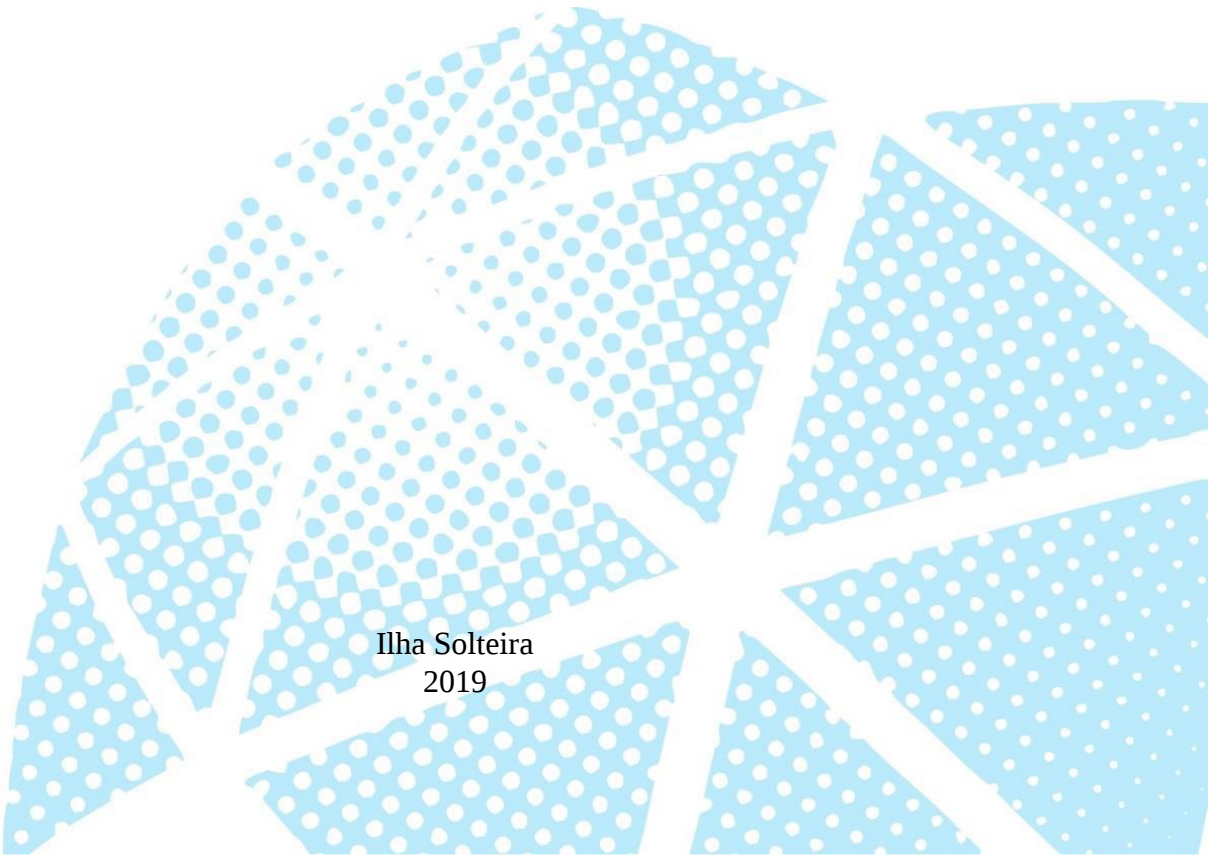


**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

CLEBERTON REIZ

**ANÁLISE DE FALTAS E CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM FONTES RENOVÁVEIS DE
GERAÇÃO DE ENERGIA**

Ilha Solteira
2019





PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLEBERTON REIZ

**ANÁLISE DE FALTAS E CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM FONTES RENOVÁVEIS DE
GERAÇÃO DE ENERGIA**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Câmpus de Ilha Solteira – UNESP como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Conhecimento: Automação.

Jônatas Boás Leite
Orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

R379a Reiz, Cleberton.
Análise de faltas e cálculo de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia elétrica com fontes renováveis de geração de energia / Cleberton Reiz.
-- Ilha Solteira: [s.n.], 2019
104 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2019

Orientador: Jônatas Boás Leite
Inclui bibliografia

1. Sistemas de distribuição de energia elétrica. 2. Geradores distribuídos. 3. Fontes de energia renováveis e não renováveis. 4. Análise de curto-circuito.


Raiane da Silva Santos

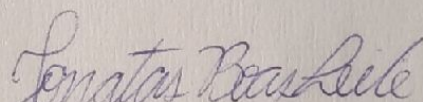
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Análise de Faltas e Cálculo de Curto-Circuito em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Fontes Renováveis de Geração de Energia

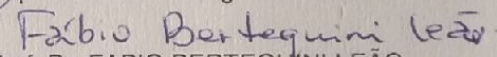
AUTOR: CLEBERTON REIZ

ORIENTADOR: JONATAS BOAS LEITE

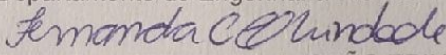
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:


Dr. JONATAS BOAS LEITE

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. FABIO BERTEQUINI LEÃO

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Profa. Dra. FERNANDA CASEÑO TRINDADE ARIOLI

Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Ilha Solteira, 16 de agosto de 2019

DEDICO

A minha família e esposa, pelo apoio e apreço.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por permitir esse passo na carreira profissional e por ter me dado força para concluir este trabalho.

Aos meus pais, Claudia e Claudinei, pelo apoio recebido em todos os momentos da minha vida e pelos conselhos que sempre me indicam o melhor caminho. Eles sempre fizeram o seu máximo, através de um exemplo de trabalho e dedicação, para que eu e meus irmãos crescêssemos e nos desenvolvêssemos como indivíduos de boa índole.

A minha esposa Tayenne Dias de Lima, por ser companheira, amiga e confidente, buscando atingir objetivos em comum e estando comigo em todos os momentos ao longo do curso e do desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores da UNEMAT, em especial ao Milton Luiz Neri Pereira (*in memoriam*) e Vera Lúcia Vieira de Camargo, por suas recomendações, apoio e incentivos para cursar o mestrado. Também ao Prof. Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro, por sua cordialidade e sugestões durante o período de inscrição no programa de pós graduação.

Ao Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani, por sua amizade, confiança e cordialidade desde minha chegada na FEIS/UNESP, me presenteando com diversos conselhos para meu crescimento pessoal e profissional, além de sua orientação durante uma parte do curso.

Ao meu orientador Prof. Dr. Jônatas Boás Leite, pela disposição para sanar minhas dúvidas de maneira paciente e prestativa. Por seus incentivos, cordialidade, confiança e amizade durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos docentes e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e da Seção de Pós-graduação da FEIS/UNESP, pelos ensinamentos ministrados e sua cordialidade, como também a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) - processo 2015/21972-6, pelo suporte financeiro durante o período de mestrado.

A todos os amigos que fiz durante o curso que diretamente ou indiretamente colaboraram para a realização deste trabalho, compartilhando conhecimento e proporcionando boas recordações.

“O que sabemos é uma gota; o que ignoramos é um oceano. Mas o que seria o oceano se não infinitas gotas? ”.
Isaac Newton.

RESUMO

A análise de curto-circuito é um método extremamente importante para os sistemas de energia elétrica (SEE), pois fornece os parâmetros necessários para o dimensionamento adequado dos equipamentos elétricos e ajuste dos dispositivos de proteção que garantem a segurança do SEE e contribuem para a redução dos riscos associados às pessoas próximas ao SEE. Assumindo o atual cenário de intensa inserção de fontes de energia renováveis no SEE, este trabalho propõe métodos e modelos matemáticos para representar os geradores distribuídos de fontes renováveis e não renováveis na análise de curto-circuito em sistemas de distribuição. As características da corrente de curto-circuito de quatro tecnologias de geradores distribuídos são apresentadas: síncrono, indução, fotovoltaico e gerador de indução duplamente alimentado (DFIG, do inglês, *Doubly Fed Induction Generator*). Neste trabalho considera-se um sistema elétrico trifásico desbalanceado real onde são realizadas simulações de faltas mono-, bi- e trifásicas permitindo, assim, avaliação e compreensão dos efeitos dessas tecnologias nas correntes de curto-circuito em redes de distribuição. Na análise de curto-circuito proposta, o método de varredura para cálculo do fluxo de potência em sistemas radiais, e/ou fracamente malhados, é utilizado na obtenção das condições de operação do sistema de distribuição. A determinação da matriz de impedância nodal com redução de Kron para cada gerador presente no SEE e o princípio da superposição são utilizados no cálculo da corrente de curto-circuito. Simulações comparativas utilizando um *software* comercial são realizadas para validar todos os resultados obtidos com a metodologia proposta.

Palavras-chave: Sistemas de distribuição de energia elétrica. Geradores distribuídos, Fontes de energia renováveis e não renováveis. Análise de curto-circuito.

ABSTRACT

Short-circuit analysis is an extremely important method for electrical energy systems, because it provides the parameters necessary for the proper dimensioning of electrical equipment and control devices, that guarantee the safety of the SEE and contribute to the reduction of risks associated with people close to the SEE. Assuming the current scenario of intense insertion of renewable energy sources in the SEE, this work proposes mathematical methods and models to represent distributed generators from renewable and nonrenewable sources in short-circuit analysis in distribution systems. The characteristics of the short-circuit current of four distributed generator technologies are presented: synchronous, induction, photovoltaic and double fed induction generator (DFIG). In this work we consider an unbalanced real three-phase electrical system where mono-, bi- and three-phase faults simulations are performed, thus allowing the evaluation and understanding of the effects of these technologies on short-circuit currents in distribution networks. In the proposed short-circuit analysis, the scanning method for calculating the power flow in radial and / or weakly colored systems is used to obtain the operating conditions of the distribution system. The determination of the nodal impedance matrix with Kron reduction for each generator present in the ESS and the superposition principle are used in the calculation of the short-circuit current. Comparative simulations using commercial software are performed to validate all the results obtained with the proposed methodology.

