlos e ao Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, por me proporcionarem a oportunidade de realizar este mestrado em uma instituição e ambiente de qualidade, com pessoas que agregaram em minha formação acadêmica e pessoal.

*“Aprender é a única coisa que a mente nunca se cansa,
nunca tem medo e nunca se arrepende.”
(Leonardo da Vinci)*

RESUMO

MARTINS, D. B.. **Análise de Curto-Circuito Probabilístico em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Distribuída**. 129 p. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2021.

Estudos de planejamento e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica são essenciais para garantir qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia aos consumidores finais. A determinação das correntes de curto-circuito no sistema elétrico faz parte destes estudos e permite o ajuste, determinação e coordenação do sistema de proteção, além do dimensionamento de equipamentos, do sistema de aterramento e da capacidade térmica e mecânica suportada pelos elementos do sistema. Atualmente, o aumento contínuo da demanda de energia e a preocupação com o meio ambiente resultaram na crescente inserção de geração distribuída nas redes de distribuição. No entanto, a inserção de geradores distribuídos pode elevar os níveis de curto-circuito, podendo causar a perda de coordenação dos dispositivos de proteção. O uso de geradores distribuídos também aumenta a aleatoriedade do problema de cálculo de curto-circuito devido às fontes primárias intermitentes empregadas, como sol e vento. Assim, a determinação das correntes de curto-circuito, considerando a influência de geradores distribuídos e a estocasticidade inerente ao problema, torna-se necessária. Nesta pesquisa, propõe-se uma metodologia probabilística para determinar as correntes de curto-circuito em sistemas de distribuição, considerando as incertezas associadas à geração de energia proveniente de fontes intermitentes como solar e eólica, à variação de carga do sistema, bem como as incertezas associadas ao local, tipo, e resistência de falta. A metodologia desenvolvida utiliza a simulação de Monte Carlo em conjunto com uma técnica de compensação híbrida, permitindo a obtenção das funções densidade de probabilidade das correntes de curto-circuito. A técnica de compensação híbrida empregada considera uma abordagem em coordenadas de fase, uma vez que a aplicação direta do método de componentes simétricas em redes de distribuição pode ser inadequada. Para a abordagem probabilística, avaliou-se um sistema-teste de 135 barras, no qual foram aplicados 50.000 eventos de falta para a obtenção das funções densidade de probabilidade das correntes medidas nos ramos do sistema. Os resultados permitiram a verificação da influência das unidades de geração distribuída nas correntes de curto-circuito e a eficiência da metodologia desenvolvida. A abordagem probabilística realizada permite que cenários mais realistas de falta sejam considerados e que não somente valores extremos da corrente de falta sejam obtidos. Assim, pode-se realizar uma melhor abordagem envolvendo custos e riscos no dimensionamento e planejamento do sistema de proteção e demais elementos da rede.

Palavras-chave: Curto-circuito. Distribuição de energia elétrica. Geração distribuída. Incertezas. Probabilidade. Simulação de Monte Carlo.

ABSTRACT

MARTINS, D. B.. **Probabilistic short-circuit analysis in power distribution systems with distributed generation**. 129 p. Master Dissertation – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2021.

Studies on the planning and operation of power distribution systems are essential to ensure the quality and reliability of energy supply to final consumers. The determination of short-circuit currents in the electrical system is part of these studies. It allows the adjustment, determination, and coordination of the protection system and the dimensioning of equipment, the grounding system, and the system elements' thermal and mechanical capacity. The continuous increase in energy demand and concern for the environment resulted in the increasing insertion of distributed generation in the distribution networks. However, the insertion of distributed generators can increase the short-circuit levels, which can cause the loss of coordination of the protection devices. The use of distributed generators also increases the fault problem's randomness due to the intermittent primary sources used, such as sun and wind. Thus, the determination of short-circuit currents considering the influence of distributed generators and the stochasticity inherent to the problem is necessary. In this research, a probabilistic methodology is proposed to determine the short-circuit currents in distribution systems, considering the uncertainties associated with the power generation from intermittent sources such as solar and wind, the variation of the system load, as well as the uncertainties related to the location, type, and fault resistance. The methodology developed uses the Monte Carlo simulation in conjunction with a hybrid compensation technique, allowing obtaining the short-circuit currents' probability density functions. The hybrid compensation technique employed considers an approach in phase coordinates since the direct application of the symmetric component method in distribution networks is inadequate. For the probabilistic approach, a 135-bus test system was evaluated, in which 50,000 fault events were applied to obtain the probability density functions of the currents estimated in the system branches. The results allowed the verification of the influence of the distributed generation units in the short-circuit currents and the developed methodology's efficiency. The probabilistic approach allows for more realistic fault scenarios to be considered and not only extreme values of the fault current to be obtained. Thus, a better approach can be carried out involving costs and risks in the dimensioning and planning of the protection system and other network elements.

Keywords: Distributed generation. Electric power distribution. Monte Carlo Simulation. Probability. Short-circuit. Uncertainties.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Circuito RL série	7
Figura 2 – Perfil da corrente de curto-circuito	8
Figura 3 – Principais causas de interrupções no fornecimento de energia em SDEEs . .	10
Figura 4 – Representação de um alimentador do SDEE	11
Figura 5 – Equivalente de Thévenin da rede	12
Figura 6 – Diagrama simplificado de conexão do gerador FV à rede	27
Figura 7 – Diagrama de conexão do DFIG à rede	28
Figura 8 – Sistema de distribuição analisado	29
Figura 9 – Diagrama simplificado de conexão do GS acionado por motor a diesel . . .	31
Figura 10 – Diagrama do sistema de excitação do gerador a diesel	31
Figura 11 – Diagrama do regulador de velocidade do gerador a diesel	32
Figura 12 – Diagrama simplificado do sistema fotovoltaico empregado	32
Figura 13 – Diagrama simplificado da estrutura do aerogerador empregado	33
Figura 14 – Correntes terminais dos geradores	34
Figura 15 – Sistema considerando a nova conexão dos GDs	38
Figura 16 – Diagrama da Simulação de Monte Carlo	47
Figura 17 – Probabilidade determinada a partir da área	48
Figura 18 – Ponto de quebra e renumeração do sistema	50
Figura 19 – Fluxograma da metodologia de compensação híbrida	55
Figura 20 – Fluxograma da metodologia probabilística proposta	57
Figura 21 – Sistema 135 Barras	58
Figura 22 – Comparação do método determinístico empregado e do software OpenDSS para faltas trifásicas	59
Figura 23 – Comparação do método determinístico e do software OpenDSS para faltas trifásicas com a inserção de GD	60
Figura 24 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas trifásicas	61
Figura 25 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas trifásicas com inserção de GD	62
Figura 26 – Sistema-teste com GDs considerados no cenário 1	63
Figura 27 – Sistema-teste com GDs considerados no cenário 2	63
Figura 28 – Curva de potência de saída de aerogeradores	65
Figura 29 – Curva Weibull empregada, com $k=2,06$ e $c=7,58$	66

Figura 30 – Potência de saída do gerador fotovoltaico	67
Figura 31 – Curva de irradiância diária considerada para o município de São Carlos	69
Figura 32 – Curva aproximada para a irradiação solar	70
Figura 33 – Porcentagem de ocorrências de faltas consideradas no SDEE	71
Figura 34 – Histogramas para resistência de falta com distribuição Lognormal	73
Figura 35 – Histogramas para resistência de falta com distribuição Weibull	74
Figura 36 – Histogramas para resistência de falta com distribuição Lognormal e Weibull	74
Figura 37 – FDPs dos Ramos mediante consideração das distribuições de probabilidade Lognormal e Weibull para resistência de falta média de 5Ω	75
Figura 38 – FDPs dos Ramos mediante consideração das distribuições de probabilidade Lognormal e Weibull para resistência de falta média de 19Ω	75
Figura 39 – Histograma dos tipos de faltas aplicados	76
Figura 40 – Histograma das barras em falta	76
Figura 41 – Histograma das resistências de falta empregadas nas faltas	77
Figura 42 – Fluxograma da alteração proposta para o método de compensação híbrida	79
Figura 43 – P-valores médios de bootstrap com 30 testes (KS biamostrais) para simulações sem geração distribuída	81
Figura 44 – P-valores médios de bootstrap com 30 testes (KS biamostrais)	82
Figura 45 – Avaliação do critério de convergência	83
Figura 46 – Histograma para o Ramo 1 considerando faltas monofásicas e bifásicas	84
Figura 47 – Histograma para o Ramo 1 considerando faltas bifásicas-terra e trifásicas	84
Figura 48 – Histograma para o Ramo 1 considerando cada tipo de falta	85
Figura 49 – Histograma para os Ramos 4 e 11 do sistema, sem inserção de GD	85
Figura 50 – Histograma para os Ramos 74 e 135 do sistema, sem inserção de GD	86
Figura 51 – Histograma da potência gerada pelos geradores intermitentes	87
Figura 52 – FDP para os Ramos 1 e 4, com GD inserida no sistema	88
Figura 53 – FDP para os Ramos 11, 74 e 135, com GD inserida no sistema	88
Figura 54 – Comparação dos histogramas dos Ramos 1 e 74, com GD inserida no sistema e sem a presença de GD	89
Figura 55 – FDP e FDA para os Ramos 1 e 135, sem inserção de GD	90
Figura 56 – FDP e FDA para os Ramos 1 e 135 mediante a inserção de GDs não limitados	90
Figura 57 – FDP para o Ramo 1 com a conexão de todos os geradores eólicos no sistema	91
Figura 58 – FDP para o Ramo 136 com a inserção de mais de um GD no sistema	91
Figura 59 – Histogramas das correntes medidas nos ramos dos GDs síncronos	92
Figura 60 – Histogramas das correntes medidas nos ramos dos GDs limitados	92
Figura 61 – FDP para os Ramos 4, 11 e 135, com a inserção de mais de um tipo de GD no sistema	93
Figura 62 – Comparação do método determinístico e do software OpenDSS para faltas monofásicas sem a inserção de GD	110

Figura 63 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas monofásicas	111
Figura 64 – Comparação do método determinístico e do software OpenDSS para faltas bifásicas sem a inserção de GD	111
Figura 65 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas bifásicas	112
Figura 66 – Comparação do método determinístico e do software OpenDSS para faltas monofásicas com a inserção de GD	112
Figura 67 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas monofásicas	113
Figura 68 – Comparação do método determinístico e do software OpenDSS para faltas bifásicas com a inserção de GD	114
Figura 69 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas bifásicas	114

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Comparativo dos métodos de cálculo de curto-circuito	21
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Correntes nominais dos geradores empregados	35
Tabela 2 – Correntes terminais dos geradores distribuídos	35
Tabela 3 – Corrente de falta	35
Tabela 4 – Percentual de aumento da corrente máxima de falta	36
Tabela 5 – Correntes terminais para carga mínima	37
Tabela 6 – Corrente total de falta para carga mínima	37
Tabela 7 – Correntes de falta para cada tipo de GD conectado separadamente	39
Tabela 8 – Correntes de falta para a conexão simultânea dos GDs	40
Tabela 9 – Erros relativos para faltas trifásicas na comparação dos métodos, sem a inserção de GD no sistema	58
Tabela 10 – Erros relativos para faltas trifásicas na comparação dos métodos, com a inserção de GD no sistema	59
Tabela 11 – Parâmetros dos geradores distribuídos	64
Tabela 12 – Velocidades de operação da turbina eólica	66
Tabela 13 – Dados do módulo fotovoltaico empregado	68
Tabela 14 – Erros relativos para faltas monofásicas na comparação dos métodos, sem a inserção de GD no sistema	109
Tabela 15 – Erros relativos para faltas bifásicas na comparação dos métodos, sem a inserção de GD no sistema	109
Tabela 16 – Erros relativos para faltas monofásicas na comparação dos métodos, com a inserção de GD no sistema	113
Tabela 17 – Erros relativos para faltas bifásicas na comparação dos métodos, com a inserção de GD no sistema	113
Tabela 18 – Parâmetros do sistema analisado - Dados de linha	116
Tabela 19 – Parâmetros do sistema analisado - Dados de linha - continuação	117
Tabela 20 – Parâmetros do sistema analisado - Dados de carga	117
Tabela 21 – Parâmetros do Regulador de Tensão	118
Tabela 22 – Parâmetros dos Transformadores de acoplamento	118
Tabela 23 – Parâmetros do Gerador Síncrono	118
Tabela 24 – Parâmetros do Gerador Síncrono - Sistema de excitação	119
Tabela 25 – Parâmetros do Gerador Síncrono - Motor a Diesel e Regulador	119
Tabela 26 – Parâmetros do Gerador de Indução com rotor tipo gaiola de esquilo	119
Tabela 27 – Parâmetros do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)	120

Tabela 28 – Parâmetros do Gerador Fotovoltaico	121
Tabela 29 – Dados de carga do sistema	124
Tabela 30 – Dados de carga do sistema - Continuação	125
Tabela 31 – Dados de carga do sistema - Continuação	126
Tabela 32 – Dados de linha do sistema	127
Tabela 33 – Dados de linha do sistema - Continuação	128
Tabela 34 – Dados de linha do sistema - Continuação	129

LISTA DE SIGLAS

ABSOLAR	<i>Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
EPE	<i>Empresa de Pesquisa Energética</i>
FDA	<i>Função de Distribuição Acumulada</i>
FDP	<i>Função Densidade de Probabilidade</i>
FEC	<i>Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora</i>
FP	<i>Fluxo de Potência</i>
FV	<i>Gerador Fotovoltaico</i>
GD	<i>Geração Distribuída</i>
GI	<i>Gerador de Indução</i>
GS	<i>Gerador Síncrono</i>
GSC	<i>Grid Side Converter</i>
INMET	<i>Instituto Nacional de Meteorologia</i>
KS	<i>Kolmogorov-Smirnov</i>
LVRT	<i>Low Voltage Ride-Through</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulation</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema</i>
OPHMC	<i>Optimal Hybrid Monte Carlo</i>
PRODIST	<i>Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional</i>
RSC	<i>Rotor Side Converter</i>
SARFI	<i>System Average RMS Variation Frequency Index</i>

<i>SDEE</i>	<i>Sistema de Distribuição de Energia Elétrica</i>
<i>SMC</i>	<i>Simulação de Monte Carlo</i>
<i>SEP</i>	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
<i>VSC</i>	<i>Voltage Source Converter</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Justificativa e principais contribuições desta pesquisa	3
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura do documento	4
2	FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	5
2.1	A importância do estudo de curto-circuito	5
2.1.1	A corrente de curto-circuito	6
2.2	Análise de Faltas em SDEEs	12
2.2.1	Método das componentes simétricas	14
2.2.2	Abordagens em componentes de fase	14
2.3	Curto-circuito em redes ativas de distribuição	15
2.4	Curto-circuito probabilístico	17
2.5	Considerações finais do capítulo	21
3	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO	23
3.1	Impactos da alteração dos níveis de curto-circuito do sistema	24
3.2	Contribuição de diferentes tipos de geradores distribuídos para a corrente de curto-circuito	25
3.2.1	Gerador Síncrono	26
3.2.2	Gerador de Indução	26
3.2.3	Gerador Fotovoltaico	27
3.2.4	Gerador de Indução Duplamente Alimentado	28
3.3	Quantificação da influência dos geradores distribuídos	29
3.3.1	Sistema de Distribuição	29
3.3.2	Estudo de curto-circuito	30
3.3.3	Modelos simulados	30
3.3.3.1	Gerador Síncrono	30
3.3.3.2	Gerador de Indução	31
3.3.3.3	Gerador Fotovoltaico	32
3.3.3.4	Gerador de Indução Duplamente Alimentado	33
3.3.4	Forma de onda das correntes terminais dos geradores	33
3.3.5	Corrente total de curto-circuito	35

3.3.6	Máxima geração e demanda mínima	36
3.4	Impacto da conexão simultânea de GDs em SDEEs	38
3.4.1	Impacto nos níveis de curto-circuito	38
3.5	Considerações finais do capítulo	40
4	CURTO-CIRCUITO PROBABILÍSTICO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	43
4.1	Abordagem probabilística e Simulação de Monte Carlo	44
4.1.1	Função Densidade de Probabilidade e Função de Distribuição Acumulada	47
4.2	Fluxo de potência determinístico	48
4.2.1	Construção da matriz de sensibilidade	51
4.3	Curto-circuito determinístico	52
4.4	Metodologia probabilística para o estudo de curto-circuito	55
4.4.1	Sistema-teste analisado	56
4.4.2	Validação das rotinas determinísticas	56
4.4.3	Modelagem estocástica do problema	59
4.4.4	Parâmetros de entrada	64
4.4.4.1	Geradores intermitentes	64
4.4.4.2	Variação de demanda	70
4.4.4.3	Tipo de falta	70
4.4.4.4	Local da falta	71
4.4.4.5	Resistência de falta	71
4.4.5	Modelo proposto para os Geradores Distribuídos	75
4.4.5.1	Modelo convencional dos geradores	78
4.4.6	Critério de convergência da Simulação de Monte Carlo	80
4.4.6.1	Critério de convergência proposto	80
4.5	Resultados e análises	83
4.5.1	Obtenção das Funções Densidade de Probabilidade	83
4.5.2	Impacto da geração distribuída no curto-circuito probabilístico	86
4.6	Considerações finais do capítulo	93
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
5.1	Trabalhos Futuros	97
5.2	Publicações	98
	REFERÊNCIAS	99
	APÊNDICE A CORRENTES DE FALTAS	109
A.1	Correntes de falta sem a inserção de GD no sistema	109
A.2	Correntes de falta considerando a inserção de GD no sistema	110

ANEXO A DADOS DO SISTEMA-TESTE E GERADORES DISTRIBUÍDOS	115
ANEXO B DADOS DO SISTEMA-TESTE DE 135 BARRAS	123

INTRODUÇÃO

O aumento contínuo da demanda de energia elétrica, associado à competitividade do mercado de energia, têm forçado as concessionárias de energia elétrica a conciliarem a qualidade dos serviços prestados com os custos operacionais envolvidos ([KAZEMI; FOTUHI-FIRUZABAD; BILLINTON, 2007](#)). Assim, tais empresas direcionaram os investimentos ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), buscando atender às normativas estabelecidas pelas agências reguladoras, relacionadas à confiabilidade do sistema, porém considerando o menor custo operacional possível. A regulamentação do sistema elétrico brasileiro é realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que normatiza o funcionamento e desempenho dos SDEEs através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) ([ANEEL, 2018](#)).

O principal fenômeno responsável por desligamentos não programados dos SDEEs, e consequente interrupção do fornecimento de energia aos consumidores, é o curto-circuito, também considerado como o tipo de falha mais severo. O curto-circuito decorre de alterações estruturais da rede, que promovem a abrupta redução da impedância entre dois pontos de diferentes potenciais, produzindo correntes elevadas nos circuitos envolvidos, que geralmente excedem as correntes nominais do sistema. Dependendo da magnitude e duração do curto-circuito, os esforços eletrodinâmicos e térmicos dos equipamentos podem ser excedidos, causando danos aos equipamentos, às instalações elétricas e podendo colocar em risco a segurança de seres vivos expostos ao fenômeno. Ademais, a ocorrência de curtos-circuitos implica também em alterações bruscas das grandezas, como tensões e frequência, impactando negativamente a operação normal do sistema ([SATO, 1979](#); [SATO; FREITAS, 2015](#)).

Para minimizar os efeitos causados por curtos-circuitos, evitar sua propagação ao longo do sistema e reduzir a área afetada, dispositivos de proteção são utilizados para isolar o local afetado tão rápido quanto possível. Para determinar as características destes dispositivos, as correntes de curto-circuito devem ser determinadas. Assim, os estudos de curto-circuito são

fundamentais para determinar o dimensionamento e ajuste dos dispositivos de proteção da rede, a coordenação e seletividade destes dispositivos, bem como o dimensionamento de novos equipamentos do sistema. Ainda, do ponto de vista operacional do sistema, a análise de curto-circuito permite determinar as tensões e correntes de falta, imprescindíveis tanto na avaliação técnica, quanto econômica do sistema elétrico (SATO, 1979; FILOMENA *et al.*, 2011; SATO; FREITAS, 2015).

Tradicionalmente, para a análise de faltas de sistemas balanceados sob condições de desequilíbrio (*e.g.* ocorrência de curto-circuito monofásico ou bifásico), aplica-se a teoria de componentes simétricas, a qual permite desacoplar o sistema utilizando componentes de sequência positiva, negativa e zero, permitindo calcular os parâmetros após a ocorrência da perturbação (STEVENSON; GRAINGER, 1994; SATO; FREITAS, 2015). No entanto, os SDEEs são intrinsecamente desequilibrados devido a fatores como a não transposição das linhas e existência de ramificações monofásicas e bifásicas dos alimentadores, que podem levar à obtenção de resultados imprecisos para o método de componentes simétricas (KERSTING, 2012). Tal fato levou ao desenvolvimento de técnicas de análise de faltas utilizando componentes de fase (FILOMENA *et al.*, 2011; KERSTING, 2012).

Outro importante ponto a ser considerado na análise de faltas em SDEEs refere-se à inserção de Geração Distribuída (GD) na rede, que pode impactar significativamente nos níveis de curto-circuito do sistema (SABER; GHALI; ELZAHAB, 2017). Os novos níveis de curto-circuito dependerão, além da estrutura da rede, dos tipos de geradores instalados (STREZOSKI *et al.*, 2019). O aumento dos valores das correntes de curto-circuito pode provocar danos aos equipamentos e causar a perda de coordenação dos dispositivos de proteção já instalados na rede (PETEAN, 2014; TRUJILLO, 2017). A inserção de GD implica também no aumento das incertezas, pois além da demanda, a geração também apresenta característica estocástica devido às fontes renováveis. Considerar incertezas na análise de faltas pode se estender também para as demais variáveis estocásticas inerentes ao curto-circuito, como o local de ocorrência da falta, o valor da impedância associada à falta, o tipo de falta, entre outros fatores. A análise estocástica dessas variáveis pode ser realizada por meio do emprego de métodos probabilísticos (CARPINELLI *et al.*, 2004; BRACALE *et al.*, 2012), os quais fornecem os valores esperados para as variáveis relacionadas ao curto-circuito (correntes de curto-circuito e tensões) e suas respectivas funções de probabilidade. Para este fim, a simulação de Monte Carlo tem se mostrado uma ferramenta eficiente (SATO, 1995; MAMEDE, 2004; CARPINELLI *et al.*, 2004; BORDALO; RODRIGUES; SILVA, 2006; BRACALE *et al.*, 2012; KHATRI *et al.*, 2019).

Neste contexto, esta pesquisa propõe o desenvolvimento de uma metodologia probabilística para a estimação das correntes de curto-circuito em SDEEs, englobando as características de desbalanceamento do sistema, a inserção de GD e as incertezas associadas ao problema (geração, demanda, impedância de contato, local da falta, diferentes tipos de falta), na determinação das correntes de curto-circuito, com precisão, robustez, e eficiência computacional.

1.1 Justificativa e principais contribuições desta pesquisa

Esta pesquisa justifica-se e motiva-se pela importância do cálculo das correntes de curto-circuito nos SDEEs, o qual permite o dimensionamento e ajuste de dispositivos de proteção, barramentos, sistemas de aterramento e demais equipamentos da rede, evitando assim o superdimensionamento e o superfaturamento da rede e sistema de proteção, permitindo também a obtenção dos índices de afundamentos de tensão causados pelas perturbações. E, embora a análise de faltas em sistemas de distribuição seja um problema bastante abordado na literatura, atualmente muitos trabalhos desconsideram as condições pré-falta do sistema (CABRAL, 2010), ou não consideram a existência da impedância de falta (BORDALO; RODRIGUES; SILVA, 2006), ou a inserção de geração distribuída (CARPINELLI *et al.*, 2004), cada vez mais presente na rede, ou não consideram a ocorrência de diferentes tipos de falta na rede (BRACALE *et al.*, 2012), ainda que as demais características descritas anteriormente sejam consideradas. A desconsideração dos fatores mencionados pode culminar na imprecisão dos resultados obtidos, influenciando no dimensionamento dos equipamentos e componentes da rede. Assim, torna-se necessário abranger essas considerações no cálculo das correntes de falta.

Ainda, o emprego de técnicas determinísticas no cálculo das correntes de falta pode culminar em análises econômicas menos viáveis ou conservadoras do dimensionamento do sistema de proteção, justificando-se o emprego de métodos probabilísticos para a determinação das correntes de curto-circuito (SATO, 1995; BRACALE *et al.*, 2012; SANTOS; BARROS, 2015), tal como realizado neste trabalho.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho consiste no desenvolvimento de uma metodologia probabilística para determinar as correntes de falta em sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando o desbalanceamento da rede, a presença de geradores distribuídos e incertezas associadas ao problema, como: geração e demanda do sistema, impedância de contato, tipo de falta e local da falta. Apesar de existirem ferramentas computacionais que permitam realizar análises similares à proposta como, por exemplo, o software *Open Distribution System Simulation* (OpenDSS), problemas relacionados ao planejamento e operação de redes requerem, de maneira repetitiva, o cálculo das correntes de falta devido às mudanças topológicas, troca de equipamentos, etc. A padronização dos dados de forma adequada, tempo de comunicação entre as linguagens de programação e as ferramentas existentes, dentre outros fatores, podem dificultar o uso dessas ferramentas.

Ademais, por se tratar de uma análise estocástica, o uso de uma ferramenta já existente reduz a flexibilidade acerca de quais fatores serão incorporados de maneira aleatória no cálculo. Sendo assim, é neste contexto que se enquadra esta pesquisa, na qual propõe-se o desenvolvimento de uma metodologia probabilística para a análise das correntes de falta nos modernos sistemas

de distribuição, e que possa ser aplicada diretamente nas mais diversas técnicas utilizadas para resolver os problemas de planejamento e operação de redes de distribuição.

1.3 Estrutura do documento

Além desta seção introdutória, o texto está segmentado em cinco capítulos, conforme descrito a seguir.

- ❑ O Capítulo 2 aborda os principais conceitos referentes ao cálculo de curto-circuito, as principais metodologias empregadas e uma revisão bibliográfica acerca de pesquisas recentes dentro da área de estudo abordada neste trabalho.
- ❑ O Capítulo 3 aborda os impactos causados pela inserção de geração distribuída nos sistemas de distribuição, principalmente no que concerne aos níveis de curto-circuito do sistema que podem aumentar significativamente. Para tanto, dois estudos são apresentados nos quais as contribuições das quatro principais tecnologias de GD empregadas atualmente são analisadas, tanto conectadas separadamente à um sistema de distribuição de média tensão, quanto para conexões simultâneas desses geradores dentro de uma microrrede.
- ❑ O Capítulo 4 destina-se a apresentar detalhadamente a metodologia empregada no cálculo de curto-circuito probabilístico, considerando a inserção de geração distribuída. Para tanto, apresenta-se a metodologia proposta para a inserção de geradores conectados via inversores à rede. Neste capítulo apresentam-se também os resultados obtidos para as Funções Densidade de Probabilidade das correntes de falta.
- ❑ o Capítulo 5 apresenta as considerações finais da presente pesquisa e principais conclusões obtidas com a metodologia proposta e vantagens do uso de uma abordagem probabilística para estudos de curto-circuito em sistemas ativos de distribuição de energia elétrica.
- ❑ O Apêndice A contém as correntes de falta calculadas utilizando a metodologia determinística e o software OpenDSS.
- ❑ Por fim, os Anexos A e B contêm os parâmetros dos sistemas-teste analisados e dos geradores distribuídos empregados.

FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

As seções seguintes apresentam os principais conceitos relacionados aos SDEEs, a descrição dos métodos empregados em análise de faltas, e os conceitos relacionados às redes ativas de distribuição, visando analisar as principais contribuições existentes desta pesquisa sobre a determinação das correntes de curto-circuito em redes de distribuição. É de suma importância ressaltar que neste trabalho, as faltas serão consideradas exclusivamente como curtos-circuitos.

2.1 A importância do estudo de curto-circuito

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) devem ser planejados, construídos e operados para que permitam um fornecimento contínuo, seguro e confiável de energia elétrica aos consumidores finais ([SCHLABBACH, 2005](#)). Essas características exigem o constante monitoramento e controle da operação do sistema para que o número de interrupções no fornecimento de energia seja minimizado, uma vez que faltas são intrínsecas aos sistemas elétricos ([SATO, 1979](#); [SCHLABBACH, 2005](#)). Ainda, o planejamento e operação da rede devem garantir a qualidade da energia entregue.

Embora o planejamento e operação dos sistemas de energia elétrica sejam realizados visando o equilíbrio entre o custo de investimento por parte das empresas de energia e a qualidade do serviço e produto entregue, as faltas no sistema elétrico não podem ser evitadas e podem provocar danos irreparáveis aos equipamentos e consumidores ([SCHLABBACH, 2005](#)). Na ocorrência de curtos-circuitos, os elementos da rede experimentam correntes elevadas, que podem resultar em efeitos térmicos e mecânicos, podendo provocar danos aos equipamentos do sistema ([SATO; FREITAS, 2015](#)). Portanto, o estudo de curtos-circuitos - principais causadores de distúrbios no sistema elétrico - torna-se imprescindível para o planejamento e operação do sistema, influenciando diretamente no dimensionamento e ajustes de equipamentos de proteção, bem como dimensionamento de elementos do sistema e sistema de aterramento, entre outros fatores de suma importância para o bom funcionamento do SEP. Os valores das correntes de

curto-circuito determinam quais os esforços térmicos e eletromagnéticos que os elementos da rede e equipamentos de proteção podem suportar (SCHLABBACH, 2005).

Ainda, a ocorrência de curtos-circuitos severos no SEP pode provocar oscilações mecânicas nas unidades geradoras de grande porte, podendo causar instabilidade no sistema e resultar em blecautes da rede (SCHLABBACH, 2005; SATO; FREITAS, 2015). Essas interrupções severas também podem ser provocadas pela atuação de dispositivos de proteção na tentativa de interromper curtos-circuitos, tal como no caso ocorrido na madrugada do dia 10 de novembro de 2009, quando cerca de 60 milhões de pessoas ficaram sem energia elétrica (CUNHA; GOEKING, 2009; KLEIN, 2012). Curtos-circuitos que ocorreram próximos à subestação de Itaberá, localizada no estado de São Paulo, provocaram desligamentos automáticos de linhas de transmissão provenientes da usina de Itaipu, em Foz do Iguaçu, no Paraná. A sobrecarga em outros circuitos causada pela perda das linhas de transmissão de Itaipu, ocasionaram a abertura da interligação Sul-Sudeste; ainda, outras usinas hidrelétricas do estado de São Paulo e as usinas Angra I e Angra II, no estado do Rio de Janeiro, também tiveram suas gerações suspensas, totalizando a interrupção de aproximadamente 28,8 GW de carga. A interrupção no fornecimento de energia afetou 18 estados brasileiros da região sul, sudeste, norte e nordeste, tendo sido os estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul, totalmente afetados, ao passo que os estados de Minas Gerais, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Acre, Bahia, Rondônia, Sergipe, Paraíba, Alagoas e Pernambuco, foram parcialmente afetados. O Paraguai também foi atingido, permanecendo aproximadamente trinta minutos sem energia em cerca de 87% de seu território. O tempo médio para o restabelecimento do sistema foi de aproximadamente quatro horas, segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS) (CUNHA; GOEKING, 2009; KLEIN, 2012). Neste contexto, o conhecimento e determinação das correntes de curto-circuito tornam-se imprescindíveis dentro dos sistemas de energia elétrica.

2.1.1 A corrente de curto-circuito

De acordo com Stevenson e Grainger (1994), na ocorrência de uma falta em um circuito de potência com máquinas rotativas, a corrente que circula no sistema dependerá das forças eletromotrizes e das impedâncias internas das máquinas, bem como das impedâncias do circuito até o ponto de falta. Esta corrente que circula na máquina após a falta difere do momento de início da falta, até o seu fim, após alguns ciclos de sua ocorrência, devido ao efeito da corrente de armadura no fluxo da máquina que gera sua tensão. Para compreender o comportamento da corrente de curto-circuito em sistemas de potência, pode-se utilizar um circuito RL série, que representa o equivalente de Thévenin da rede, tal como apresentado na Figura 1. O curto-circuito ocorre no instante de fechamento da chave. Sendo $v(t)$ a tensão senoidal aplicada, dada pela Equação 2.1. Equacionando as variáveis existentes no problema, pode-se obter a igualdade descrita pela equação diferencial 2.2. Nas equações descritas, $\omega = 2\pi.f$ e α corresponde ao ângulo de fase da tensão.

Figura 1 – Circuito RL série

Fonte: Elaborada pela autora.

$$v(t) = V_m \cdot \text{sen}(\omega t + \alpha) \quad (2.1)$$

$$v(t) = R \cdot i(t) + L \frac{di(t)}{dt} \quad (2.2)$$

A solução resulta na corrente de falta, de acordo com a Equação 2.3. Sendo $|Z| = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}$ e $\theta = \text{atan}(\omega L/R)$. Nesta equação, a primeira parcela corresponde ao regime transitório, ao passo que a segunda parcela corresponde ao regime permanente. Ainda, a máxima assimetria ocorre quando $(\alpha - \theta) = \pm \pi/2$, ou seja, quando a componente contínua tem seu valor máximo inicial e coincidente com o valor máximo da parcela senoidal. Já para a condição em que $(\alpha - \theta) = 0$ e $(\alpha - \theta) = \pi$, a componente contínua não existe, tornando a corrente puramente senoidal e simétrica.

$$i(t) = \frac{V_m}{|Z|} \cdot \left[\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - \text{sen}(\alpha - \theta) \cdot e^{-\frac{Rt}{L}} \right] \quad (2.3)$$

A Figura 2 ilustra o perfil dessa corrente de curto-circuito. A corrente total, descrita pela Equação 2.3, é composta por uma componente simétrica, que é senoidal, e por uma componente contínua, que decai exponencialmente com uma constante de tempo L/R (STEVENSON; GRAINGER, 1994).

Os períodos presentes no perfil da corrente de curto-circuito são essenciais para o conhecimento e dimensionamento da suportabilidade dos elementos da rede, uma vez que essa corrente pode apresentar valores elevados, como apresentado na Figura 2. De acordo com Schlabbach (2005), os três parâmetros apresentados na Figura 2 podem ser descritos como:

- ❑ **Pico da corrente de curto-circuito:** correspondente ao valor máximo instantâneo da corrente, que ocorre aproximadamente um quarto de ciclo após o início da falta. As forças eletromagnéticas são proporcionais ao valor instantâneo da corrente, portanto, o pico de corrente de curto-circuito deve ser conhecido para a obtenção dos valores

Figura 2 – Perfil da corrente de curto-circuito

Fonte: Adaptada de [Schlabach \(2005\)](#).

máximos das forças que os condutores e elementos da rede experimentam durante a ocorrência de uma falta;

- ❑ **Valor RMS:** permite dimensionar os esforços térmicos que os elementos do sistema experimentam e devem suportar durante a ocorrência da falta;
- ❑ **Corrente de interrupção de curto-circuito:** corresponde ao valor RMS da corrente de falta durante o instante de chaveamento de um disjuntor do sistema, ou seja, durante sua operação; na ocorrência da abertura dos contatos do disjuntor, o arco formado aquece o dispositivo e instalações, e portanto, esse valor da corrente também deve ser conhecido.

A corrente de curto-circuito depende dos parâmetros de operação da rede no instante da falta, da topologia da rede, da quantidade e tipo de unidades geradoras conectadas à rede, dentre outros parâmetros ([SCHLABBACH, 2005](#); [SATO](#); [FREITAS, 2015](#)). Assim, as correntes de falta dependem da tensão de operação no instante da falta, impedância do sistema entre qualquer unidade geradora e o local da falta, bem como a impedância no ponto de falta ([SCHLABBACH, 2005](#)). Portanto, determinar as correntes de curto-circuito não é uma tarefa simples e requer conhecimento detalhado da rede, de sua operação, e das características dos equipamentos que o constituem. O cálculo das correntes de curto-circuito deve considerar esses fatores para garantir que os resultados sejam seguros e confiáveis, porém sem resultar em um custo elevado do dimensionamento dos equipamentos da rede. Ainda, a consideração desses parâmetros é de suma importância para que a corrente de falta calculada e a corrente de operação do sistema

distinguem-se, para que qualquer valor de corrente não resulte na atuação dos dispositivos de proteção (SCHLABBACH, 2005).

O desafio de planejamento e operação da rede elétrica de maneira segura e econômica recai principalmente sobre as concessionárias de distribuição de energia elétrica, uma vez que o SDEE é o segmento do SEP em que mais ocorrem distúrbios que culminam em interrupções do fornecimento de energia aos consumidores (BROWN, 2008; TENG, 2010). Esses distúrbios são provocados principalmente por falhas em equipamentos, contatos com a vegetação, animais, descargas atmosféricas, falha humana, dentre outras causas (BROWN, 2008).

Brown (2008) apresenta uma extensa descrição das principais causas de faltas em sistemas de distribuição, considerando tanto redes subterrâneas quanto áreas. O autor descreve os principais equipamentos que podem apresentar falha e culminar na interrupção do fornecimento de energia, bem como os principais animais que podem causar problemas na rede de distribuição, os cuidados necessários com vegetações e condições climáticas adversas. O autor destaca ainda que a identificação das causas físicas que culminam em interrupções é a forma mais efetiva de reduzir custos com problemas de confiabilidade da rede. Dentre as principais causas descritas, pode-se destacar os itens apresentados a seguir, conforme descrito em Brown (2008):

- Falhas de equipamentos: todos os equipamentos do sistema elétrico apresentam probabilidades de falha, que podem falhar devido à falta de manutenção, ou danos durante o transporte do equipamento, ou por situações de curto-circuito, sobrecarga, elevações de tensão, condições climáticas adversas, dentre outras causas. Dentre os equipamentos que podem apresentar falha, pode-se citar: transformadores, cabos subterrâneos, linhas aéreas, disjuntores, isoladores e buchas, supressores de surto.
- Animais: a presença de animais próximos à rede elétrica é uma das principais causas de interrupções no fornecimento de energia. Animais de pequeno porte como pequenos roedores, aves, cobras, podem provocar danos tanto à rede aérea quanto à rede subterrânea. Animais de grande porte como gado, cavalos, ursos, também podem causar problemas à rede. A preocupação da presença de animais também recai sobre a própria vida do animal, uma vez que este pode ser ferido ou morto ao entrar em contato com elementos energizados da rede.
- Condições climáticas severas ou adversas: a ocorrência de tempestades de chuva e vento, descargas atmosféricas, furacões, tornados, terremotos e incêndios, podem provocar a falha de simultânea de diversos equipamentos da rede, tornando-se uma causa de falha do sistema de extrema preocupação. Ainda, a ocorrência de neve ou ondas extremas de calor também podem provocar danos à rede, seja por congelamento dos cabos e equipamentos, como pela sobrecarga do sistema ao serem acionados diversos condicionadores de ar, ou aquecimento.

- **Vegetação:** o contato da rede com árvores é a principal causa da interrupção do fornecimento de energia para grande parte das empresas distribuidoras, seguido de contato com animais e ocorrência de descargas atmosféricas. Esse tipo de contato causa problemas principalmente em redes áreas de distribuição, pois os galhos das árvores podem entrar em contato com os condutores da rede.
- **Fator humano:** adicionalmente às causas citadas, pode-se citar também a interferência humana no sistema, como a aplicação de interrupções programadas, a falha humana durante uma operação do sistema, acidentes de trânsito, escavações e o vandalismo, que também podem provocar a interrupção do fornecimento de energia aos consumidores.

Ainda em [Brown \(2008\)](#), os autores apresentam um estudo que sumariza as principais causas e suas porcentagens de interrupção do fornecimento de energia de acordo com dados obtidos de três empresas distribuidoras de energia elétrica situadas nos Estados Unidos. Os dados são apresentados na Figura 3. A partir da Figura, pode-se observar que o local da rede de distribuição está associado diretamente com algumas causas específicas de faltas, como pode-se observar no caso de escavações, que está associada às redes subterrâneas, e acidentes de trânsito, que está associada às redes em áreas urbanas. Pode-se observar ainda que para as três concessionárias de energia, as falhas nos equipamentos, contatos com vegetação, animais e ocorrência de descargas atmosféricas se apresentaram como principais causas da interrupção do fornecimento de energia. É importante destacar que as causas citadas podem ser particulares de cada região, como é o caso de regiões em que a ocorrência de neve, furacões ou terremotos é mais comum, ou regiões que ocorrem ondas severas de calor e incêndios.

Figura 3 – Principais causas de interrupções no fornecimento de energia em SDEEs

Fonte: Adaptada de [Brown \(2008\)](#).

De maneira geral, por se tratarem de redes intrinsecamente desequilibradas, o uso de métodos tradicionais para análise de faltas como componentes simétricas, pode não ser adequado para SDEEs. A aplicação de métodos envolvendo componentes de fase torna-se mais atrativa, uma vez que existem impedâncias mútuas entre as fases que diferem entre si, o que não ocorre em sistemas de transmissão. Nas próximas seções, os métodos serão explicados em maiores detalhes. Ressalta-se que os estudos de faltas em sistemas de distribuição visam a mesma finalidade que em sistemas de transmissão, como o dimensionamento dos equipamentos de proteção (*e.g.* relés, fusíveis, disjuntores), dimensionamento de cabeamento, proteção de pessoas e animais expostos ao defeito (principalmente na ocorrência de faltas que envolvem a terra), entre outras finalidades de igual importância (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005; KERSTING, 2012).

A Figura 4 representa a modelagem de um alimentador típico de distribuição, no qual apresenta-se o equivalente do sistema de transmissão, representado por uma fonte e impedâncias equivalentes da rede e do transformador da subestação, que conectam o sistema de transmissão ao sistema de distribuição, bem como os demais elementos da rede, como o equivalente do alimentador primário, transformadores e alimentadores secundários, que atendem às cargas.

Figura 4 – Representação de um alimentador do SDEE

Fonte: Adaptada de Kersting (2012).

Em um sistema de distribuição, podem ocorrer faltas em qualquer ponto representado na Figura 4, podendo provocar interrupções no fornecimento de energia, afundamentos de tensões, sobretensões, e até mesmo provocar danos aos seres vivos que podem entrar em contato com as sobrecorrentes provenientes de curtos-circuitos, principalmente na ocorrência de faltas no alimentador secundário do SDEE. A representação do equivalente do sistema de transmissão ocorre mediante a obtenção da potência de curto-circuito monofásica e trifásica. Os resultados dos estudos de curto-circuito do sistema de transmissão são fundamentais para a obtenção das demais correntes de falta nos pontos 2, 3, 4 e 5 da Figura 4 (KERSTING, 2012). Assim, para o cálculo das demais correntes de falta no sistema de distribuição, torna-se fundamental a determinação do circuito equivalente de Thévenin visto do ponto de falta, tal como apresentado na Figura 5, sendo E_a , E_b e E_c as tensões equivalentes fase-terra de Thévenin no ponto de falta; a matriz $[Z_{TOT}]$ representa a matriz de impedância equivalente de Thévenin no ponto de falta; Z_f , a impedância de falta.

As principais fontes de correntes de curto-circuito no SEP são as máquinas rotativas (geradores, motores), devido às características descritas anteriormente (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). No entanto, as redes de distribuição se localizam distantes das unidades ge-

Figura 5 – Equivalente de Thévenin da rede

Fonte: Kersting (2012).

radoras de grande porte; assim, na ocorrência de uma falha no SDEE, o perfil da corrente de curto-circuito apresentado na Figura 2 pode se diferenciar em relação ao tempo de decaimento da corrente inicial. Ainda, a corrente de falha pode sofrer maiores influências advindas das unidades de geração distribuída, que podem estar presentes na rede, alterando o perfil da corrente de acordo com a proximidade da unidade de GD e do tipo de tecnologia empregada nesses geradores.

Caso ocorram falhas próximas à GD, haverá uma influência direta das características do tipo de gerador na corrente de falha. Para geradores rotativos síncronos ou de indução com rotor bobinado, mesmo os de pequeno porte, o perfil da corrente de falha assemelha-se ao apresentado anteriormente. Caso o gerador seja de indução com rotor do tipo gaiola de esquilo ou baseado em inversor, como no caso de geradores fotovoltaicos, o perfil da corrente de falha pode variar consideravelmente (PETEAN, 2014; TRUJILLO, 2017). Diante do exposto, é de suma importância conhecer as características dos elementos que compõem a rede de distribuição para que a determinação das correntes de curto-circuito seja realizada de maneira precisa e correta. Uma previsão imprecisa das condições do sistema durante a falha pode culminar no incorreto dimensionamento de equipamentos, ou até mesmo a uma margem de segurança maior que a necessária para atender os requisitos do sistema de proteção, podendo resultar em uma projeção econômica não tão satisfatória para a concessionária. Uma vez que o principal foco desta pesquisa está na determinação das correntes de curto-circuito em SDEEs, tal análise será melhor especificada nas seções seguintes.

2.2 Análise de Falhas em SDEEs

Os SDEEs são constantemente expostos a perturbações causadas por fatores externos como fenômenos naturais (*e.g.* animais, quedas de árvores, condições ambientais adversas), falhas humanas, ou por fatores inerentes ao sistema, como a falha dos equipamentos. Em sua maioria, essas perturbações provocam alterações topológicas da rede, resultando em curtos-circuitos, promovidos pela abrupta redução da impedância entre dois pontos de diferentes potenciais da

rede, decorrentes da ruptura do isolamento entre as fases da rede, ou entre fase e terra (SATO; FREITAS, 2015; CONCEIÇÃO, 2018). Tal fenômeno resulta em interrupções temporárias ou permanentes do fornecimento da energia elétrica, afetando diretamente os consumidores conectados à rede e causando prejuízos às empresas de distribuição de energia. De acordo com Teng (2010), 80% das interrupções do fornecimento de energia às unidades consumidoras resulta de falhas ocorridas no SDEE. Por conseguinte, a ocorrência de faltas afeta diretamente a confiabilidade, segurança e qualidade de energia das redes de distribuição, tornando-se imprescindível a determinação das correntes de curto-circuito, a fim de dimensionar dispositivos de proteção e equipamentos da rede, de forma a minimizar a área afetada pela falta (MATHUR; DAS; PANT, 2017).

Os tipos de falta existentes são: monofásica, bifásica, bifásica-terra, trifásica e trifásica-terra, podendo apresentar impedância de contato, ou ser uma falta sólida, *i.e.*, quando não há impedância de contato. O curto-circuito trifásico é considerado simétrico, pois afeta igualmente as três fases, ao passo que os demais tipos de curtos-circuitos causam a circulação de correntes distintas nas fases sob falta, provocando desequilíbrio no sistema, sendo consideradas, portanto, faltas assimétricas. Os estudos de curto-circuito necessitam, basicamente, das condições pré-falta do sistema, incluindo as tensões e correntes no momento antes da falta, e da matriz de impedâncias ou admitância de barras do sistema, as quais permitem determinar as correntes e tensões durante a falta. As condições pré-falta do sistema podem ser obtidas através de algoritmos de fluxo de potência, estimação de estados, ou até mesmo por monitoramento através de equipamentos de medição.

Para realizar a determinação das correntes de curto-circuito nos sistemas elétricos, pode-se fazer uso de análise fasorial e análise no domínio do tempo. Em uma análise fasorial, obtém-se as componentes em regime permanente das correntes de falta, ao passo que a análise no domínio do tempo permite a obtenção das componentes transitórias da corrente de curto-circuito (HALPIN; GRIGSBY, 1994). Ressalta-se ainda que para ambas as análises, tanto componentes simétricas quanto componentes de fase podem ser empregadas. A determinação das correntes de curto-circuito no domínio do tempo é realizada por meio da resolução de equações diferenciais, resolvidas utilizando métodos numéricos, como integração trapezoidal. A ordem das equações diferenciais aplicadas dependerá, entretanto, do tamanho e complexidade do sistema analisado. Devido à complexidade da modelagem dos elementos do sistema e das técnicas de resolução e cálculo das correntes de curto-circuito, essa técnica não é comumente empregada na literatura, sendo aplicada principalmente por softwares de simulação. Apesar de sua complexidade, essa técnica permite modelar as não linearidades do sistema analisado (HALPIN; GRIGSBY, 1994; CABRAL, 2010).

2.2.1 Método das componentes simétricas

O método clássico das componentes simétricas é conhecido por ser amplamente empregado em sistemas de transmissão na ocorrência de faltas assimétricas. Nesse método, o sistema é desacoplado através da decomposição das componentes de fase em componentes de sequência positiva, negativa e zero. Assim, um sistema balanceado que apresenta algum desequilíbrio, pode ser representado sem perda de precisão. O sistema é representado pelo equivalente de Thévenin de cada circuito de sequência, visto do ponto em falta (STEVENSON; GRAINGER, 1994). De acordo com Abdel-Akher e Nor (2010), este método apresenta maior eficiência computacional, quando comparado a outros métodos, além de relativa simplicidade na modelagem dos elementos. No entanto, em sistemas de distribuição as linhas não são transpostas como no sistema de transmissão, e portanto as impedâncias mútuas entre as fases não são iguais e o sistema não pode ser desacoplado utilizando as componentes de sequência. Ademais, os SDEEs podem apresentar cargas desbalanceadas, bem como circuitos com diferentes quantidades de fases, o que implicaria na imprecisão dos resultados obtidos utilizando este método aplicado às redes de distribuição, como descrito em Kersting (2012).

Embora diversos trabalhos discutam sobre a aplicação da técnica de componentes simétricas aos SDEEs, trabalhos como Campitelli (2007), Abdel-Akher e Nor (2010) e Cabral (2010) fazem uso deste método para determinar as correntes de curto-circuito nas redes de distribuição. Em Campitelli (2007), a técnica das componentes simétricas é aplicada diretamente no cálculo das correntes de falta, ao passo que em Abdel-Akher e Nor (2010) propõe-se uma alteração de sistemas multifásicos desbalanceados, incluindo barras e nós fictícios nos circuitos monofásicos e bifásicos, de forma a obter-se um sistema equivalente trifásico em que se possa aplicar o método das componentes simétricas. Em Cabral (2010), aplicam-se e comparam-se os métodos de componentes simétricas e o método de componentes de fase para determinação das correntes de curto-circuito e análise dos índices de afundamento de tensão. Após realizar a comparação dos métodos, verifica-se que quanto maior o desbalanceamento do sistema, maior o erro proveniente do cálculo utilizando componentes simétricas. O mesmo ocorre quando considerados valores elevados para a impedância de contato.

2.2.2 Abordagens em componentes de fase

As técnicas que utilizam variáveis de fase baseiam-se na modelagem direta do sistema, considerando as tensões nodais e injeções de corrente, relacionando essas grandezas através da matriz de admitâncias ou de impedâncias equivalente do sistema. Este método é amplamente empregado na análise de SDEEs, por permitir analisar sistemas desbalanceados. A abordagem em componentes de fase é semelhante à aplicada no cálculo de correntes de curto-circuito utilizando componentes simétricas, fazendo uso também do teorema de Thévenin. Contudo, para sistemas desbalanceados, as conexões entre os elementos devem ser consideradas e analisadas durante a montagem da matriz de admitâncias do sistema. A teoria de grafos lineares pode ser usada para

realizar essa abordagem (HALPIN *et al.*, 1994; HSIEH *et al.*, 2018).

A fim de se obterem resultados mais precisos, na literatura encontram-se diversos trabalhos que utilizam métodos derivados da análise por componentes de fases, como em Kersting e Phillips (1990), Chen *et al.* (1992), Zhang *et al.* (1995), Castellanos e Dillah (2008), Teng (2010). Em Chen *et al.* (1992) utiliza-se um método iterativo de compensação para calcular e fatorar a matriz de admitâncias do sistema, representado em componentes de fase, permitindo a integração do cálculo de curto-circuito com o fluxo de potência. O método implementado permite a aplicação em sistemas de grande porte, mostrando-se robusto. Em Zhang *et al.* (1995), os autores apresentam um método robusto para o cálculo das correntes de curto-circuito em sistemas fracamente malhados e considerando a presença de nós PV - *i.e.*, de geração - no sistema, utilizando um método híbrido de compensação para eliminar as malhas existentes e resolver o problema como um sistema radial. O método é empregado em outros trabalhos como Meneses (2012) e Conceição (2018), devido ao baixo esforço computacional e robustez, permitindo o cálculo em tempo real das correntes de falta.

Pelos motivos supracitados, optou-se pelo emprego de uma abordagem em componentes de fase nesta pesquisa, tal como o proposto em Zhang *et al.* (1995). Além disso, propões-se neste trabalho o emprego de diferentes tecnologias de geradores distribuídos, o que não foi realizado em Zhang *et al.* (1995). Em Conceição (2018), a presença de geração distribuída já é considerada, entretanto, esta é limitada apenas a geradores síncronos. A influência da geração distribuída nos níveis de curto-circuito será melhor definida na seção e capítulo seguintes.

Outro ponto importante na determinação das correntes de falta refere-se à impedância de falta. Muitos dos trabalhos apresentados (CHEN *et al.*, 1992; ZHANG *et al.*, 1995; JABR; DŽAFIĆ, 2015; KIM; HARLEY, 2016) desconsideram a impedância de contato, ou consideram apenas em casos específicos, como em Conceição (2018) (apenas no caso fase-terra). A desconsideração da existência de impedância de falta pode implicar na imprecisão de métodos de localização de faltas, super ou subdimensionamento dos dispositivos durante a fase de planejamento, falhas na coordenação e seletividade do sistema de proteção, e na determinação das correntes de curto-circuito, principalmente quando se trata de falta de alta impedância (FILOMENA *et al.*, 2011; CONCEIÇÃO, 2018; MARTINS, 2019).

2.3 Curto-circuito em redes ativas de distribuição

A crescente demanda de energia elétrica, associada a uma maior preocupação com o meio ambiente, têm levado à procura por fontes primárias alternativas, introduzindo assim o conceito de geração distribuída (MONTROYA-BUENO; MUOZ; CONTRERAS, 2015; PEREIRA *et al.*, 2016; MARTINS; ARDUINI; PEREIRA, 2019). Esse tipo de geração é caracterizada por localizar-se próxima às cargas, sendo inserida em diferentes pontos do sistema elétrico, como redes de distribuição e subtransmissão. A inserção de GDs foi impulsionada por diversos motivos

como o baixo impacto ambiental, diversificação da matriz energética, redução das perdas de potência e o adiamento dos investimentos relacionados à expansão dos sistemas de transmissão e distribuição (JENKINS *et al.*, 2000; PETEAN, 2014). No entanto, a inserção de geração distribuída requer estudos técnicos acerca do seu impacto nas redes de distribuição, projetadas inicialmente para operarem como uma rede passiva. A conexão de GDs causa uma inversão no fluxo de potência, tornando a rede de distribuição ativa, permitindo que os centros de carga enviem potência à rede.

Um dos possíveis impactos da inserção de GDs a ser analisado refere-se aos novos níveis de curto-circuito do sistema. O aumento dos valores das correntes de curto-circuito pode provocar danos aos equipamentos, devido aos esforços térmicos provocados pelas correntes elevadas. Ainda, a alteração nos valores das correntes de curto-circuito pode causar também a perda de coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção da rede (BOUTSIKA; PAPATHANASSIOU, 2008; PAPASPILIOTOPOULOS *et al.*, 2017). Os níveis de curto-circuito dependem, além da estrutura da rede, dos tipos de geradores instalados. Para GDs conectados à rede por meio de conversores, como módulos fotovoltaicos, a corrente nominal do gerador pode ser superada em até duas vezes durante o curto-circuito, ao passo que para máquinas rotativas, como no caso de máquinas síncronas e máquinas de indução, a corrente durante o curto-circuito pode ultrapassar várias vezes o valor nominal da corrente da máquina (BRAVO; YINGER; ROBLES, 2013; PETEAN, 2014; TRUJILLO, 2017).

Como descrito em Strezoski *et al.* (2019), para a integração de GD na análise de curto-circuito, necessita-se modelar as fontes geradoras de diferentes maneiras, de acordo com a característica de cada gerador. Geralmente, essa consideração não é realizada por ferramentas comerciais que muitas vezes consideram apenas a modelagem clássica da fonte de tensão atrás de uma impedância, negligenciando o tipo de gerador, que pode não ser uma máquina rotativa. Em Strezoski e Prica (2016), Trujillo (2017) e Strezoski *et al.* (2019), apresentam-se modelos simplificados de quatro tecnologias de GDs para aplicação em cálculos de curto-circuito, sendo eles: gerador síncrono, módulo fotovoltaico conectado à rede por meio de inversor, gerador de indução e gerador de indução duplamente alimentado (DFIG, do inglês: *Doubly-Fed Induction Generator*). Os modelos obtidos baseiam-se nos parâmetros considerados nas normas ANSI/IEEE-C37.010 (2016) e IEC-60909 (2001), as quais são amplamente empregadas no cálculo das correntes de curto-circuito para dimensionamento dos dispositivos de proteção da rede elétrica.

Em Baran e El-Markaby (2005), Strezoski, Prica e Loparo (2018) e Hsieh *et al.* (2018), apresentam-se métodos para o cálculo de curto-circuito em sistemas desbalanceados, considerando a presença de geradores distribuídos conectados diretamente à rede, ou via inversores. Em Strezoski, Prica e Loparo (2018) um novo método para o cálculo de curto-circuito em sistemas desbalanceados e considerando a presença de GDs é aplicado. O método é implementado no domínio de sequências e permite o cálculo das correntes de falta em tempo real sem demandar

alto esforço computacional. Em [Hsieh et al. \(2018\)](#), utiliza-se a técnica dos grafos lineares para realizar o cálculo das correntes de falta também em componentes de fase para sistemas desbalanceados, considerando a presença de geração distribuída. Em [Baran e El-Markaby \(2005\)](#), utiliza-se um novo método de cálculo de curto-circuito, derivado do método de componentes de fases, para determinar as correntes de curto-circuito subtransitória e transitória de um GD conectado à rede através de um inversor.

A consideração de geração distribuída na análise de curto-circuito incorpora ao cálculo das correntes de falta incertezas relacionadas à produção de potência destes dispositivos, principalmente no que concerne à geração utilizando fontes renováveis de energia, como módulos fotovoltaicos e turbinas eólicas ([BRACALE et al., 2012](#); [JADIDBONAB et al., 2019](#); [KHATRI et al., 2019](#)). A estocasticidade é uma característica atribuída também à carga, e que pode ser estendida a outros fatores como localização da falta, impedância de falta e condições do sistema. A abordagem utilizando a análise probabilística de curto-circuito tem se mostrado uma boa alternativa para resolver o problema associado à estocasticidade das variáveis inerentes ao problema de curto-circuito. Na seção seguinte, o emprego do curto-circuito probabilístico será descrito em maiores detalhes.

2.4 Curto-circuito probabilístico

A abordagem determinística do cálculo de curto-circuito usualmente é associada a eventos extremos, considerando o pior cenário de falta. Tal abordagem visa considerar fatores de segurança conservativos, a fim de garantir o cumprimento de todos os requisitos técnicos associados a eventos de falta. Nesse contexto, cabe destacar que esse tipo de abordagem pode levar à obtenção de valores menos condizentes com a realidade das correntes de falta. Consequentemente, essa abordagem pode resultar em restrições técnicas e operativas impostas pelos elevados níveis de curto-circuito calculados ([SATO, 1995](#)), ou até mesmo no sobredimensionamento de elementos do sistema ([SANTOS; BARROS, 2015](#)). Além disso, como a probabilidade de ocorrência dos fatores associados à falta é desconsiderada, informações quantitativas e qualitativas não são fornecidas para apoiar decisões de investimento ([SANTOS; BARROS, 2015](#)).

A abordagem probabilística permite incorporar quantitativamente as incertezas associadas ao problema de curto-circuito, baseada na quantificação da probabilidade de ocorrência de cada evento. Assim, torna-se possível mensurar a probabilidade de ocorrência de um evento particular e essa informação pode ser combinada com custos associados ao planejamento e operação da rede. Portanto, essa abordagem permite uma análise de custos e riscos com estudos mais próximos à realidade e mantendo-se uma margem de segurança satisfatória ([SATO, 1995](#); [MAMEDE, 2004](#); [SANTOS; BARROS, 2015](#)). No entanto, conforme destacado por [Sato \(1995\)](#), para obter os benefícios econômicos e técnicos associados ao uso de técnicas probabilísticas, é necessário considerar questionamentos importantes e o conhecimento do sistema analisado em

questão. Tais questionamentos recaem principalmente sobre a disponibilidade do sistema em estar sujeito a aceitar os riscos associado às falhas; bem como a consideração da probabilidade de ocorrência dos piores cenários de falta. Considerando essas colocações, a adoção de métodos probabilísticos de curto-circuito implica em análises considerando cenários de falta mais realistas, permitindo estudos quantificando riscos e redução de custos associados.

Nesse contexto, a análise probabilística de curto-circuito vem sendo realizada desde o início da década de 80 e tem passado por adaptações ao longo dos anos, de acordo com as mudanças sofridas no cenário elétrico como, por exemplo, a incorporação de geração distribuída (FORD; SENGUPTA, 1982; EL-KADY, 1983; BALOUKTSIS; TSANAKAS; VACHTSEVANOS, 1986; SATO, 1995; CARPINELLI *et al.*, 2004; MAMEDE, 2004; KAZEMI; FOTUHI-FIRUZABAD; BILLINTON, 2007; BRACALE *et al.*, 2012). Desde então, estudos de curto-circuito probabilístico vem sendo aplicados em diferentes áreas do sistema elétrico como confiabilidade, planejamento e operação, análise de risco, estabilidade transitória, qualidade de energia e estudos de proteção em sistemas de distribuição (MAMEDE, 2004; BORDALO; RODRIGUES; SILVA, 2006; KAZEMI; FOTUHI-FIRUZABAD; BILLINTON, 2007; OLIVEIRA, 2015; SANTOS; BARROS, 2015).

As variáveis aleatórias inerentes aos estudos de curto-circuito são o local da falta, o tipo da falta, as condições pré-falta do sistema, e a impedância de falta (CARPINELLI *et al.*, 2004; FILOMENA *et al.*, 2011; BRACALE *et al.*, 2012). Adicionalmente, no contexto atual das redes de distribuição com inserção de geração distribuída, as incertezas associadas a esses elementos também devem ser consideradas. Tais incertezas referem-se principalmente à geração de energia. A produção de energia é altamente dependente das fontes renováveis, como plantas solares e fazendas eólicas, assim, a disponibilidade dos GDs influencia diretamente as condições pré-falta do sistema e, conseqüentemente, as correntes de curto-circuito (BRACALE *et al.*, 2012). Além disso, a variação de demanda do sistema também deve ser incorporada como variável aleatória do problema, uma vez que pode afetar as condições pré-falta do sistema.

O curto-circuito probabilístico fornece a Função Densidade de Probabilidade (FDP) das correntes de falta do sistema, em detrimento de um único valor calculado, como em métodos determinísticos. A determinação das correntes de falta é realizada em conjunto com um dos métodos descritos anteriormente, principalmente o método de componentes de fase, quando se trata de SDEEs. Geralmente, consideram-se as variáveis aleatórias descritas anteriormente. De acordo com Bracale *et al.* (2012), o uso de métodos probabilísticos para realizar a análise das correntes de falta permite utilizar critérios de projeto de dimensionamento mais precisos, visto que a corrente não é determinada apenas no cenário crítico, e sim descrita através de um histograma. Essa abordagem também permite a redução de custos de manutenção de dispositivos da rede, como apresentado em Mamede (2004).

Para realizar a análise de curto-circuito probabilístico, abordagens utilizando simulação de Monte Carlo e metodologias analíticas são empregadas (FORD; SENGUPTA, 1982;

EL-KADY; FORD, 1983; MAMEDE, 2004; BRACALE *et al.*, 2012; SANTOS; BARROS, 2015). Embora a simulação de Monte Carlo demande maior esforço computacional, é o método mais empregado devido à sua facilidade de implementação. Entretanto, a correta aplicação da simulação sujeita-se ao conhecimento das distribuições de probabilidade das variáveis aleatórias associadas (SATO, 1995; CARPINELLI *et al.*, 2004).

Em Carpinelli *et al.* (2004), os autores descrevem a aplicação do curto-circuito probabilístico em sistemas de distribuição utilizando a simulação de Monte Carlo, associada ao cálculo das correntes por meio de um método de componentes de fase. As condições pré-falta do sistema foram obtidas por meio de um algoritmo de fluxo de potência linearizado, assim os esforços computacionais foram reduzidos.

Em Mamede (2004), aplica-se o estudo de curto-circuito probabilístico para avaliar o impacto na redução das manutenções em disjuntores. O autor conclui que a abordagem probabilística empregada permite reduzir o número de operações dos disjuntores, com intervalos de confiança consideráveis, o que impacta diretamente na redução de custos de manutenção destes dispositivos. O autor ressalta ainda que a abordagem permitiria uma redução de até 80,4% nos custos de manutenção.

Santos e Barros (2015) apresentam uma abordagem probabilística para a obtenção das correntes de curto-circuito no sistema elétrico, aplicada em sistemas de transmissão. Os autores apresentam ainda uma abordagem envolvendo a análise da taxa de falha e sua influência nas correntes de falta e uma importante contribuição acerca da modelagem da resistência de falta. A partir de valores obtidos para sistemas reais de transmissão de 60, 132 e 220 kV, os autores concluem que a distribuição Weibull representa satisfatoriamente a estocasticidade desse parâmetro. Porém, as condições pré-falta do sistema não são consideradas.