Keywords: Systems of distribution of electrical energy. Renewable and non-renewable distributed generators. Short-Circuit.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Disposição geográfica dos diferentes tipos de GDs no Brasil.	14
Figura 2 – Quantidade anual de GDs conectados à rede de distribuição.	14
Figura 3 – Representação de um GD síncrono.	29
Figura 4 – Comportamento da corrente do GD síncrono durante um CC.	30
Figura 5 – Representação do GD assíncrono.	31
Figura 6 – Esquema básico da geração fotovoltaica.	32
Figura 7 – Esquema básico de um gerador eólico com DFIG e conversores.	33
Figura 8 – Esquema básico de um SAE.	35
Figura 9 – Classificação dos GDs baseado no princípio operação e interface com a rede.	36
Figura 10 – Função de transferência do FP.	38
Figura 11 – Representação do transformador como um quadripolo.	39
Figura 12 – Exemplo de um sistema renumerado.	44
Figura 13 – Diagrama de blocos do algoritmo básico do FP.	46
Figura 14 – Função de transferência do FP com compensação.	47
Figura 15 – Modelo de curto-circuito com quatro impedâncias.	50
Figura 16 – Circuito equivalente da rede para estimar as faltas.	51
Figura 17 – Exemplo de um sistema de distribuição com falta.	53
Figura 18 – Modelo para adicionar Z_b de uma nova barra p em uma barra existente k	55
Figura 19 – Modelo para adicionar Z_b de uma barra existente k ao nó de referência.	57
Figura 20 – Fluxograma do método proposto para cálculo de curto-circuito.	60
Figura 21 – Sistema teste de 69 barras.	61
Figura 22 – Comparativo da magnitude das tensões do FP proposto com o DigSILENT.	62
Figura 23 – Comparativo das correntes do FP proposto com o DigSILENT.	63
Figura 24 – Sistema teste de 69 barras com destaque na conexão da falta com a subestação.	64
Figura 25 – Comparativo do perfil de tensão do método proposto e do DigSILENT.	65
Figura 26 – Comparativo da magnitude das correntes do método proposto e do DigSILENT.	65
Figura 27 – Diferença das correntes da subestação entre o método proposto e o DigSILENT para faltas trifásicas individuais na seção principal do alimentador (sistema de 69 barras).	67
Figura 28 – Sistema trifásico desequilibrado real de 134 barras.	68
Figura 29 – Comparativo das tensões do método proposto e do DigSILENT.	69
Figura 30 – Comparativo das tensões para uma falta trifásica.	70
Figura 31 – Diferença das correntes da subestação entre o método proposto e o DigSILENT para faltas trifásicas individuais na seção principal do alimentador (sistema de 134 barras).	72
Figura 32 – Comparativo das tensões para falta trifásica com regulador $Y\Delta$ na rede.	73
Figura 33 – Comparativo das correntes para falta trifásica com regulador $Y\Delta$ na rede.	74
Figura 34 – Comparativo das tensões para uma falta entre fases.	76
Figura 35 – Comparativo das correntes para uma falta entre fases.	77
Figura 36 – Comparativo das tensões para uma falta monofásica.	78
Figura 37 – Comparativo das correntes para uma falta monofásica.	79
Figura 38 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com GDFC.	80
Figura 39 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com GDFT (GD assíncrono).	81
Figura 40 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com GDFT (GD síncrono).	83
Figura 41 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com GDFT e GDFC.	84
Figura 42 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com um GDFT e dois GDFCs.	86
Figura 43 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com um GDFT e três GDFCs.	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo das principais características dos trabalhos revisados.	27
Tabela 2 – Matriz de desvio angular para vários tipos de conexões.	40
Tabela 3 – Relação de transformação para vários tipos de conexões.	40
Tabela 4 – Comparativo entre as correntes do método proposto e o DigSILENT considerando uma falta trifásica franca na barra 66.	66
Tabela 5 – Comparativo das correntes do método proposto e o DigSILENT considerando uma falta trifásica na barra 66 com alta impedância de contato à terra.	66
Tabela 6 – Comparativo entre as correntes do método proposto com o DigSILENT.	70
Tabela 7 – Comparativo das correntes de CC para uma falta trifásica.	71
Tabela 8 – Comparativo das correntes para falta trifásica com alta impedância de contato. ..	76
Tabela 9 – Comparativo das correntes de CC para uma falta entre fases.	77
Tabela 10 – Comparativo das correntes de CC para uma falta monofásica com 10 Ω	79
Tabela 11 – Comparativo de correntes de CC com um GDFT presente na rede.	80
Tabela 12 – Comparativo de correntes de CC com um GDFT na rede (GD assíncrono).	81
Tabela 13 – Comparativo de correntes de CC com um GDFT na rede (GD síncrono).	83
Tabela 14 – Comparativo das correntes de CC com GDFT e GDFT na rede.	84
Tabela 15 – Comparativo das correntes de CC com um GDFT e dois GDFTs na rede.	86
Tabela 16 – Comparativo das correntes de CC com um GDFT e três GDFTs na rede.	88
Tabela 17 – Comparativo das correntes de CC com um GDFT e três GDFTs na rede, onde um GDFT (SAE) se comporta como carga.	89
Tabela 18 – Comparativo das correntes de CC utilizando metodologia disposta em norma. .	89
Tabela 19 – Dados do sistema equilibrado de 69 barras.	99
Tabela 20 – Dados do sistema equilibrado de 134 barras.	101
Tabela 21 – Impedância de Thévenin vista da subestação (Ω) e dos condutores (Ω/km).	103

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	<i>Alternating current</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AS	Gerador Assíncrono
BC	Banco de Capacitores
BFS	<i>Backward/Forward Sweep</i>
CC	Curto-Circuito
DC	<i>Direct Current</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
DigSILENT	<i>Digital Simulator for Electrical Network</i>
EOL	Usina Eólica
FP	Fluxo de Potência
GD	Gerador Distribuído
GDFC	Gerador Distribuído representado como Fonte de Corrente
GDFT	Gerador Distribuído representado como Fonte de Tensão
GF	Gerador Fotovoltaico
GS	Gerador Síncrono
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
NR	Newthon Raphson
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PG&E	<i>Pacific Gas and Electric Company</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SEE	Sistema de Energia Elétrica
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
UTE	Usina Térmica

SUMÁRIO

SUMÁRIO	11
1 INTRODUÇÃO	13
1.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	15
1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES	17
1.2.1 Objetivos específicos.....	18
1.3 JUSTIFICATIVA	18
1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	19
1.4.1 Algoritmo de fluxo de potência	20
1.4.2 Análise de faltas com a presença de GDs	21
1.5 CARACTERÍSTICAS DOS GDS	28
1.5.1 Gerador síncrono.....	28
1.5.2 Gerador assíncrono	30
1.5.3 Gerador fotovoltaico	31
1.5.4 Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG).....	32
1.5.5 Sistema de armazenamento de energia elétrica.....	34
1.5.6 Classificação simplificada dos GDs.....	35
1.6 ESTRUTURA DO DOCUMENTO	36
2 REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DO SDEE	37
2.1 DISPOSITIVOS CONECTADOS EM SÉRIE NO SDEE	38
2.1.1 Linhas de distribuição.....	38
2.1.2 Transformadores e reguladores de tensão	39
2.2 DISPOSITIVOS CONECTADOS EM DERIVAÇÃO NO SDEE	42
2.2.1 Cargas.....	42
2.2.2 Capacitores.....	43
2.2.3 Geradores	43
2.3 ALGORITMO DE FLUXO DE POTÊNCIA	44
2.3.1 Sistemas com geradores	47
2.3.2 Sistemas fracamente malhados	48
2.4 CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO NO SDEE	49
2.4.1 Método de compensação híbrido.....	51
2.4.2 Cálculo de CC usando a matriz de impedância nodal	54
3 TESTES E RESULTADOS	61
3.1 SISTEMA TRIFÁSICO EQUILIBRADO DE 69 BARRAS	61
3.3.1 Sistema em condição inicial	62
3.3.2 Sistema em condição de curto-circuito.....	63
3.2 SISTEMA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO DE 134 BARRAS SEM GD	67
3.2.1 Sistema em condição inicial	69
3.2.2 Sistema com falta trifásica.....	70
3.2.3 Sistema com falta trifásica e regulador de tensão	73
3.2.4 Sistema com falta trifásica e impedância de contato.....	75
3.2.5 Sistema com falta entre fases.....	Erro! Indicador não definido.
3.2.6 Sistema com falta monofásica	78
3.3 SISTEMA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO DE 134 BARRAS COM GD	79

3.3.1	Sistema com um GF	79
3.3.2	Sistema com um GD assíncrono.....	81
3.3.3	Sistema com um GD síncrono	82
3.3.4	Sistema com GD síncrono e um SAE.....	83
3.3.5	Sistema com GD síncrono e dois GFs	85
3.3.6	Sistema com GD síncrono, GF, SAE e DFIG.....	87
4	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	91
	REFERÊNCIAS	93
	ANEXO A – DADOS DOS SISTEMAS TESTE DO CAPÍTULO 3	99
	APÊNDICE A – TRABALHOS PUBLICADOS.....	104

1 INTRODUÇÃO

O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) tem a finalidade de fornecer energia elétrica aos consumidores atendendo a determinados padrões de confiabilidade, qualidade, segurança e respeito ao meio ambiente. Trata-se de uma tarefa desafiadora para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, uma vez que estas precisam atender aos critérios estabelecidos pelas agências reguladoras fornecendo energia elétrica, não somente, com bons índices de continuidade, mas também com o maior retorno financeiro possível sobre seus investimentos (CONCEIÇÃO, 2018; KERSTING, 2001).

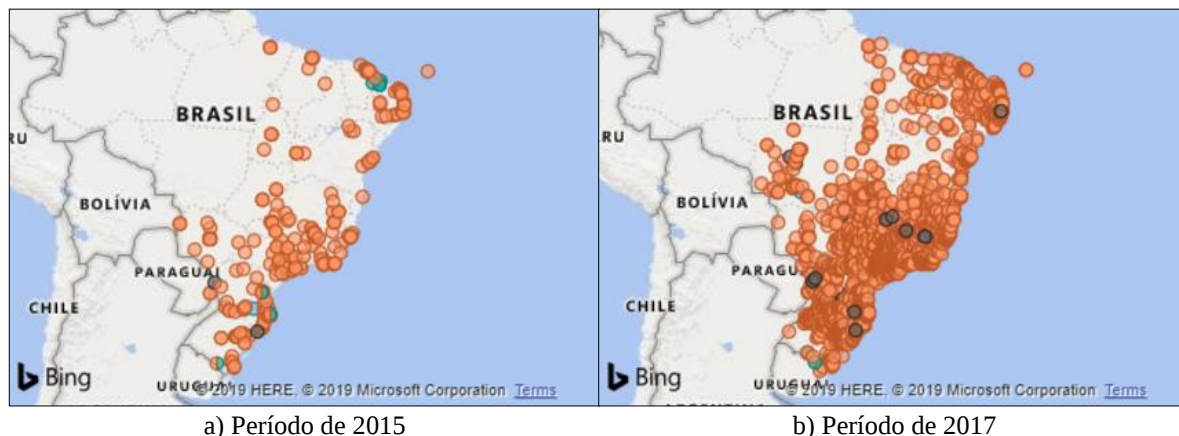
A crescente inserção de geradores de pequeno e médio porte em diferentes pontos do SDEE de média e baixa tensão tem contribuído para aumentar a confiabilidade das redes de distribuição que se beneficiam das vantagens da geração descentralizada. Segundo Keller e Kroposki (2010), estes geradores são normalmente conhecidos como geradores distribuídos (GDs) e, tipicamente, possuem potência inferior a 10 MVA, com limite de 5 MW de potência instalada no Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2012). Existem variadas tecnologias de GDs, dentre elas destacam-se: gerador síncrono, gerador de indução, gerador fotovoltaico (GF) e gerador de indução duplamente alimentado ou DFIG (do inglês, *Doubly Fed Induction Generator*).