Abordagens de curto-circuito probabilístico utilizando a simulação de Monte Carlo também são amplamente empregadas em análises de confiabilidade em sistemas de distribuição (KAZEMI; FOTUHI-FIRUZABAD; BILLINTON, 2007), visando uma melhora da qualidade de energia, como realizado em Bordalo, Rodrigues e Silva (2006) e Calado (2015). Em Bordalo, Rodrigues e Silva (2006), os autores apresentam uma ferramenta para a predição de afundamentos de tensão. Para a metodologia desenvolvida, os autores propuseram uma análise probabilística das correntes de curto-circuito a fim de obterem as distribuições de probabilidade do indicador SARFI (do inglês, *System Average RMS Variation Frequency Index*) - análogo ao indicador FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), definido no Módulo 8 do PRODIST. Ainda, os autores utilizam a simulação de Monte Carlo em conjunto com o método de soma de admitâncias, no qual o sistema é representado em coordenadas de fase e a matriz admitância do sistema é obtida. A metodologia proposta foi aplicada em um alimentador da região nordeste do Brasil e se apresentou como uma ferramenta eficaz. Em Calado (2015), a autora propõe uma metodologia probabilística utilizando a simulação de Monte Carlo para obtenção das correntes de curto-circuito e posteriormente avaliação dos índices de confiabilidade

de redes de distribuição. A autora modela o problema de curto-circuito probabilístico e obtenção dos índices de confiabilidade concatenando um método baseado em processos de Markov e simulação de Monte Carlo. No trabalho, os elementos do sistema também são representados em coordenadas de fase e matriz de admitâncias. No problema elencado, também são consideradas faltas temporárias e permanentes, e os indicadores de confiabilidade individuais e coletivos são obtidos.

Adicionalmente, estudos envolvendo curto-circuito probabilístico e a inserção de geradores distribuídos também estão presentes na literatura. Em [Bracale et al. \(2012\)](#), os autores também empregam método de Monte Carlo para determinar as FDPs das correntes de falta, considerando a inserção de geradores distribuídos na rede. Faz-se ainda a definição das distribuições de probabilidade utilizadas para modelar os parâmetros associados aos geradores. No entanto, apenas situações de faltas trifásicas são consideradas.

Mais recentemente, [Li, Qian e Zhang \(2016\)](#) propuseram uma nova abordagem probabilística para a análise das correntes de curto-circuito em sistemas de transmissão com geradores eólicos. Os autores denominam o método probabilístico proposto de OPHMC (do inglês, *Optimal Hybrid Monte Carlo*), um método híbrido e otimizado da simulação de Monte Carlo, no qual eles consideram a enumeração dos elementos em falha e a amostragem probabilística dos parâmetros em falta. Para otimizar o método e aumentar sua eficiência computacional, uma amostragem preliminar é realizada para obter a função de densidade de amostragem ideal dos tipos de falta. Ainda, os autores consideram a ocorrência de duas faltas simultâneas no sistema, porém a impedância de falta não é considerada no problema.

Já em [Qian et al. \(2019\)](#), os autores fazem uso da metodologia probabilística para obtenção das correntes de falta em redes ativas de distribuição de energia. Na metodologia proposta, os autores consideram a inserção de sistemas fotovoltaicos na rede e a influência da característica LVRT (do inglês, *Low Voltage Ride-Through*) dos geradores fotovoltaicos. Assim, o método de simulação de Monte Carlo é aplicado considerando as incertezas do problema e obtendo-se as distribuições de probabilidade para as correntes de curto-circuito. Também são analisados os afundamentos de tensão nas barras do sistema em que há conexão de geradores fotovoltaicos.

Destaca-se ainda que a abordagem probabilística de curto-circuito não se restringe somente a sistemas de corrente alternada. Em [Oliveira \(2015\)](#), a autora propõe a análise de curto-circuito probabilístico para sistemas de corrente contínua, considerando as características intrínsecas aos conversores empregados no sistema.

Do exposto, pode-se notar que muitos dos trabalhos existentes e apresentados aqui, não consideram a associação de fatores como a impedância de falta e sua influência nas correntes de curto-circuito, a inserção de geração distribuída na rede, a ocorrência de diferentes tipos de falta, bem como as incertezas relacionadas aos SDEEs. Ressalta-se que neste trabalho optou-se por empregar a simulação de Monte Carlo na obtenção das FDPs das correntes de curto-circuito,

resultando em uma maior aproximação de situações reais do SDEE, em detrimento de situações extremas somente, como realizada na abordagem determinística de faltas. No Quadro 1, apresenta-se um comparativo entre algumas das metodologias que abrangem o cálculo probabilístico de curto-circuito propostas na literatura, e a presente proposta.

Quadro 1 – Comparativo dos métodos de cálculo de curto-circuito

Metodologia analisada	Fluxo de carga	Mais de um tipos de GD	Incertezas			
			GD	Tipo de falta	Local da falta	Impedância de falta
(CARPINELLI <i>et al.</i> , 2004)	✓	X	X	✓	✓	✓
(BORDALO; RODRIGUES; SILVA, 2006)	✓	X	X	✓	✓	X
(BRACALE <i>et al.</i> , 2012)	✓	✓	✓	X	✓	✓
(SANTOS; BARROS, 2015)	X	X	X	✓	✓	✓
(LI; QIAN; ZHANG, 2016)	✓	X	✓	✓	✓	X
(QIAN <i>et al.</i> , 2019)	✓	X	✓	✓	✓	✓
Método proposto	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fonte: Elaborado pela autora

2.5 Considerações finais do capítulo

Este capítulo abordou as principais características da corrente de curto-circuito e da análise e determinação das correntes de falta em SDEEs. Ainda, os principais métodos empregados na literatura foram abordados e descritos, bem como as principais lacunas existentes que podem ser preenchidas com as contribuições da presente pesquisa. Os capítulos seguintes abordarão em maiores detalhes os tópicos apresentados relacionados ao cálculo das correntes de curto-circuito, como a influência de geradores distribuídos na rede e a utilização de técnicas probabilísticas na determinação das correntes de falta do sistema, sendo estes os principais focos desta pesquisa.

IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO

O cenário elétrico atual tem sofrido mudanças significativas, principalmente em relação às fontes geradoras de energia. A estrutura de geração centralizada, com foco principalmente em hidrelétricas e termelétricas, vem cedendo espaço para unidades geradoras de pequeno e médio porte, que fazem uso principalmente de fontes primárias renováveis, como sol e vento. O aumento significativo da inserção de Geração Distribuída foi impulsionado pelo crescente aumento da demanda de energia elétrica e a preocupação com questões ambientais, uma vez que grande parte das termelétricas utiliza combustíveis fósseis como fonte primária, culminando na alta emissão de gases poluentes (SIMS; ROGNER; GREGORY, 2003). Essas questões tornaram a GD uma solução atrativa e essencial. Esse tipo de geração é caracterizada por localizar-se próxima às cargas, sendo inserida em diferentes pontos do sistema elétrico, como redes de distribuição e subtransmissão (MARTINS; ARDUINI; PEREIRA, 2019; MARTINS; VIEIRA; PEREIRA, 2019).

Adicionalmente, a geração distribuída pode apresentar como vantagens o baixo impacto ambiental, a diversificação da matriz energética, redução das perdas de potência, melhora da confiabilidade do sistema, suporte à regulação de tensão e o adiamento dos investimentos relacionados à expansão dos sistemas de transmissão e distribuição (JENKINS *et al.*, 2000; PETEAN, 2014; TRUJILLO, 2017; YAZDANPANAHI, 2014). No entanto, a inserção de geradores distribuídos requer estudos técnicos acerca do seu impacto nas redes de distribuição, uma vez que o sistema foi inicialmente projetado para operar como uma rede radial e passiva.

Assim, neste capítulo abordam-se os possíveis impactos causados pela inserção de geradores distribuídos nas redes de distribuição, principalmente relacionados aos níveis de curto-circuito do sistema. As contribuições descritas na literatura para as principais tecnologias de GD empregadas serão descritas nas próximas seções. Simulações em um sistema de distribuição são apresentadas de modo a corroborar o comportamento descrito na literatura para essas unidades

geradoras durante a ocorrência de faltas no sistema.

3.1 Impactos da alteração dos níveis de curto-circuito do sistema

A inserção de GD pode causar impactos positivos e negativos na qualidade do fornecimento de energia. Esses impactos dependerão do tipo de gerador instalado, sua capacidade e principais características, dentre outros fatores (HUSSAIN; SHARKH; HUSSAIN, 2010). Um possível impacto da alta penetração de GD é a mudança nos níveis de curto-circuito do sistema. O aumento das correntes de curto-circuito não só pode causar danos aos equipamentos, devido aos esforços térmicos provocados pelas correntes elevadas, como também pode causar a perda de coordenação entre os dispositivos de proteção da rede (FUNMILAYO; BUTLER-PURRY, 2009; PETEAN, 2014; PAPASPILIOTOPOULOS *et al.*, 2017). Ainda, a alteração dos valores das correntes de falta do sistema mediante a conexão de unidades de geração distribuída à rede, pode provocar outros impactos significativos nos esquemas de proteção, como a perda de sensibilidade de relés de sobrecorrente, uma vez que a corrente fluindo pelo ramo em que o dispositivo está instalado pode apresentar redução (PAPASPILIOTOPOULOS *et al.*, 2017; TRUJILLO, 2017). Em Papaspiliotopoulos *et al.* (2017) e Yazdanpanahi (2014), os autores descrevem em maiores detalhes os impactos causados nos esquemas de proteção das redes de distribuição frente à inserção de GDs na rede. Adicionalmente, a ocorrência de curto-circuito resulta em quedas de tensão nos barramentos do sistema, e a presença de geração distribuída pode afetar a magnitude e a duração desses afundamentos (HUSSAIN; SHARKH; HUSSAIN, 2010; FREITAS *et al.*, 2006; PETEAN, 2014).

Os níveis de curto-circuito da rede dependem, além de sua estrutura, dos tipos de geradores instalados. As máquinas rotativas apresentam maiores contribuições às correntes de falta, quando comparadas a outras tecnologias. As características eletromagnéticas e dinâmicas existentes nas máquinas rotativas influenciam diretamente na resposta do sistema a um transitório, apresentando um elevado tempo de resposta durante a ocorrência de um curto-circuito. Por outro lado, geradores baseados em inversores, como módulos fotovoltaicos ou geradores eólicos, contribuem com correntes menos elevadas durante a ocorrência de faltas e apresentam respostas rápidas devido às características intrínsecas dos dispositivos eletrônicos de potência. Com a crescente inserção de GDs baseados em inversores nas redes de distribuição, sua contribuição para os níveis de curto-circuito tem sido amplamente abordada na literatura (BORGHETTI *et al.*, 2003; MASSOUD *et al.*, 2010; YAZDANPANAHI, 2014). Nos estudos apresentados na literatura, observa-se a ocorrência de uma limitação da contribuição do gerador promovida pelos controladores dos inversores. Assim, para geradores baseados em inversores, a magnitude da corrente do gerador pode atingir até o dobro da corrente nominal durante o curto-circuito (em casos extremos). Para máquinas rotativas, como máquinas síncronas e de indução, a corrente

durante a falta pode exceder várias vezes a corrente nominal da máquina (MASSOUD *et al.*, 2010). Além disso, o uso de estratégias de controle permite maior versatilidade na resposta dos geradores aos transitórios do sistema elétrico. Essas estratégias de controle também influenciam a contribuição para a corrente de curto-circuito.

Outro fator importante a ser considerado na avaliação do aumento dos níveis de curto-circuito da rede é a potência das unidades e a quantidade de geradores instalados, ou seja, o nível de penetração de GD no sistema (MASSOUD *et al.*, 2010; YAZDANPANAHI, 2014). A alta penetração de unidades de geração distribuída pode causar a perda de coordenação dos dispositivos de proteção da rede, como descrito em (YAZDANPANAHI, 2014). Embora diversos estudos presentes na literatura apresentem os possíveis impactos técnicos da geração distribuída nos níveis de curto-circuito e em sistemas de proteção, poucas pesquisas apresentam a contribuição de mais de um tipo de tecnologia de GD conectada simultaneamente. Essa avaliação é importante, uma vez que cada tecnologia apresenta contribuições distintas às correntes de falta.

Atualmente, quatro principais tipos de geradores distribuídos são empregados nas redes de distribuição, sendo eles: Gerador Síncrono (GS), Gerador de Indução (GI), Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG - do inglês, Doubly-Fed Induction Generator), e Gerador Fotovoltaico (FV). As seções seguintes apresentam as principais contribuições destas tecnologias de GD para os níveis de curto-circuito. O conhecimento acerca das diferentes características das correntes destes geradores durante a ocorrência de transitórios é de extrema importância no planejamento e dimensionamento do sistema de proteção da rede, uma vez que os valores destas correntes diferem para cada tipo de GD empregado.

Diante do exposto, o conhecimento das características e influências de cada tipo de tecnologia de GD é imprescindível para que sua correta modelagem seja empregada na análise do problema de curto-circuito probabilístico, uma vez que se deseja reproduzir o comportamento desses elementos do sistema de maneira condizente com a realidade. Portanto, as seções seguintes apresentam as características dessas tecnologias de GD e suas particularidades e contribuições durante a ocorrência de faltas na rede. Tais características serão consideradas na modelagem dos geradores apresentada posteriormente e empregada na análise probabilística de curto-circuito, descrita no capítulo seguinte.

3.2 Contribuição de diferentes tipos de geradores distribuídos para a corrente de curto-circuito

As subseções seguintes descrevem sucintamente as contribuições características para a corrente de falta de quatro das principais tecnologias empregadas atualmente em geração distribuída.

3.2.1 Gerador Síncrono

Geradores síncronos de pequeno porte são amplamente empregados na geração distribuída, como em plantas hídras, térmicas, eólicas, acionados por motores, dentre outras empregabilidades (FREITAS *et al.*, 2006; JENKINS J. B. EKANAYAKE, 2009). Este tipo de gerador pode ser conectado diretamente à rede, apenas fazendo uso de um transformador de acoplamento. Caso seja empregado em plantas eólicas, faz-se necessário o uso de conversores de potência para sua conexão à rede (ANDERS, 2018). A contribuição deste tipo de gerador para os níveis de curto-circuito do sistema depende das características do sistema de excitação empregado, das tensões pré-falta do sistema e das reatâncias transitória e subtransitória do gerador, podendo atingir valores em torno de cinco a dez vezes sua corrente nominal durante uma falta (PETEAN, 2014). Adicionalmente, quando faz-se uso de interface de eletrônica de potência para conexão do GS ao sistema, a influência dos controles dos conversores também deve ser considerada. Ressalta-se que neste tipo de gerador a corrente do enrolamento de campo é fornecida por uma fonte externa, portanto, durante a ocorrência de um curto-circuito, esta fonte continua fornecendo corrente à máquina, fazendo com que as correntes se mantenham elevadas durante a ocorrência da falta (PETEAN, 2014). A contribuição do GS para a corrente de curto-circuito pode depender também do tipo de controle empregado no sistema de excitação, podendo ser do tipo tensão constante ou fator de potência constante. Para o caso de tensão constante, a corrente se mantém sustentada durante a falta, apresentando maiores valores ao longo de todo o tempo de duração do distúrbio; ao passo que para o controle de fator de potência constante, a corrente não se mantém sustentada, apresentando valores menores (FREITAS *et al.*, 2006). A contribuição do GS para a falta apresenta as mesmas características tanto para faltas equilibradas quanto desequilibradas.

3.2.2 Gerador de Indução

Geradores de indução são empregados majoritariamente em usinas eólicas, embora também sejam utilizados em plantas térmicas e hidrelétricas de médio porte (JENKINS *et al.*, 2000; FREITAS *et al.*, 2006). Diferente do GS, as máquinas de indução não apresentam fonte externa para excitação, sendo o fluxo no rotor produzido por indução. Assim, quando uma falta trifásica ocorre próxima aos terminais da máquina, a tensão no estator decai para zero ou próximo disso, fazendo com que a máquina seja desmagnetizada. Portanto, a contribuição da corrente de curto-circuito deste tipo de gerador não se mantém sustentada, apresentando alto valor durante o período subtransitório, proveniente do fluxo remanescente do rotor, e tornando-se praticamente nula após alguns ciclos de ocorrência da falta. Em relação às faltas desequilibradas, a contribuição pode ocorrer por períodos mais prolongados, visto que o fluxo das fases que não estão envolvidas na falta mantém a magnetização da máquina (PETEAN, 2014; TRUJILLO, 2017).

3.2.3 Gerador Fotovoltaico

A geração fotovoltaica também é uma fonte alternativa amplamente empregada, por se tratar de uma fonte sustentável, com baixo custo de manutenção e alta disponibilidade. No Brasil, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a geração distribuída fotovoltaica já ultrapassa 350 MW através de 37 mil sistemas conectados à rede (KOLOSZUK, 2018). Ainda, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) projeta um crescimento deste tipo de fonte, a qual deverá representar mais de 10% da matriz energética brasileira em 2030 (KOLOSZUK, 2018). Além dos módulos residenciais instalados, a quantidade de fazendas solares instaladas ao longo da rede de distribuição de média tensão também apresentou um crescimento significativo (TRINDADE *et al.*, 2017).

Para a conexão de módulos fotovoltaicos à rede, faz-se uso de um inversor trifásico tipo fonte de tensão, denominado de VSC, (do inglês, *Voltage Source Converter*). A Figura 6 ilustra, de maneira simplificada, o esquema de conexão do sistema fotovoltaico à rede. Há também um conversor CC/CC, do tipo Boost, conectado diretamente ao módulo fotovoltaico, que permite elevar sua tensão para o nível do link CC. Para obter um melhor desempenho do sistema fotovoltaico, considerando as variações de temperatura e irradiação, faz-se uso de um algoritmo de busca do ponto de máxima potência, denominado de MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*). A partir desse algoritmo, define-se a tensão de entrada do conversor Boost (TRUJILLO, 2017).

Figura 6 – Diagrama simplificado de conexão do gerador FV à rede

Fonte: Elaborada pela autora.

Tipicamente, o sistema de controle presente no inversor limita a corrente de curto-circuito que flui pelo gerador para evitar danos aos componentes do inversor e ao módulo fotovoltaico. Assim, na ocorrência de um curto-circuito, o gerador passa por um período transitório de curta duração e atinge o regime permanente rapidamente, com um pequeno valor de corrente, da ordem de poucas vezes a corrente nominal do gerador FV, mantendo-se constante até que a falta seja eliminada (MOZINA, 2014). Na literatura observam-se diferentes valores descritos para a corrente do FV durante a falta, podendo chegar até duas vezes a corrente nominal, em casos extremos, ao passo que muitos inversores existentes no mercado tendem à limitar a corrente em 1,1 p.u. da corrente nominal do inversor, a fim de evitar maiores danos aos componentes (TURCOTTE; KATIRAEI, 2009; SCHAUDER, 2014). O comportamento característico da

corrente de curto-circuito do FV se mantém tanto para faltas equilibradas quanto desequilibradas (MOZINA, 2014; TRUJILLO, 2017).

3.2.4 Gerador de Indução Duplamente Alimentado

O DFIG, assim como os GIs convencionais, são amplamente empregados em usinas eólicas. O DFIG utiliza um gerador de indução com rotor bobinado, e diferentemente de um GI comum, tanto o rotor quanto o estator são conectados à rede. Nas usinas modernas de geração eólica, o uso do DFIG tem se tornado majoritário devido ao uso de turbinas de velocidade variável e a necessidade de controle do fluxo de potência reativa (LISERRE *et al.*, 2011; TRUJILLO, 2017). Conforme descrito em Rhode (2019), aerogeradores que operam com velocidade variável permitem extrair a máxima potência do vento, ajustando-se a velocidade de rotação da turbina, sendo essa uma das principais vantagens do emprego dessa topologia de gerador.

O estator do DFIG é conectado diretamente à rede, ao passo que o rotor é conectado por meio de um conversor bidirecional CA/CC/CA, também denominado de conversor *back-to-back*, que consiste em dois conversores: um CA/CC do lado do rotor, denominado RSC (do inglês, *Rotor Side Converter*), e outro CC/CA do lado da rede, denominado de GSC (do inglês, *Grid Side Converter*). O conversor do lado do rotor é responsável por controlar a potência ativa e reativa do estator, ao passo que o conversor do lado da rede controla a tensão do link CC e a potência reativa injetada pela rede (ARDUINI *et al.*, 2018). O diagrama simplificado de conexão do DFIG é ilustrado na Figura 7.

Figura 7 – Diagrama de conexão do DFIG à rede

Fonte: Adaptada de Molina e Alvarez (2011).

Em relação à contribuição do DFIG para a corrente de curto-circuito do sistema, dois fatores são essenciais para tal análise: a dinâmica da máquina de indução e o controle dos conversores. Assim, na ocorrência de uma falta trifásica, durante o período transitório o gerador experimenta altos valores de corrente. No entanto, próximo ao período de extinção da falta, a corrente de curto-circuito não diminui consideravelmente, como no caso de um GI convencional,

pois a máquina continua recebendo energia do link CC e, portanto, não é desmagnetizada. Para faltas desequilibradas as contribuições do DFIG se assemelham às de um GI convencional (TRUJILLO, 2017).

3.3 Quantificação da influência dos geradores distribuídos

Para verificar e comprovar as características descritas na seção anterior acerca da contribuição de cada tipo de GD para a corrente de falta em SDEEs, simulações no domínio do tempo foram realizadas utilizando o software Simulink[®]. Para a análise realizada, aplicaram-se faltas trifásicas em uma barra próxima ao gerador instalado, considerando diferentes cenários do sistema. Assim, foi possível avaliar o aumento dos níveis de curto-circuito da rede e as variações das correntes de falta mediante a conexão das unidades de geração distribuída. Tais análises são descritas nas subseções seguintes.

3.3.1 Sistema de Distribuição

A topologia do sistema de distribuição utilizado para as simulações é apresentada na Figura 8. Os dados do sistema, como potências das cargas e impedâncias das linhas, bem como os dados referentes aos geradores, são descritos no Anexo A. O sistema baseia-se em um alimentador real, descrito em maiores detalhes em [Trindade, Nascimento e Vieira \(2013\)](#). A rede é composta de um conjunto de trinta e três cargas, totalizando 16,39 MW, conectadas a um sistema de distribuição de 25 kV, com potência de curto-circuito de 305 MVA e relação X/R de 58,57. Como realizado em [Trindade, Nascimento e Vieira \(2013\)](#), apenas ramos trifásicos foram considerados.

Figura 8 – Sistema de distribuição analisado

Fonte: Adaptada de Trindade, Nascimento e Vieira (2013).

3.3.2 Estudo de curto-circuito

Para realizar as análises propostas, considerou-se a conexão de cada um dos quatro tipos de geradores distribuídos, de maneira não simultânea, na Barra 13, próxima ao final do alimentador, como ilustrado na Figura 8. Falta trifásica sólida foram aplicadas no instante de $t = 5$ s na Barra 7 do sistema, a qual encontra-se próxima ao gerador, de forma a influenciar diretamente na resposta da GD. Em todos os casos a duração da falta foi de 300 ms. Considerou-se que os geradores operavam na capacidade nominal e permaneceram conectados durante e após a retirada da falta. Apenas a fase A de cada circuito foi analisada nos resultados. As cargas do sistema foram modeladas como impedância constante. A magnitude da corrente de curto-circuito total do sistema e a magnitude das correntes fornecidas pelos geradores distribuídos durante a falta foram analisadas para dois cenários: geração máxima e máxima demanda; geração máxima e mínima demanda.

A demanda mínima foi considerada como 20% da demanda máxima (PETEAN, 2014). Nestes cenários, as mesmas condições de falta descritas anteriormente foram consideradas. Nas próximas seções, as análises descritas referem-se ao cenário de máxima demanda; apenas a análise realizada na subseção 3.3.6, refere-se ao cenário de demanda mínima.

3.3.3 Modelos simulados

3.3.3.1 Gerador Síncrono

Empregou-se um GS acionado por um motor a diesel, o qual é responsável por fornecer a potência mecânica ao gerador. Considerou-se o gerador operando com controle de tensão, fornecendo 2 MW de potência ativa com 1 p.u. de tensão. Optou-se por empregar o controle de tensão para que se pudesse visualizar uma maior contribuição do gerador mediante a aplicação da falta, uma vez que sua corrente se mantém com valores mais elevados para esse modo de controle do que no modo de controle de fator de potência constante. O gerador empregado é de polos salientes e é conectado à rede através de um transformador Δ/Y_g , 2,4/25 kV, de 6 MVA. A Figura 9 ilustra, de maneira simplificada, o diagrama de conexão do motor a diesel ao gerador síncrono.

O sistema de excitação é responsável por controlar a tensão fornecida ao enrolamento de campo do gerador síncrono. Neste trabalho empregou-se o sistema DC1C, padronizado pela norma IEEE 421.5 (IEEE..., 2016), o qual é composto por um compensador *Lead-Lag*, pela excitatriz e pelo regulador automático de tensão (AVR - do inglês, *Automatic Voltage Regulator*). A Figura 10 ilustra o diagrama do sistema de excitação para o gerador a diesel empregado. A velocidade do motor a diesel é controlada pelo regulador de velocidade, também empregado no modelo do gerador.

O regulador de velocidade consiste no controle do atuador e na dinâmica do motor a diesel. O diagrama para o regulador de velocidade do gerador a diesel pode ser observado na

Figura 9 – Diagrama simplificado de conexão do GS acionado por motor a diesel

Fonte: Adaptada de Poloni (2020).

Figura 10 – Diagrama do sistema de excitação do gerador a diesel

Fonte: Adaptada de Poloni (2020).

Figura 11. O motor a diesel é modelado por meio de um atraso de tempo (POLONI, 2020), conforme ilustrado na figura. A potência mecânica fornecida ao GS, é obtida por meio da multiplicação do torque e da velocidade angular, como ilustrado no diagrama de blocos. Nas malhas de controle apresentadas na Figura 10 e Figura 11, pode-se observar que os modos de controle de tensão constante, e de potência constante podem ser empregados, definindo-se apenas o sinal de chaveamento que altera o modo de controle empregado na simulação. Mais detalhes sobre o funcionamento desses modos de controle podem ser encontrados em Poloni (2020). O modelo empregado foi baseado no modelo apresentado em Sybille *et al.* (2000). Ressalta-se que a definição dos parâmetros apresentados nos diagramas de blocos e seus respectivos valores podem ser visualizados no Anexo A.

3.3.3.2 Gerador de Indução

Empregou-se um gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo, fornecendo 1,5 MW de potência ativa para a rede. Para o GI, optou-se por não modelar a fonte primária, como no caso do GS. O torque mecânico da máquina foi considerado constante e a potência reativa necessária para a magnetização do GI foi fornecida por meio de um banco de capacitores com capacidade de 1/3 da potência da máquina, ou seja, de 500 kvar neste caso, como sugerido em

Figura 11 – Diagrama do regulador de velocidade do gerador a diesel

Fonte: Adaptada de Poloni (2020).

Freitas *et al.* (2006). O GI foi conectado à rede através de um transformador Δ/Y_g , 2,4/25 kV, de 6 MVA. O modelo GI também foi baseado no modelo extraído de Sybille *et al.* (2000).

3.3.3.3 Gerador Fotovoltaico

Para simular uma fazenda fotovoltaica de 400 kW de potência gerada, empregou-se o módulo *SunPower SPR-315E*. A fazenda é constituída de quatro arranjos de módulos conectados em paralelo, sendo que cada arranjo consiste em 64 *strings* paralelas e cada *string* contém 5 módulos conectados em série. Cada um dos quatro arranjos fornece 100 kW com fator de potência unitário e irradiância constante de 1000 W/m^2 , a uma temperatura também constante de 25°C . Essas condições, consideradas ideais para o gerador FV, foram empregadas para que se observasse a máxima contribuição para a corrente durante o curto-circuito aplicado. O conversor Boost empregado em cada conjunto de módulos é responsável por elevar a tensão para 500 V_{CC} , ao passo que o VSC converte a tensão do link CC para 260 V_{AC} . O gerador FV é conectado à rede através de um transformador de acoplamento trifásico conectado em Δ/Y_g , 0,260/25 kV, de 400 kVA. O modelo do gerador fotovoltaico foi baseado em MATHWORKS DOCUMENTATION (2018). A Figura 12 ilustra, de maneira simplificada, a conexão do sistema fotovoltaico modelado. Para o controle do inversor, emprega-se tanto controle de corrente quanto controle de tensão. Os parâmetros do conversor empregado, de seus controles e também dos módulos fotovoltaicos são descritos no Anexo A.

Figura 12 – Diagrama simplificado do sistema fotovoltaico empregado

Fonte: Elaborada pela autora.

3.3.3.4 Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Para analisar a contribuição do DFIG para os níveis de curto-circuito da rede, simulou-se uma pequena fazenda eólica composta de duas turbinas eólicas, fornecendo 1,5 MW cada, totalizando 3 MW. A potência reativa produzida pelas turbinas foi mantida em 0 MVar e o vento foi mantido constante em 15 m/s, permitindo que a potência ativa gerada fosse a nominal de cada turbina. A Figura 13 ilustra o diagrama de blocos de conexão do DFIG à rede. No esquema apresentado, o controle *Pitch* é responsável por definir a abertura angular das pás da turbina, de modo a garantir o funcionamento do aerogerador dentro de seus limites operacionais (RHODE, 2019). As malhas de controle empregadas no DFIG permitem o controle de corrente, tensão, potência ativa e reativa do gerador. Os geradores eólicos foram conectados à rede de distribuição através de um transformador de acoplamento trifásico conectado em Y_g/Δ , 0,575/25 kV, de 3,5 MVA. O modelo da turbina eólica e os controladores aplicados foram extraídos de Miller *et al.* (2003). Os dados empregados encontram-se no Anexo A

Figura 13 – Diagrama simplificado da estrutura do aerogerador empregado

Fonte: Adaptada de Rhode (2019).

3.3.4 Forma de onda das correntes terminais dos geradores

A fim de analisar e verificar as características qualitativas das correntes fornecidas por cada tipo de GD analisado durante a ocorrência da falta, as correntes terminais da fase A de cada gerador foram medidas. As medições foram realizadas na saída do transformador de acoplamento, como realizado em Petean (2014). As formas de onda obtidas são ilustradas nas Figuras 14(a) e 14(b) para os geradores síncrono e de indução, e Figuras 14(c) e 14(d) para os geradores fotovoltaico e DFIG, respectivamente. Os valores das correntes nominais dos geradores distribuídos, na saída do transformador de acoplamento (25 kV), são descritos na Tabela 1.

Os diferentes comportamentos das correntes dos geradores descritos na literatura podem ser observados nas figuras apresentadas. Para o GS, o pico máximo transitório da corrente atinge cerca de 8 p.u. e a corrente se mantém sustentada durante o período de duração da falta com

Figura 14 – Correntes terminais dos geradores

Fonte: Elaborada pela autora.

valores significativos, visto que o gerador opera no modo de controle de tensão constante. Para o GI com rotor gaiola de esquilo, há um pico elevado durante o instante inicial da falta, porém após alguns ciclos, a corrente reduz drasticamente, tornando-se praticamente nula. Para o gerador FV, a corrente se mantém constante durante todo o período de aplicação da falta com valor de aproximadamente 1,5 p.u. de sua corrente nominal, corroborando o comportamento descrito nas seções anteriores, com limitação através do controle do inversor. Em relação ao DFIG, observa-se que a corrente se eleva durante o período transitório devido às características do gerador de indução, mas se mantém sustentada durante o período de ocorrência da falta, pois a máquina continua conectada à rede e não sofre desmagnetização. A Tabela 2 apresenta os valores das correntes para o instante logo após o início da falta, correspondente à aproximadamente 1/2 ciclo, ou seja, o pico máximo da corrente, e 15 ciclos após o início da falta. Os valores em p.u. das correntes consideram como base os valores de pico de cada gerador.

Tabela 1 – Correntes nominais dos geradores empregados

Tipo de GD	Corrente nominal [A]	
	I_{RMS}	I_{Pico}
Gerador Síncrono	72,17	102,06
Gerador de Indução	34,64	48,99
Gerador Fotovoltaico	9,24	13,06
DFIG	69,28	97,98

Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 2 – Correntes terminais dos geradores distribuídos

Tipo de geração	I [p.u.]			I [A]		
	1/2 ciclo	10 ciclos	15 ciclos	1/2 ciclo	10 ciclos	15 ciclos
Gerador Síncrono	7,74	3,57	2,99	790,50	365,60	305,00
Gerador de Indução	11,18	0,82	0,06	547,50	40,10	3,00
Gerador Fotovoltaico	1,56	1,48	1,50	20,40	19,31	19,65
DFIG	4,73	1,94	1,86	464,10	190,2	182,50

Fonte: Elaborada pela autora.

3.3.5 Corrente total de curto-circuito

Como visto anteriormente, durante a ocorrência da falta, a corrente terminal se eleva para todos os tipos de geradores analisados. A contribuição de cada tecnologia de GD à corrente total de curto-circuito pode ser verificada medindo-se a corrente no ponto de ocorrência da falta. A corrente total de curto-circuito considera as impedâncias do sistema até o ponto de ocorrência da falta e a soma da contribuição de cada gerador distribuído e da subestação.

Inicialmente, verificou-se a corrente de curto-circuito total do sistema no ponto de falta sem a conexão de nenhum tipo de GD, apenas com a contribuição da subestação. A inclusão do GS, GI, FV e DFIG promoveu alterações nos valores dessa corrente, conforme descrito na Tabela 3.

Tabela 3 – Corrente de falta

Tipo de geração	I [A]		
	1/2 ciclo	10 ciclos	17 ciclos
Sem GD	2559,7	2148,2	2066,7
Gerador Síncrono	3351,0	2377,0	2094,0
Gerador de Indução	3106,0	2072,2	2067,0
Gerador Fotovoltaico	2575,6	2093,5	2095,9
DFIG	2999,0	2141,0	2097,0

Fonte: Elaborada pela autora.

Para uma melhor visualização da contribuição da corrente de falta de cada GD na corrente

total de curto-circuito, optou-se por não apresentar os valores das correntes em p.u., visto que a corrente de curto-circuito total do sistema apresenta valores elevados. Na Tabela 3, verificam-se os valores de pico das correntes de curto-circuito total, considerando cada tipo de gerador distribuído analisado e a contribuição do equivalente da subestação, para o instante logo após a ocorrência da falta, 10 ciclos após o instante de ocorrência e 17 ciclos após, próximo ao instante de extinção da falta. A partir dos valores da Tabela 3 pode-se inferir que todos os tipos de geradores analisados provocaram aumentos na corrente de curto-circuito em relação ao caso sem GD.

A Tabela 4 apresenta o percentual de aumento da corrente total de falta em relação ao valor máximo da corrente para o caso sem GD, de 2559,7 A. Tais aumentos poderiam provocar a perda de coordenação dos dispositivos de proteção, como mostrado em [Silva, Trindade e Freitas \(2012\)](#). Pode-se observar também que os geradores síncrono, de indução e DFIG apresentaram maior contribuição no pico máximo da corrente de curto-circuito, como esperado, e que a contribuição do GS permanece durante a ocorrência da falta. Ainda, pode-se observar que a corrente de falta considerando o GI não apresenta diferença significativa em relação à corrente sem GD após 17 ciclos do início da falta. Isto pode ser explicado pelo fato do GI não ter capacidade de contribuir com a corrente de falta de maneira sustentada, como descrito na subseção 3.2.2. Por outro lado, pode-se observar que a corrente total de falta proveniente da conexão do gerador FV no sistema, implica em uma corrente de falta de característica e valores constantes ao longo da duração do transitório.

Tabela 4 – Percentual de aumento da corrente máxima de falta

Tipo de geração	I [A]	Percentual de Aumento
Gerador Síncrono	3351,0	30,91%
Gerador de Indução	3106,0	21,34%
Gerador Fotovoltaico	2575,0	0,59%
DFIG	2999,0	17,16%

Fonte: Elaborada pela autora.

3.3.6 Máxima geração e demanda mínima

Para a condição de demanda mínima, a carga total do sistema foi reduzida para 3,28 MW. Devido à situação de carga mínima, as tensões tendem a aumentar em todas as barras do sistema. Sendo assim, para que não houvesse violação dos limites máximos de tensão determinados em [ANEEL \(2018\)](#), o tap do transformador regulador de tensão foi variado para 0,9 p.u. Para este cenário, as correntes terminais fornecidas por cada gerador para as mesmas condições de falta descritas anteriormente, são descritas na Tabela 5. As correntes totais de falta para o instante logo após o início da falta e após 17 ciclos de duração são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 5 – Correntes terminais para carga mínima

Tipo de geração	I [p.u.]		I [A]	
	1/2 ciclo	15 ciclos	1/2 ciclo	15 ciclos
Gerador Síncrono	12,90	5,19	843,00	339,10
Gerador de Indução	11,60	0,05	568,45	2,50
Gerador Fotovoltaico	1,56	1,51	20,39	19,70
DFIG	4,79	1,86	469,80	182,50

Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 6 – Corrente total de falta para carga mínima

Tipo de geração	I [A]	
	1/2 ciclo	17 ciclos
Sem GD	2808,7	2148,3
Gerador Síncrono	3637,9	2198,7
Gerador de Indução	3471,8	2224,5
Gerador Fotovoltaico	2826,4	2163,0
DFIG	3244,0	2163,5

Fonte: Elaborada pela autora.

A partir das tabelas apresentadas, pode-se observar um aumento em todas as correntes fornecidas pelos geradores distribuídos, bem como nas correntes totais de falta. Estes aumentos podem ser explicados pela elevação das tensões nas barras do sistema devido à condição de carga mínima. Portanto, infere-se que situações de carga mínima do sistema resultam em correntes de falta maiores. Embora nesta situação analisada os geradores tenham se mantido na capacidade nominal, o que também pode ter provocado a elevação das correntes.

Os estudos realizados permitiram verificar o aumento das correntes de curto-circuito e a influência de cada tecnologia de GD nos níveis de curto-circuito do sistema. O aumento das correntes de curto-circuito para as condições de carga mínima do sistema também foi analisado, comprovando o aumento significativo das correntes nestas condições.

Além das características mencionadas anteriormente, outro importante fator a ser analisado dentro dos sistemas de distribuição é a conexão simultânea de várias unidades geradoras ou de mais de um tipo de GD. A inserção massiva de GDs pode acarretar em grandes impactos nos níveis de curto-circuito da rede, e portanto deve ser averiguada. Uma vez que, como apresentado anteriormente, cada tecnologia de GD pode apresentar diferentes contribuições para a corrente de falta, a conexão simultânea desses elementos na rede deve ser avaliada. Sendo assim, a fim de analisar a influência da conexão simultânea dos geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição, as subseções seguintes referem-se a esta análise, na qual considera-se a conexão simultânea dos GDs.

3.4 Impacto da conexão simultânea de GDs em SDEEs

Novamente o sistema proveniente de [Trindade, Nascimento e Vieira \(2013\)](#) foi utilizado na realização de simulações no domínio do tempo, também utilizando o software Simulink[®]. No entanto, considerou-se a conexão simultânea de 3 unidades fotovoltaicas, um gerador síncrono, um gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo e um gerador eólico do tipo DFIG. O diagrama do sistema com as alterações realizadas está ilustrado na Figura 15. As mesmas condições de carga do sistema descritas na subseção 3.3.1 foram consideradas, excetuando-se a condição de carregamento mínimo.

Figura 15 – Sistema considerando a nova conexão dos GDs

Fonte: Elaborada pela autora.

3.4.1 Impacto nos níveis de curto-circuito

Nenhum tipo de dispositivo de proteção foi considerado nas simulações. Portanto, considerou-se que os geradores permaneceram conectados à rede durante a ocorrência da falta, tal como descrito no estudo realizado na seção anterior. Cada gerador foi instalado em barramentos distintos do sistema, como descrito a seguir:

- ☐ Três fazendas solares conectadas separadamente nas barras 27, 54 e 58;
- ☐ Gerador eólico composto por uma turbina eólica conectado no barramento 33;
- ☐ Gerador síncrono conectado no barramento 13;
- ☐ Gerador de indução conectado no barramento 16.

A quantidade de energia fornecida por cada tipo de GD é de 1,5 MW, iguais as suas potências nominais considerada. No caso das três fazendas solares, considerou-se cada uma fornecendo 500 kW, totalizando 1,5 MW. A corrente nominal de cada gerador é de 48,99 A, para o GS, GI e DFIG, e de 16,33 A para um único FV. As correntes nominais foram medidas

no secundário dos transformadores de acoplamento, como realizado anteriormente. Todos os geradores estavam operando com um fator de potência unitário.

Para a análise das correntes de curto-circuito, foram aplicadas faltas sólidas trifásicas nos barramentos 7, 45 e 167, destacados em vermelho na Figura 15. As faltas não foram aplicadas simultaneamente. Esses barramentos foram escolhidos para verificar a influência da distância elétrica dos geradores até a falta e a influência da subestação (SE) para a corrente de falta. As faltas também foram aplicadas no instante $t = 5$ e duraram 300 ms.

Inicialmente, cada gerador foi conectado separadamente (com exceção das fazendas solares) em uma análise semelhante à realizada na seção anterior, para verificar a contribuição de cada tipo de GD para as diferentes faltas aplicadas. Posteriormente, para analisar a influência da conexão simultânea dos geradores, mais de um tipo de gerador distribuído foi conectado simultaneamente e os resultados do impacto nos níveis de curto-circuito do sistema foram avaliados. As correntes totais de curto-circuito foram medidas no ponto da falta, considerando ambas as contribuições, da subestação e do gerador distribuído.

A corrente total de falta, considerando a conexão de cada tipo de GD, é apresentada na Tabela 7. Para uma melhor análise do aumento de correntes, os valores são apresentados em valores de pico. Os resultados indicam que a conexão dos geradores distribuídos aumenta a corrente de falta para todos os tipos de GD, independentemente da localização da falta, quando comparada com a corrente de falta sem GD. Além disso, é possível verificar que a falta no barramento 167 apresenta o maior valor de corrente, o que pode ser explicado pela proximidade entre o barramento em falta e a subestação. Neste caso, a contribuição da subestação é mais significativa quando comparada com os outros barramentos.

Tabela 7 – Correntes de falta para cada tipo de GD conectado separadamente

Tipo de Geração	Curto-circuito na B7			Curto-circuito na B45			Curto-circuito na B167		
	I [A]			I [A]			I [A]		
	1/2 ciclo	10 ciclos	15 ciclos	1/2 ciclo	10 ciclos	15 ciclos	1/2 ciclo	10 ciclos	15 ciclos
Sem GD	2572,3	2079,0	2080,0	2699,0	2162,3	2162,4	3744,9	2783,5	2783,6
GS	2970,0	2163,9	1992,2	3107,4	2238,0	2066,8	4135,6	2818,0	2674,7
GI	3036,6	2085,7	2072,5	3229,0	2166,2	2165,0	4251,5	2788,2	2786,1
FV	2623,4	2140,0	2150,0	2751,2	2213,5	2221,2	3795,0	2811,0	2799,9
DFIG	2766,0	2117,3	2102,8	2913,0	2197,6	2180,3	3954,8	2811,7	2794,5

Fonte: Elaborada pela autora.

Na Tabela 8, os valores das correntes de falta para a conexão simultânea dos geradores são apresentados. É possível verificar que o crescimento da penetração de GD provoca alterações significativas nos valores das correntes de curto-circuito. Além disso, infere-se novamente que os maiores valores das correntes ocorrem para a falta no barramento 167, devido à contribuição proveniente tanto da subestação quanto dos GDs para o ponto em falta. É importante salientar

que os valores descritos no presente capítulo representam apenas a magnitude das correntes, e não fasores, o que provoca o aumento ou diminuição dos valores das correntes apresentadas, como pode-se verificar na tabela. Novamente, destaca-se que os novos níveis de curto-circuito poderiam levar à perda de coordenação dos dispositivos de proteção da rede, bem como à perda de sensibilidade de alguns dispositivos.

Tabela 8 – Correntes de falta para a conexão simultânea dos GDs

Tipo de Geração	Curto-circuito na B7			Curto-circuito na B45			Curto-circuito na B167		
	I [A]			I [A]			I [A]		
	1/2 ciclo	10 ciclos	15 ciclos	1/2 ciclo	10 ciclos	15 ciclos	1/2 ciclo	10 ciclos	15 ciclos
Sem GD	2572,3	2079,0	2080,0	2699,0	2162,3	2162,4	3744,9	2783,5	2783,6
GS + FV	3027,7	2228,4	2067,1	3166,5	2293,3	2129,5	4189,4	2833,0	2653,2
GS + FV + DFIG	3234,8	2276,5	2090,0	3395,5	2340,9	2150,0	4393,5	2839,8	2640,5
GS + FV + DFIG + GI	3713,7	2291,3	2082,3	3931,4	2354,0	2152,4	4856,0	2842,5	2654,0

Fonte: Elaborada pela autora.

3.5 Considerações finais do capítulo

Este capítulo apresentou as principais características de cada gerador distribuído empregado atualmente nas redes de distribuição. Foram avaliados os perfis de corrente e valores obtidos da contribuição de cada gerador para um SDEE de média tensão. Os resultados apresentaram a influência de cada tecnologia no aumento dos níveis de curto-circuito, que podem causar a perda de coordenação dos dispositivos de proteção da rede, afetando diretamente os consumidores. Ressalta-se ainda que o conhecimento acerca da característica e influência da corrente de curto-circuito de cada tipo de máquina empregada na geração distribuída é imprescindível dentro dos estudos de curto-circuito, uma vez que diferentes tecnologias empregadas apresentam diferentes contribuições durante a ocorrência de faltas. Assim, os estudos realizados neste capítulo sumarizaram e corroboraram as diferentes contribuições dos principais tipos de geradores distribuídos empregados atualmente. Adicionalmente, destaca-se que, conforme as observações e estudos apresentados neste capítulo, o gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo, não apresenta contribuições sustentadas para a corrente de curto-circuito, tendo valores mais significativos durante o período subtransitório. Por esse motivo, optou-se por não empregar esse tipo de gerador no problema apresentado nesta pesquisa, uma vez que o período transitório foi considerado para as análises em questão. Maiores detalhes sobre a modelagem dos geradores distribuídos na abordagem probabilística serão apresentados no capítulo seguinte.

Ressalta-se ainda que a inserção de unidades geradoras providas de fontes primárias intermitentes, como no caso das fontes renováveis como sol e vento, também implica na estocas-

tividade de geração, afetando diretamente os valores de correntes de curto-circuito. Fato esse que corrobora as vantagens do emprego de abordagens probabilísticas na análise de faltas, tal como será apresentado no capítulo seguinte.

CURTO-CIRCUITO PROBABILÍSTICO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Em uma abordagem determinística do cálculo das correntes de curto-circuito, usualmente consideram-se as condições mais severas do sistema, negligenciando a natureza aleatória inerente às variáveis associadas ao problema de curto-circuito, como a localização da falta, condições do sistema, tipo de falta e resistência de falta. Negligenciar a natureza estocástica desses parâmetros pode afetar a magnitude da corrente de curto-circuito calculada. Por outro lado, uma análise probabilística do cálculo das correntes de falta permite considerar e incluir a variabilidade desses aspectos, tornando a análise mais próxima de uma situação real. Adicionalmente, a inserção de fontes intermitentes de GD no sistema acrescenta variáveis estocásticas ao problema de curto-circuito em razão da produção de potência intermitente.

O curto-circuito probabilístico fornece a Função Densidade de Probabilidade das correntes de falta do sistema, em detrimento de um único valor calculado, como realizado em métodos determinísticos. O uso de métodos probabilísticos possibilita considerar um cenário mais próximo ao real durante a ocorrência de faltas no sistema, permitindo que critérios de projeto mais precisos sejam obtidos. Ainda, pode-se reduzir as restrições técnicas impostas pelos elevados níveis de curto-circuito que resultariam de um cenário crítico ([SATO, 1995](#); [CARPINELLI *et al.*, 2004](#); [BRACALE *et al.*, 2012](#); [SANTOS; BARROS, 2015](#)).

Neste capítulo apresenta-se a metodologia proposta para o cálculo das correntes de curto-circuito em SDEEs ativos, considerando-se a aleatoriedade inerente aos parâmetros do problema abordado. As rotinas descritas neste capítulo foram implementadas utilizando-se a linguagem C++, devido a sua robustez e eficiência computacional. O computador em que as simulações foram realizadas possui um processador Intel(R) Core(TM) i5-8300H com 2,30 GHz.

4.1 Abordagem probabilística e Simulação de Monte Carlo

Para diversos problemas existentes na natureza, técnicas de simulação podem ser empregadas, uma vez que essas se apresentam como uma importante ferramenta para analisar projetos e sistemas, desde os mais simples até os mais complexos, ou processos de alto custo e que possivelmente demandariam elevado tempo de análise, caso fossem realizados experimentos (SATO, 1995). Utilizar uma representação artificial para um sistema ou processo real reduz significativamente os custos e tempo de estudo do problema, mantendo uma análise precisa (SATO, 1995; KROESE *et al.*, 2014). No entanto, técnicas de simulação requerem modelos adequados, que representem de maneira mais fiel possível o fenômeno físico associado. Ainda, métodos de simulação computacional são robustos e abrangentes, porém requerem altos esforços computacionais. Por outro lado, métodos analíticos superam esse requisito assumindo simplificações, podendo fornecer, no entanto, resultados menos precisos (OLIVEIRA, 2015; SANTOS; BARROS, 2015).

Métodos probabilísticos vêm sendo aplicados em diversas áreas de estudos, como engenharias, ciências e finanças (KROESE *et al.*, 2014). Em sistemas elétricos, diferentes estudos foram desenvolvidos utilizando essa abordagem, tais como planejamento de sistemas, fluxo de potência, estudo de curto-circuito, estabilidade transitória, design de equipamentos do sistema de proteção e estudos de confiabilidade (SATO, 1995; MAMEDE, 2004; KAZEMI; FOTUHI-FIRUZABAD; BILLINTON, 2007; BRACALE *et al.*, 2012; SANTOS; BARROS, 2015). Atualmente, com a massiva inserção de GD na rede, estudos probabilísticos voltados para a avaliação da rede mediante a inserção de veículos elétricos e fontes renováveis de energia estão cada vez mais evidentes, como o estudo apresentado em Bracale *et al.* (2012), Qian *et al.* (2019) e Barbosa *et al.* (2020).

Para estudos de curto-circuito, usualmente empregam-se métodos determinísticos, para os quais consideram-se os piores cenários de eventos de falta, o que implica em uma análise mais conservadora e com fatores de segurança igualmente conservadores (SATO, 1995; SANTOS; BARROS, 2015). De acordo com Sato (1995), os estudos iniciais sobre curto-circuito utilizando uma abordagem probabilística datam do início da década de 80, em trabalhos como El-kady e Ford (1983) e El-kady (1983). A aplicação da abordagem probabilística nos trabalhos citados foi incentivada devido às dificuldade técnicas impostas pelos altos níveis de curto-circuito obtidos por meio de métodos determinísticos (SATO, 1995). Assim, os pesquisadores foram incentivados a utilizar métodos que considerassem uma aproximação mais real do cenário em estudo. Entretanto, a abordagem probabilística está diretamente associada a riscos, uma vez que os piores cenários podem não ser considerados. Assim, para a aplicação de técnicas probabilísticas, os riscos associados devem ser conhecidos e considerados na análise.

A adoção de um cenário mais realista para a análise de curto-circuito mediante abordagens probabilísticas pode resultar na redução significativa de custos em manutenção de equipamentos, postergação da substituição de dispositivos, e redução de restrições técnicas

associadas (SATO, 1995; MAMEDE, 2004). Adicionalmente, quando a quantificação de custo dos riscos associados a essa abordagem é considerada, destaca-se que tal abordagem pode ser vista positivamente também do ponto de vista dos agentes regulatórios, uma vez que a redução de custos do sistema de transmissão e distribuição implica também na redução das tarifas associadas à fatura de energia elétrica. Essa redução implicaria em economia também para o consumidor final. Mais detalhes relacionados aos custos de investimentos nos segmentos de transmissão e distribuição podem ser encontrados em Pedrosa (2005).

Adicionalmente, do ponto de vista técnico, a abordagem probabilística empregada em estudos de curto-circuito pode facilitar a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção da rede, uma vez que a consideração de eventos extremos que apresentam baixa probabilidade de ocorrência pode dificultar essa tarefa. Não obstante, o risco associado ao intervalo de confiança adotado deve ser levado em consideração.

Dentre as metodologias de simulação empregadas, destaca-se a Simulação de Monte Carlo (SMC), por ser uma ferramenta importante para determinar os padrões de comportamento de um sistema e estimar seus parâmetros para projeções futuras (EL-KADY, 1983; KAZEMI; FOTUHI-FIRUZABAD; BILLINTON, 2007). A SMC permite tratar modelos essencialmente estocásticos, simulando as características aleatórias que descrevem o comportamento físico do fenômeno original; ou ainda modelos determinísticos, utilizando esta mesma abordagem probabilística de geração de valores aleatórios que se aproximem do comportamento da variável determinística (SATO, 1995; OLIVEIRA, 2015). Dentre as principais aplicações da SMC, pode-se destacar técnicas de amostragem, estimação e até mesmo otimização de funções-objetivo mais complexas (KROESE *et al.*, 2014). Outra característica associada à SMC consiste em sua sensibilidade em relação às variáveis de entrada do problema - ao variar os parâmetros de entrada, é possível perceber sua influência no resultado da simulação (KROESE *et al.*, 2014). A essência da SMC consiste na geração de valores aleatórios para os dados de entrada, gerados de acordo com distribuições de probabilidade específicas que descrevem o comportamento de tais parâmetros. Em geral, para que a estimação dos resultados obtidos mediante a SMC se aproxime dos resultados reais de forma precisa e fidedigna, um número elevado de simulações é necessário (SATO, 1995; KROESE; TAIMRE; BOTEV, 2011; ROSS, 2011).

A seguir, para uma melhor compreensão acerca do método, descreve-se brevemente a essência da simulação de Monte Carlo, tal como descrito em Ross (2011) e sumarizado em Paula (2017). Mais detalhes sobre o método podem ser encontrados em Kroese, Taimre e Botev (2011) e em Ross (2011), para diferentes áreas de aplicação.

Suponha que se deseja estimar o valor esperado de uma variável aleatória X , descrito por θ , tal como na Equação 4.1.

$$\theta = E[X] \quad (4.1)$$

Suponha que se possa gerar valores de variáveis aleatórias independentes que possuem a mesma distribuição de probabilidade de X . Cada vez que um novo valor for gerado, considera-se que uma iteração da simulação foi realizada. Suponha que N iterações sejam realizadas, gerando os valores $X_1, X_2, \dots, X_N$. Se a Equação 4.2 for sua média aritmética, então $\bar{X}$ pode ser usado como um estimador de θ

$$\bar{X} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i \quad (4.2)$$

O valor esperado de X é dado pela Equação 4.3. A variância de X é dada por Equação 4.4.

$$E[\bar{X}] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i = \theta \quad (4.3)$$

$$Var[\bar{X}] = Var\left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i\right) \quad (4.4)$$

Fazendo

$$\sigma^2 = Var(X) \quad (4.5)$$

Tem-se que a variância de $\bar{X}$ é dada pela Equação 4.6.

$$Var[\bar{X}] = \frac{\sigma^2}{N} \quad (4.6)$$

Ainda, do Teorema do Limite Central (ROSS, 2011), para um grande número de amostras -ou seja, N grande - $\bar{X}$ terá uma distribuição normal aproximada. Assim, quando sua variância for pequena, $\bar{X}$ tende a se aproximar de θ , sendo, portanto, um bom estimador deste parâmetro.

Portanto, a partir dos passos descritos anteriormente para estimar o valor de um parâmetro utilizando a Simulação de Monte Carlo, pode-se descrever o método em poucos passos, de maneira simplificada, como apresentado no diagrama da Figura 16.

Geralmente, as linguagens de programação já contêm algoritmos geradores de números aleatórios e o usuário deve fornecer unicamente a *semente* inicial, ou seja, o número inicial do gerador de números aleatórios (KROESE; TAIMRE; BOTEV, 2011). Contudo, ao utilizar uma mesma semente, a mesma sequência de números aleatórios será gerada. Para evitar isso, pode-se fazer uso de geradores aleatórios baseado em tempo, podendo-se utilizar o próprio relógio do sistema. Assim, cada vez que uma semente for gerada, ela variará de acordo com o tempo definido pelo relógio do sistema, produzindo diferentes sequências de números aleatórios. Nesta pesquisa, a variação da semente de acordo com o tempo foi empregada para que diferentes sequências de números aleatórios fossem geradas.

Figura 16 – Diagrama da Simulação de Monte Carlo

Fonte: Elaborada pela autora.

4.1.1 Função Densidade de Probabilidade e Função de Distribuição Acumulada

A partir da SMC, pode-se obter a Função Densidade de Probabilidade (FDP) dos parâmetros estimados. A FDP é comumente empregada para descrever fenômenos e sistemas físicos (MONTGOMERY; RUNGER, 2010). No caso de estudos de curto-circuito, as FDPs das correntes de curto-circuito são obtidas para diferentes elementos ou regiões do sistema.

Para variáveis aleatórias contínuas, a função densidade de probabilidade $f(x)$ descreve as distribuições de probabilidade da variável. Considerando, por exemplo, uma variável aleatória X , a probabilidade desta estar contida entre os intervalos a e b , pode ser obtida por meio da integral da área sob a curva de $f(x)$, como ilustra a Figura 17. Assim, a FDP provê as probabilidades associadas a uma variável aleatória, podendo ser aproximada através da construção de histogramas (MONTGOMERY; RUNGER, 2010).

Figura 17 – Probabilidade determinada a partir da área

Fonte: Montgomery e Runger (2010).

A FDP de uma variável aleatória contínua é aquela que satisfaz as propriedades descritas a seguir, conforme definido em Montgomery e Runger (2010):

- i) $f(x) \geq 0$
- ii) $\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1$
- iii) $P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x)dx$

Outra importante função empregada no estudo de variáveis aleatórias é a Função de Distribuição Acumulada (FDA). A FDA permite definir qual a probabilidade de ocorrência acumulada dentro do intervalo desejado. Por meio da FDA, definem-se os intervalos de confiança a serem empregados no problema (MAMEDE, 2004). Para o cálculo de curto-circuito, por exemplo, dependendo de sua aplicação, intervalos de confiança compreendidos entre 95% a 98% podem ser satisfatórios.

Para uma variável aleatória contínua X , sua FDA, representada por $F(x)$, é descrita conforme a Equação 4.7 (MONTGOMERY; RUNGER, 2010):

$$F(x) = P(X \leq x) = \int_{-\infty}^x f(u)du = 1, \quad \text{com } -\infty < x < \infty \quad (4.7)$$

4.2 Fluxo de potência determinístico

Sistemas de distribuição diferenciam-se dos sistemas de transmissão principalmente no que concerne à radialidade da rede, desbalanceamento de cargas, alto número de ramais laterais

e nós, diferente quantidade de fases ao longo da rede, dentre outras características. À vista disso, métodos de solução do fluxo de potência empregados em sistemas de transmissão podem não ser adequados para as redes de distribuição.

Nesse contexto, um importante método de fluxo de potência para redes radiais foi desenvolvido em Shirmohammadi *et al.* (1988), inicialmente para sistemas monofásicos, e posteriormente para sistemas trifásicos (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995). O método consiste em um processo de varredura direta e inversa (do inglês, *backward-forward sweep*), o qual permite a determinação das grandezas elétricas como tensões e ângulos das tensões, considerando as características intrínsecas aos SDEEs (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988; CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995). Ainda, o método permite considerar sistemas fracamente malhados e a presença de geração distribuída na rede. O método apresenta robustez, eficiência computacional e pode ser empregado em sistemas de grande porte (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988; CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995).

No entanto, embora o fluxo de potência determinístico proposto por Cheng e Shirmohammadi (1995) seja uma ferramenta robusta e bastante empregada na análise de SDEEs, não considera a estocasticidade inerente às unidades geradoras com fontes primárias intermitentes, como geradores eólicos e fotovoltaicos. Ademais, a variação das cargas que pode ocorrer no sistema também não é considerada. Para maior precisão dos resultados do fluxo de potência, as variáveis determinísticas podem ser substituídas por distribuições de probabilidade associadas aos parâmetros. Assim, a consideração das variáveis estocásticas também no fluxo de potência permite englobar essas incertezas, que influenciam diretamente as tensões pré-falta obtidas e, consequentemente, os resultados do cálculo de curto-circuito.

A combinação do método de varredura direta e inversa proposto por Cheng e Shirmohammadi (1995) com a estocasticidade das variáveis associadas aos geradores distribuídos e cargas, é utilizada neste trabalho para a determinação das condições pré-faltas empregadas no cálculo das correntes de falta.

Para a aplicação do método descrito em Cheng e Shirmohammadi (1995), é necessário que o sistema seja convertido em um sistema completamente radial e que as barras sejam renumeradas em camadas que direcionam o algoritmo desde o nó da subestação até as barras mais distantes (MENESES, 2012; CONCEIÇÃO, 2018). Caso o sistema apresente malhas ou GD, torna-se necessário realizar a quebra dessas malhas através de injeções de corrente com polaridade opostas em todas as fases dos ramos em malha. A Figura 18 ilustra um sistema genérico com a presença de uma malha. Após a abertura no ponto e quebra e renumeração do sistema, o algoritmo pode ser aplicado no sistema radial. A definição de qual ponto em que a quebra será realizada não interfere na convergência do algoritmo (MENESES, 2012; CONCEIÇÃO, 2018).

As correntes nos pontos de quebra das malhas são dadas pela Equação 4.8. Sendo J_b as correntes nos pontos de quebra, V_b as tensões nos pontos de quebra, e Z_b uma matriz de

Figura 18 – Ponto de quebra e renumeração do sistema

(a) Sistema malhado

(b) Sistema com ponto de quebra

Fonte: Elaborada pela autora.

impedâncias dos pontos de quebra, com dimensão variável de acordo com o número de malhas do sistema. A matriz Z_b é construída a partir da soma das impedâncias dos ramos do sistema entre uma barra $b_{a,b,c}$ e a barra do ponto de quebra $b'_{a,b,c}$.

$$\begin{bmatrix} Z_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_b \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Após a quebra de todos os pontos em malha e a renumeração das barras do sistema, as tensões do sistema são inicializadas com o mesmo valor da tensão definida para a barra da subestação. Para o passo inicial do algoritmo, as correntes no ponto de quebra são consideradas nulas, ao passo que as correntes dos geradores distribuídos são obtidas de acordo com o tipo de controle empregado no gerador, caso o controle seja PQ, as potências ativas e reativas são mantidas constantes; caso o controle seja PV, o valor da potência reativa muda, para que a tensão seja mantida constante (CONCEIÇÃO, 2018).

Após a inicialização do algoritmo, as correntes nos nós são calculadas na iteração k de acordo com a Equação 4.9, na qual $I_{a,b,c}$ são as correntes calculadas, $S_{a,b,c}$ as potências das cargas, $V_{a,b,c}$, as tensões nos nós e $Y_{a,b,c}$, as admitâncias dos elementos *shunt* - se existirem.

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} (S_{ia}/V_{ia}^{(k-1)})^* \\ (S_{ib}/V_{ib}^{(k-1)})^* \\ (S_{ic}/V_{ic}^{(k-1)})^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{ia}^* & & \\ & Y_{ib}^* & \\ & & Y_{ic}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(k-1)} \quad (4.9)$$

Após a determinação das correntes nos nós, os passos de varredura inversa e direta devem ser aplicados, a partir dos quais se calculam as correntes nos ramos, desde o nó mais distante até o nó da subestação, e as tensões são recalculadas desde a subestação até o nó mais distante.

O cálculo das correntes nos ramos é dado pela Equação 4.10, sendo $J_{la,lb,lc}$ as correntes nos ramos, M o conjunto de ramos que ligam a barra i com a barra m .

$$\begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} I_{ja} \\ I_{jb} \\ I_{jc} \end{bmatrix}^k + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} J_{ma} \\ J_{mb} \\ J_{mc} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (4.10)$$

No passo de varredura direta, as tensões são calculadas em todos os nós de acordo com a Equação 4.11, a partir da barra da subestação até o nó mais distante.

$$\begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} - \begin{bmatrix} z_{aa,l} & z_{ab,l} & z_{ac,l} \\ z_{ba,l} & z_{bb,l} & z_{bc,l} \\ z_{ca,l} & z_{cb,l} & z_{cc,l} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (4.11)$$

4.2.1 Construção da matriz de sensibilidade

A matriz de sensibilidade é dada pela Equação 4.12 e permanece constante durante a execução do algoritmo do Fluxo de Potência (FP), sendo também aplicada no algoritmo de cálculo de curto-circuito (CONCEIÇÃO, 2018). Na equação, Z_b é a matriz dos pontos de quebra, descrita anteriormente, Z_g é a matriz das impedâncias dos ramos que interligam os geradores distribuídos e o nó da subestação, e Z_{bg} é formada pelas impedâncias em comum entre o ponto de quebra e os geradores distribuídos.

$$\begin{bmatrix} Z_b & Z_{bg} \\ Z_{bg} & Z_g \end{bmatrix}_{a,b,c} \quad (4.12)$$

As injeções de corrente nos pontos de quebra são atualizadas a cada iteração k , a partir dos valores obtidos através da Equação 4.13

$$\begin{bmatrix} Z_b & Z_{bg} \\ Z_{bg} & Z_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta J_{b,a,b,c}^k \\ \Delta J_{g,a,b,c}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V_{b,a,b,c}^k \\ \Delta V_{g,a,b,c}^k \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Para a solução do algoritmo, três critérios de convergência são verificados: erro máximo da potência ativa e reativa, erro do cálculo de tensão nos pontos de quebra das malhas, e erro do

cálculo da tensão dos pontos de quebra dos geradores distribuídos, de acordo com as Equações 4.14, 4.15 e 4.16 a seguir.

$$\left| \Delta S_{i_{a,b,c}}^k \right| < \delta_1 \quad (4.14)$$

$$\left| \Delta V_{b_{a,b,c}}^k \right| < \delta_2 \quad (4.15)$$

$$\left| \Delta V_{g_{a,b,c}}^k \right| < \delta_3 \quad (4.16)$$

4.3 Curto-circuito determinístico

O cálculo de correntes de curto-circuito para faltas assimétricas em sistema de transmissão é tradicionalmente realizado empregando-se componentes simétricas. No entanto, como sistemas de distribuição são intrinsecamente assimétricos, o desacoplamento das fases não ocorre. Como descrito em [Kersting \(2012\)](#), o acoplamento mútuo desigual entre as fases das redes de distribuição resulta na permanência do acoplamento mútuo entre as redes de sequência. Nesse caso, o emprego desse método pode não ser o mais adequado. Assim, técnicas para o cálculo das correntes de curto-circuito que empregam componentes de fase e não de sequência, tornam-se mais vantajosas.