Os geradores síncronos e de indução pertencem às fontes tradicionais de geração de energia conectadas à rede primária dos SDEEs e, geralmente, são utilizados em centrais geradoras hidrelétricas (CGHs), usinas térmicas (UTE) ou eólicas (EOLs). No entanto, com o crescente avanço da tecnologia, novos geradores com sofisticados circuitos eletrônicos de controle são desenvolvidos com a capacidade de interagir com a rede de distribuição, como ocorre com os GFs. Os GFs podem ser conectados nas redes primária e secundária do SDEE onde sua inclusão teve destaque nos últimos anos. De acordo com o Balanço Energético Nacional (EPE, 2017), a quantidade de energia fornecida por esta tecnologia cresceu 27,11% de 2015 para 2016. Os DFIGs, assim como os geradores de indução convencionais, são amplamente utilizados em EOLs. As vantagens da utilização do DFIG, com relação ao gerador convencional, são mais evidentes nos modernos SEE que utilizam uma turbina de velocidade variável como fonte primária, melhorando o desempenho do DFIG. Além disso, esta tecnologia permite a regulação do fluxo de potência reativa na rede elétrica por meio de seu sistema de controle mais sofisticado (POLINDER *et al.*, 2013).

De acordo com o Banco de Informações de Geração da ANEEL (ANEEL, 2019), no início de 2015, haviam 1.476 GDs totalizando 11.858,20 kW de potência instalada. Após dois

anos, o número de GDs aumentou para 14.033 GDs com um total de 181.731,10 kW de potência instalada. A distribuição geográfica desses GDs nos dois períodos pode ser observada na **Figura 1**. Os marcadores em vermelho representam os GFs, em cinza as UTEs, em verde as EOLs e em azul as CGHs.

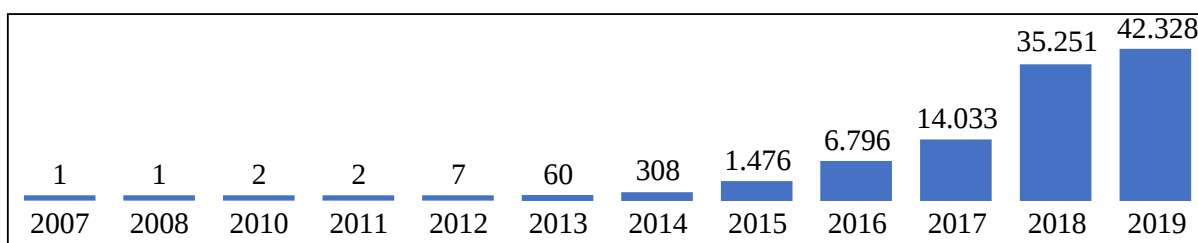
Figura 1 – Disposição geográfica dos diferentes tipos de GDs no Brasil.



Fonte: Banco de Informações de Geração da ANEEL (2019).

Atualmente, existem em operação 93 CGHs, 170 UTEs, 57 EOLs e 99.945 GFs, com capacidade de geração de 88.022,60 kW, 46.999,54 kW, 10.314,40 kW e 1.068.616,38 kW, respectivamente, totalizando 915.785,44 kW fornecidos por 100.265 GDs. Estes números, assim como os dados da **Figura 2**, que mostra a quantidade anual de instalações de GDs no período de 2007 a 2019, comprovam um aumento futuro do nível de inserção de GDs no Brasil, o que leva a possíveis mudanças na operação e planejamento do SEE.

Figura 2 – Quantidade anual de GDs conectados à rede de distribuição.



Fonte: Banco de Informações de Geração da ANEEL (2019).

Dos diversos benefícios associados à conexão dos GDs no SDEE, quando perfeitamente alocados, destacam-se as contribuições na melhora da confiabilidade decorrente da proximidade das unidades geradoras com as cargas, na redução das perdas nas linhas de transmissão uma vez que por estas deve fluir uma corrente reduzida devido à geração

descentralizada, no suporte à regulação de tensão que é favorecida pela proximidade da geração com as cargas, e no fornecimento de uma energia mais limpa auxiliando na redução dos gases de efeito estufa. No entanto, a inserção das GDs na rede elétrica também possui desvantagens podendo causar problemas associados à sobretensão, desequilíbrio e principalmente problemas no sistema de controle e proteção. A maior parte dos problemas provocados pela presença de geradores descentralizados na rede é decorrente da alteração do comportamento do sistema, que inicialmente foi projetado para suportar o fluxo unidirecional e, mediante a presença dos GDs, pode apresentar fluxo bidirecional, levando à perda da seletividade dos dispositivos de proteção. Além disso, em situações de defeito da rede, os GDs contribuem com a corrente de curto-circuito (CC) levando a magnitude destas correntes a níveis mais agravantes.

De todo o sistema elétrico de potência, o SDEE é a parcela da rede mais próxima ao consumidor e a mais vulnerável aos eventos de interrupções. Teng e Liu (2003) estimam que cerca de 80% do tempo total de interrupção do SEE é decorrente de falhas no SDEE primário. As faltas na rede elétrica ocorrem devido à interferências externas, tais como queda de árvores sobre as linhas, e interferências internas, como falhas nos elementos que compõem a rede. De acordo com a ANEEL (2016), a quantidade de energia não suprida no Brasil foi de 783,17 MWh, um valor significativo capaz de afetar drasticamente os indicadores de qualidade estabelecidos no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (2016).

As correntes de CC em situações de falta, que já possuem magnitudes elevadas, somadas com as contribuições de corrente dos GDs, leva o sistema a transitórios mais graves, podendo ocasionar fusão, combustão ou até mesmo a explosão de componentes da rede elétrica (THURNER; BRAUN, 2018). Sendo assim, a inserção de GDs de diferentes tecnologias em redes de distribuição exige uma intensa análise técnica para determinar seu impacto em situações normais e anormais de operação e assim dimensionar adequadamente os dispositivos de proteção da rede. Essa análise depende das informações coletadas nos instantes de pré-falta, pós-falta e no instante de ocorrência do evento de falta.

1.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O SEE normalmente estende-se por uma ampla área e está sujeito a perturbações causadas por fenômenos naturais, falhas humanas ou nos equipamentos. Para assegurar o correto desempenho do sistema, os componentes elétricos da rede quando submetidos a um evento de CC não podem sofrer nenhum dano. Os equipamentos responsáveis pela garantia da

integridade física dos demais componentes da rede elétrica são os dispositivos de proteção que desempenham a função de detectar as condições indesejáveis e isolar a parte afetada do restante do sistema, evitando propagação do problema para outras partes da rede e reduzindo eventuais prejuízos causados pela falha (KOUMBA; CHERITI; DOUMBIA, 2015).

Os dispositivos de proteção podem atuar atrasados ou até mesmo não atuar com a presença de GDs. Em diversos trabalhos publicados na literatura, os principais impactos da GD nos sistemas de proteção estão relacionados com as proteções de distância, direcionalidade das proteções, seletividade e coordenação, religamento automático e no nível de curto-circuito (BARAN; EL-MARKABY, 2005; BOUTSIKA; PAPATHANASSIOU, 2008; GIRGIS; BRAHMA, 2001; KOUMBA; CHERITI; DOUMBIA, 2015; NIMPITIWAN *et al.*, 2005; TRUJILLO, 2018, PEREIRA *et al*, 2018).

A contribuição dos GDs para as correntes de curto-circuito varia de acordo com as diferentes tecnologias de conexão dos GDs. Em geradores com acoplamento por inversores, essa contribuição pode chegar a duas vezes a corrente nominal por um curto período de tempo. As máquinas rotativas podem fornecer correntes de CC com magnitude de várias vezes a corrente nominal por períodos prolongados, com exceção das máquinas indutivas que possuem excitação dependente da rede. As inúmeras variações no comportamento da corrente de CC somadas as contribuições dos GDs de indução (pois nem sempre as tensões caem à zero) resultam no aumento da corrente de falta, causando a violação nos limites de operação dos dispositivos de proteção e consequente alteração na capacidade destes de interromper as faltas (TRUJILLO, 2017).

Os SDEEs utilizam tipicamente um esquema clássico de proteção com religamento automático que podem apresentar problemas devido à inserção de GDs. O primeiro representa a atuação do religador na operação instantânea, usualmente chamado de esquema de “preservação de fusível” (TRUJILLO, 2017). Em caso de defeito na rede, o religador isola a parte afetada reconectando-a novamente em um curto espaço de tempo, evitando a queima desnecessária do elo fusível provocado por uma falta temporária e mantendo a continuidade dos serviços de maneira automatizada. Durante esse processo, os GDs devem ser desconectados do SDEE pois, caso estes se mantenham conectados, a reconexão será realizada fora de fase, podendo provocar torques eletromecânicos severos nos GDs, sobretensão no ponto de acoplamento do GD com à rede, grandes correntes de magnetização nos motores e transformadores conectados no SDEE e danos nos motores em função do torque elevado (IEEE, 2018). Se a falta for permanente, o religador entra na operação temporizada, fornecendo tempo

suficiente para que o elo fusível atue e seccione a parte do sistema que encontra-se curto-circuitada.

Outro problema comum decorrente da inserção de GDs na rede elétrica é verificado na coordenação do religador com o elo fusível. Essa coordenação refere-se à operação de dois ou mais equipamentos de proteção instalados em série com sequência de operação pré-definida possibilitando a operação de modo seletivo através do isolamento da falta usando o equipamento mais próximo da falha. Caso o dispositivo de proteção mais próximo não atue, o dispositivo de proteção de retaguarda entra em operação, isolando a menor parte possível do SDEE. A seletividade desses dispositivos é afetada na presença de GDs, pois estes fornecem corrente adicional ao fusível reduzindo ligeiramente a corrente de falta fluindo pelo religador e o tempo disponível para a operação desse processo coordenado (GIRGIS; BRAHMA, 2001).

Os relés de sobrecorrente são muito utilizados no SDEE para detecção e eliminação de faltas e sua operação também pode ser comprometida com a conexão de GDs na rede. Os relés são ajustados de acordo com os valores máximo e mínimo da corrente elétrica a ser interrompida. A inserção de GDs no SDEE contribui para a redução do valor da corrente elétrica medida pelo relé, dificultando a detecção de falhas (PEREIRA *et al.*, 2017).

Os problemas apresentados comprovam a necessidade de realizar intensos estudos das contribuições dos GDs nas correntes de CC, pois a compreensão dos efeitos associados a cada tipo de tecnologia de geração assegura que, o dimensionamento, coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção possam ser efetuados adequadamente garantindo assim, a segurança e estabilidade do SDEE.

1.2 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

O presente trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de uma metodologia para análise das características da corrente de CC considerando as principais tecnologias de GDs em diferentes tipos de faltas no SDEE. Desse modo, espera-se ser possível avaliar a contribuição individual e conjunta das tecnologias mais presentes no SDEE, através de uma metodologia completa para ser utilizada na especificação e obtenção da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção do SDEE. Além disso, é importante considerar o efeito das cargas no momento da falta, pois sua contribuição, mesmo que seja pequena, pode influenciar tanto nos algoritmos de localização de falta quanto no intervalo de operação dos dispositivos de proteção do SDEE impactando, portanto, na sua coordenação e seletividade.