Uma importante ferramenta apresentada para o cálculo determinístico das correntes de curto-circuito utilizando componentes de fase, é descrita em [Zhang *et al.* \(1995\)](#). No trabalho, os autores descrevem um método híbrido de compensação para a determinação das matrizes e cálculo das correntes de curto-circuito, considerando as condições pré-falta determinadas pelo algoritmo de fluxo de carga desenvolvido em [Cheng e Shirmohammadi \(1995\)](#). Portanto, a ferramenta de curto-circuito desenvolvida pode ser aplicada igualmente em sistemas de distribuição fracamente malhados, considerando a inserção de GD. Ainda, o método é robusto e apresenta alta eficiência computacional, permitindo sua aplicação em sistemas de grande porte.

Uma vez que o algoritmo desenvolvido por [Zhang *et al.* \(1995\)](#) utiliza as condições pré-falta estabelecidas pelo algoritmo de fluxo de potência desenvolvido em [Cheng e Shirmohammadi \(1995\)](#), os passos iniciais envolvendo a quebra das malhas também se torna necessário. Os valores das correntes nos pontos de quebra obtidos para as malhas e inserção de GD também são considerados nulos no início do algoritmo para os pontos de quebra provenientes das malhas, e com valores a partir dos dados da GD para tais pontos, conforme descrito na seção anterior.

Ainda, conforme descrito na seção 4.2, a matriz de sensibilidade construída para a execução do algoritmo de FP é reutilizada no cálculo de curto-circuito, porém incluindo-se os valores da matriz contendo as impedâncias do ponto de falta até a subestação, conforme a Equação 4.17. Sendo, Z_f as impedâncias do ponto de falta até a subestação, $\Delta J_{f,a,b,c}$ as correções

das correntes de falta na barra em falta, e $\Delta V_{f_{a,b,c}}$, as variações das tensões de falta. Ainda, Z_{fb} e Z_{fg} referem-se às impedâncias compartilhadas entre o ponto de falta e os pontos de quebra e de GD, respectivamente.

$$\begin{bmatrix} Z_b & Z_{bg} & Z_{bf} \\ Z_{bg} & Z_g & Z_{gf} \\ Z_{bf} & Z_{gf} & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta J_{b_{a,b,c}} \\ \Delta J_{g_{a,b,c}} \\ \Delta J_{f_{a,b,c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V_{b_{a,b,c}} \\ \Delta V_{g_{a,b,c}} \\ \Delta V_{f_{a,b,c}} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

As variações de tensão $\Delta V_{b_{a,b,c}}$, relacionam a diferença entre a tensão da barra fictícia, onde foi definido o ponto de quebra, e a tensão na barra original (PEREIRA *et al.*, 2017), conforme descrito pela Equação 4.18.

$$\Delta V_{b_{a,b,c}} = V_{b'_{a,b,c}} - \Delta V_{b_{a,b,c}} \quad (4.18)$$

As variações de tensão $\Delta V_{g_{a,b,c}}$ para o caso de um GD com controle de tensão, relacionam a diferença entre a tensão de referência da barra do GD, V_{sh} e a tensão pré-falta definida pelo fluxo de potência (PEREIRA *et al.*, 2017; MENESES, 2012), conforme descrito pela Equação 4.19. Para o caso de controle de tensão do GD, os limites de potência reativa da máquina devem ser respeitados. A fase da tensão deve ser obtida do valor da tensão pré-falta, conforme definido em (MENESES, 2012).

$$\Delta V_{g_{a,b,c}} = (V_{sh} - |V_{g_{a,b,c}}|) e^{j\delta V_g} \quad (4.19)$$

As variações de tensão $\Delta V_{f_{a,b,c}}$ dependem do tipo de falta aplicada no sistema. As Equações 4.20, 4.21, 4.22 e 4.23, apresentam os valores de tais variações para faltas monofásicas, bifásicas, bifásica-terra e trifásica, respectivamente. Nas equações, $V_f^{(0)}$ representa a tensão nodal pré-falta obtida a partir do algoritmo de fluxo de potência.

$$\Delta V_{f_a} = V_{f_a}^{(0)} \quad (4.20)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{f_b} \\ \Delta V_{f_c} \end{bmatrix} = 0,5 \begin{bmatrix} -V_{f_b} + V_{f_c} \\ V_{f_b} - V_{f_c} \end{bmatrix}^{(0)} \quad (4.21)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{f_b} \\ \Delta V_{f_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{f_b} \\ V_{f_c} \end{bmatrix}^{(0)} \quad (4.22)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{f_a} \\ \Delta V_{f_b} \\ \Delta V_{f_c} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} V_{f_a} \\ V_{f_b} \\ V_{f_c} \end{bmatrix}^{(0)} \quad (4.23)$$

Em [Zhang et al. \(1995\)](#), no entanto, a impedância de contato não é considerada na descrição do problema. A existência da impedância de contato afeta diretamente os valores das correntes de falta e deve ser considerada na modelagem do problema, sendo um dos principais parâmetros que afeta as características da corrente de falta ([FILOMENA et al., 2011](#); [SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2009](#)). De acordo com [Saha, Izykowski e Rosolowski \(2009\)](#), impedâncias de falta podem ser consideradas como elementos puramente resistivos e podem compreender valores nulos (faltas sólidas ou francas), até valores extremamente altos (faltas de alta impedância), que podem ocorrer devido à queda de árvores, ou de condutores rompidos que caem sobre solos altamente resistivos. Usualmente, os valores de resistência de falta para faltas sem envolvimento do terra são menores, quando comparados à faltas envolvendo o terra. Para faltas entre fases, de maneira geral, a resistência de falta geralmente não excede 0,5 Ω ([SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2009](#)). Em SDEEs, na literatura aponta-se que as resistências de falta mais comuns estão compreendidas entre 0 e 50 Ω ([MIRZAEI et al., 2009](#)).

Para fazer a inclusão da resistência de falta na matriz de impedâncias de Thèvenin - ou matriz de sensibilidade - os valores determinados para este parâmetro foram somados à matriz de sensibilidade, alterada de acordo com a Equação (4.24).

$$Z'_f = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ca} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} + Z_f \quad (4.24)$$

Na qual Z_{aa} , Z_{bb} , Z_{cc} , Z_{ab} , Z_{bc} , e Z_{ca} representam as impedâncias de contato. Os valores das impedâncias somados à matriz Z_f diferem de zero apenas para o tipo de falta considerado e quando há impedância de contato, ou seja, quando não ocorrem faltas francas. Por exemplo, para uma falta envolvendo a fase A e o terra, Z_{aa} é diferente de zero, ao passo que para faltas envolvendo as fases A e B, mas não o terra, Z_{ab} é diferente de zero.

Para resolver o sistema matricial descrito pela Equação 4.17, a decomposição LU é aplicada ([CONCEIÇÃO, 2018](#); [MENESES, 2012](#)), resultando no cálculo das correntes compensadas ([ZHANG et al., 1995](#)). As variações de corrente calculadas são somadas às correntes nodais pré-falta, obtidas do algoritmo de fluxo de potência, resultando nas correntes pós-falta, como exemplificado pela Equação 4.25.

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \end{bmatrix}^{(0)} + \begin{bmatrix} \Delta J_a \\ \Delta J_b \\ \Delta J_c \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Novamente, calculam-se as correntes nos ramos do sistema, bem como as tensões nodais, utilizando as Equações 4.10 e 4.11, realizando-se uma varredura inversa e direta. Assim, os valores pós-falta de tensão e corrente são obtidos. Quando todos os tipos são aplicados em

todas as barras, o algoritmo é finalizado. A Figura 19 sumariza as etapas a serem realizadas na metodologia de compensação híbrida das correntes de curto-circuito.

Figura 19 – Fluxograma da metodologia de compensação híbrida

Fonte: Elaborada pela autora.

4.4 Metodologia probabilística para o estudo de curto-circuito

As ferramentas descritas são utilizadas neste trabalho para a determinação das correntes de curto-circuito a partir da modelagem do sistema, incluindo a inserção de geradores distribuídos

e resistência de falta. As condições pré-falta do sistema são determinadas pela rotina de FP descrita, considerando a aleatoriedade proveniente da potência injetada pelos GDs com fontes intermitentes e a variação de demanda. Durante a falta, a aleatoriedade das variáveis associadas às correntes de curto-circuito são consideradas, como local, tipo e resistência de falta. O cálculo determinístico das correntes de curto-circuito é executado mediante o algoritmo de compensação híbrida, descrito anteriormente. Para a obtenção das FDPs das correntes de curto-circuito, a SMC foi empregada. Em geral, a SMC demanda alto esforço computacional. No entanto, o emprego do método de compensação híbrida, o qual é altamente eficiente computacionalmente, agrega grandes melhorias nesses esforços, fazendo com o tempo de simulação seja bastante reduzido. O fluxograma que descreve a metodologia proposta neste trabalho é ilustrado na Figura 20.

4.4.1 Sistema-teste analisado

Para avaliar a metodologia proposta, um sistema real de distribuição de 135 barras, descrito em [Conceição \(2018\)](#), foi empregado. Os dados do sistema estão disponíveis em [LAPSEE \(2019\)](#). O sistema, ilustrado na Figura 21, é desequilibrado e opera com tensão nominal de 13,8 kV. A potência das cargas do sistema é de aproximadamente 6,5 MW e 2,8 Mvar, com as cargas conectadas em estrela. Para os estudos de curto-circuito apresentados, as cargas foram modeladas como impedância constante. Para o sistema em questão, considerou-se diferentes cenários de inserção de geradores distribuídos no final do alimentador principal, sendo estes conectados à rede via inversores ou diretamente conectados. Os dados do sistema-teste encontram-se no Anexo B.

4.4.2 Validação das rotinas determinísticas

Para validar as rotinas empregadas na metodologia estocástica proposta, utilizou-se o sistema-teste de 135 barras descrito anteriormente. Para a validação, implementou-se a rotina de fluxo de potência determinístico e a rotina de cálculo de curto-circuito determinística, também descritos. Os valores das correntes determinadas pela metodologia proposta em [Zhang et al. \(1995\)](#) foram obtidos para todos os tipos de falta (monofásica, bifásica, bifásica-terra e trifásica), no entanto, apenas os resultados das correntes trifásicas para as barras do sistema são apresentados neste capítulo. Os resultados dos demais tipos de falta podem ser verificados no Apêndice A.

Para a validação, considerou-se uma potência de curto-circuito de 50 MVA para representação do equivalente da rede, e aplicações de faltas francas nas barras do sistema. Os resultados das correntes calculadas usando a metodologia de compensação híbrida foram comparados com os valores determinados pelo software OpenDSS, utilizando o método *Faultstudy*, no qual todos os tipos de faltas são aplicados em todas as barras do sistema e os valores das correntes de falta são devolvidos ao usuário. A Figura 22 ilustra as correntes obtidas para as Fases A, B e C das barras do sistema para faltas sólidas trifásicas.

Figura 20 – Fluxograma da metodologia probabilística proposta

Fonte: Elaborada pela autora.

A validação também foi realizada para o caso com um gerador distribuído conectado à barra 88 do sistema-teste empregado. Para tanto, empregou-se um gerador síncrono de 1 MVA de potência nominal. A validação foi realizada da mesma maneira, utilizando-se o software OpenDSS e a metodologia determinística proposta em [Zhang et al. \(1995\)](#). Os resultados para as faltas trifásicas são apresentados na Figura 23, considerando as fases A, B e C.

A partir dos valores obtidos, pode-se inferir que houve uma boa aproximação dos valores calculados pelo algoritmo proposto e pelo software OpenDSS. O erro relativo máximo foi determinado para quantificar a diferença entre as correntes. Para as faltas trifásicas apresentadas,

Figura 21 – Sistema 135 Barras

Fonte: Elaborada pela autora.

o erro máximo obtido foi de 3,25%, sem a presença do GD no sistema. Os gráficos *box plot* apresentados na Figura 24 ilustram os erros calculados para as fases A, B e C, utilizando o método determinístico empregado e o software OpenDSS. Os valores demonstrados nas figuras são sumarizados na Tabela 9.

Tabela 9 – Erros relativos para faltas trifásicas na comparação dos métodos, sem a inserção de GD no sistema

Fase	Mín. (%)	Máx. (%)	Q_1 (%)	Q_2 (%)	Q_3 (%)
A	0,0072	2,9742	1,4184	2,0255	2,4728
B	0,0069	3,2104	1,0998	1,7122	2,1761
C	0,0072	3,2532	1,0358	1,6267	2,0679

Fonte: Elaborada pela autora.

Na presença do gerador distribuído, o erro relativo máximo para faltas trifásicas foi de 3,12%, corroborando a aproximação dos resultados ilustrados nas figuras. A Figura 25 ilustra os gráficos *box plot* obtidos para as fases A, B e C. Os valores demonstrados na figura são sumarizados na Tabela 10. Reitera-se que os demais gráficos de comparação para outros tipos de faltas podem ser observados no Apêndice A. Ressalta-se que o erro máximo obtido para os outros tipos de faltas considerados foi de 5,91% para faltas monofásicas na fase B do sistema.

A partir da validação das rotinas empregadas, prosseguiu-se para a implementação da metodologia probabilística proposta. As demais definições necessárias acerca da modelagem do problema são descritas a seguir.

Figura 22 – Comparação do método determinístico empregado e do software OpenDSS para faltas trifásicas

Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 10 – Erros relativos para faltas trifásicas na comparação dos métodos, com a inserção de GD no sistema

Fase	Mín. (%)	Máx. (%)	Q_1 (%)	Q_2 (%)	Q_3 (%)
A	0,0011	2,6439	0,5379	1,0616	1,4649
B	0,0009	3,1263	0,3002	0,7796	1,1627
C	0,0010	3,0262	0,2688	0,7149	1,0546

Fonte: Elaborada pela autora.

4.4.3 Modelagem estocástica do problema

A partir da metodologia proposta, apresentada na Figura 20, os parâmetros associados ao problema de curto-circuito e parâmetros de demanda e geração foram considerados como variáveis aleatórias. Para o estudo de curto-circuito realizado, considerou-se a aleatoriedade do local de ocorrência da falta, tipo de falta e resistência de falta. Inicialmente não foram considerados GDs conectados ao sistema. Posteriormente, para o estudo do impacto de GDs nas correntes de curto-circuito do sistema analisado, consideraram-se dois cenários de inserção de

Figura 23 – Comparação do método determinístico e do software OpenDSS para faltas trifásicas com a inserção de GD

Fonte: Elaborada pela autora.

unidades geradoras, conforme descrito a seguir:

- ❑ Cenário 1) Três fazendas eólicas, sendo duas compostas de geradores síncronos com potências de 1 MVA, conectadas às barras 88 e 119 do sistema, e uma composta de um gerador síncrono com potência de 0,5 MVA, conectada à barra 122 do sistema;
- ❑ Cenário 2) Duas fazendas eólicas, compostas de geradores síncronos de potência 1 MVA e 0,5 MVA conectadas às barras 88 e 112; uma fazenda eólica composta por um DFIG com potência 0,5 MVA, conectada à barra 119; e uma fazenda solar, de 0,5 MVA de potência, conectada à barra 122 do sistema.

Ressalta-se que para o cenário 1 todas as unidades geradores foram conectadas simultaneamente, conforme apresentado na seção 4.5. Para o cenário 2, são apresentados resultados para duas topologias da rede: a primeira em que somente os geradores eólicos são conectados, e a

Figura 24 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas trifásicas

Fonte: Elaborada pela autora.

segunda considerando a conexão dos três geradores eólicos juntamente com a conexão do gerador fotovoltaico. As barras em que os GDs estão conectadas, permanecem inalteradas, conforme a topologia descrita nas Figuras 26 e 27.

Uma vez que tanto geradores eólicos quanto fotovoltaicos fazem uso de interface de eletrônica de potência para suas conexões à rede, considerou-se uma corrente máxima injetada por esses geradores durante a falta, conforme descrito no Capítulo 3 desta pesquisa. No entanto, para as fazendas eólicas compostas por geradores síncronos, considerou-se a não atuação do controle do conversor e consequentemente a não limitação da corrente de falta desses geradores, uma vez que apresentam as características de contribuição à falta descritas no capítulo anterior. Na prática, usualmente considera-se a atuação do controle e consequente limitação da corrente de falta do gerador síncrono quando empregado em usinas eólicas. Contudo, dependendo do tempo de atuação desse controle, o gerador pode experimentar correntes altas com características típicas de máquinas síncronas durante a ocorrência da falta, podendo levar até mesmo a uma possível

Figura 25 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas trifásicas com inserção de GD

Fonte: Elaborada pela autora.

atuação de proteções de sobrecorrente (ANDERS, 2018). Fato esse que levou à decisão da não consideração da limitação da corrente de falta desse GD neste trabalho, mesmo empregado em aerogeradores. Ressalta-se ainda que o período considerado para a determinação dos parâmetros dos geradores síncrono e DFIG foi o período transitório, embora ambos os períodos transitório e subtransitório possam ser considerados (MENESES, 2012). Definiu-se o período transitório para emprego neste trabalho de acordo com a corrente de interrupção de alguns dispositivos de proteção, como é o caso de alguns disjuntores, que o período transitório pode ser considerado para determinar a corrente de interrupção, dada a abertura do dispositivo após alguns ciclos do início da falta.

Uma vez que o período transitório foi considerado, optou-se por não empregar geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo, visto que a contribuição destes geradores não se mantém sustentada durante longo período de falta. Em geral, para máquinas assíncronas com rotor gaiola de esquilo, a queda de tensão devido à falta provoca a desmagnetização da máquina

Figura 26 – Sistema-teste com GDs considerados no cenário 1

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 27 – Sistema-teste com GDs considerados no cenário 2

Fonte: Elaborada pela autora.

e, portanto, para o período transitório, esse tipo de gerador pode ser desconsiderado do estudo de curto-circuito. No entanto, o mesmo não é válido para o período subtransitório, no qual o gerador apresenta contribuição considerável (MENESES, 2012). Considerou-se também que todos os geradores foram conectados ao sistema por meio de transformador de acoplamento.

Os parâmetros dos geradores considerados são descritos na Tabela 11, ao passo que a modelagem da estocasticidade desses elementos e demais características são descritas a seguir.

Tabela 11 – Parâmetros dos geradores distribuídos

Parâmetro	GS	GS	DFIG	PV
Potência nominal (MVA)	1,0	0,5	0,5	0,5
Fator de Potência	0,95	0,95	0,95	1,0
Potência do transformador (MVA)	1,0	0,5	0,5	0,5
Tensão nominal do transformador (kV)	13,8/2,4	13,8/2,4	13,8/0,56	13,8/0,26
Reatância do transformador (%)	6	6	6	6
Resistência do transformador (%)	0,7	0,7	0,7	0,7

Fonte: Elaborada pela autora.

4.4.4 Parâmetros de entrada

A SMC é uma técnica bastante robusta, porém a precisão e confiabilidade de seus resultados dependem da correta caracterização do fenômeno físico, utilizando apropriadamente a distribuição de probabilidades das variáveis de entrada. A simples observação comportamento de resultados de fenômenos físicos ou de experimentos não é suficiente para inferir qual distribuição de probabilidade melhor representa os dados em estudo, sendo muitas vezes necessária a aplicação de testes de inferência, a fim de caracterizar o fenômeno mediante uma FDP conhecida (FILHO; MATZENAUER; TRINDADE, 2004). Não obstante, muitas vezes a medição dos fenômenos a serem representados no problema que se deseja analisar é de difícil realização, tornando árdua a tarefa de definição de uma distribuição de probabilidade adequada para representá-los.

4.4.4.1 Geradores intermitentes

Da ocorrência da inserção de geradores distribuídos na rede, a intermitência de geração proveniente de fontes renováveis é uma característica a ser analisada, uma vez que a energia fornecida por esses geradores depende diretamente de elementos como a velocidade do vento e a irradiação solar. Em Montoya-Bueno, Muoz e Contreras (2015), os autores apresentam modelos de geração para descrever a produção de potência de geradores fotovoltaicos e eólicos mediante a variação da velocidade do vento e irradiação solar - principais variáveis estocásticas que influenciam na potência fornecida por esses elementos. Os modelos fornecidos em Montoya-Bueno, Muoz e Contreras (2015) para a geração intermitente foram aplicados na representação dos geradores eólico e fotovoltaico empregados neste trabalho.

Gerador eólico

Para geradores eólicos, a potência injetada pelo GD depende diretamente da velocidade do vento. A turbina do aerogerador necessita de uma velocidade mínima de vento para a geração de energia elétrica. Essa velocidade é chamada de *cut-in* e geralmente encontra-se na faixa de 3 a 4 m/s. Por outro lado, após uma velocidade específica de vento, a turbina eólica é desligada e sua operação é interrompida, para que sua estrutura não seja danificada, uma vez que as pás experimentariam grandes esforços mecânicos. A essa velocidade máxima, denomina-se de *cut-off*

ou *cut-out*, e geralmente é determinada a partir de 25 m/s (BONELLI, 2010). A velocidade nominal da turbina determina também sua potência nominal, uma vez que mesmo com o aumento da velocidade acima da nominal, a potência de saída do gerador se mantém constante (BONELLI, 2010). A Figura 28 ilustra a característica da potência de saída da turbina eólica em função da velocidade do vento.

Figura 28 – Curva de potência de saída de aerogeradores

Fonte: Adaptada de Bonelli (2010).

A Equação 4.26 descreve o modelo de geração de potência de geradores eólicos empregado, baseado na linearização da curva de potência (MONTROYA-BUENO; MUOZ; CONTRE-RAS, 2015). Os valores de vento utilizados para as turbinas eólicas empregadas neste trabalho encontram-se na Tabela 12.

$$P_{GDeolico} = \begin{cases} 0, & v_{vento} < v_i \\ v_{vento} * \frac{P_{nom}}{v_{nom} - v_i} + P_{nom} \left(1 - \frac{v_{nom}}{v_{nom} - v_i} \right), & v_i \leq v_{vento} < v_{nom} \\ P_{nom}, & v_{nom} \leq v_{vento} < v_o \\ 0, & v_{vento} \geq v_o \end{cases} \quad (4.26)$$

Sendo, $P_{GDeolico}$ a potência de saída do gerador, em kW; P_{nom} a potência nominal da turbina, em kW; v_{vento} a velocidade do vento, em m/s; v_i e v_o as velocidades de vento mínima (*cut-in*) e máxima (*cut-off*), respectivamente, da turbina, dadas também em m/s.

Para descrever o comportamento aleatório da velocidade do vento usualmente emprega-se a distribuição Weibull, a qual se aproxima dos dados reais medidos (ATLAS..., 2012; YEH; WANG, 2008; CARPINELLI *et al.*, 2003). Esta distribuição é empregada para descrever grandezas que apresentam grandes variações (ROMÃO, 2014), caracterizando-se por conter as propriedades estatísticas coerentes com a série temporal de vento. Assim, essa distribuição permite uma representação adequada da variação de velocidade do vento e consequentemente da

Tabela 12 – Velocidades de operação da turbina eólica

Parâmetro	Valor
V_{cut-in}	4 m/s
$V_{cut-off}$	25 m/s
V_{nom}	11 m/s

Fonte: Elaborada pela autora.

estimação correta de outros parâmetros do aerogerador, como sua potência de saída (ATLAS..., 2012). A distribuição Weibull é caracterizada por dois parâmetros: o parâmetro de forma, denominado de k ou α ; e o parâmetro de escala, denominado de c ou β . O parâmetro de escala está diretamente associado à velocidade média do vento, ao passo que o parâmetro de forma determina a variabilidade da curva em torno do valor médio de velocidade, ou seja, a dispersão em torno do valor médio da velocidade do vento (ATLAS..., 2012). Por ser uma distribuição amplamente conhecida e empregada na caracterização da curva da variação da velocidade do vento, esta distribuição foi empregada neste trabalho. Os parâmetros k e c utilizados na distribuição Weibull foram 2,06 e 7,58, respectivamente. Tais parâmetros resultam em uma velocidade média de 6,7 m/s para o vento e baseiam-se no estudo realizado em Romão (2014), no qual o autor avalia dados meteorológicos de velocidade média anual do vento provenientes de um banco de dados e medidos para a região do Parque Estadual da Serra do Mar, situado no estado de São Paulo. A Figura 29 ilustra a FDP da curva de variação da velocidade de vento empregada. A FDP da distribuição Weibull pode ser verificada na Equação 4.27.

Figura 29 – Curva Weibull empregada, com $k=2,06$ e $c=7,58$

Fonte: Elaborada pela autora.

$$f(x) = \frac{\alpha}{\beta} \cdot \left(\frac{x}{\beta}\right)^{\alpha-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^{\alpha}}, \quad x \geq 0 \quad (4.27)$$

Gerador fotovoltaico

Para a geração fotovoltaica, a potência injetada pelo gerador depende diretamente da irradiação solar e da temperatura de junção da célula. A variação da temperatura e da irradiação solar afeta diretamente a tensão de operação do painel, alterando a potência entregue por este. As características da curva de potência de saída, variando de acordo com a irradiação e temperatura, podem ser observadas na Figura 30. Diante disso, o conhecimento das características desses elementos é imprescindível para a determinação correta da potência fornecida por esse gerador. Matematicamente, a potência fornecida por um gerador fotovoltaico pode ser descrita de acordo com a Equação 4.28, ao passo que a Equação 4.29 apresenta a determinação da temperatura da célula fotovoltaica (MONTROYA-BUENO; MUOZ; CONTRERAS, 2015). Salienta-se que neste trabalho considerou-se fator de potência unitário para o gerador fotovoltaico empregado.

Figura 30 – Potência de saída do gerador fotovoltaico

Fonte: Elaborada pela autora.

$$P_{GDsolar} = P_{STC} \left\{ \frac{G}{1000} [1 + \delta(T_{cel} - 25)] \right\} \quad (4.28)$$

$$T_{cel} = T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) G \quad (4.29)$$

Nas equações descritas, $P_{GDsolar}$ representa a potência injetada pelo GD, em W; P_{STC} a potência do módulo sob condições normais, em W; δ o coeficiente de potência-temperatura, em $\%/^{\circ}\text{C}$; T_{amb} a temperatura ambiente, em $^{\circ}\text{C}$; T_{cel} a temperatura da célula, em $^{\circ}\text{C}$; $NOCT$, a temperatura nominal de operação da célula (do inglês, *Nominal Operating Cell Temperature*, em $^{\circ}\text{C}$; e G a irradiação solar, em W/m^2 .

As características dos módulos fotovoltaicos ainda não são amplamente difundidas e variam consideravelmente de acordo com o fabricante da unidade. Para contornar esse problema, neste trabalho optou-se por obter os dados do catálogo de um fabricante, disponível em [Folha... \(2020\)](#). Os dados obtidos para os parâmetros do módulo fotovoltaico encontram-se na Tabela 13. Ressalta-se que para a potência considerada da fazenda solar de 500 kVA, considerou-se o emprego de, aproximadamente, 1900 módulos, necessários para a geração considerada, uma vez que os dados descritos na tabela referem-se a um único módulo.

Tabela 13 – Dados do módulo fotovoltaico empregado

Parâmetro	Valor
Potência de saída	260 W
NOCT	46 °C
Coefficiente de temperatura δ	-0.42 %/°C
$T_{ambiente}$	30 °C

Fonte: [Folha... \(2020\)](#).

Diferentemente da curva de velocidade do vento, a irradiação solar não possui uma distribuição de probabilidade consolidada para representar seu comportamento, podendo ser representada pela distribuição Normal, Weibull, Lognormal, dentre outras ([CARPINELLI et al., 2003](#)). No entanto, trabalhos extensivos de tratamento estatístico de dados vêm sendo realizados com o intuito de sanar esse problema para descrição do comportamento da irradiação solar, como realizado em [Filho, Matzenauer e Trindade \(2004\)](#) e [Sirqueira \(2004\)](#). Em [Filho, Matzenauer e Trindade \(2004\)](#), os autores realizam testes estatísticos para verificar a aderência de uma extensa base de dados de irradiação solar coletados através de uma estação meteorológica localizada no estado do Rio Grande do Sul, verificando a aderência dos dados à distribuição Normal. Diante disso, no presente trabalho, frente à lacuna de parâmetros da distribuição associada à irradiação solar, optou-se por tentar uma aproximação de uma curva também mediante a análise de dados e teste de aderência estatística. Para tanto, foram obtidos dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) ([INMET, 2020](#)). Neste portal, dados de irradiação, temperatura, precipitação, dentre outros dados meteorológicos, podem ser obtidos para diferentes localidades brasileiras. Dessa forma, optou-se por buscar dados de irradiação solar diária para o município de São Carlos, estado de São Paulo. Para uma aproximação simplificada dos dados, calculou-se a média das irradiações solares horárias e diárias no município durante o período de 31 dias, referente ao mês de janeiro de 2020. Destaca-se, porém, que um período maior de análise dos dados, como a consideração de uma análise anual, resulta em uma curva com dados mais precisos. A curva obtida mediante o cálculo das irradiações médias do período considerado pode ser observada na Figura 31.

A partir da curva obtida, empregou-se o teste de aderência de Kolmogorov-Smirnov (KS) ([CONOVER, 1971](#)) para verificação da aderência dos dados à distribuição Normal. Para esse

Figura 31 – Curva de irradiância diária considerada para o município de São Carlos

Fonte: Elaborada pela autora.

teste de aderência, a hipótese nula consiste na consideração da aderência dos dados amostrados da população a uma dada distribuição. Caso não haja evidências para rejeição da hipótese nula, considera-se que os dados são aderentes à distribuição analisada. Dessa forma, calculam-se as frequências acumuladas relativas dos dados, obtém-se o valor da frequência acumulada esperada de acordo com a distribuição em análise, e calculam-se as diferenças absolutas entre os valores de frequência calculados, utilizando a distribuição em análise e os dados amostrados. Por fim, a máxima diferença entre os valores esperados e calculados com a distribuição, é comparada com o valor tabelado para um dado nível de significância (α). Caso o valor calculado seja menor que o valor tabelado, não há evidências para rejeitar a hipótese nula. Caso o valor calculado seja maior, rejeita-se a hipótese nula. Assim, uma vez calculados os valores descritos e comparados com o valor crítico obtido para o número de amostras e para um nível de significância de 5%, verificou-se um valor menor que o valor crítico tabelado. Portanto, concluiu-se que não havia evidências para rejeitar a hipótese nula e que os dados seguem uma distribuição Normal. Assim, os dados obtidos para irradiação foram aproximados por uma curva Normal, com média (μ) 404,7 e desvio padrão (σ) de 277,8.

A fim de se obterem valores mais dispersos de irradiação solar, uma vez que esse valor apresenta alta variação ao longo do dia, manteve-se o valor de σ calculado. Dada a existência de *outliers* para valores acima e abaixo de $3 \cdot \sigma$, considerou-se a geração nula do gerador fotovoltaico para valores menores que a irradiação mínima que o painel necessita para começar a gerar energia. Ressalta-se, no entanto, que a curva empregada considera a geração ocorrendo majoritariamente durante o período considerado. A Figura 32 apresenta a curva aproximada para a irradiação solar. A FDP da distribuição Normal pode ser verificada na Equação 4.30.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad x \geq 0 \quad (4.30)$$

Figura 32 – Curva aproximada para a irradiação solar

Fonte: Elaborada pela autora.

4.4.4.2 Variação de demanda

Para a variação de demanda do sistema, empregou-se a distribuição Normal, como realizado em [Bracale et al. \(2012\)](#). Para tanto, considerou-se como média a potência nominal da carga do sistema, e uma variação de 40% da carga. Assim, para 3σ a potência da barra em questão se torna $1,4\mu$, portanto, sabendo que entre 3σ e -3σ estão contidas 99,3% das possibilidades, a modelagem das cargas permite uma variação de 80% da potência determinística entre potência máxima e mínima. Para a FDP, fornecida pela Equação 4.30, considera-se o desvio padrão indicado pela Equação 4.31. Como descrito anteriormente, a distribuição Normal também é empregada para a definição da irradiação solar.

$$\sigma = \frac{0,4 * \mu}{3} \quad (4.31)$$

4.4.4.3 Tipo de falta

Em sistemas de distribuição, valores típicos de ocorrências de falta são mais dificilmente definidos na literatura, como ocorre para sistemas de transmissão. Entretanto, em [Bordalo, Rodrigues e Silva \(2006\)](#), os autores apresentam probabilidades de ocorrência de cada tipo de falta em SDEEs. Assim, as probabilidades de ocorrência de cada tipo de falta adotadas neste trabalho baseiam-se nos valores de ocorrência descritos em [Bordalo, Rodrigues e Silva \(2006\)](#), sendo estas: 81% das faltas monofásicas; 10% faltas bifásicas; 3% faltas trifásicas; e 6% faltas bifásicas envolvendo a terra, tal como ilustrado na Figura 33. Dessa forma, aplica-se uma distribuição Uniforme, no intervalo $[0,100]$, para definir a porcentagem que indicará o tipo de falta aplicado. A FDP da distribuição Uniforme é apresentada na Equação 4.32.

$$f(x) = \frac{1}{(b-a)}, \quad a \leq x \leq b \quad (4.32)$$

Figura 33 – Porcentagem de ocorrências de faltas consideradas no SDEE

Fonte: Adaptada de Bordalo, Rodrigues e Silva (2006).