O presente trabalho considera tanto os geradores diretamente acoplados, com maior contribuição para as correntes de CC, como também os geradores eletronicamente acoplados

com inversores. Neste trabalho são estudadas as contribuições dos geradores síncrono, assíncrono, GF e DFIG, uma vez que são as tecnologias predominantes no SDEE.

O crescimento da inserção de sistemas de armazenamento de energia (SAEs) no SDEE tem crescido nos últimos anos e, por esse motivo, propõe-se neste trabalho considerar também as contribuições desses dispositivos nas correntes de CC.

No estudo de curto-circuito, diversos tipos de faltas devem ser consideradas, envolvendo uma, duas ou três fases, em contato com solo ou não por meio de alta ou baixa impedância. Para comprovar a precisão e consistência dos métodos propostos, neste trabalho realizam-se simulações comparativas utilizando um *software* comercial, permitindo a validação de todos os resultados obtidos com a metodologia proposta.

1.2.1 Objetivos específicos

- Determinar um método para cálculo de fluxo de potência (FP) que seja dedicado a sistemas radiais e/ou fracamente malhados, além de permitir a inserção de GDs no SDEE.
- Adicionar modelos complementares para que seja possível obter as variáveis de estado do sistema mesmo com a presença de outros elementos comuns na rede de distribuição como banco de capacitores, transformadores, reguladores de tensão e SAEs.
- Realizar um estudo sobre os modelos de cálculo de CC e definir um modelo para esse trabalho que possua a capacidade de efetuar os cálculos na rede de distribuição com GDs instalados, ou não, além de permitir a realização de simulações de faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas possuindo, ou não, impedância de contato com a terra de alto ou baixo valor.
- Definir e utilizar um *software* comercial para realizar comparações com os resultados advindos do método proposto deste trabalho permitindo, assim, verificar e validar a consistência, coerência e precisão dos resultados alcançados com os modelos utilizados.

1.3 JUSTIFICATIVA

A análise de CC é um dos principais aspectos levados em consideração no projeto dos sistemas de controle e proteção dos SEE. Embora as redes de distribuição sejam projetadas para permanecerem em condições normais de operação, os curtos-circuitos ainda podem ocorrer.

Por essa razão, é essencial desenvolver ferramentas capazes de avaliar o comportamento de tais fenômenos no SEE. Além disso, a inserção da GD pode intensificar o problema uma vez que interfere na operação dos dispositivos de proteção.

Existe uma grande variedade de tecnologias de geração classificadas de acordo com seu princípio de operação e sua interface de acoplamento com a rede elétrica. Em GDs acoplados com a rede elétrica, os níveis de contribuição da corrente de CC são significativamente maiores com relação às tecnologias com acoplamento via inversores eletrônicos. Portanto, essa classificação das tecnologias de geração é importante para determinar a contribuição na corrente de curto-circuito de cada tipo de GD.

No processo de análise da contribuição dos GDs nas correntes de CC, neste trabalho enfatizam-se os geradores síncronos, de indução, DFIGs e fotovoltaicos com base em duas considerações: 1) geradores mais comuns no SDEE; 2) atual tendência das tecnologias de GDs mais limpos. Os métodos de análise utilizados calculam a contribuição das diferentes tecnologias de GDs conforme seu tipo de conexão com a rede, assim qualquer gerador diretamente acoplado, ou acoplado por meio de inversor, pode ser analisado.

1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Existem diversos métodos disponibilizados na literatura para cálculo de CC. Entretanto, verificam-se resultados mais precisos quando a condição da rede elétrica, em instantes antes da ocorrência de defeito, é considerada no modelo.

Em virtude do uso da tensão pré-falta, a contribuição das cargas nas correntes de CC passa a ser considerada e, além disso, o cálculo de corrente de CC na barra em falta torna-se mais próximo da realidade ao utilizar o correto nível de tensão do ponto de falha.

Por esse motivo, é essencial que o método de cálculo de CC proposto neste trabalho inclua um algoritmo de fluxo de potência eficiente e robusto, permitindo avaliar a inserção de GDs em redes de distribuição, além de outros dispositivos comuns nos SDEEs como malhas, reguladores de tensão e bancos de capacitores, por exemplo.

Para determinar o método de FP utilizado neste trabalho, foram analisados diversos métodos da literatura. Na subseção **1.4.1** encontra-se uma revisão sucinta de cada trabalho estudado. Por fim, na subseção **1.4.2** encontra-se uma revisão bibliográfica dos trabalhos que realizam uma análise das faltas nos SEE com inserção de GDs.

1.4.1 Algoritmo de fluxo de potência

Desde a década de 50 inúmeras propostas para resolver o problema de FP em redes de transmissão foram apresentadas. Trabalhos dedicados a redes de distribuição surgiram posteriormente, sendo grande parte das publicações realizadas a partir da década de 80.

O método Gauss-Seidel foi bastante utilizado na década de 50. Trata-se de um método eficiente com elevado número de iterações para atingir convergência, sendo considerado muito lento (CARVALHO, 2006).

Em Tinney e Hart (1967) apresentou-se o método Newton-Raphson (NR), uma referência para cálculo do FP em redes malhadas, geralmente utilizado em sistemas de transmissão, pois o SDEE apresenta configuração radial, alta relação R/X e comprimento variável das linhas. O método foi base para diversos modelos derivados e ainda é muito utilizado atualmente.

Em Stott *et al.* (1974) o método desacoplado rápido foi proposto, uma derivação do método NR onde a matriz Jacobiana é simplificada, considerando apenas os efeitos dos acoplamentos fortes entre potência ativa e deslocamento angular ($P\theta$) e potência reativa e magnitude da tensão (QV).

Em Kersting *et al.* (1976) apresentou-se um método para solução do FP para redes radiais. A técnica parte dos nós finais da rede identificando as correntes e tensões dos nós a montante até chegar à subestação, repetindo o processo até atingir convergência.

Em Shirmohammadi *et al.* (1988) foi proposto o método *Backward/Forward Sweep* (BFS) aplicado a sistemas equilibrados, baseado na técnica proposta por Kersting *et al.*, separando a identificação das correntes e tensões em dois passos básicos da varredura. O método pode ainda ser aplicado em sistemas fracamente malhados, pois está incluso no trabalho uma técnica para converter as malhas em redes radiais. Por se tratar de um método robusto e possuir boas características de convergência, este modelo tornou-se muito utilizado e serviu de base para outros trabalhos.

Em Baran *et al.* (1989) utilizou-se uma técnica baseada no método NR considerando as particularidades do sistema de distribuição. As principais diferenças encontram-se no novo modelo de equações denominadas “DistFlow” e no uso da matriz Jacobiana adaptada que atende as características radiais dos sistemas de distribuição.

Em Cheng *et al.* (1995) apresentou-se um método para redes de distribuição trifásicas desequilibradas usando a técnica BFS como base e utilizando a matriz de impedâncias no equacionamento.

Em Das *et al.* (1995) foi proposto um método para redes de distribuição baseado no método da soma de potências onde a convergência é baseada na diferença das perdas entre duas iterações subsequentes.

Em Zhang e Cheng (1997) utilizou-se uma variação do método de Newton Raphson dedicado a redes radiais, uma vez que o método clássico apresentava desempenho ruim de convergência para a maioria dos sistemas de distribuição em função da alta relação da resistência pela reatância que deteriora o domínio da diagonal na matriz Jacobiana. Esse método une o método de varredura com o de Newton, porque, segundo os autores, o Newton Raphson é mais apropriado para aplicações como fluxo de potência ótimo e estimação de estados.

Dentre os métodos estudados, neste trabalho a técnica de varredura a montante e a jusante (BFS), proposta em 1988 e estendida para sistemas trifásicos desequilibrados em 1995, foi escolhida por sua eficiência e robustez, além de permitir analisar redes fracamente malhadas com geração distribuída.

1.4.2 Análise de faltas com a presença de GDs

As primeiras publicações dedicadas à análise de faltas no SDEE considerando a inserção da geração descentralizada, dispersa, ou mais conhecida como GD, ocorreram na década de 80.

Na análise de um sistema de teste equilibrado, Dugan e Rizy (1984) concluíram que a presença de um GD síncrono consegue afetar a corrente de atuação de um elo fusível em qualquer tipo de contingência, enquanto os GDs assíncronos afetam a corrente de atuação somente em ocorrência de faltas monofásicas ou bifásicas.

Em Fardanesh e Richards (1984) avaliou-se os impactos das faltas em diversos SDEEs equilibrados utilizando a matriz de impedância nodal. Os resultados simulados indicaram que considerações adicionais de coordenação e proteção seriam necessárias quando forem introduzidas fontes de cogeração consideráveis para manter um alto grau de confiabilidade e continuidade de serviço. Neste trabalho desprezam-se as correntes pré-faltas não levando em consideração, portanto, o efeito das cargas no momento do curto-circuito.

Em Girgis e Brahma (2001) avaliou-se os efeitos na coordenação dos fusíveis, relés e religadores, principalmente em condições de fluxo reverso, realizando uma série de conclusões resultantes desta análise. Para fusíveis e relés tem-se:

- Dispositivos de proteção à jusante do último GD nunca serão sensibilizados pela corrente de CC em falhas a montante;
- Se os dispositivos forem sensibilizados pelas correntes de CC em falhas a montante, existem duas possibilidades. A primeira ocorre se a corrente observada for a mesma

para fluxo normal e reverso, então a coordenação é perdida. Se as correntes forem diferentes para o fluxo normal ou reverso, então a coordenação dos dispositivos fica dependente da potência, tipo e localização do GD no SDEE, mantendo a coordenação, ou não, dependendo dessas características;

- Para os religadores também existe a possibilidade de manter a coordenação de acordo com a capacidade nominal, tipo e localização do GD na rede. Nesse caso, é preferível que o GD tenha contribuição de corrente menor.

Em McDermott e Dugan (2002) avaliou-se os impactos da GD nos índices de confiabilidade e qualidade, indicando a possibilidade de melhora significativa desses índices quando o GD estiver operando de maneira ilhada em caso de faltas permanentes, capaz de manter uma parcela das cargas do sistema alimentada. Os autores ressaltam as dificuldades da operação do ilhamento intencional.

Em Baran e El-Markabi (2005) foi proposto um novo método de análise de faltas que considera os GDs conectados via inversores. Neste trabalho simulam-se faltas balanceadas e desbalanceadas usando as equações nodais considerando a subestação como uma fonte de tensão em série com uma impedância e as linhas como impedâncias em série, enquanto as cargas são representadas por suas impedâncias equivalentes. Além disso, os GDs presentes no sistema também são representados por equivalentes de Thévenin. O método das componentes simétricas é utilizado para calcular as correntes de CC, simulando faltas trifásicas e monofásicas.

Em Nimptiwan e Blevins (2005) apresentou-se as consequências e limitações operacionais da instalação de GDs no SDEE. As correntes de CC neste trabalho são obtidas com a construção da matriz de impedância nodal, enquanto as contribuições dos GDs são consideradas por meio da alteração dessa matriz com uso da redução de Kron. Os autores não consideram os efeitos de geradores conectados à rede por meio de inversores.

Em Castro e Balmaceda (2005) apresentou-se a interação entre o SDEE e o GD no caso de CC. A corrente de CC para faltas trifásica e monofásica com alta impedância (40Ω) são obtidas e utilizadas para realizar a coordenação dos dispositivos de proteção do sistema teste (relé de sobrecorrente, religador e chave fusível). Os autores utilizam componentes simétricas para obter os valores das correntes de CC. A proposta de coordenação da proteção dos autores em um dos pontos de falta no sistema teste analisado não ocorre adequadamente, comprovando as dificuldades de coordenação impostas pela presença dos GDs.

Em Campitelli (2007) foi proposto um modelo para alocação de dispositivos de proteção e GDs simultaneamente nos SDEEs. A proposta utiliza um algoritmo genético dedicado à

solução dos problemas de alocação de dispositivos de proteção e a técnica de cálculo de CC utilizada pelo algoritmo é o método das componentes simétricas.

Em Boutsika e Papathanassiou (2008) apresentou-se um excelente resumo da IEC 60909 como também forneceram recomendações para o cálculo da contribuição da corrente de falta do gerador síncrono, gerador assíncrono, DFIG e também geradores conectados via inversores.

Em Karaliolios *et al.* (2008) apresentou-se as equações analíticas, utilizadas no *software* EMT Simulator, para calcular as contribuições dos GDs na corrente de curto-circuito fazendo também uma comparação entre a IEC 60909 e os resultados obtidos nas simulações. Os autores consideram geradores síncronos, assíncronos, DFIG e geradores fotovoltaicos. O DFIG possui corrente de CC significativamente reduzida quando os autores consideram a proteção *crowbar* – com a função de cortar o fornecimento de eletricidade para evitar maiores danos – que oferece uma rápida reação do controlador no momento de ocorrência da falta.

Em Sulla e Samuelsson (2008) avaliou-se o comportamento de um gerador de indução conectado via transformador em um SDEE na condição de curto-circuito. O objetivo do trabalho é uma análise do comportamento deste gerador operando de maneira ilhada. Os autores concluem que um CC em qualquer ponto da rede é capaz de desmagnetizar o rotor bobinado do GD, reduzindo o impacto das correntes de CC se comparado com os GDs síncronos. Isso ocorre porque os GDs assíncronos possuem excitação do rotor dependente da rede, logo, em uma situação de falta, suas contribuições para as correntes de CC são menores. Outra conclusão refere-se a rápida perda de excitação em situação de falta nos modelos de menor porte.

Em Boljevic e Conlon (2008) utilizou-se a metodologia da IEC 60909 para calcular o nível máximo de CC em um SDEE com GDs síncronos e assíncronos conectados na média e baixa tensão. Os autores concluem que a contribuição dos GDs na corrente de curto-circuito possui níveis mais elevados quando conectados em baixa tensão.

Em Selvan e Swarup (2008) realizou-se uma análise das correntes de CC nos sistemas de distribuição utilizando uma abordagem orientada a objetos, que proporciona maior eficiência computacional com matrizes esparsas, comuns nos sistemas de distribuição em função da sua topologia geralmente radial. Os autores utilizam o método das componentes simétricas para calcular a corrente de CC para os diferentes tipos de faltas.

Em Pavani (2008) determinou-se as correntes de CC fornecidas por GDs de indução durante faltas desequilibradas, além de realizar uma análise de estabilidade dos GDs de indução frente a pequenas e grandes perturbações. A autora utiliza o MATLAB para análise de estabilidade e o *software* PSCADTM para avaliar o transitório eletromagnético dessa tecnologia de GD. Os testes comprovam que um CC trifásico equilibrado, provocado nos terminais da

máquina, reduz rapidamente as correntes de CC em poucos ciclos, enquanto em faltas desequilibradas a corrente de CC pode ser mantida.

Em Ao-Yang, Zhe e Xiang-Gen (2009) apresentou-se as características da corrente de CC do gerador DFIG com proteção *crowbar* no SDEE. A corrente de CC do GD pode atingir de 3 a 4 vezes a corrente nominal para faltas distantes da geração e de 8-10 vezes para faltas próximas do terminal do estator do GD. O trabalho apresenta as dificuldades em determinar as constantes de tempo utilizadas para determinar as componentes de decaimento em corrente contínua e alternada (DC e AC, do inglês, *Direct Current e Alternating Current*, respectivamente), uma vez que estas não dependem somente das características da máquina, mas também da tensão externa fornecida pelo conversor do lado do rotor do DFIG.

Em Turcotte e Katiraei (2009) apresentou-se em seu artigo as contribuições dos GDs nas correntes de CC de uma rede canadense destacando as diferenças entre os GDs rotativos e GDs baseados em conversores eletrônicos. As simulações foram realizadas com auxílio do *software* PSCADTM e os testes se limitaram a faltas trifásicas à terra. Os autores apontam que, ao desativar as funções de proteção, os GDs com inversores contribuem para as correntes de CC com magnitudes de 1,1 a 1,5 vezes a corrente nominal, enquanto os GDs rotativos chegam a magnitudes de 4 a 10 vezes a corrente nominal.

Em Qiang, Shuo e Yong-li (2011) estimou-se os efeitos da corrente de falta nos relés de proteção da rede de distribuição com micro-redes – capazes de operar de maneira ilhada em situações de contingência no sistema. Os autores apontam a necessidade em coordenar novamente esses dispositivos de proteção nas situações em que a micro-rede opera no modo ilhado. As simulações foram realizadas no *software* Power Factory da DigSILENT GmbH, um *software* com poderosa capacidade de simulação e diversos módulos elétricos integrados.

Em Abdel-Majeed *et al.* (2011) realizou-se um estudo dos efeitos colaterais da inserção de GDs de fontes renováveis nas funcionalidades dos relés de proteção em SDEEs de média tensão. Todas as simulações de curto-circuito foram realizadas no domínio do tempo com auxílio do DigSILENT. Os autores também apresentam os modelos matemáticos dinâmicos para os GDs utilizados. Como mostrado nas simulações para geração distribuída de pequeno porte, o impacto nas proteções não é significativo. Foram simulados apenas CCs simétricos, pois os modelos apresentados não são adequados para faltas desbalanceadas, que são mais comuns nos SDEEs.

Em Gevorgian, Singh e Muljadi (2012) apresentou-se os modelos matemáticos para o transitório eletromagnético de vários tipos de tecnologias utilizadas em EOLs, são elas: GD assíncrono com rotor gaiola de esquilo, DFIG, GD assíncrono com rotor bobinado e resistor

variável conectados em série com o rotor e GD síncrono de imã permanente acoplado por meio de conversores eletrônicos. Falta mono-, bi- e trifásicas são simuladas com auxílio do *software* PSCAD. Os autores também apresentaram métodos simplificados para calcular as correntes de CC máximo e mínimo dessas tecnologias.

Em Peñuela e Mantovani (2013) e Peñuela (2012) foi proposto um modelo matemático para determinar o impacto da inserção de GDs nos estudos de planejamento e operação de SDEEs e também para protegê-los de faltas permanentes e temporárias com alocação de fusíveis, religadores e relés de sobrecorrente. A proposta utiliza o método de Cheng *et al.* para cálculo do FP e o método de Zhang *et al.* para cálculo de CC. Os autores consideram GDs síncronos, assíncronos e geradores baseados em inversores no trabalho, como também as incertezas associadas a demanda.

Em Afifi *et al.* (2013) avaliou-se a contribuição dos DFIGs nas correntes de CC do SDEE, onde faltas mono-, bi- e trifásicas foram simuladas com auxílio do *software* ETAP. Os autores relatam que a contribuição no nível das correntes de CC com faltas trifásicas é maior e discutem métodos para mitigar os altos níveis das correntes como o uso de dispositivos supercondutores.

Em Koumba e Doumbia (2015) avaliou-se os efeitos de diferentes tecnologias de GDs, incluindo fontes de geração renováveis, na coordenação dos dispositivos de proteção do SDEE. As simulações foram realizadas com auxílio do programa *Electrical Power System Analysis Software – ETAP*. Os autores relatam que, no sistema com GDs, a contribuição nas correntes de CC provenientes da subestação é reduzida e o nível da corrente de CC é elevado na barra em falta. Além disso, observou-se a possibilidade de impacto na coordenação entre dois ou mais dispositivos devido a adição dos GDs à rede.

Em Bravo e Ly (2015) determinou-se o impacto dos GDs eletronicamente acoplados na rede de distribuição quando ocorre um CC como também apresentam recomendações para mitigar tais impactos. Em uma das considerações realizadas, os autores apontam a possibilidade de minimizar o impacto dos GDs com inversores nos disjuntores se estes GDs deixassem de operar quando a tensão da rede estivesse abaixo de 50% de seu valor nominal. Os testes realizados incluem faltas mono-, bi- e trifásicas com e sem impedância de contato com o solo.

Em Tristiu *et al.* (2015) apresentou-se um modelo para cálculo de CC no SDEE com uso de varreduras a montante e a jusante, separando a rede em *clusters*, com uma parte a montante da falta e uma ou mais a jusante. Dessa forma, a varredura de cada *cluster* parte do ponto mais distante em direção à falta determinando, assim, as correntes de CC do SDEE. As simulações consideram apenas faltas trifásicas e GDs síncronos.

Em Varma *et al.* (2016) apresentou-se uma técnica para rápida detecção de faltas em GFs, proporcionando a desconexão do GD à rede ou transformando-o em um compensador de potência reativa. O método proposto pelos autores é capaz de diferenciar uma falta de uma comutação de carga pesada, onde seu sistema de controle compara inclinação da derivada das correntes na saída do GF com um valor de referência. Simulações de faltas trifásicas e monofásicas são realizadas com auxílio do *software* PSCAD.

Em Trujillo (2017) apresentou-se as características das correntes de CC dos GDs síncronos, de indução, fotovoltaicos e DFIGs, fornecendo modelos simplificados para considerar a contribuição nas correntes de CC dessas tecnologias inseridas nos SDEEs. Os parâmetros utilizados nos GDs síncronos e assíncronos foram baseados na norma IEC, enquanto os GFs são baseados em testes disponibilizados na literatura. O DFIG apresenta modelagem parcialmente baseada na IEC para GDs assíncronos. Faltas mono- e trifásicas são consideradas nos testes com auxílio do *software* MATLAB, não considerando nos testes a inserção simultânea de todas as tecnologias de GDs modeladas.

Em Conceição (2018) e Pereira *et al.* (2018) apresentou-se uma proposta para especificação e alocação dos dispositivos de controle e proteção em SDEEs com GDs de fontes não renováveis e a possibilidade de transferência de carga entre alimentadores vizinhos, além da possibilidade de operação ilhada da GD. A metodologia utiliza técnicas de otimização multiobjetivo considerando aspectos econômicos e da confiabilidade da rede, além de restrições físicas e operacionais. O método de compensação híbrido proposto por Zhang *et al.* é utilizado para calcular as correntes de CC com as contribuições dos GDs, onde apenas geradores síncronos são considerados. A proposta realiza simultaneamente a alocação otimizada dos dispositivos de controle e proteção na rede juntamente com a coordenação do sistema de proteção.