4.4.4.4 Local da falta

O local de ocorrência da falta pode ser determinado utilizando-se uma distribuição uniforme, em que todas as barras do sistema podem ser escolhidas aleatoriamente como ponto em falta. No entanto, um importante parâmetro de falta que pode ser aplicado na definição do local da falta é a taxa de falha (SANTOS; BARROS, 2015; MAMEDE, 2004) a qual indica a probabilidade de um componente falhar durante um período determinado. A taxa de falha é um importante parâmetro a ser considerado em estudos de manutenção, projeto e operação de sistemas, uma vez que uma taxa de falha maior indica maior probabilidade de ocorrência de falhas naquele local do alimentador ou naquele elemento do sistema (SANTOS; BARROS, 2015). Sendo assim, neste trabalho optou-se por considerar uma taxa de falha (λ) associada a cada ramo do sistema. O valor para a taxa de falha empregado foi de 0,072 falhas/km (CONCEIÇÃO, 2018). Considerando a taxa de falha, a probabilidade de ocorrência de uma falta associada a cada ramo pode ser calculada a partir da FDA da distribuição Exponencial, de acordo com a Equação 4.33 (SANTOS; BARROS, 2015), sendo λ a taxa de falha definida anteriormente, e x o comprimento do trecho considerado. Utilizando a Equação 4.33, as probabilidades de falta dos trechos foram calculadas. A partir da determinação da probabilidade de falta de cada trecho, um valor aleatório utilizando a distribuição Uniforme, com intervalo [0,1], é gerado e comparado com as probabilidades de falta calculadas. Caso a probabilidade sorteada seja menor ou igual a um valor calculado, o elemento é aceito como elemento em falta (MAMEDE, 2004; SANTOS; BARROS, 2015).

$$F(x) = 1 - e^{-\lambda x} \quad (4.33)$$

4.4.4.5 Resistência de falta

Para sistemas de distribuição, a aplicação de medidores ainda não é uma realidade comum, o que dificulta a estimação de alguns parâmetros estocásticos, como ocorre com a resistência de falta. Fato esse que não ocorre em sistemas de transmissão, uma vez que os parâmetros de falta podem ser mais facilmente obtidos, devido à presença de medidores, facilitando o registro de

eventos de falta nesse segmento do SEP.

Diante dessa realidade, em Santos e Barros (2015) os autores descrevem o comportamento da resistência de falta em sistemas de transmissão, baseados em valores de resistência medidos em campo para sistemas de 60, 138 e 220 kV. No estudo apresentado, para o sistema de 60 kV, os autores descrevem a associação de valores de resistência de falta com diferentes probabilidades de ocorrência, baseados em medições descritas em Gilkeson, Jeanne e Davenport (1937). Para os demais sistemas, os autores aproximam as curvas obtidas através dos valores medidos utilizando a distribuição Weibull. Para o sistema de 138 kV, o parâmetro de forma obtido para a aproximação foi de 1,4594 e o parâmetro de escala de 33,1156, resultando em uma resistência média de aproximadamente 30 Ω . Para o sistema de 220 kV, a distribuição Weibull com parâmetro de forma igual a 1,8406 e parâmetro de escala igual a 38,2712 foi aproximada, resultando em uma resistência média de 34 Ω . Em Calado (2015), em uma tentativa de aproximar os estudo apresentados em Santos e Barros (2015) para sistemas de distribuição, e considerando que em SDEEs a resistência de falta varia entre 0 e 40 Ω , a autora utiliza a distribuição Weibull para resistência de falta, com parâmetro de forma de 1,2 e parâmetro de escala de 21, resultando em uma resistência média de aproximadamente 19 Ω . Em Carpinelli *et al.* (2004) e Bracale *et al.* (2012), os autores também descrevem a associação de valores de resistência de falta com diferentes probabilidades de ocorrência, porém em sistemas de distribuição, como uma tentativa de descrever o comportamento probabilístico deste elemento.

Assim como a distribuição Weibull, a distribuição Lognormal apresenta valores menores com maiores probabilidades de ocorrência e valores maiores com menores probabilidades. A FDP da distribuição Lognormal é apresentada na Equação 4.34. A distribuição Lognormal tem como parâmetros a média (μ) e desvio padrão (σ), como a distribuição Normal. No entanto, esses valores são calculados como o logaritmo dos dados, *e.g.*, uma resistência média de 5 Ω na distribuição Normal, corresponde a uma média de 1,609 Ω na distribuição Lognormal.

$$f(x) = \frac{1}{(\sigma x \sqrt{2\pi})} \cdot e^{\frac{-(\ln(x)-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad x \geq 0 \quad (4.34)$$

Uma vez que a distribuição de probabilidade para a resistência de falta em SDEEs ainda não é uma informação consolidada, neste trabalho avaliou-se o emprego das distribuições Lognormal e Weibull na representação do comportamento da resistência de falta, variando-se seus respectivo parâmetros de forma que ambas sejam condizentes, uma vez que o comportamento de ambas é semelhante. Ainda, como descrito anteriormente, em SDEEs, considera-se que a resistência de falta pode variar em uma faixa de 0 a 50 Ω (MIRZAEI *et al.*, 2009). Portanto, este foi o intervalo considerado para a resistência de falta empregada nas simulações.

Para tentar representar este parâmetro utilizando a distribuição Lognormal, considerou-se essa distribuição com parâmetros $\mu=1,6094$ e $\sigma=1$, resultando em uma média de 5 Ω . Os valores foram mantidos entre o intervalo de 0 a 50 Ω . Avaliou-se também o uso de uma distribuição Wei-

bull com $k=1$ e $c=8,24$, também com o intuito de encontrar uma curva semelhante à Lognormal empregada, resultando também em uma resistência média de aproximadamente 5Ω .

Posteriormente, a fim de verificar a influência da resistência de falta nas correntes de curto-circuito, empregou-se a distribuição Lognormal com parâmetros $\mu=2,70805$ e $\sigma=0,74$, que corresponde a uma resistência média de aproximadamente $19,7 \Omega$, valor empregado em Calado (2015). A fim de verificar a compatibilidade do emprego das distribuições Weibull e Lognormal para representar a resistência de falta, foi empregada a distribuição Weibull com parâmetros $k=1,2$ e $c=21$, como em Calado (2015), que corresponde à distribuição Lognormal com resistência média de $19,7 \Omega$.

A Figura 34 ilustra os histogramas da resistência de falta utilizando a distribuição Lognormal com $\mu=1,6094$ e $\sigma=1$, e $\mu=2,70805$ e $\sigma=0,74$, respectivamente. Ao passo que a Figura 35 ilustra os histogramas da resistência de falta utilizando a distribuição Weibull com $k=1$ e $c=8,24$, e $k=1,2$ e $c=21$, respectivamente. A Figura 36 apresenta os histogramas comparando ambas as curvas, seguindo as distribuições definidas.

Figura 34 – Histogramas para resistência de falta com distribuição Lognormal

Fonte: Elaborada pela autora.

Para verificar a influência da distribuição de probabilidade da resistência de falta nas correntes de curto-circuito, foram comparadas as distribuições Weibull, com parâmetros $k=1$ e $c=8,24$, e Lognormal, com parâmetros $\mu=1,60944$ e $\sigma=1$, e também as distribuições Weibull com $k=1,2$ e $c=21$, e Lognormal com $\mu=2,70805$ e $\sigma=0,74$, uma vez que não se dispunham de dados disponíveis medidos para esse parâmetro em SDEEs, conforme descrito anteriormente. Para o cenário em que foram aplicadas faltas no sistema utilizando ambas as distribuições de probabilidade para representar a resistência de falta, pode-se verificar, a partir das Figuras 37(a) e 37(b), a semelhança das FDPs obtidas para as correntes de falta nos ramos 4 e 11, utilizando ambas as distribuições. Para a distribuição Weibull com os parâmetros considerados, foram obtidas menores correntes em maiores frequências, como pode-se observar na Figura 37.

Figura 35 – Histogramas para resistência de falta com distribuição Weibull

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 36 – Histogramas para resistência de falta com distribuição Lognormal e Weibull

Fonte: Elaborada pela autora.

Para as Figuras 38(a) e 38(b) também pode-se observar a semelhança entre distribuições das correntes obtidas com as duas distribuições empregadas. Contudo, observa-se que para as curvas em que se emprega a distribuição Weibull, há correntes maiores fluindo nos ramos, isso porque a distribuição Weibull apresentada na Figura 35 contém valores de resistência menores ocorrendo com mais frequência.

Após a análise das figuras mediante a aplicação das distribuições Weibull e Lognormal, optou-se por empregar a distribuição Lognormal com parâmetros $\mu=1,60944$ e $\sigma=1$ nas demais simulações realizadas neste trabalho, uma vez que a média de resistências se apresenta em torno de 5Ω e as resistências de falta com valores da ordem de 50Ω apresentam frequências ligeiramente menores quando comparadas à distribuição Weibull, resultando em correntes maiores fluindo pelo sistema. No entanto, ressalta-se que outras distribuições de probabilidade podem ser empregadas para representar esse parâmetro, como descrito anteriormente, como é

Figura 37 – FDPs dos Ramos mediante consideração das distribuições de probabilidade Lognormal e Weibull para resistência de falta média de 5Ω

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 38 – FDPs dos Ramos mediante consideração das distribuições de probabilidade Lognormal e Weibull para resistência de falta média de 19Ω

Fonte: Elaborada pela autora.

o caso da distribuição Weibull (SANTOS; BARROS, 2015; CALADO, 2015) ou distribuição Uniforme (OLIVEIRA, 2015).

Por fim, as Figuras 39, 40 e 41 ilustram os histogramas obtidos após a aplicação de 50.000 curtos-circuitos de todos os tipos, obedecendo as distribuições de probabilidade aplicadas. A Figura 40 traz ainda uma comparação entre os casos em que se considera a taxa de falhas λ , e considerando uma taxa de falha uniforme para todos os ramos do sistema.

4.4.5 Modelo proposto para os Geradores Distribuídos

Como descrito anteriormente, considerou-se a inserção de GDs conectados à rede via inversores. À vista disso, propõe-se neste trabalho uma metodologia para a modelagem e inclusão desse tipo de gerador ao sistema, diferente da empregada em Zhang *et al.* (1995), uma vez que

Figura 39 – Histograma dos tipos de faltas aplicados

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 40 – Histograma das barras em falta

Fonte: Elaborada pela autora.

considera-se que essas unidades geradoras apresentam limitação de corrente em situações de curto-circuito, conforme descrito no Capítulo 3. Para tanto, considerou-se que em regime transitório, os inversores limitam as correntes injetadas pelos GDs em 2 p.u. de suas correntes nominais, medidas no lado de alta do transformador de acoplamento, *i.e.*, do lado da rede.

Em geral, grande parte dos métodos de cálculo de curto-circuito empregam o modelo de fonte de tensão conectada em série com uma impedância, a qual limitará a corrente injetada pelo gerador. No entanto, a limitação da injeção de corrente do GD pelo inversor produz correntes de curto-circuito menores do que as estimadas utilizando o modelo de fonte de tensão (FARIA *et al.*, 2020). Diante disso, propõe-se neste trabalho que a limitação de corrente seja considerada para geradores conectados à rede via interface de eletrônica de potência. Para tanto, quando

Figura 41 – Histograma das resistências de falta empregadas nas faltas

Fonte: Elaborada pela autora.

a compensação de corrente é calculada através do método de compensação híbrida, proposto em [Zhang et al. \(1995\)](#), e as correntes nodais são atualizadas, verifica-se se a injeção de um GD conectado via inversor ultrapassa sua corrente máxima de 2 p.u.; caso o GD viole o limite imposto de injeção definido, há uma limitação também imposta ao GD no algoritmo proposto, fazendo com que a contribuição de corrente do GD não exceda o limite aplicado na prática, tornando a análise mais próxima de um cenário real.

Inicialmente, a corrente injetada por cada GD é limitada unicamente pela impedância interna do gerador e do transformador de acoplamento, como realizado em [Zhang et al. \(1995\)](#). Quando o GD conectado via inversor apresenta uma corrente de falta superior à corrente máxima determinada pelo seu inversor, neste trabalho considerada como 2 p.u., a corrente compensada é multiplicada por um fator, até que seja reduzida o suficiente para a injeção máxima definida. Após constatada a violação do gerador, este deve ter sua contribuição à corrente de falta cessada para valores superiores ao limite determinado, tendo sua contribuição fixada no valor máximo de 2 p.u. Assim, a matriz de sensibilidade é recalculada e os elementos das linhas e colunas referentes ao GD que teve seu limite de injeção de corrente excedido, são zerados. Ao desconsiderar a participação desse GD na montagem da matriz de sensibilidade, a variação de tensão de seus terminais também deve ser zerada, para que sua contribuição cesse por completo e permaneça no limite estipulado.

Para exemplificar a alteração proposta por meio da Equação 4.35, considera-se a presença de dois GDs no sistema, um conectado via inversor e, portanto, com contribuição de corrente de falta limitada, e outro sem limite de contribuição. A Equação 4.35 ilustra os elementos que permitem determinar a contribuição do GD e que devem ser zerados para que a contribuição deste não exceda seu limite. Na equação, ΔV_{GDx} representa a variação de tensão para o GD limitado; $Z_{GDx,GDy,SE}$ representa a impedância comum entre os geradores e a subestação; ΔJ_{GDy} a contribuição de corrente do GD não limitado, que será somada à corrente pré-falta deste;

$Z_{GDx,f,SE}$ representa a impedância entre o caminho compartilhado pelo GD limitado e pela falta até à subestação; ΔJ_f a injeção de corrente calculada para a falta; $Z_{GDx,SE}$, que representa as impedâncias existentes entre o caminho do GD limitado até à subestação; e por fim, ΔJ_{GDx} , que representa a contribuição de corrente do GD limitado, que também será somada à sua corrente pré-falta. Ressalta-se que o elemento $Z_{GDx,SE}$ permanece inalterado. Após realizar as considerações descritas, a corrente injetada pelo GD permanece em seu valor máximo de 2 p.u., como definido.

$$\Delta J_{GDx} = \frac{\Delta V_{GDx} - Z_{GDx,GDy,SE} \Delta J_{GDy} - Z_{GDx,f,SE} \Delta J_f}{Z_{GDx,SE}} \quad (4.35)$$

Após cessar a contribuição do GD que violou o limite, recalculam-se as novas correntes injetadas pelos demais GDs não limitados ou que não violaram seus limites, bem como a nova corrente injetada pela subestação. As tensões e correntes no sistema são atualizadas mediante uma iteração do fluxo por varredura, como realizado no método tradicional de compensação híbrida. Após atualizadas as tensões e correntes em todo o sistema, verifica-se se o GD violado permanece com corrente superior ao limite ou se mais algum GD controlado está violando seu limite. Se a resposta para uma das análises for positiva, as variações de tensão e injeções de corrente são recalculadas e atualizadas até que nenhum GD conectado via inversor exceda seu limite de contribuição à corrente de falta. O método proposto em [Zhang et al. \(1995\)](#) que até então era executado uma única vez para o cálculo das correntes de falta, passa a ser iterativo. O fluxograma da Figura 42 ilustra as alterações propostas para o algoritmo de compensação híbrida.

4.4.5.1 Modelo convencional dos geradores

Para os geradores síncronos, os quais não têm suas contribuições às correntes de falta limitados por conversores, empregou-se os modelos já utilizados na literatura, como em [Trujillo \(2017\)](#) e [Bracale et al. \(2012\)](#). Os parâmetros para a máquina de indução empregada no DFIG foram modelados conforme descrito em [Bracale et al. \(2012\)](#). Para o gerador FV empregado, considerou-se apenas a impedância de conexão do transformador de acoplamento que conecta o GD à rede. Ressalta-se que as impedâncias dos geradores são referidas ao nível de tensão da rede, onde considera-se a ocorrência das faltas, e que as impedâncias dos transformadores de acoplamento empregados também são referidas ao nível de tensão da falta ([TRUJILLO, 2017](#)).

Para o gerador síncrono, uma vez que o período transitório foi definido para a análise apresentada, os parâmetros da máquina foram definidos também para esse período. Portanto, a impedância transitória da máquina síncrona foi obtida como na Equação 4.36. Sendo R_G a resistência da máquina e X'_d sua reatância transitória.

$$Z_{GS} = R_G + jX'_d \quad (4.36)$$

Figura 42 – Fluxograma da alteração proposta para o método de compensação híbrida

Fonte: Elaborada pela autora.

Para a máquina assíncrona com rotor bobinado empregada no DFIG, a Equação 4.37 apresenta o cálculo da impedância utilizada. Sendo R_G a resistência da máquina e X_G sua reatância. A reatância da máquina é calculada de acordo com a Equação 4.38. Sendo I_{rM} a corrente nominal, I_{LR} a corrente de rotor bloqueado, v_{rM} a tensão nominal da máquina, e S_{rM} a potência nominal da máquina.

$$Z_{GI} = R_G + jX_G \quad (4.37)$$

$$X_G = \frac{\left(\frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \frac{v_{rM}^2}{S_{rM}} \right)}{\sqrt{1+k^2}}, \quad \text{com } k = \frac{R_G}{X_G} \quad (4.38)$$

4.4.6 Critério de convergência da Simulação de Monte Carlo

Diferentes critérios de convergência podem ser aplicados para a simulação de Monte Carlo. No entanto, um dos critérios mais comumente empregados, consiste em uma elevada quantidade de iterações da simulação. Tal critério baseia-se em um teorema fundamental da teoria de probabilidade, denominado de Lei dos Grandes Números (ROSS, 2011). A Lei dos Grandes Números enuncia, de maneira simplificada, que quanto maior o número de repetições de um experimento, mais o resultado se aproxima do valor esperado. No entanto, o uso do critério de convergência baseado na quantidade de iterações pode levar a um esforço computacional elevado, que muitas vezes pode ser aquém da quantidade necessária.

Em Barbosa *et al.* (2020), os autores propõem a utilização de uma janela-deslizante para testar a convergência da simulação. Para tanto, a janela é ajustada para avaliar 30 cenários, considerando uma margem de tolerância centrada no último valor simulado. Para casos em que poucas iterações da SMC resultam em sua convergência, essa abordagem apresenta um esforço computacional bastante reduzido e satisfatório. No entanto, para casos em que há a necessidade de um grande número de simulações para que o resultado convirja, outros métodos de convergência tornam-se mais atrativos.

Em Mamede (2004), o autor utiliza como critério de convergência uma quantidade elevada de iterações multiplicada pelo comprimento do alimentador do sistema utilizado. No entanto, essa abordagem também leva a um alto esforço computacional, dependendo do comprimento do alimentador considerado. O alto esforço computacional pode ser verificado também em Oliveira (2015). A autora propõe o uso da distância euclidiana entre os histogramas obtidos para definir o número máximo de iterações. Para tanto, calculam-se as distâncias euclidianas para histogramas com diferentes números de amostras. Conforme o número de simulações aumenta, a distância diminui e tende a zero, indicando que novos aumentos no número de simulações não provocarão diferenças significativas no parâmetro avaliado. Com base no sistema analisado no trabalho e de acordo com a distância euclidiana, a autora conclui serem necessárias 500.000 iterações da SMC para que os resultados das correntes de falta sejam confiáveis. Esse número elevado de simulações resultou na necessidade de processamento paralelo do código.

Neste contexto, propôs-se como critério de convergência da SMC também um número máximo de iterações, porém, considerando critérios estatísticos para determinar a amostragem necessária para uma adequada representação das correntes de falta estimadas.

4.4.6.1 Critério de convergência proposto

Para averiguação da suficiência de tamanho amostral foram aplicados um teste de comparação de distribuições e *bootstrapping*. O método de *bootstrapping* é utilizado para estimar a distribuição de amostragem e consiste na reamostragem da população original. Assim, amostras da população são retiradas e avaliadas, simulando o perfil da população original (DAVISON;

HINKLEY, 1997).

Para a aplicação do teste *bootstrapping*, partiu-se de um total de 50.000 iterações. Deste conjunto inicial foram extraídas, com reposição, duas amostras independentes. As duas amostras foram comparadas por meio de teste biamostrai de Kolmogorov-Smirnov (CONOVER, 1971), para averiguação de igualdade de distribuições. Este processo foi repetido por 30 vezes, com reposição a cada novo par e, também, para cada ramo do sistema. Foi realizada uma média dos p-valores resultados dos testes. O tamanho das amostras contidas nos pares foi elevado progressivamente de 1.000 simulações até 49.000 simulações, tendo sempre a primeira amostra 1.000 observações a menos que a segunda. Os gráficos das Figuras 43, 44(a) e 44(b) apresentam os p-valores médios em cada cenário, respectivamente, sem geração distribuída (136 ramos), no caso de presença de 3 unidades de geração distribuída (139 ramos) e 5 unidades de geração distribuída (141 ramos). Cada linha representa um ramo do sistema.

Figura 43 – P-valores médios de bootstrap com 30 testes (KS biamostrai) para simulações sem geração distribuída

Fonte: Elaborada pela autora.

Pode-se observar nos três casos que, mesmo com conjuntos de tamanho menor, como os envolvendo amostras de 1.000 e 2.000 observações, o p-valor médio não indica rejeição da hipótese nula (considerando $\alpha = 0,05$), ou seja, não é possível afirmar que as distribuições destes conjuntos de dados são diferentes entre si. Com o aumento dos tamanhos amostrais, a evidência baseada no p-valor fica mais significativa, considerando-se a sua magnitude. Pode-se observar, portanto, que valores acima de 0,99 são obtidos com pares de tamanho maior que 44.000. Portanto, esta análise mostra que mesmo distribuições amostradas em menor tamanho junto ao conjunto completo já seriam suficientes para representar todos os cenários de simulações, uma vez que existe convergência da distribuição de probabilidade para todos os valores de correntes calculados em todos os ramos. Ressalta-se que alguns dos ramos demonstraram p-valores altos mesmo com pares menores, pois nestes casos em específico, não há presença de valores distintos de corrente.

Fundamentando-se nesta análise, manteve-se a quantidade de iterações em de 50.000, dado que essa quantidade é maior do que a de conjuntos que obtiveram p-valores médios acima

Figura 44 – P-valores médios de bootstrap com 30 testes (KS biamostrai)

(a) Com 3 unidades de GD

(b) Com 5 unidades de GD

Fonte: Elaborada pela autora.

de 0,99 - acima de 44.000 - quando comparados a amostras menores, corroborando a quantidade de iterações empregadas.

A fim de verificar a efetividade do critério de convergência empregado neste trabalho, realizaram-se simulações considerando três cenários, mediante a inserção de um GD eólico na barra 88 do sistema-teste empregado, como realizado na subseção 4.4.2. Os cenários compreendem 50.000 iterações da SMC, 100.000 iterações e 500.000 iterações. O tempo aproximado para simular cada cenário totalizou 15 minutos para 50.000 iterações, 30 minutos para 100.000 iterações e 150 minutos para 500.000 iterações, ressaltando a importância de um critério de convergência adequado, a fim de evitar um esforço computacional elevado.

A Figura 45 ilustra a comparação dos histogramas obtidos para o Ramo 1 do sistema e as respectivas curvas de distribuição acumulada para os três cenários de faltas considerados. A partir da Figura 45, pode-se observar as FDAs para os três casos de simulações, destacando-se que as correntes permanecem abaixo de 1550 A, mesmo para os casos em que há o dobro de faltas aplicadas e mais ainda, mesmo no cenário em que há 500.00 eventos de curto-circuito,

Figura 45 – Avaliação do critério de convergência

Fonte: Elaborada pela autora.

ratificando que o número de iterações considerado de 50.000 é suficiente para representar o estudo de curto-circuito no sistema considerado. Ressalta-se, no entanto, que para diferentes sistemas, o número de iterações necessárias pode ser maior ou menor que o estipulado nesta pesquisa, uma vez que o caso analisado considerou o sistema-teste de 135 barras e a conexão simultânea de até 5 geradores.

4.5 Resultados e análises

4.5.1 Obtenção das Funções Densidade de Probabilidade

Implementando-se as rotinas descritas no fluxograma da metodologia proposta na Figura 20, e considerando o cenário com 50.000 casos de falta aplicados no sistema-teste, os histogramas das correntes de falta foram obtidos. As correntes foram calculadas tanto para as barras do sistema em falta quanto para os ramos. Inicialmente, os geradores distribuídos não foram incluídos para que o impacto causado nos níveis de corrente pudessem ser observados, conforme descrito anteriormente.

Como descrito em capítulos anteriores, uma das principais aplicações práticas que necessita dos valores das correntes que fluem no sistema durante uma falta, é o dimensionamento e coordenação dos dispositivos de proteção da rede. Nesse contexto, torna-se necessário o conhecimento acerca dos valores das correntes que fluem nos ramos do sistema durante a ocorrência de curtos-circuitos. Os valores apresentados a seguir para as correntes medidas utilizando o algoritmo proposto referem-se às correntes que fluem em cada ramo do sistema para todos os casos de falta aplicados. Para as análises realizadas, os casos foram gerados aleatoriamente de acordo com a SMC, variando-se a resistências de falta, o tipo de falta, local da falta e as variáveis de geração e demanda no sistema-teste.

O histograma das correntes em cada ramo do sistema considera as correntes obtidas para cada tipo de falta aplicada aleatoriamente no sistema. Isso pode ser melhor compreendido visualizando-se os histogramas para os tipos de faltas aplicadas no sistema. Os histogramas das Figuras 46(a), 46(b) representam os casos de faltas monofásica e bifásica, respectivamente, para o ramo da subestação - Ramo 1. Para faltas bifásica-terra e trifásica, os histogramas estão ilustrados nas Figuras 47(a) e 47(b), respectivamente, também para o ramo da subestação.

Figura 46 – Histograma para o Ramo 1 considerando faltas monofásicas e bifásicas

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 47 – Histograma para o Ramo 1 considerando faltas bifásicas-terra e trifásicas

Fonte: Elaborada pela autora.

O conjunto dos histogramas obtidos para cada tipo de falta resulta e aproxima-se do histograma obtido para todos os tipos de falta aplicados simultaneamente, como pode-se observar na Figura 48. Portanto, os níveis de corrente de curto-circuito estimados dependem diretamente do tipo de falta aplicado, e das demais variáveis aleatórias inseridas, como a barra em falta, resistência de falta e também das condições pré-falta do sistema, obtidas por meio do fluxo de

carga, considerando a variação de demanda e geração. Destaca-se também que as frequências de ocorrência para cada tipo de falta aplicada estão de acordo com as porcentagens empregadas. Adicionalmente, pode-se verificar na Figura 48 que a falta trifásica apresenta os maiores valores de corrente. Salienta-se que as variáveis aleatórias implicam em diferentes cenários de correntes medidas.

Figura 48 – Histograma para o Ramo 1 considerando cada tipo de falta

Fonte: Elaborada pela autora.

Ainda, para uma melhor compreensão e análise dos resultados obtidos por meio da metodologia proposta, as Figuras 49(a) e 49(b) ilustram as FDPs para as correntes de falta que fluem nos Ramos 4 e 11 do sistema, ao passo que as Figuras 50(a) e 50(b) ilustram as FDPs para as correntes de falta que fluem nos Ramos 74 e 135 do sistema, respectivamente.

Figura 49 – Histograma para os Ramos 4 e 11 do sistema, sem inserção de GD

(a) Ramo 4

(b) Ramo 11

Fonte: Elaborada pela autora.

Pode-se observar a partir dos histogramas que, para o Ramo 11, as correntes com maiores valores ocorreram em maiores frequências, por se tratar de um ramo próximo à subestação e inserido no alimentador principal do sistema. Portanto, apresenta maiores níveis de curto-circuito.

Figura 50 – Histograma para os Ramos 74 e 135 do sistema, sem inserção de GD

Fonte: Elaborada pela autora.

Além disso, por localizar-se no alimentador principal, esse ramo é sensibilizado por diversas faltas que ocorrem na rede, ou seja, qualquer falta que ocorra à jusante resultará em correntes de falta fluindo por ele. A partir da Figura 49(a), observa-se que para o Ramo 4, que é um ramal lateral, e portanto não faz parte do alimentador principal, as correntes apresentam baixa frequência de ocorrência e também menores magnitudes. Verifica-se também que para os Ramos 74 e 135, as correntes com menores valores apresentam maiores frequências, por se localizarem mais distantes da subestação.

4.5.2 Impacto da geração distribuída no curto-circuito probabilístico

Como discutido em capítulos anteriores, a inserção de GD tem impactos significativos nos níveis de curto-circuito do sistema. Assim, nesta análise, os geradores distribuídos descritos na Tabela 11 são conectados ao sistema, como representado na Figura 26 e Figura 27, conforme os cenários 1 e 2. A potência injetada por cada GD eólico no momento anterior às faltas foi variada de acordo com a curva de vento definida na subseção 4.4.3, ao passo que a potência injetada pelo GD fotovoltaico foi variada de acordo com a curva de irradiação solar, também descrita na subseção 4.4.3. Novamente, 50.000 casos de falta foram aplicados em todas as barras do sistema. Os histogramas das potências fornecidas pelo gerador eólico e fotovoltaico podem ser observados nas Figuras 51(a) e 51(b), respectivamente, considerando o gerador eólico de 1 MVA e do gerador fotovoltaico de 0,5 MVA.

□ Cenário 1) Análises e resultados

Para ilustrar os resultados, as Figuras 52(a) e 52(b) descrevem as FDPs das correntes de falta considerando a inserção dos GDs eólicos não limitados para os Ramos 1 e 4, respectivamente. Pode-se verificar que para o Ramo 4, as frequências de ocorrência das correntes diminuíram,

Figura 51 – Histograma da potência gerada pelos geradores intermitentes

Fonte: Elaborada pela autora.

quando comparadas às correntes estimadas sem a presença de GD no sistema. Ainda, na presença do GD, 95% das correntes que fluem nesse ramo estão abaixo de 1941,6 A, ao passo que sem a presença de GD na rede, 95% das correntes estimadas estavam abaixo de 1550 A. As Figuras 53(a), 53(b) e 53(c) descrevem as FDPs das correntes de falta que fluem nos Ramos 11, 74 e 135, também considerando a inserção dos GDs eólicos não limitados. Para o Ramo 11, houve uma redução na magnitude das correntes medidas no ramo, quando comparadas ao caso sem GD. Para o caso sem GD, 95% das correntes fluindo no ramo estavam abaixo de 1410,6 A, ao passo que na presença dos geradores, 95% das correntes fluindo no ramo reduziram para 1345 A, devido à redução da frequência de ocorrência de correntes de falta maiores na presença de GD no sistema. O que era esperado, uma vez que este ramo está próximo à subestação e no alimentador principal e a contribuição da subestação tende a reduzir quando há inserção de GD na rede. Pode-se verificar ainda que para as barras mais próximas aos GDs, o comportamento inverso ocorre, nas quais as correntes com valores mais elevados apresentam elevação na frequência de ocorrência. Para o Ramo 74, as correntes com maiores valores apresentaram maiores frequências na presença de GD, e tiveram sua magnitude aumentada. Em 95% dos casos, as correntes fluindo foram estimadas até 1565,3 A, ao passo que sem a presença GD, as correntes ficavam abaixo de 1220 A. Para o Ramo 135, as aumentaram em magnitude e reduziram em frequência, quando comparado ao caso sem GD. A magnitude das correntes fluindo nesse ramo aumentou de 1169 A para 1400 A.

Para uma melhor visualização da contribuição da GD para os níveis de curto-circuito do sistema, as Figuras 54(a) e 54(b) ilustram a comparação das FDPs obtidas para ambas as situações - com e sem inserção de GD no sistema - para o ramo da subestação e para um ramo relativamente distante tanto da subestação quanto dos geradores.

A partir das figuras em que a comparação é visualizada, corroboram-se as análises

Figura 52 – FDP para os Ramos 1 e 4, com GD inserida no sistema

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 53 – FDP para os Ramos 11, 74 e 135, com GD inserida no sistema

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 54 – Comparação dos histogramas dos Ramos 1 e 74, com GD inserida no sistema e sem a presença de GD

Fonte: Elaborada pela autora.

descritas anteriormente no Capítulo 3 e na subseção 4.5.2. Para o Ramo 1, da subestação, as correntes com maiores valores reduzem consideravelmente, uma vez que a contribuição da subestação diminui. Já para o Ramo 74, as correntes com maiores valores aparecem mais frequentemente.