Em Barradas (2018) realizou-se uma análise do impacto da inserção massiva de GFs nas correntes de CC em SDEEs. Tal análise é realizada na média e baixa tensão e o resultado das simulações são obtidas com auxílio do DigSILENT. O autor desenvolve um conjunto de equações para verificar qual a relação da corrente na saída da subestação com as outras variáveis do sistema, como cargas, GDs e impedância das linhas da rede, e conclui que a presença dos GFs no SDEE reduz a corrente de CC da subestação.

Em Thurner e Braun (2018) apresentou-se um método para cálculo de CC de acordo com a norma IEC 60909. O modelo inclui GDs acoplados diretamente à rede, com transformador de acoplamento e também geradores conectados com inversores. Com as

simulações realizadas os autores concluem que os GDs podem ter impacto significativo nas correntes de CC.

A **Tabela 1** apresenta um resumo dos trabalhos revisados, indicando quais técnicas de solução para o cálculo das correntes de CC foram adotadas, e quais tipos de GDs e faltas foram analisados.

Tabela 1 – Resumo das principais características dos trabalhos revisados.

Abordagem	Software /Modelo	CS	RF	V^{pref}	Tecnologia do GD				Faltas analisadas			
					GS	AS	GF	DFIG	3Ø	2Ø	2ØT	1Ø
Fardanesh e Richards	Znodal		✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓
Dugan e Rizy	METAP		✓		✓	✓			✓			
Nimpitiwan e Blevins	Znodal		✓	✓	✓				✓			
Baran e El-Markabi	Ynodal	✓		✓			✓		✓			✓
	Circuitos											
Castro e Balmaceda	Elétricos	✓			✓				✓		✓	✓
Campitelli	Ynodal	✓			✓				✓	✓		✓
	Circuitos											
Boutsika e Papathanassiou	Elétricos		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
Karaliolios <i>et al.</i>	EMT Sim.		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
Sulla e Samuelsson	MATLAB		✓			✓			✓	✓		
	Circuitos											
Boljevic e Conlon	Elétricos		✓		✓	✓	✓	✓	✓			
Selvan e Swarup	Znodal	✓			✓				✓	✓	✓	✓
Pavani	PSCAD		✓	✓		✓			✓		✓	✓
Ao-Yang, Zhe e Xiang-Gen	MATLAB		✓					✓	✓			
Turcotte e Katiraei	PSCAD		✓		✓		✓		✓			
Qiang, Shuo e Yong-li	DigSILENT		✓	✓			✓	✓	✓			
Abdel-Majeed <i>et al.</i>	DigSILENT		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
Gevorgian, Singh e Muljadi	PSCAD		✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓
	Comp.											
Peñuela e Mantovani	Híbrido		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
Afifi <i>et al.</i>	ETAP		✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓
Koumba e Doumbia	ETAP		✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	✓
Bravo e Li	*						✓	✓	✓	✓	✓	✓
Tristiu <i>et al.</i>	BFS	✓			✓				✓			
Varma <i>et al.</i>	PSCAD		✓	✓			✓		✓			✓
Trujillo	MATLAB		✓		✓	✓	✓	✓	✓			✓
	Comp.											
Pereira <i>et al.</i>	Híbrido		✓	✓	✓				✓	✓		✓
Thurner e Braun	Pandapower		✓		✓	✓	✓	✓	✓			
Barradas	DigSILENT		✓	✓			✓		✓			✓
Método proposto	Znodal		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓

* Não se aplica

Fonte: Elaboração do autor

Na **Tabela 1**, os símbolos CS e RF indicam a utilização de componentes simétricas ou representação por fases no cálculo das correntes de CC, respectivamente. V^{pref} indica o uso da tensão pré-falta na análise, permitindo incorporar aos resultados de pós-falta os efeitos das cargas do sistema. GS, AS, GF e DFIG representam as quatro respectivas tecnologias de GDs: síncrono, assíncrono, fotovoltaico e o DFIG, tecnologia comum em EOLs.

1.5 CARACTERÍSTICAS DOS GDS

Os GDs tradicionalmente encontrados nas redes de distribuição são os GDs síncronos e assíncronos. Tais tecnologias são geralmente empregadas em pequenas centrais hidrelétricas, usinas térmicas e eólicas. Há alguns anos tem ocorrido a conexão de novas tecnológicas de GDs no SDEE com destaque para sistemas fotovoltaicos e DFIGs. Como tais dispositivos apresentam diferentes comportamentos principalmente em situação de CC, faz-se necessário compreender as características mais relevantes destas tecnologias, para que a escolha do modelo matemático de representação de cada tipo de GD apresente resultados mais próximos da realidade destes equipamentos.

1.5.1 Gerador síncrono

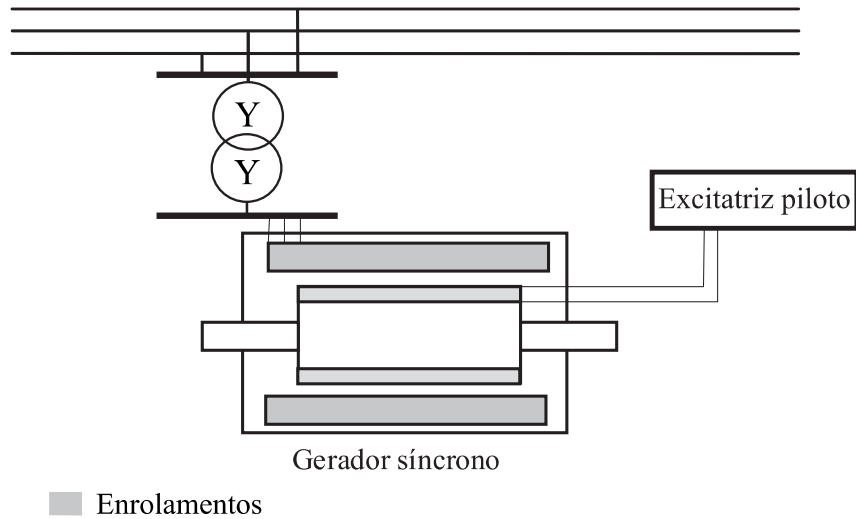
O funcionamento dos GD síncronos está diretamente relacionado com os campos magnéticos giratórios que induzem tensões nos enrolamentos do estator. Se um torque é aplicado no eixo da máquina com auxílio de uma turbina hidráulica, por exemplo, essa máquina passa a operar como um gerador, desde que o enrolamento de campo do rotor esteja alimentado por uma fonte de tensão contínua. Dessa forma, o campo magnético gerado pelo rotor passa a interagir com os condutores dos enrolamentos do estator, induzindo tensões nos terminais do gerador, sendo determinada pela frequência de rotação da máquina e seu número de polos.

No sistema de distribuição, o GD síncrono é normalmente o gerador com maiores níveis de contribuição nas correntes de CC, pois seu rotor é alimentado separadamente e, portanto, o rotor é mantido energizado por mais tempo em comparação com as demais tecnologias durante um transitório eletromagnético. Na **Figura 3** encontra-se um diagrama exemplo desta tecnologia.

Durante os primeiros ciclos de um CC, o fluxo magnético através do entreferro do GD síncrono é diferente, pois os enrolamentos de campo do estator e os enrolamentos amortecedores criam correntes que se opõem à variação do fluxo provocado pelo CC

(TRUJILLO, 2017). Por esse motivo o transitório eletromagnético do gerador é dividido em três períodos: subtransitório, transitório e regime permanente (IEC, 2001).

Figura 3 – Representação de um GD síncrono.



Fonte: Adaptado de Meneses (2012).

O período subtransitório ocorre nos primeiros ciclos após o CC ocorrer e apresenta rápido amortecimento da corrente, devido os enrolamentos amortecedores. No período transitório o amortecimento da corrente é mais lento em função das variações das correntes dos enrolamentos de campo do rotor. Uma vez que as correntes associadas aos períodos subtransitório e transitório se extinguem, a corrente passa a ser limitada unicamente pela resistência do enrolamento de campo atingindo o último período do CC, o regime permanente (PAVANI, 2008).

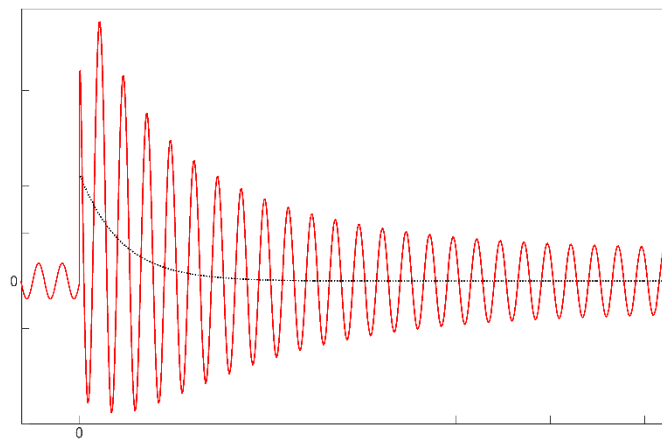
Com a relação (1) é possível calcular o comportamento da corrente do GD síncrono durante um regime transitório (KARALIOLIOS *et al.*, 2008).

$$i(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} U_n \left[\left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-\frac{t}{T_d''}} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T_d'}} + \frac{1}{X_d} \right] \text{sen}(\omega t + \phi) - \sqrt{\frac{2}{3}} \text{sen}(\phi) e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (1)$$

Na relação (1), U_n refere-se a tensão nominal de fase da rede em RMS, enquanto X_d , X_d' e X_d'' são as reatâncias de regime permanente, transitório e subtransitório, respectivamente.

As variáveis T_a , T_d' e T_d'' referem-se a constante de tempo aperiódico, em transitório e subtransitório. Por fim, ϕ refere-se ao ângulo de fase da tensão do estator no momento em que ocorre o CC. Seu comportamento característico pode ser averiguado na **Figura 4**.

Figura 4 – Comportamento da corrente do GD síncrono durante um CC.



Fonte: Elaboração do autor.

Algumas normas, como IEC e ANSI/IEEE, fornecem modelos matemáticos para representar o comportamento das correntes de um gerador a partir de seus resultados em regime permanente. Tais modelos utilizam fatores multiplicativos para os diferentes períodos do transitório eletromagnético, representando o GD síncrono como uma fonte em série com uma impedância variável que aumenta progressivamente seu valor durante esse intervalo de tempo.