A FDA para o ramo da subestação, Ramo 1, e para o Ramo 135, um ramo distante da subestação, estão ilustradas nas Figuras 55(a) e 55(b), sem a inserção de GD, e nas Figuras 56(a) e 56(b) considerando a inserção de GD no sistema, respectivamente. Analisando-se a FDA para estes ramos sem a inserção de GD, verifica-se que para o Ramo 1, há uma probabilidade de 95% de ocorrerem faltas com correntes menores que 1590 A, ao passo que há uma probabilidade de 95% das correntes de falta que fluem pelo Ramo 135 serem menores 1169 A, como descrito anteriormente. Já na presença de GD, há uma probabilidade de 95% das correntes de falta que fluem pelo Ramo 1 serem menores que 1494,6 A, e menores que 1400 A para o Ramo 135. Enfatiza-se novamente a redução das maiores correntes estimadas no Ramo 1 e aumento das maiores correntes estimadas no Ramo 135, na presença de geração distribuída, corroborando os estudos apresentados.

Destaca-se ainda que em uma análise envolvendo custo x benefício no dimensionamento e alocação de dispositivos de proteção, o conhecimento das FDPs e das FDAs das correntes de falta que fluem pelos ramos torna-se essencial, uma vez que ela permite determinar os valores das correntes que fluem pelos ramos do sistema com um intervalo de confiança de, por exemplo, 95%. Diante disso, haveria a possibilidade de se dimensionarem ou ajustarem dispositivos considerando correntes de falta de acordo com o cenário analisado, com correntes menos elevadas, mantendo-se um intervalo de confiança satisfatório. Portanto, esse tipo de análise permite o dimensionamento e ajuste dos dispositivos de proteção considerando um cenário mais próximo ao real e que possivelmente reduziria as restrições operativas impostas pelos níveis de curto-circuito, o que permitiria também uma redução de custos no planejamento

Figura 55 – FDP e FDA para os Ramos 1 e 135, sem inserção de GD

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 56 – FDP e FDA para os Ramos 1 e 135 mediante a inserção de GDs não limitados

Fonte: Elaborada pela autora.

do sistema.

□ Cenário 2) Análises e resultados

A Figura 57 apresenta o histograma de correntes no Ramo 1, ramo da subestação, estimadas considerando a inserção dos geradores eólicos no sistema, compostos de geradores síncronos e DFIG. Pode-se verificar, a partir da figura, comportamento semelhante ao apresentado na Figura 54(a), em que há um aumento das frequências de correntes com menores magnitudes no sistema após a inserção dos GDs.

Pode-se verificar também, a partir das FDPs das correntes de falta, que à medida que os GDs são inseridos no sistema, a contribuição dos geradores não limitados apresenta redução, uma vez que os demais GDs também contribuem para a corrente de falta e não mais há a injeção

Figura 57 – FDP para o Ramo 1 com a conexão de todos os geradores eólicos no sistema

Fonte: Elaborada pela autora.

total de corrente do gerador em questão. Fato este que pode ser verificado na Figura 58, quando há a inserção de dois outros aerogeradores, um composto por GS e outro composto por DFIG.

Figura 58 – FDP para o Ramo 136 com a inserção de mais de um GD no sistema

Fonte: Elaborada pela autora.

Mediante a conexão do gerador fotovoltaico à rede, a mesma passou a operar com dois geradores não limitados e dois geradores limitados por seus inversores. As Figuras 59(a) e 59(b), e 60(a) e 60(b) ilustram os histogramas para os ramos em que os geradores estão conectados, ratificando as contribuições de cada GD para as correntes de falta do sistema. Do exposto, pode-se verificar a limitação dos GDs conectados à rede via inversor, como proposto na literatura e na modelagem empregada. Assim, a partir das Figuras 60(a) e 60(b), pode-se observar que as correntes máximas injetadas por essas unidades geradores permaneceram limitadas em aproximadamente 42 A, ou seja, 2 p.u. das correntes nominais desses geradores, uma vez que ambos apresentavam mesma potência nominal. Por outro lado, os GDs síncronos, que foram considerados não limitados, apresentam contribuições variáveis para as correntes de falta, como

esperado.

Figura 59 – Histogramas das correntes medidas nos ramos dos GDs síncronos

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 60 – Histogramas das correntes medidas nos ramos dos GDs limitados

Fonte: Elaborada pela autora.

Adicionalmente, as Figuras 61(a), 61(b) e 61(c) ilustram os histogramas para as correntes fluindo nos Ramos 4, 11 e 135 do sistema com a presença de todos os tipos de geradores, ainda conforme o cenário 2. Para o Ramo 135 na presença de todos os geradores do cenário 2, há uma probabilidade de 95% das correntes estimadas estarem abaixo de 1516 A. Esse valor é um pouco mais elevado do que as correntes medidas para esse mesmo ramo no cenário 1, com uma probabilidade de 95% das correntes estarem abaixo de 1400 A. No entanto, isso pode ser explicado pelo local em que os GSs estão instalados no cenário 2, uma vez que estão mais próximos desse ramo, e portanto, podem estar contribuindo para o aumento de correntes fluindo por ele. Para o Ramo 11, há uma probabilidade de 95% das correntes estimadas apresentarem valores de até 1394 A. Novamente, as correntes observadas apresentam valores menores que o

caso sem GD, uma vez que esse ramo se localiza próximo à subestação. Já para o Ramo 4, 95% das correntes estimadas estão abaixo de 1810 A, com comportamento semelhante ao caso descrito no cenário 1. Reitera-se que os GDs estocásticos tiveram suas contribuições limitadas em 2 p.u., ao passo que os GDs despacháveis contribuíram com valores de até, aproximadamente, cinco vezes seu valor nominal de corrente, corroborando as análises apresentadas neste trabalho e a eficácia tanto computacional quanto analítica da metodologia proposta. É importante destacar que as diferentes contribuições dos GDs apresentadas nas Figuras, dependem de todas as variáveis aleatórias associadas ao estudo de curto-circuito, bem como do local em que cada GD está instalado no sistema, uma vez que ocorrem faltas à montante e à jusante dos geradores.

Figura 61 – FDP para os Ramos 4, 11 e 135, com a inserção de mais de um tipo de GD no sistema

Fonte: Elaborada pela autora.

4.6 Considerações finais do capítulo

A abordagem probabilística do cálculo das correntes de curto-circuito é uma ferramenta importante para a obtenção de resultados mais próximos à realidade do sistema no momento da falta, possibilitando que o sobredimensionamento e elevação dos custos do planejamento das

redes de distribuição sejam minimizados. Sendo assim, este capítulo apresentou a definição da metodologia proposta neste trabalho e implementação desta em um sistema-teste de distribuição real, composto por 135 barras. Para os estudos apresentados, considerou-se a inserção de quatro geradores no sistema, sendo dois conectados à rede via inversor. Foram considerados 50.000 casos de curto-circuito aplicados na rede, considerando a aleatoriedade proveniente da geração distribuída, variação das cargas, e parâmetros da falta como tipo, local e resistência de curto-circuito. As análises realizadas permitiram verificar as Funções Densidade de Probabilidade das correntes de falta obtidas para diferentes ramos do sistema, considerando diferentes tipos de curto-circuito aplicados na rede. Os resultados permitiram verificar a importância do conhecimento da probabilidade de ocorrência de maiores valores das correntes de falta e influência da geração distribuída nos valores dessas correntes, uma vez que as análises apresentadas poderiam se estender para análises de manutenção e operação de dispositivos, custo de investimentos, ajuste e dimensionamento de dispositivos de proteção, dentre outras possibilidades.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A interrupção no fornecimento de energia provocada por curtos-circuitos pode culminar em prejuízos para os consumidores e para as concessionárias de energia. Por esses motivos, existem na literatura uma gama extensa de pesquisas relacionadas a métodos que buscam determinar as correntes de falta, visando o emprego dessas correntes no dimensionamento e ajuste de equipamentos da rede, como elementos do sistema de proteção, procurando minimizar os prejuízos causados por esses distúrbios do sistema. Dentre os diferentes métodos existentes, encontram-se metodologias analíticas, simulações em softwares e metodologias probabilísticas. Estas últimas, embora muitas vezes demandem maior esforço computacional em relação às metodologias analíticas, são uma importante ferramenta para garantir que todas as incertezas associadas ao problema de curto-circuito sejam englobadas, e até mesmo a estocasticidade inerente à inserção de geração distribuída na rede seja incluída, considerando um cenário mais próximo ao real do sistema. Desta forma, o uso de metodologias probabilísticas permite uma possível redução de custos associados à manutenção de equipamentos da rede, adiamento em investimentos, e pode facilitar ajustes e coordenação do sistema de proteção. Ainda, tal abordagem considerando cenários mais realistas pode evitar que o sistema de proteção seja sobredimensionado, o que elevaria os custos de investimento da rede.

Nesse contexto, esta pesquisa buscou apresentar uma metodologia probabilística para o cálculo de curto-circuito, englobando uma metodologia analítica em componentes de fase, bastante abrangente na literatura. Além disso, buscou-se realizar um estudo acerca da influência das diferentes tecnologias empregadas na geração distribuída nos níveis de curto-circuito.

Para a avaliação dos impactos causados pela inserção de GD na rede, um sistema-teste foi avaliado, no qual quatro diferentes tecnologias empregadas em geradores distribuídos foram estudadas. Falta trifásica foi aplicada no sistema em uma barra próxima ao GD e os valores de corrente terminal e no ponto em falta foram medidos. Os resultados permitiram verificar a contribuição de cada tecnologia de GD para a corrente de falta. Adicionalmente,

foram verificadas as contribuições para a conexão simultânea das unidades geradoras utilizando o mesmo sistema-teste, no qual as mesmas tecnologias de GD foram inseridas. Novamente, aplicaram-se faltas trifásicas em barramentos próximos e distantes dos GDS e verificou-se o impacto resultante da inserção simultânea dos geradores nos níveis de curto-circuito do sistema. Como esperado, os níveis de curto-circuito se elevaram consideravelmente, corroborando os estudos apresentados na literatura.

A partir do conhecimento dos impactos causados nos níveis de curto-circuito pela inserção de GD, verificou-se que para geradores conectados diretamente à rede, as contribuições de corrente de curto-circuito se mostraram bastante significativas para máquinas síncronas e pouco significativas para máquinas assíncronas, quando ocorre sua desmagnetização, para períodos posteriores a alguns ciclos do início da falta. Ao passo que para geradores conectados à rede por meio de interface de eletrônica de potência, a contribuição à corrente de falta desses GDs é limitada pelo controle de seus conversores, em valores da ordem de 2 p.u. de suas correntes nominais.

Conhecidas as contribuições de cada tecnologia de GD às correntes de falta, buscou-se avaliar os impactos causados pela inserção desses geradores no problema de curto-circuito probabilístico. Para tanto, as condições pré-falta do sistema foram variadas, mediante a consideração da intermitência de geradores eólicos e fotovoltaico conectados à rede analisada, e da variação da carga. Além desses parâmetros, os tipos de falta, locais e resistências de falta também foram considerados como variáveis aleatórias do problema. Para a modelagem dos geradores com interface de eletrônica de potência, propôs-se uma alteração na metodologia de compensação híbrida para considerar a limitação de corrente imposta por esses geradores durante a falta. Para a obtenção das Funções Densidade de Probabilidade das correntes de falta, aplicou-se a Simulação de Monte Carlo, por se tratar de uma técnica eficiente e robusta. O critério de convergência adotado para a simulação foi definido considerando um limite máximo de iterações, o que pode acarretar em um esforço computacional elevado e um número de iterações maior que o necessário para caracterizar o problema. Para solucionar esses problemas, foi proposta a definição do limite de iterações baseada em testes estatísticos, os quais foram aplicados considerando a inserção de GD no sistema analisado. Com a aplicação dos testes para averiguação do tamanho amostral, foi possível verificar que 50.000 iterações da Simulação de Monte Carlo seriam suficientes para a obtenção de resultados precisos. Portanto, foram aplicadas 50.000 situações de falta no sistema, de acordo com cada distribuição de probabilidade associada aos parâmetros estocásticos. As correntes foram medidas em todos os ramos do sistema para as diferentes faltas aplicadas, verificando-se correntes maiores nos ramos próximos à subestação e correntes menores para os ramos mais distantes. Foi possível verificar também que para os ramos próximos aos geradores distribuídos conectados, as correntes de falta também apresentaram elevações em relação às medições sem a inserção de GD na rede. Os resultados apresentados também permitiram verificar a contribuição dos geradores limitados por conversores.

O conhecimento das funções densidade de probabilidade e distribuição acumulada permitiram verificar as correntes máximas que poderiam ocorrer para cada ramo do sistema, com uma probabilidade de 95%, ou seja, um intervalo de confiança considerável, o que permitira às concessionárias de energia fazerem estudos de dimensionamento e ajuste dos equipamentos de proteção considerando um cenário mais próximo do real no instante da falta para o sistema. Portanto, ressalta-se que o estudo apresentado contribui para a avaliação de cenários mais realistas durante a ocorrência de eventos de falta em sistemas elétricos, considerando o cenário elétrico atual mediante a inserção de diferentes tecnologias de GDs na rede e a contribuição de cada tipo de gerador. Tal análise permite avaliar possíveis reduções de custos de investimentos e melhores projetos do sistema de proteção com um intervalo de confiança para os valores das correntes de curto-circuito.

5.1 Trabalhos Futuros

Para a continuidade e aprimoramento da pesquisa, sugere-se:

- ☐ Considerar dados reais para outros parâmetros da rede, permitindo uma análise mais aprofundada das distribuições consideradas e parâmetros considerados para as distribuições de probabilidade empregadas;
- ☐ Considerar a inserção de outras tecnologias de GDs no sistema, bem como a inserção de Sistemas Armazenadores de Energia, mediante um estudo de sua influência e contribuições às correntes de curto-circuito;
- ☐ Verificar a influência dos modos de conexão do transformador de acoplamento nas correntes de curto-circuito calculadas;
- ☐ Alterar o modo de controle empregado dos geradores e verificar a influência do modo de controle de tensão constante ou potência constante;
- ☐ Verificar o afundamento de tensão mediante uma análise probabilística;
- ☐ Verificar a capacidade *Fault Ride-Through* mediante uma análise probabilística considerando a influência dos diferentes tipos de GDs;
- ☐ Aplicar alterações topológicas na rede e verificar a influência nas correntes de falta;
- ☐ Considerar a ocorrência de ilhamento no sistema e verificar a influência nas correntes estimada;
- ☐ Avaliar os indicadores de confiabilidade da rede mediante a ocorrência das faltas e inserção de GD.

5.2 Publicações

Ressalta-se ainda que esta pesquisa de mestrado resultou nas seguintes publicações destacadas a seguir:

- ❑ MARTINS, D. B.; FARIA, W. R.; JÚNIOR, B. R. P.. *Probabilistic short-circuit analysis: a new approach integrating intermittent power injection*. In: IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2020, Montreal.
- ❑ MARTINS, D. B.; VIEIRA JÚNIOR, J. C. M.; JÚNIOR, B. R. P.. *Investigation of the Impacts of a Multiple-DG Microgrid on the Short-Circuit Levels of a Distribution System*. In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2019, Gramado.
- ❑ MARTINS, D. B.; ARDUINI, F. A.; JÚNIOR, B. R. P.. *Impact of Distributed Generation on short-circuit levels considering different types of distributed generators*. In: VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE), 2019, São Caetano do Sul.

E nas colaborações dos seguintes trabalhos:

- ❑ FARIA, W. R.; MARTINS, D. B.; NAMETALA, C. A. L.; JÚNIOR, B. R. P.. *Protection system planning for distribution networks: A probabilistic approach*. ELECTRIC POWER SYSTEMS RESEARCH, v. 189, p. 106612, 2020.
- ❑ ARDUINI, F. A.; MARTINS, D. B. ; JÚNIOR, B. R. P.; ASADA, E. N.. *BESS support to DFIG-based wind turbines connected to medium-voltage distribution networks*. In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Latin America, 2019, Gramado.

REFERÊNCIAS

ABDEL-AKHER, M.; NOR, K. M. Fault analysis of multiphase distribution systems using symmetrical components. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 4, p. 2931–2939, Oct 2010. ISSN 0885-8977. Citado na página 14.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**, Revisão 10. Brasília, 2018. 88 p. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 36.

ANDERS, M. L. **Análise transitória de faltas em geradores síncronos no contexto da energia eólica**. Dissertação (Mestrado), 2018. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 62.

ANSI/IEEE-C37.010. IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers gt; 1000 Vac Rated on a Symmetrical Current Basis. **IEEE Std C37.010-2016 (Revision of IEEE Std C37.010-1999)**, p. 1–123, April 2016. Citado na página 16.

ARDUINI, F. R.; MENDONÇA, M. V. B.; MOURA, F. A. M.; REZENDE, P. H. O.; ALBERTINI, M. R. M. C.; ARNALDO, J. P. R. A comparative analysis of different control strategies applied to dfig-based power systems. In: **2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6. Citado na página 28.

ATLAS Eólico do Estado de São Paulo. 2012. Acessado em 10 Outubro 2019. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_SP.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 66.

BALOUKTSIS, A.; TSANAKAS, D.; VACHTSEVANOS, G. Probabilistic short-circuit analysis by monte carlo simulations and analytical methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 1, n. 3, p. 135–140, Aug 1986. ISSN 0885-8950. Citado na página 18.

BARAN, M. E.; EL-MARKABY, I. Fault analysis on distribution feeders with distributed generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 1757–1764, November 2005. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.

BARBOSA, T.; ANDRADE, J.; TORQUATO, R.; FREITAS, W.; TRINDADE, F. C. L. Use of ev hosting capacity for management of low-voltage distribution systems. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 14, n. 13, p. 2620–2629, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 80.

BONELLI, A. F. **Modelagem e simulação de unidade eólica para estudos de indicadores de qualidade da energia elétrica**. Dissertação (Mestrado), 2010. Citado na página 65.

BORDALO, U. A.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. G. D. A new methodology for probabilistic short-circuit evaluation with applications in power quality analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 474–479, May 2006. ISSN 0885-8950. Citado 7 vezes nas páginas 2, 3, 18, 19, 21, 70 e 71.

BORGHETTI, A.; CALDON, R.; GUERRIERI, S.; ROSSETTO, F. Dispersed generators interfaced with distribution systems: dynamic response to faults and perturbations. In: **2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings**, [S.l.: s.n.], 2003. v. 2, p. 6 pp. Vol.2—. Citado na página 24.

BOUTSIKA, T. N.; PAPATHANASSIOU, S. A. Short-circuit calculations in networks with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 7, p. 1181 – 1191, 2008. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779607002131>>. Citado na página 16.

BRACALE, A.; CARAMIA, P.; FAZIO, A. R. D.; PROTO, D. Probabilistic short circuit analysis in electric power distribution systems including distributed generation. In: **8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012)**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6. Citado 12 vezes nas páginas 2, 3, 17, 18, 19, 20, 21, 43, 44, 70, 72 e 78.

BRAVO, R. J.; YINGER, R.; ROBLES, S. Three phase solar photovoltaic inverter testing. In: **2013 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5. ISSN 1932-5517. Citado na página 16.

BROWN, R. E. **Electric power distribution reliability**. [S.l.]: CRC press, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 10.

CABRAL, J. R. **Análise numérica de curto-circuito utilizando componentes simétricas e componentes de fases para obter índices de afundamentos de tensão**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Porto Alegre, Brasil, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 3, 13 e 14.

CALADO, D. E. D. **Representação de curto-circuito probabilístico na avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, Brasil, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 19, 72, 73 e 75.

CAMPITELLI, E. M. **Análise e estudo para alocação e ajustes de dispositivos de proteção em redes de média tensão de energia elétrica com geração distribuída**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, 2007. Citado na página 14.

CARPINELLI, G.; CELLI, G.; PILO, F.; RUSSO, A. Embedded generation planning under uncertainty including power quality issues. **European transactions on electrical power**, Wiley Online Library, v. 13, n. 6, p. 381–389, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 68.

CARPINELLI, G.; PROTO, D.; PERNA, C. D.; VARILONE, P.; VERDE, P. Probabilistic short-circuit analysis in unbalanced three-phase power systems. In: **2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**. [S.l.: s.n.], 2004. p. 807–812. Citado 7 vezes nas páginas 2, 3, 18, 19, 21, 43 e 72.

CASTELLANOS, F.; DILLAH, R. Short circuit analysis in the phase domain for distribution networks. In: **2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6. Citado na página 15.

CHEN, T.; CHEN, M.; LEE, W.; KOTAS, P.; OLINDA, P. V. Distribution system short circuit analysis—a rigid approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 444–450, Feb 1992. ISSN 0885-8950. Citado na página 15.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 671–679, May 1995. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 52.

CONCEIÇÃO, K. P. da. **Uma nova metodologia para o desenvolvimento de projetos de proteção de redes ativas de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, 2018. Citado 9 vezes nas páginas 13, 15, 49, 50, 51, 54, 56, 71 e 123.

CONOVER, W. **Practical nonparametric statistics**. [S.l.]: John Wiley Sons, 1971. Citado 2 vezes nas páginas 68 e 81.

CUNHA, L.; GOEKING, W. **Painel de Mercado – Apagão**. O Setor Elétrico, 2009. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/painel-de-mercado-apagao/>>. Citado na página 6.

DAVISON, A. C.; HINKLEY, D. V. **Bootstrap methods and their application**. [S.l.]: Cambridge university press, 1997. Citado na página 81.

EL-KADY, M. A. Probabilistic short-circuit analysis by monte carlo simulations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 5, p. 1308–1316, May 1983. ISSN 0018-9510. Citado 3 vezes nas páginas 18, 44 e 45.

EL-KADY, M. A.; FORD, G. L. An advanced probabilistic short-circuit program. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 5, p. 1240–1248, May 1983. ISSN 0018-9510. Citado 3 vezes nas páginas 18, 19 e 44.

FARIA, W. R.; MARTINS, D. de B.; NAMETALA, C. A.; PEREIRA, B. R. Protection system planning for distribution networks: A probabilistic approach. **Electric Power Systems Research**, v. 189, p. 106612, 2020. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620304168>>. Citado na página 76.

FILHO, A. C.; MATZENAUER, R.; TRINDADE, J. K. da. Ajustes de funções de distribuição de probabilidade à radiação solar global no estado do rio grande do sul. **Pesquisa Agropecuária Brasileira**, v. 39, n. 12, p. 1157–1166, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 68.

FILOMENA, A. D.; RESENER, M.; SALIM, R. H.; BRETAS, A. S. Distribution systems fault analysis considering fault resistance estimation. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 33, n. 7, p. 1326 – 1335, 2011. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061511001190>>. Citado 4 vezes nas páginas 2, 15, 18 e 54.

FOLHA de Dados do Painel Solar - O Que Você Precisa saber. 2020. Acessado em 10 Outubro 2019. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/folha-de-dados-do-painel-solar---o-que-voce-precisa-saber.html>>. Citado na página 68.

FORD, G.; SENGUPTA, S. Analytical methods for probabilistic short-circuit studies. **Electric Power Systems Research**, v. 5, n. 1, p. 13 – 20, 1982. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779682900049>>. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.

FREITAS, W.; VIEIRA, J. C.; MORELATO, A.; SILVA, L. C. D.; COSTA, V. F. D.; LEMOS, F. A. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. **IEEE transactions on Power Systems**, IEEE, v. 21, n. 1, p. 301–311, 2006. Citado 3 vezes nas páginas 24, 26 e 32.

FUNMILAYO, H. B.; BUTLER-PURRY, K. L. An approach to mitigate the impact of distributed generation on the overcurrent protection scheme for radial feeders. In: **2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–11. Citado na página 24.

GILKESON, C. L.; JEANNE, P. A.; DAVENPORT, J. C. Power system faults to ground part i: Characteristics. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, v. 56, n. 4, p. 421–428, 1937. Citado na página 72.

HALPIN, S. M.; GRIGSBY, L. L. A comparison of fault calculation procedures for industrial power distribution systems: the past, the present, and the future. In: **Proceedings of 1994 IEEE International Conference on Industrial Technology - ICIT '94**. [S.l.: s.n.], 1994. p. 842–846. Citado na página 13.

HALPIN, S. M.; GRIGSBY, L. L.; GROSS, C. A.; NELMS, R. M. An improved fault analysis algorithm for unbalanced multi-phase power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 9, n. 3, p. 1332–1338, July 1994. ISSN 0885-8977. Citado na página 15.

HSIEH, T.-Y.; CHEN, T.-H.; YANG, N.-C.; LEE, W.-J. Efficient network fault analysis method for unbalanced microgrid systems. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 103, p. 89 – 101, 2018. ISSN 0142-0615. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517330466>. Citado 3 vezes nas páginas 15, 16 e 17.

HUSSAIN, B.; SHARKH, S. M.; HUSSAIN, S. Impact studies of distributed generation on power quality and protection setup of an existing distribution network. In: **SPEEDAM 2010**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1243–1246. Citado na página 24.

IEC-60909. IEC 60909-0, Short-circuit currents in three-phase a c. systems - Part 0: Calculation of currents. 2001. Citado na página 16.

IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. **IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)**, p. 1–207, Aug 2016. Citado na página 30.

INMET. **Instituto Nacional de Meteorologia**. 2020. Acessado em Fevereiro 2020. Disponível em: <https://www.inmet.gov.br>. Citado na página 68.

JABR, R. A.; DŽAFIĆ, I. A Fortescue approach for real-time short circuit computation in multiphase distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 6, p. 3276–3285, Nov 2015. ISSN 0885-8950. Citado na página 15.

JADIDBONAB, M.; VAHID-PAKDEL, M.; SEYEDI, H.; MOHAMMADI-IVATLOO, B. Stochastic assessment and enhancement of voltage stability in multi carrier energy systems considering wind power. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 106, p. 572 – 584, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518313826>. Citado na página 17.

JENKINS J. B. EKANAYAKE, G. S. N. **Distributed Generation (Iet Renewable Energy)**. [S.l.]: Inst of Engineering Technology, 2009. (Iet Renewable Energy volume 1). ISBN 0863419585,9780863419584,9781849191166. Citado na página 26.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded Generation**. London: The Institution of Engineering and Technology, 2000. Citado 3 vezes nas páginas 16, 23 e 26.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2005. Citado na página 11.

KAZEMI, S.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; BILLINTON, R. Reliability assessment of an automated distribution system. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 1, n. 2, p. 223–233, March 2007. ISSN 1751-8687. Citado 5 vezes nas páginas 1, 18, 19, 44 e 45.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. 3. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 2012. Citado 5 vezes nas páginas 2, 11, 12, 14 e 52.

KERSTING, W. H.; PHILLIPS, W. H. Distribution system short circuit analysis. In: **Proceedings of the 25th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference**. [S.l.: s.n.], 1990. v. 1, p. 310–315. Citado na página 15.

KHATRI, N.; KUMAR, V.; BANSAL, R. C.; JOSHI, R. R. Stochastic evaluation of voltage sag in power system network considering effect of photovoltaic generation. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 29, n. 4, p. e2773, 2019. E2773 ITEES-18-0212.R2. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/etep.2773>>. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 17.

KIM, I.; HARLEY, R. G. A study on power-flow and short-circuit algorithms capable of analyzing the effect of load current on fault current using the bus impedance matrix. In: **2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–3. Citado na página 15.

KLEIN, J. **Maior apagão cortou energia de 18 estados brasileiros**. Empresa Jornalística J.C. Jarros, 2012. Disponível em: <<https://www.jornaldocomercio.com/site/noticia.php?codn=12257>>. Citado na página 6.

KOLOSZUK, R. S. R. **Por que querem impedir o crescimento da energia solar fotovoltaica?** 2018. Acessado em 02 de Dezembro de 2018. Disponível em: <"<http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/por-que-querem-impedir-o-crescimento-da-energia-solar-fotovoltaica.html>>. Citado na página 27.

KROESE, D. P.; BRERETON, T.; TAIMRE, T.; BOTEV, Z. I. Why the monte carlo method is so important today. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics**, Wiley Online Library, v. 6, n. 6, p. 386–392, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 45.

KROESE, D. P.; TAIMRE, T.; BOTEV, Z. I. **Handbook of Monte Carlo Methods**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 706. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.

LAPSEE. **Sistema Prático 135 Barras**. 2019. Disponível em: <<https://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/materiais-de-cursos1193/>>. Acesso em: 20/04/2019. Citado 2 vezes nas páginas 56 e 123.

LI, S.; QIAN, Z.; ZHANG, X. Probabilistic short-circuit analysis of wind power system based on sampling with optimal density function. In: **2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–7. ISSN null. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.

- LISERRE, M.; CARDENAS, R.; MOLINAS, M.; RODRIGUEZ, J. Overview of multi-mw wind turbines and wind parks. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 4, p. 1081–1095, April 2011. ISSN 0278-0046. Citado na página 28.
- MAMEDE, J. P. **Previsão da manutenção de disjuntores dos alimentadores de distribuição de energia elétrica pelo método de curto-circuito probabilístico**. [S.l.]: Universidade Estadual de Campinas, 2004. Citado 9 vezes nas páginas 2, 17, 18, 19, 44, 45, 48, 71 e 80.
- MARTINS, D. B.; ARDUINI, F. R.; PEREIRA, B. R. Impact of distributed generation on short-circuit levels considering different types of distributed generators. In: **XIII Conferencia Brasileira sobre Qualidade da Energia Eletrica (CBQEE)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 23.
- MARTINS, D. B.; VIEIRA, J. C. M.; PEREIRA, B. R. Investigation of the impacts of a multiple-dg microgrid on the short-circuit levels of a distribution system. In: **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 23.
- MARTINS, P. E. T. **Alocação otimizada de medidores em sistemas de distribuição visando à redução da múltipla localização de faltas**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, Brasil, 2019. Citado na página 15.
- MASSOUD, A. M.; AHMED, S.; FINNEY, S. J.; WILLIAMS, B. W. Inverter-based versus synchronous-based distributed generation; fault current limitation and protection issues. In: **2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 58–63. ISSN 2329-3721. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.
- MATHUR, A.; DAS, B.; PANT, V. Fault analysis of unbalanced radial and meshed distribution system with inverter based distributed generation (ibdg). **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 85, p. 164 – 177, 2017. ISSN 0142-0615. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516306202>. Citado na página 13.
- MATHWORKS DOCUMENTATION. **Normative Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type)**. 2018. Accessed on 25 July 2018. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/phymod/sps/powersy/ref/windturbinedoublyfedinductiongeneratorphasortype.html>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 115.
- MENESES, C. A. P. **Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução de problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, Brasil, 2012. Citado 6 vezes nas páginas 15, 49, 53, 54, 62 e 63.
- MILLER, N. W.; SANCHEZ-GASCA, J. J.; PRICE, W. W.; DELMERICO, R. W. Dynamic modeling of ge 1.5 and 3.6 mw wind turbine-generators for stability simulations. In: **2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)**. [S.l.: s.n.], 2003. v. 3, p. 1977–1983 Vol. 3. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 115.
- MIRZAEI, M.; KADIR, M. Z. A. A.; MOAZAMI, E.; HIZAM, H. Review of fault location methods for distribution power system. **Australian Journal of Basic and Applied Sciences**, v. 3, n. 3, p. 2670–2676, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 72.

MOLINA, M.; ALVAREZ, J. G. Technical and regulatory exigencies for grid connection of wind generation. In: _____. [S.l.: s.n.], 2011. ISBN 978-953-307-483-2. Citado na página 28.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Applied statistics and probability for engineers**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 48.

MONTOYA-BUENO, S.; MUOZ, J. I.; CONTRERAS, J. A stochastic investment model for renewable generation in distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 4, p. 1466–1474, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 15, 64, 65 e 67.

MOZINA, C. Impact of green power inverter-based distributed generation on distribution systems. In: IEEE. **Protective Relay Engineers, 2014 67th Annual Conference for**. [S.l.], 2014. p. 264–278. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.

OLIVEIRA, G. C. de. **Curto-circuito probabilístico através da simulação de Monte Carlo para sistemas de transmissão em corrente contínua**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, Brasil, 2015. Citado 6 vezes nas páginas 18, 20, 44, 45, 75 e 80.

PAPASPILIOTOPOULOS, V. A.; KORRES, G. N.; KLEFTAKIS, V. A.; HATZIARGYRIOU, N. D. Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 393–400, Feb 2017. ISSN 0885-8977. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 24.

PAULA, R. R. d. **Método de Monte Carlo e aplicações**. 2017. Monografia (Trabalho de conclusão de curso), Universidade Federal Fluminense, Volta Redonda, Brasil. Citado na página 45.

PEDROSA, P. **Desafios da regulação do setor elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos**. [S.l.]: ANEEL, 2005. Citado na página 45.

PEREIRA, B. R.; COSTA, G. R. M. da; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal distributed generation and reactive power allocation in electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 3, p. 975–984, July 2016. ISSN 1949-3037. Citado na página 15.

PEREIRA, K.; MANTOVANI, J. R. S.; PEREIRA, B. R.; FRANCO, E. M. C.; CONTRERAS, J. Control and protection of active distribution systems using a new multiobjective mathematical model. In: **2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado na página 53.

PETEAN, D. **Metodologia para avaliação da influência de geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, Brasil, 2014. Citado 8 vezes nas páginas 2, 12, 16, 23, 24, 26, 30 e 33.

POLONI, P. **Sincronização de microrrede com diferentes fontes de geração distribuída a partir de controle baseado em hierarquia de agentes**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, Brasil, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.

QIAN, W.; ZHOU, N.; WU, J.; LI, Y.; WANG, Q.; GUO, P. Probabilistic short-circuit current in active distribution networks considering low voltage ride-through of photovoltaic generation. **IEEE Access**, v. 7, p. 140071–140083, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 44.