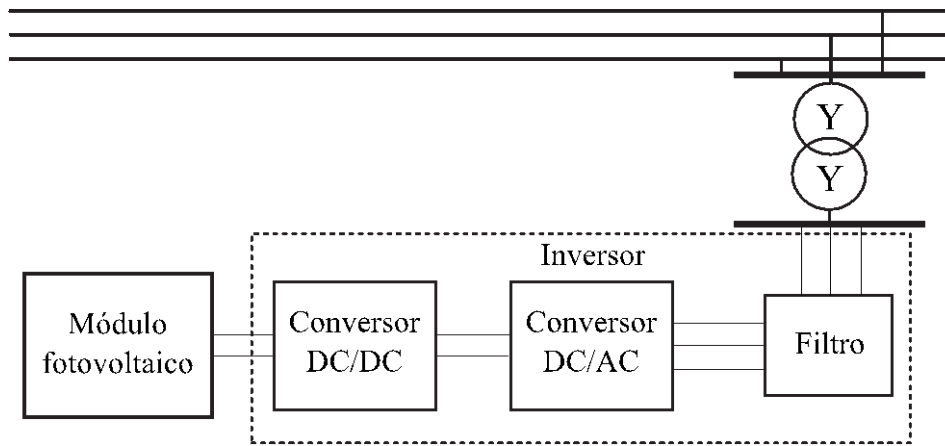
1.5.2 Gerador assíncrono

Os geradores assíncronos geralmente são utilizados em parques eólicos e PCHs. Há dois tipos de GDs assíncronos: gaiola de esquilo e rotor bobinado. O primeiro é geralmente utilizado em GDs de pequeno porte e é comum tratar esse modelo como uma grande carga no momento do CC (KARALIOLIOS *et al.*, 2008). Na **Figura 5** a) e b) encontra-se um diagrama exemplo do GD assíncrono com gaiola de esquilo e rotor bobinado, nessa ordem.

Tanto no GD assíncrono gaiola de esquilo como no modelo com rotor bobinado, os fluxos de seus rotores são produzidos pela indução do estator com uma velocidade diferente em relação a de sincronismo (TRUJILLO, 2017). Como um torque é aplicado ao rotor, proveniente das pás de uma turbina, a velocidade de seu campo girante torna-se maior que a velocidade do campo girante estator, fazendo a respectiva máquina operar como um gerador.

a componente de DC na contribuição do gerador. Na **Figura 6** encontra-se um esquema básico para o GF.

Figura 6 – Esquema básico da geração fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de Meneses (2012).

O GF é conectado à rede por um conversor DC/DC ligado em série com um conversor DC/AC. O primeiro conversor é responsável por extrair a máxima potência do sistema, grandeza dependente da irradiação solar e temperatura no qual o painel está submetido. O conversor DC/AC, por sua vez, converte o sinal em concordância com a rede e controla tanto a corrente de saída do sistema como o intercâmbio de potências ativa/reactiva entre o gerador e a rede (TRUJILLO, 2017).

A limitação das correntes de CC do GF vem principalmente do sistema de controle incluso nos inversores e seu comportamento é semelhante tanto para faltas equilibradas como desequilibradas. A contribuição dos geradores acoplados por meio de inversores é de 1,2 a 3 vezes sua corrente nominal, dependendo das características e não importando o tipo do CC (VARMA *et al.*, 2016). Adicionalmente, testes encontrados na literatura indicam que a contribuição de um GD com inversor atinge magnitude aproximadamente três vezes menor que a contribuição dos GD síncronos (NIMPITIWAN *et al.*, 2007).

1.5.4 Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG)

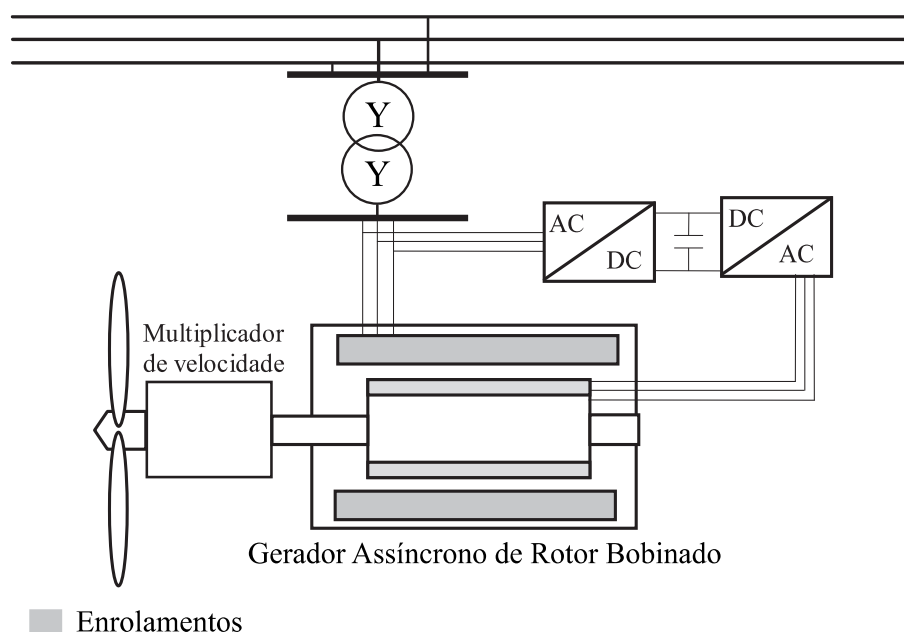
O DFIG é basicamente um gerador de indução de rotor bobinado onde o circuito do rotor pode ser controlado por dispositivos eletrônicos com intuito de permitir a operação com velocidade variável (AFIFI *et al.*, 2013). Trata-se da tecnologia mais popular utilizada em EOLs (CHENG; ZHU, 2014). Um exemplo de seu esquema básico é exposto na **Figura 7**, podendo assumir variações na conexão do transformador e conversores.

O uso do DFIG em sistemas de geração eólica se tornou frequente, uma vez que esta tecnologia oferece uma série de vantagens em relação ao uso convencional dos GDs assíncronos, são elas (MÜLLER, 2002):

- Reduz o custo dos inversores;
- Permite implementar o controle do fator de potência com custo reduzido;
- Melhoram a eficiência do sistema, pois os GDs assíncronos com e sem inversor apresentam perdas de 3% e 3,5%, respectivamente, enquanto o DFIG com conversor possui perda de 0,75%.

Como indicado na **Figura 7**, o circuito do estator é diretamente conectado à rede, enquanto o circuito do rotor bobinado utiliza como interface um conversor AC/DC ligado em um segundo conversor DC/AC que encontra-se conectado com a rede (MENESES; ECHEVERRI; MANTOVANI, 2013). A esse conjunto denomina-se conversor de frequência bidirecional e sua função é fornecer amplitude, fase e frequência controladas para a rede e o rotor (TRUJILLO, 2017).

Figura 7 – Esquema básico de um gerador eólico com DFIG e conversores.



Fonte: Meneses (2012).

A potência fornecida à rede pelo estator é unidirecional, enquanto o fluxo de potência do rotor para a rede é bidirecional, alterando seu sentido se a velocidade estiver acima ou abaixo da velocidade de sincronismo.

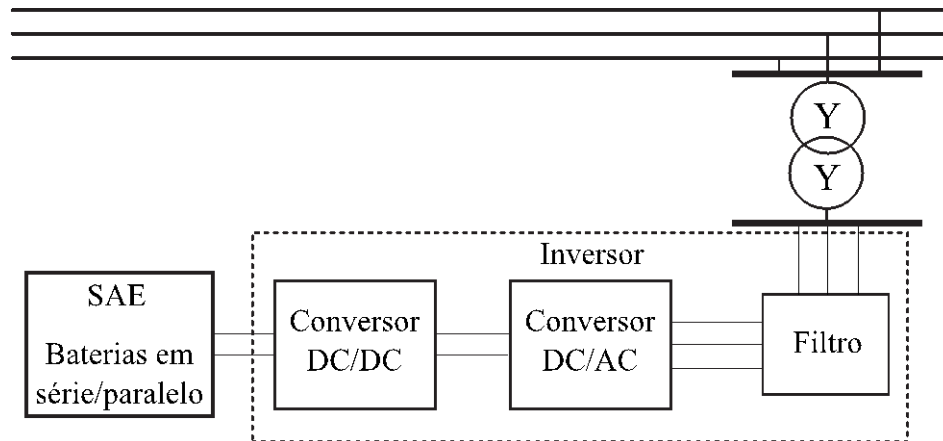
Se um CC ocorre após o ponto de conexão com o DFIG, a tensão residual nos terminais do gerador – fornecida pela própria rede ou pelo capacitor presente no elo DC – pode ser suficiente para manter a magnetização da máquina, apresentando contribuição para as correntes de CC em todos os períodos do transitório, incluindo o regime permanente (GEVORGIAN; SINGH; MULJADI, 2012). Logo, em situação de falta, se a tensão residual for ao menos 20% da tensão nominal o DFIG sustenta a corrente de falta (WALLING; GURSOY; ENGLISH, 2012). Adicionalmente, sua contribuição nas correntes de CC se assemelha a um GD assíncrono.

Os geradores eólicos podem também ser acoplados à rede com inversor, assim como os GFs. Ambas as tecnologias de geração apresentam um fornecimento de energia elétrica intermitente para o SDEE, pois dependem de fatores climáticos como irradiação solar e velocidade do vento, convertendo energia somente nos momentos em que tais fatores apresentam os valores mínimos exigidos por cada tecnologia de GD. Por esse motivo, tem se tornado frequente o uso de bancos de baterias em conjunto com os GFs e/ou EOLs para armazenar a energia excedente gerada durante o dia. Dessa forma, esse banco de baterias se comporta como um sistema de armazenamento de energia (SAE), que alimenta a rede nos momentos de pico ou na impossibilidade da tecnologia fornecer a energia requisitada.

1.5.5 Sistema de armazenamento de energia elétrica

O sistema de armazenamento de energia (SAE) é uma tendência no SDEE e sua aplicação tem se tornado mais viável e vantajosa a cada dia, uma vez que contorna problemas de congestionamento e a flutuação de tensão da rede, reduzindo o impacto da alta demanda em horários críticos de uso, como também por mudanças repentinas e/ou não programadas de carga. Dessa forma, os SAEs elevam a segurança na operação da rede como também e reduzem os custos, uma vez que seu sistema pode ser carregado em horários de baixa demanda e descarregado em momentos críticos de uso (COSTA E SILVA; BORTONI, 2016).

Na **Figura 8** encontra-se um esquema básico de conexão de um SAE à rede. Nessa configuração, um conversor bidirecional é utilizado como interface do SAE com a rede (EGHTEDARPOUR; FARJAH, 2012). Ressalta-se que esse esquema de conexão é semelhante ao diagrama de conexão do GF, indicado na **Figura 6**. O SAE pode ser conectado à rede de forma independente ou em conjunto com tecnologias de GDs que apresentam comportamento intermitente. Dessa forma, o SAE e o GD apresentam maior continuidade no fornecimento de energia elétrica.

Figura 8 – Esquema básico de um SAE.

Fonte: Elaboração do autor.