- RHODE, T. **Interação Dinâmica de Aerogeradores de Indução DFIG e FSIG Conectados em um Mesmo Alimentador de Distribuição**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, Brasil, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 33.
- ROMÃO, U. G. Potencial eólico para geração de energia elétrica. **Portal Brasil Engenharia**, v. 621, n. 621, p. 112–116, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 66.
- ROSS, S. M. **An elementary introduction to mathematical finance**. [S.l.]: Cambridge University Press, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 45, 46 e 80.
- SABER, M.; GHALI, F. M. A.; ELZAHAB, E. E. A. The effect of DG penetration on short circuit currents level. In: **2017 Intl Conf on Advanced Control Circuits Systems (ACCS) Systems 2017 Intl Conf on New Paradigms in Electronics Information Technology (PEIT)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 291–296. Citado na página 2.
- SAHA, M. M.; IZYKOWSKI, J. J.; ROSOLOWSKI, E. **Fault location on power networks**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2009. Citado na página 54.
- SANTOS, A. dos; BARROS, M. C. de. Stochastic modeling of power system faults. "**Electric Power Systems Research**", v. 126, p. 29 – 37, 2015. ISSN 0378-7796. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779615001212>. Citado 10 vezes nas páginas 3, 17, 18, 19, 21, 43, 44, 71, 72 e 75.
- SATO, F. **Análise de curto-circuito em sistemas elétricos de potência**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas, Brasil, 1979. Citado 3 vezes nas páginas 1, 2 e 5.
- SATO, F. **Um estudo comparativo da análise de curto-circuito probabilístico em ambientes paralelo e distribuído**. Tese (Doutorado), 1995. Citado 8 vezes nas páginas 2, 3, 17, 18, 19, 43, 44 e 45.
- SATO, F.; FREITAS, W. **Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015. Citado 6 vezes nas páginas 1, 2, 5, 6, 8 e 13.
- SCHAUDER, C. **Advanced Inverter Technology for High Penetration Levels of PV Generation in Distribution Systems**. 2014. Accessed on 07 June 2019. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60737.pdf>. Citado na página 27.
- SCHLABBACH, J. **Short-circuit Currents**. New York: The Institution of Engineering and Technology, 2005. Citado 5 vezes nas páginas 5, 6, 7, 8 e 9.
- SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753–762, May 1988. ISSN 0885-8950. Citado na página 49.
- SILVA, R.; TRINDADE, F.; FREITAS, W. Impactos da suportabilidade de geradores síncronos distribuídos a afundamentos de tensão na proteção de sobrecorrente e anti-ilhamento. In: . [S.l.: s.n.], 2012. Citado na página 36.
- SIMS, R. E.; ROGNER, H.-H.; GREGORY, K. Carbon emission and mitigation cost comparisons between fossil fuel, nuclear and renewable energy resources for electricity generation. **Energy Policy**, v. 31, n. 13, p. 1315 – 1326, 2003. ISSN 0301-4215. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421502001921>. Citado na página 23.

SIRQUEIRA, A. Nunes de. **Estudo das distribuições de probabilidade da radiação solar diária no Brasil**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2004. Citado na página 68.

STEVENSON, W. D.; GRAINGER, J. J. **Power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1994. Citado 4 vezes nas páginas 2, 6, 7 e 14.

STREZOSKI, L.; PRICA, M.; LOPARO, K. A. Sequence domain calculation of active unbalanced distribution systems affected by complex short circuits. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 2, p. 1891–1902, March 2018. ISSN 0885-8950. Citado na página 16.

STREZOSKI, L. V.; PRICA, M. D. Real-time short-circuit analysis of active distribution systems. In: **2016 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–8. Citado na página 16.

STREZOSKI, L. V.; VOJNOVIC, N. R.; STREZOSKI, V. C.; VIDOVIC, P. M.; PRICA, M. D.; LOPARO, K. A. Modeling challenges and potential solutions for integration of emerging DERs in DMS applications: power flow and short-circuit analysis. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Jan 2019. ISSN 2196-5420. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s40565-018-0494-1>. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 16.

SYBILLE, G.; BRUNELLE, P.; ; DESSAINT, L. A.; Al-Haddad, K. Theory and applications of power system blockset, a matlab/simulink-based simulation tool for power systems. In: **2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077)**. [S.l.: s.n.], 2000. v. 1, p. 774–779 vol.1. Citado 3 vezes nas páginas 31, 32 e 115.

TENG, J. Unsymmetrical short-circuit fault analysis for weakly meshed distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 96–105, Feb 2010. ISSN 0885-8950. Citado 3 vezes nas páginas 9, 13 e 15.

TRINDADE, F. C. L.; FERREIRA, T. S. D.; LOPES, M. G.; FREITAS, W. Mitigation of fast voltage variations during cloud transients in distribution systems with pv solar farms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 2, p. 921–932, April 2017. ISSN 0885-8977. Citado na página 27.

TRINDADE, F. C. L.; NASCIMENTO, K. V. d. N.; VIEIRA, J. C. M. Investigation on voltage sags caused by dg anti-islanding protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 28, n. 2, p. 972–980, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 29, 38 e 115.

TRUJILLO, K. R. B. **Modelos simplificados de geradores distribuídos para estudos de cálculo de curto-circuito**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas, Brasil, 2017. Citado 10 vezes nas páginas 2, 12, 16, 23, 24, 26, 27, 28, 29 e 78.

TURCOTTE, D.; KATIRAEI, F. Fault contribution of grid-connected inverters. In: **2009 IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5. Citado na página 27.

YAZDANPANAHI, H. **Protection and power quality impact of distributed generation on distribution system**. Tese (Doutorado) — University of Alberta, Edmonton, Canada, 2014. Disponível em: <https://era.library.ualberta.ca/items/b9490da2-7d73-4e3f-bdc7-4d5c00873713>. Citado 3 vezes nas páginas 23, 24 e 25.

YEH, T.; WANG, L. A study on generator capacity for wind turbines under various tower heights and rated wind speeds using weibull distribution. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 23, n. 2, p. 592–602, June 2008. ISSN 0885-8969. Citado na página 65.

ZHANG, X.; SOUDI, F.; SHIRMOHAMMADI, D.; CHENG, C. S. A distribution short circuit analysis approach using hybrid compensation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 4, p. 2053–2059, Nov 1995. ISSN 0885-8950. Citado 8 vezes nas páginas 15, 52, 54, 56, 57, 75, 77 e 78.

CORRENTES DE FALTAS

A.1 Correntes de falta sem a inserção de GD no sistema

Os gráficos apresentados a seguir referem-se às correntes de falta considerando o caso em que não há inserção de geradores distribuídos no sistema. Uma vez que as correntes para faltas trifásicas já foram apresentadas no Capítulo 4, as correntes de faltas aqui apresentadas referem-se às faltas monofásica e bifásica. As Tabelas 14 e 15 sumarizam os erros relativos para as correntes calculadas por meio do método de compensação híbrida e do software OpenDSS, resumizando também os quartis ilustrados nos gráficos box plot.

Tabela 14 – Erros relativos para faltas monofásicas na comparação dos métodos, sem a inserção de GD no sistema

Fase	Mín. (%)	Máx. (%)	Q_1 (%)	Q_2 (%)	Q_3 (%)
A	0,2400	5,8339	4,0006	4,7109	5,2311
B	0,2932	5,9173	4,0882	4,7202	5,3014
C	0,0612	5,6733	3,8571	4,4707	5,0756

Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 15 – Erros relativos para faltas bifásicas na comparação dos métodos, sem a inserção de GD no sistema

Fase	Mín. (%)	Máx. (%)	Q_1 (%)	Q_2 (%)	Q_3 (%)
AB	0,0115	2,9075	1,2582	1,8216	2,3225
BC	0,01786	3,4046	0,9021	1,4833	1,9638

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 62 – Comparação do método determinístico e do software OpenDSS para faltas monofásicas sem a inserção de GD

Fonte: Elaborada pela autora.

A.2 Correntes de falta considerando a inserção de GD no sistema

Os gráficos apresentados nesta seção referem-se às correntes de falta considerando o caso em que há inserção de um gerador distribuído no sistema. Novamente, as correntes de faltas aqui apresentadas referem-se às faltas monofásica e bifásica. As Tabelas 16 e 17 resumizam os erros relativos para as correntes calculadas por meio do método de compensação híbrida e do software OpenDSS, resumizando também os quartis ilustrados nos gráficos box plot.

Figura 63 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas monofásicas

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 64 – Comparação do método determinístico e do software OpenDSS para faltas bifásicas sem a inserção de GD

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 65 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas bifásicas

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 66 – Comparação do método determinístico e do software OpenDSS para faltas monofásicas com a inserção de GD

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 67 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas monofásicas

Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 16 – Erros relativos para faltas monofásicas na comparação dos métodos, com a inserção de GD no sistema

Fase	Mín. (%)	Máx. (%)	Q_1 (%)	Q_2 (%)	Q_3 (%)
A	0,0512	3,7222	2,1400	2,6909	3,0596
B	0,0973	3,7451	2,1164	2,6895	3,1868
C	0,0513	3,4381	1,8640	2,4489	2,9275

Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 17 – Erros relativos para faltas bifásicas na comparação dos métodos, com a inserção de GD no sistema

Fase	Mín. (%)	Máx. (%)	Q_1 (%)	Q_2 (%)	Q_3 (%)
AB	0,0009	3,1263	0,3000	0,7796	1,1627
BC	0,0010	3,0262	0,2688	0,7149	1,0546

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 68 – Comparação do método determinístico e do software OpenDSS para faltas bifásicas com a inserção de GD

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 69 – Gráfico box plot do erro relativo entre o método determinístico e do software OpenDSS para faltas bifásicas

Fonte: Elaborada pela autora.

DADOS DO SISTEMA-TESTE E GERADORES DISTRIBUÍDOS

A seguir são apresentados os dados referentes ao sistema de distribuição analisado no Capítulo 3. Ainda, são descritos os parâmetros dos geradores distribuídos empregados nas análises, englobando os dados do Gerador Síncrono, Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), Gerador Fotovoltaico e Gerador de Indução com Rotor tipo gaiola de esquilo. Também são apresentados os dados dos transformadores de acoplamento dos GDs. Os dados do sistema-teste empregado foram obtidos de [Trindade, Nascimento e Vieira \(2013\)](#). Os dados dos geradores empregados foram obtidos de [Sybille *et al.* \(2000\)](#), para o GS e GI, de [MATHWORKS DOCUMENTATION \(2018\)](#) para o FV, e [Miller *et al.* \(2003\)](#) para o DFIG.

Tabela 18 – Parâmetros do sistema analisado - Dados de linha

Nó (de)	Nó (para)	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
Subestação	126	0,2370	0,3367
126	127	0,0489	0,0122
126	128	0,0167	0,0042
126	129	0,0098	0,0102
129	135	0,0804	0,0841
135	144	0,0025	0,0010
135	138	0,1165	0,1218
138	142	0,0031	0,0012
138	143	0,0597	0,0148
138	147	0,1075	0,2103
147	170	0,1117	0,2375
147	148	0,1406	0,2988
148	166	0,0653	0,1387
148	99	0,5163	1,0975
99	114	0,2734	0,5702
97	114	0,5439	0,8532
97	98	0,0622	0,0650
104	98	0,1205	0,1260
98	167	0,0413	0,0432
98	95	0,1147	0,1767
95	164	0,1316	0,2797
95	83	0,5247	1,1103
83	165	0,0964	0,0375
83	168	0,0866	0,1007
83	65	0,1429	0,3038
65	66	0,0263	0,0086
66	67	0,2333	0,0760
65	1	0,0489	0,0676
1	63	0,2455	0,1139
1	64	0,2709	0,0956
1	4	0,1173	0,1227
4	107	0,4139	0,1965
4	42	0,0094	0,0098
42	50	0,0021	0,0022
50	54	0,0836	0,0757
4	39	0,1414	0,1166
39	32	0,1276	0,0463
32	45	0,0514	0,0652
45	11	0,1791	0,1864
11	58	0,2341	0,0911
11	13	0,0687	0,0267
11	9	0,0446	0,0467
9	12	0,0759	0,0189
9	7	0,0451	0,0434
32	33	0,0386	0,0202
28	19	0,1512	0,0493

Tabela 19 – Parâmetros do sistema analisado - Dados de linha - continuação

Nó (de)	Nó (para)	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
33	28	0,8670	0,2826
18	16	0,7807	0,2983
19	18	0,1093	0,0356
22	23	0,1103	0,0360
19	22	0,1034	0,0337
23	25	0,1161	0,0378
23	27	0,3507	0,1143
23	24	0,0273	0,0089

Tabela 20 – Parâmetros do sistema analisado - Dados de carga

Barra	P (kW)	Q (kvar)
7	101,40	48,60
12	253,60	121,50
13	169,00	81,00
16	50,70	24,30
18	25,40	12,20
22	25,40	12,20
24	50,70	24,30
25	50,70	24,30
27	25,40	12,20
28	38,00	18,20
39	5,10	2,40
42	3.160,00	1.530,00
45	2.110,00	1.020,00
54	169,00	81,00
58	76,10	36,50
63	25,40	12,20
64	25,40	12,20
66	15,20	7,30
67	25,40	12,20
107	25,40	12,20
114	25,40	12,20
127	50,70	24,30
128	50,70	24,30
129	1.409,00	682,00
142	530,00	256,70
143	50,70	24,30
144	1.103,80	534,60
164	530,00	267,30
165	1.690,00	810,00
166	700,00	200,00
167	1.000,00	300,00
168	1.690,00	810,00
170	1.108,90	241,00

Tabela 21 – Parâmetros do Regulador de Tensão

Parâmetro	Valor
Potência nominal	15 MVA
Tensão (primário/secundário)	25 / 25 kV
Impedância	9%
Número de taps	17 posições de tap (-8 to +8)
Tensão por passo do tap	0,0125 p.u.
Tensão de referência	0,97 p.u.
Tempo de atraso	30 s
Lado da mudança de tap	Primário
Barramento controlado (<i>line drop compensation</i>)	Barra 12
Banda morta	0,0167 p.u.

Tabela 22 – Parâmetros dos Transformadores de acoplamento

Parâmetro	GS	GI	FV	DFIG
Potência nominal (MVA)	6	6	0,4*	3,5*
Potência nominal (MVA)	6	6	0,5**	1,75**
Conexão	Yg / Δ	Yg / Δ	Yg / Δ	Δ / Yg
Tensão nominal (kV)	25 / 2,4	25 / 2,4 kV	25 / 0,260	25 / 0,575
Frequência nominal (Hz)	60	60 Hz	60	60
R1 e R2 (p.u.)	0,0015	0,0015	0,001	0,000833
L1 e L2 (p.u.)	0,03	0,03	0,03	0,025
Rm e Lm (p.u.)	200	200	500	500 e inf

* Potência nominal adotada na Seção 3.3.

** Potência nominal adotada na Seção 3.4.

Tabela 23 – Parâmetros do Gerador Síncrono

Parâmetro	Valor
Potência nominal (MVA)	1,5* ou 3,125**
Rotor do tipo	Polos salientes
Tensão nominal (kV)	2,4
Frequência nominal (Hz)	60
X_d , X_d' , X_d'' (p.u.)	1,56; 0,296 e 0,177
X_q , X_q' , X_l (p.u.)	1,06; 0,177 e 0,052
T_d' , T_d'' , T_{q0}'' (s)	3,7; 0,05 e 0,05
Constante de inércia H (s)	1,07
Número de pares de polos	2

* Potência nominal adotada no Sistema da Seção 3.4.

** Potência nominal adotada no Sistema da Seção 3.3.

Tabela 24 – Parâmetros do Gerador Síncrono - Sistema de excitação

Parâmetro	Valor
Ganho do regulador K_a	400
Constante de tempo T_a (s)	0,02
Ganho e constante de tempo da excitatriz K_e e T_e (s)	1,0 e 0,8
Ganho transitório T_b (s) e T_c (s)	0
Ganho do filtro amortecedor e constante de tempo K_f e T_f (s)	0,03 e 1,0
Limites de saída do regulador $E_{f\min}$ e $E_{f\max}$ (p.u.)	-5 e 6
Constante de tempo do filtro passa-baixa T_r (s)	0,02

Tabela 25 – Parâmetros do Gerador Síncrono - Motor a Diesel e Regulador

Parâmetro	Valor
Ganho do regulador K	40
Tempo de atraso do motor T_d (s)	0,024
Torque máximo e mínimo $T_{\max}$ e $T_{\min}$ (p.u.)	0 e 1,1
Constantes de tempo do regulador T_1 , T_2 , T_3 (s)	0,01; 0,02 e 0,2
Constantes de tempo do atuador T_4 , T_5 , T_6 (s)	0,25; 0,009 e 0,0384

Tabela 26 – Parâmetros do Gerador de Indução com rotor tipo gaiola de esquilo

Parameter	Value
Potência nominal (HP)	2012
Rotor do tipo	Gaiola de esquilo
Tensão nominal (kV)	2,4
Frequência nominal (Hz)	60
R_s (Ω), L_s (H)	0,029 e 0,0006
R_r' (Ω), L_r' (H)	0,022 e 0,0006
L_m (H)	0,0346
Coefficiente de inércia J ($kg.m^2$)	63,87
Número de pares de polos	2

Tabela 27 – Parâmetros do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

Parâmetros	Valores
Dados do gerador	
Potência nominal (MVA)	1,5
Rotor do tipo	Bobinado
Tensão nominal do rotor (kV)	0,575
Tensão nominal do estator (kV)	1,975
Frequência nominal (Hz)	60
R_s , L_s (p.u.)	0,023 e 0,18
R_r' , L_r' (p.u.)	0,016 e 0,16
L_m (p.u.)	2,9
Constante de inércia H (s)	0,685
Fator de fricção (p.u.)	0,01
Número de pares de polos	3
Dados dos conversores	
Corrente máxima do Conversor do Lado da Rede (CLR) (p.u.)	0,8
CLR L, R (p.u.)	0,03 e 0,003
Tensão nominal do elo CC (V)	1150
Capacitor do elo CC (μF)	10000
Dados da turbina	
Potência mecânica de saída (MW)	1,5
Velocidade do vento no C_p max (m/s)	11
Velocidade inicial do vento (m/s)	11
Constante de inércia da Turbina H (s)	4,32
Velocidade inicial da turbina (p.u.)	1,2
Torque inicial (p.u.)	0,83
Parâmetros dos controladores	
Ganhos dos reguladores de tensão do elo CC K_p , K_i	8 e 400
Ganhos dos controladores de corrente do CLR K_p , K_i	0,83 e 5
Ganhos do regulador de velocidade K_p , K_i	3 e 0,6
Ganhos dos reguladores de corrente do conversor do lado rotor K_p , K_i	0,6 e 8
Q e V ganhos dos reguladores $K_{i_{var}}$, $K_{i_{volt}}$	0,05 e 20
Ganho do controlador Pitch K_p	150
Ganho do compensador Pitch K_p , K_i	3,0 e 30,0
Ângulo máximo do Pitch angle ($^\circ$)	27
Ângulo de variação máxima do Pitch ($^\circ/s$)	10

Tabela 28 – Parâmetros do Gerador Fotovoltaico

Parâmetro	Valor
Dados dos painéis fotovoltaicos	
<i>Strings</i> em paralelo	64
Módulos conectados em série por string	5
Módulo	SunPower SPR-315E-WTH-D
Potência máxima do módulo (W)	315,072
Tensão de circuito aberto (V)	64,6
Células por módulo	96
Corrente de curto-circuito (A)	6,14
Irradiância (W/m^2)	1000
Temperatura ($^{\circ}C$)	25
Dados do conversor	
Potência nominal (MVA)	0,5
Frequência nominal (Hz)	60
Tensão nominal do elo CC (V)	500
Impedância total de dispersão do transformador Rxfo, Lxf (p.u.)	0,02 e 0,06
Impedância de choque R ($m\Omega$), L (μH)	1 e 45
Ganhos do regulador de tensão Kp, Ki	5 e 80
Ganhos do regulador de corrente Kp, Ki	0,3 e 80

DADOS DO SISTEMA-TESTE DE 135 BARRAS

A seguir são apresentados os dados referentes ao sistema teste empregado no Capítulo 4. Como descrito no capítulo, os dados do sistema foram obtidos de [LAPSEE \(2019\)](#) e [Conceição \(2018\)](#). Esse sistema opera em tensão 13,8 kV e possui cargas de, aproximadamente, 6,5 MW e 2,8 Mvar de potência.

Matriz de impedância para a Configuração 1 dos cabos:

$$Z_1 = \begin{bmatrix} 0,4272 + j0,9609 & & \\ 0,06 + j0,478 & 0,4272 + j0,9609 & \\ 0,06 + j0,450 & 0,06 + j0,536 & 0,4272 + j0,9609 \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

Matriz de impedância para a Configuração 2 dos cabos:

$$Z_2 = \begin{bmatrix} 1,084 + j0,998 & & \\ 0,06 + j0,478 & 1,084 + j0,998 & \\ 0,06 + j0,450 & 0,06 + j0,536 & 1,084 + j0,998 \end{bmatrix} \quad (\text{B.2})$$

Matriz de impedância para a Configuração 3 dos cabos:

$$Z_3 = \begin{bmatrix} 1,664 + j1,006 & & \\ 0,06 + j0,478 & 1,664 + j1,006 & \\ 0,06 + j0,450 & 0,06 + j0,536 & 1,664 + j1,006 \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

Matriz de impedância para a Configuração 4 dos cabos:

$$Z_4 = \begin{bmatrix} 0,7567 + j1,0067 & & \\ 0,06 + j0,478 & 0,7567 + j1,0067 & \\ 0,06 + j0,450 & 0,06 + j0,536 & 0,7567 + j1,0067 \end{bmatrix} \quad (\text{B.4})$$

Tabela 29 – Dados de carga do sistema

Nó	P_a (W)	Q_a (var)	P_b (W)	Q_b (var)	P_c (W)	Q_c (var)
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	13800	5879	13800	5879	13800	5879
5	0	0	0	0	0	0
6	23000	9798	23000	9798	23000	9798
7	23000	9798	23000	9798	23000	9798
8	34500	14697	34500	14697	34500	14697
9	23000	9798	23000	9798	23000	9798
10	23000	9798	23000	9798	23000	9798
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	2637	1123	2637	1123	2637	1123
14	23000	9798	23000	9798	23000	9798
15	23000	9798	23000	9798	23000	9798
16	34500	14697	34500	14697	34500	14697
17	13800	5879	13800	5879	13800	5879
18	34500	14697	34500	14697	34500	14697
19	0	0	0	0	0	0
20	23000	9798	23000	9798	23000	9798
21	34500	14697	34500	14697	34500	14697
22	34500	14697	34500	14697	34500	14697
23	34500	14697	34500	14697	34500	14697
24	0	0	0	0	0	0
25	920	392	920	392	920	392
26	13800	5879	13800	5879	13800	5879
27	0	0	0	0	0	0
28	34500	14697	34500	14697	34500	14697
29	0	0	0	0	0	0
30	23000	9798	23000	9798	23000	9798
31	34500	14697	34500	14697	34500	14697
32	34500	14697	34500	14697	34500	14697
33	34500	14697	34500	14697	34500	14697
34	34500	14697	34500	14697	34500	14697
35	34500	14697	34500	14697	34500	14697
36	0	0	0	0	0	0
37	3803	1620	3803	1620	3803	1620
38	34500	14697	34500	14697	34500	14697
39	0	0	0	0	0	0
40	920	392	920	392	920	392
41	0	0	0	0	0	0
42	23000	9798	23000	9798	23000	9798
43	23000	9798	23000	9798	23000	9798
44	23000	9798	23000	9798	23000	9798
45	34500	14697	34500	14697	34500	14697
46	13800	5879	13800	5879	13800	5879
47	307	131	307	131	307	131
48	34500	14697	34500	14697	34500	14697

Tabela 30 – Dados de carga do sistema - Continuação

Nó	P_a (W)	Q_a (var)	P_b (W)	Q_b (var)	P_c (W)	Q_c (var)
49	0	0	0	0	0	0
50	34500	14697	34500	14697	34500	14697
51	23000	9798	23000	9798	23000	9798
52	34500	14697	34500	14697	34500	14697
53	0	0	0	0	0	0
54	368	157	368	157	368	157
55	34500	14697	34500	14697	34500	14697
56	23000	9798	23000	9798	23000	9798
57	23000	9798	23000	9798	23000	9798
58	0	0	0	0	0	0
59	3067	1306	3067	1306	3067	1306
60	34500	14697	34500	14697	34500	14697
61	1165	496	1165	496	1165	496
62	920	392	920	392	920	392
63	1687	719	1687	719	1687	719
64	0	0	0	0	0	0
65	23000	9798	23000	9798	23000	9798
66	23000	9798	23000	9798	23000	9798
67	1073	457	1073	457	1073	457
68	0	0	0	0	0	0
69	34500	14697	34500	14697	34500	14697
70	2147	914	2147	914	2147	914
71	34500	14697	34500	14697	34500	14697
72	23000	9798	23000	9798	23000	9798
73	2607	1110	2607	1110	2607	1110
74	583	248	583	248	583	248
75	34500	14697	34500	14697	34500	14697
76	34500	14697	34500	14697	34500	14697
77	34500	14697	34500	14697	34500	14697
78	1809	771	1809	771	1809	771
79	0	0	0	0	0	0
80	23000	9798	23000	9798	23000	9798
81	34500	14697	34500	14697	34500	14697
82	34500	14697	34500	14697	34500	14697
83	0	0	0	0	0	0
84	23000	9798	23000	9798	23000	9798
85	23000	9798	23000	9798	23000	9798
86	34500	14697	34500	14697	34500	14697
87	4753	2025	4753	2025	4753	2025
88	23000	9798	23000	9798	23000	9798
89	23000	9798	23000	9798	23000	9798
90	23000	9798	23000	9798	23000	9798
91	0	0	0	0	0	0
92	13800	5879	13800	5879	13800	5879
93	0	0	0	0	0	0
94	34500	14697	34500	14697	34500	14697
95	7207	3070	7207	3070	7207	3070

Tabela 31 – Dados de carga do sistema - Continuação

Nó	P_a (W)	Q_a (var)	P_b (W)	Q_b (var)	P_c (W)	Q_c (var)
96	0	0	0	0	0	0
97	23000	9798	23000	9798	23000	9798
98	1840	784	1840	784	1840	784
99	0	0	0	0	0	0
100	7207	3070	7207	3070	7207	3070
101	23000	9798	23000	9798	23000	9798
102	34500	14697	34500	14697	34500	14697
103	34500	14697	34500	14697	34500	14697
104	0	0	0	0	0	0
105	23000	9798	23000	9798	23000	9798
106	23000	9798	23000	9798	23000	9798
107	33273	14174	33273	14174	33273	14174
108	0	0	0	0	0	0
109	0	0	0	0	0	0
110	33273	14174	33273	14174	33273	14174
111	34500	14697	34500	14697	34500	14697
112	34500	14697	34500	14697	34500	14697
113	23000	9798	23000	9798	23000	9798
114	0	0	0	0	0	0
115	0	0	0	0	0	0
116	9200	3919	9200	3919	9200	3919
117	9200	3919	9200	3919	9200	3919
118	9200	3919	9200	3919	9200	3919
119	9200	3919	9200	3919	9200	3919
120	0	0	0	0	0	0
121	9200	3919	9200	3919	9200	3919
122	16867	7185	16867	7185	16867	7185
123	0	0	0	0	0	0
124	0	0	0	0	0	0
125	4753	2025	4753	2025	4753	2025
126	4753	2025	4753	2025	4753	2025
127	13800	5879	13800	5879	13800	5879
128	34500	14697	34500	14697	34500	14697
129	0	0	0	0	0	0
130	13800	5879	13800	5879	13800	5879
131	0	0	0	0	0	0
132	34500	14697	34500	14697	34500	14697
133	0	0	0	0	0	0
134	34500	14697	34500	14697	34500	14697
135	34500	14697	34500	14697	34500	14697

Tabela 32 – Dados de linha do sistema

Nó (de)	Nó (para)	Comprimento do ramo (km)	Configuração do cabo	Taxa de falhas (faltas/km)
136	1	-	Transf	-
1	2	0,9	1	0,072
2	3	0,05	3	0,072
3	4	0,1	1	0,072
3	5	0,04	1	0,072
5	6	0,2	1	0,072
6	7	0,2	1	0,072
7	8	0,2	1	0,072
8	9	0,01	1	0,072
9	10	0,05	1	0,072
10	11	0,1	2	0,072
11	12	0,06	2	0,072
12	13	0,03	2	0,072
13	14	0,16	2	0,072
14	15	0,03	2	0,072
12	16	0,01	2	0,072
16	17	0,02	2	0,072
17	18	0,04	2	0,072
18	19	0,04	3	0,072
19	20	0,05	3	0,072
20	21	0,15	3	0,072
19	22	0,03	1	0,072
11	23	0,07	1	0,072
23	24	0,05	2	0,072
24	25	0,02	2	0,072
25	26	0,03	2	0,072
26	27	0,06	3	0,072
27	28	0,04	3	0,072
28	29	0,02	3	0,072
29	30	0,12	3	0,072
30	31	0,02	3	0,072
29	32	0,02	2	0,072
27	33	0,005	2	0,072
33	34	0,025	2	0,072
34	35	0,01	1	0,072
24	36	0,07	1	0,072
36	37	0,01	1	0,072
37	38	0,01	1	0,072
38	39	0,07	1	0,072
39	40	0,1	1	0,072
39	41	0,06	2	0,072
41	42	0,05	2	0,072
41	43	0,01	2	0,072
43	44	0,03	1	0,072
41	45	0,04	1	0,072
45	46	0,06	1	0,072
39	47	0,02	1	0,072

Tabela 33 – Dados de linha do sistema - Continuação

Nó (de)	Nó (para)	Comprimento do ramo (km)	Configuração do cabo	Taxa de falhas (faltas/km)
47	48	0,12	1	0,072
48	49	0,05	1	0,072
49	50	0,02	1	0,072
50	51	0,17	1	0,072
51	52	0,1	1	0,072
49	53	0,06	2	0,072
53	54	0,03	2	0,072
54	55	0,13	2	0,072
55	56	0,02	2	0,072
53	57	0,08	2	0,072
57	58	0,05	3	0,072
58	59	0,06	3	0,072
58	60	0,02	3	0,072
60	61	0,04	1	0,072
49	62	0,01	1	0,072
62	63	0,05	1	0,072
63	64	0,03	4	0,072
64	65	0,02	4	0,072
65	66	0,03	4	0,072
66	67	0,02	4	0,072
67	68	0,03	2	0,072
68	69	0,02	2	0,072
68	70	0,02	2	0,072
70	71	0,05	4	0,072
68	72	0,04	4	0,072
72	73	0,04	4	0,072
73	74	0,02	4	0,072
74	75	0,11	4	0,072
75	76	0,02	1	0,072
64	77	0,03	1	0,072
77	78	0,05	1	0,072
78	79	0,07	1	0,072
79	80	0,07	1	0,072
80	81	0,03	1	0,072
81	82	0,03	1	0,072
82	83	0,05	2	0,072
83	84	0,05	1	0,072
83	85	0,03	1	0,072
85	86	0,03	1	0,072
86	129	0,02	1	0,072
129	87	0,13	3	0,072
87	88	0,005	1	0,072
79	89	0,05	1	0,072
79	90	0,18	1	0,072
90	91	0,02	1	0,072
91	92	0,03	3	0,072
92	93	0,07	3	0,072

Tabela 34 – Dados de linha do sistema - Continuação

Nó (de)	Nó (para)	Comprimento do ramo (km)	Configuração do cabo	Taxa de falhas (faltas/km)
93	94	0,1	3	0,072
93	95	0,04	3	0,072
93	96	0,05	3	0,072
96	97	0,06	3	0,072
96	98	0,11	3	0,072
98	99	0,04	3	0,072
99	100	0,11	3	0,072
99	101	0,06	1	0,072
101	102	0,04	1	0,072
96	103	0,03	4	0,072
103	104	0,15	4	0,072
104	105	0,21	4	0,072
104	106	0,03	4	0,072
106	107	0,1	4	0,072
107	108	0,1	2	0,072
108	109	0,03	2	0,072
109	110	0,02	2	0,072
110	111	0,17	1	0,072
111	112	0,11	1	0,072
108	113	0,11	2	0,072
113	114	0,2	2	0,072
114	115	0,2	2	0,072
114	116	0,2	2	0,072
116	117	0,2	2	0,072
117	118	0,11	3	0,072
118	119	0,07	1	0,072
91	120	0,07	1	0,072
120	121	0,07	3	0,072
121	122	0,13	2	0,072
120	123	0,02	2	0,072
123	124	0,02	2	0,072
124	125	0,04	2	0,072
124	126	0,04	2	0,072
126	127	0,02	1	0,072
127	128	0,06	3	0,072
129	130	0,07	4	0,072
105	131	0,02	4	0,072
131	132	0,1	4	0,072
131	133	0,04	4	0,072
133	134	0,04	4	0,072
134	135	0,04	4	0,072