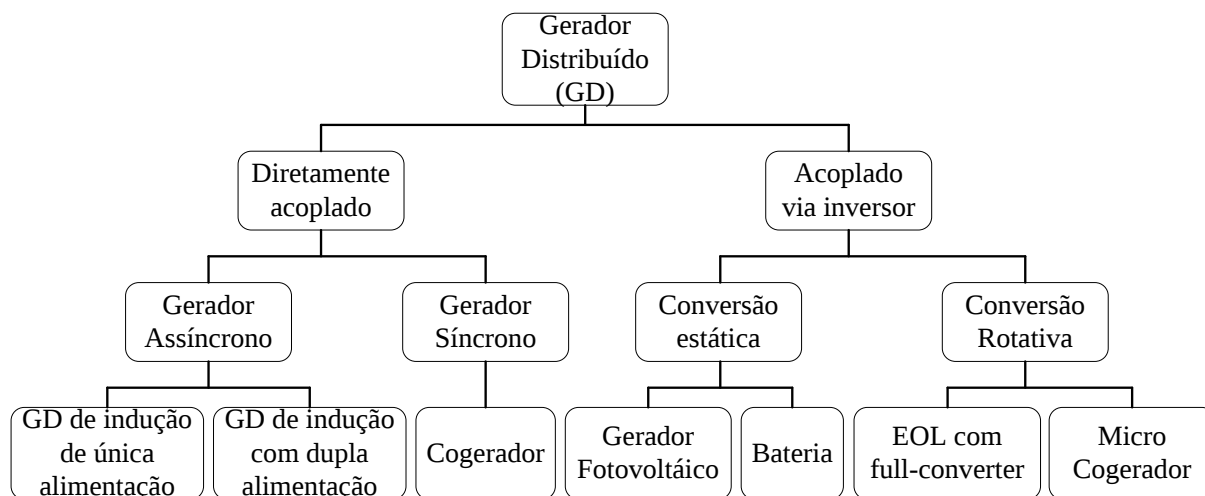
Na ocorrência de uma falta, a contribuição do SAE nas correntes de CC é semelhante ao GF, uma vez que os conversores limitam as correntes provenientes dessa fonte como também garantem que não haverá uma componente DC na sua contribuição. Portanto, assim como os GFs, os mesmos fatores multiplicativos, obtidos nos testes disponíveis na literatura, são utilizados para determinar as contribuições nas correntes de CC para esse tipo de tecnologia.

1.5.6 Classificação simplificada dos GDs

Os GDs podem apresentar diferentes comportamentos em uma situação de falta no sistema, dependendo de suas características construtivas e também da maneira como são conectadas à rede, uma vez que os dispositivos utilizados como interface também podem alterar a contribuição dos GDs nas correntes de CC.

Os GDs baseados em inversores apresentam comportamento semelhante, visto que o inversor controla e limita as correntes de CC. Já os GD rotativos apresentam maior contribuição nas correntes de CC em virtude da tensão remanescente em seus terminais, como também sustentam por maior tempo tais correntes. Sendo assim, as diferentes tecnologias de GD existentes podem ser divididas em duas categorias: GDs rotativos, que podem ser acoplados diretamente à rede ou através de um transformador; e GDs conectados por meio de conversores eletrônicos.

Na **Figura 9** encontra-se um diagrama separando os GDs de acordo com as categorias supracitadas. Dessa forma, os GDs rotativos podem ser representados nos modelos de cálculo de CC como uma fonte em série com uma impedância, enquanto os GDs baseados em inversores utilizam fatores multiplicativos para determinar suas contribuições nas correntes de CC.

Figura 9 – Classificação dos GDs baseado no princípio operação e interface com a rede.

Fonte: Afifi e Darwish (2014).

1.6 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O presente trabalho está dividido e organizado em 4 capítulos e o conteúdo individual em cada capítulo é apresentado resumidamente, a seguir.

O capítulo 1 apresenta a contextualização geral desse trabalho, descrevendo a importância da análise de curto-circuito para o SDEE tanto no planejamento quanto na operação, além de enfatizar o impacto das contribuições de corrente dos GDs no SDEE em uma situação de falta. Uma revisão bibliográfica é apresentada considerando as técnicas empregadas para solução do FP e cálculo de CC com GDs de fontes renováveis e não renováveis, como também as características das diferentes tecnologias de GDs utilizadas nesse trabalho.

No capítulo 2 encontra-se uma descrição detalhada das etapas do algoritmo do fluxo de carga implementado neste trabalho; as características do SDEE e sua representação matemática; as modelagens dos elementos do SDEE conectados em série e em derivação; os métodos empregados para realizar o cálculo de CC; as técnicas necessárias utilizadas para incluir as contribuições de corrente dos GDs na análise de CC.

No capítulo 3 apresentam-se os testes e resultados tanto quanto uma análise comparativa utilizando os resultados obtidos por um *software* comercial amplamente utilizado pelas concessionárias de energia elétrica. A diferença e erro percentual médio entre os resultados obtidos com o método proposto e o *software* comercial em cada simulação são apresentados.

No capítulo 4, apresentam-se as considerações finais do trabalho e as propostas para trabalhos futuros. No final, encontram-se as referências bibliográficas, apêndice e anexos.

2 REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DO SDEE

O SDEE é geralmente planejado com configuração fracamente malhada e operado de maneira radial. Estes sistemas também apresentam múltiplas ramificações, que podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas, além de possuir cargas com distintos tipos de conexões, elevando a complexidade dos problemas de cálculos de FP e das correntes de CC.

O SDEE é representado por ramos e barras, onde cada elemento da rede faz parte de um destes grupos. Nos ramos são conectados os dispositivos elétricos em série, tais como linhas, chaves, transformadores e reguladores de tensão, enquanto nas barras encontram-se os equipamentos em derivação como capacitores, cargas e geradores. As faltas, em especial, têm característica *shunt* podendo ser representadas como um dispositivo em derivação na rede, para fins de simulação dos CCs no sistema.

Uma representação adequada dos alimentadores do SDEE pode ser realizada por meio de um grafo, $G(\mathbf{v}, \mathbf{u})$, onde $\mathbf{v}$ e $\mathbf{u}$ são conjuntos finitos de vértices e arestas, respectivamente, em que $\mathbf{v}$ detém os parâmetros dos dispositivos em derivação e $\mathbf{u}$ possui os parâmetros dos dispositivos conectados em série. Neste modelo de grafo, por exemplo, os vértices podem possuir os valores de potência aparente complexa ($\mathbf{\hat{S}}_i$) enquanto as arestas podem possuir os valores de impedância complexa ($\mathbf{\hat{M}}_i$). No algoritmo do fluxo de carga os vértices e arestas recebem os parâmetros da rede elétrica assim como dos dispositivos conectados na rede, permitindo a formação da topologia completa do sistema (LEITE; MANTOVANI, 2014).

O algoritmo de FP pode ser matematicamente interpretado como uma função transferência, H , de acordo com a expressão (2). Dessa forma, o modelo matemático define a resolução do fluxo de carga como uma transformação dos valores iniciais dos vértices e arestas do grafo nos valores das tensões ($\mathbf{\hat{V}}_i$) e correntes ($\mathbf{\hat{J}}_i$) do SDEE, respectivamente, como é ilustrado na **Figura 10**. Em função das não linearidades do problema de FP, utiliza-se um método iterativo para obter a solução do problema.

$$\mathbf{G}(\mathbf{\hat{V}}_i, \mathbf{\hat{J}}_i) = H \left(\mathbf{G}(\mathbf{\hat{S}}_i, \mathbf{\hat{M}}_i) \right) \Big|_{\mathbf{\hat{V}}_0 = \mathbf{V}_{REF}}, i = 0, 1, 2, \dots, m \quad (2)$$

O processo de resolução do FP inicia-se com a representação do sistema de distribuição usando o modelo matemático geral seguindo, posteriormente, para a leitura dos dados do SDEE e, finalmente, realizando o processo iterativo de cálculos e verificação da convergência do FP.

Figura 10 – Função de transferência do FP.

Fonte: Elaboração do autor.

No processo iterativo de resolução do FP, utiliza-se o algoritmo de varredura BFS que necessita de uma condição inicial para a correção iterativa das tensões e correntes. Geralmente, no início do processo atribui-se para todas as barras um mesmo valor de tensão determinando também o primeiro vértice do grafo como a tensão de referência.

2.1 DISPOSITIVOS CONECTADOS EM SÉRIE NO SDEE

Os dispositivos elétricos do SDEE como linhas, transformadores e reguladores de tensão, sempre se encontram conectados com duas barras. Como resultado, dependendo das características elétricas desses equipamentos, é possível ocorrer uma limitação no nível de tensão e corrente dos elementos a jusante de seu ponto de conexão. Por esse motivo, tais equipamentos são representados por arestas no modelo de grafo proposto e classificados como dispositivos conectados em série no SDEE, assumindo valores de impedância complexa, de acordo com suas características elétricas.

Nas subseções 2.1.1 e 2.1.2 encontram-se os modelos matemáticos utilizados para representar as linhas e transformadores do SDEE, nessa ordem. O modelo utilizado para os transformadores também pode ser estendido e aplicado a reguladores de tensão.

2.1.1 Linhas de distribuição

Os alimentadores do SDEE possuem linhas aéreas e subterrâneas, sendo o primeiro mais comum no Brasil. A escolha do modelo matemático da linha depende do comprimento da mesma, bem como da precisão desejada. O modelo de linha longa (π equivalente) é mais completo podendo ser utilizado para linhas curtas e médias também. No entanto, os modelos de linha média (π nominal) e curta (impedância série) são mais simplificados e, dependendo do estudo realizado, fornecem bons resultados.

Em um SDEE, é comum utilizar o modelo de linha curta para redes primárias e secundárias e o de linha média (π nominal) para as redes de subtransmissão (KAGAN;

OLIVEIRA; ROBBA, 2005). Nesse trabalho utiliza-se o modelo de linha curta a três fios considerando o efeito de acoplamento entre as linhas. Sendo assim, a linha é representada somente por sua impedância série, como mostrado na expressão (3), em que os efeitos da susceptância capacitiva e condutância em derivação são desprezados (LEITE; MANTOVANI, 2016).

$$[M_i]_{6 \times 6} = \begin{bmatrix} [A_i]_{3 \times 3} & [\bar{B}_i]_{3 \times 3} \\ [\bar{C}_i]_{3 \times 3} & [D_i]_{3 \times 3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [I]_{3 \times 3} & [\bar{0}]_{3 \times 3} \\ -[\bar{Z}_{l_i}]_{3 \times 3} & [I]_{3 \times 3} \end{bmatrix} \quad (3)$$

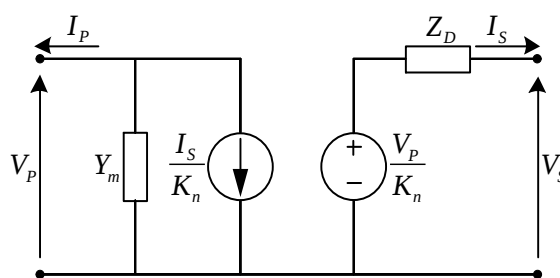
Na expressão (3), as submatrizes **A** e **D** são matrizes identidade adimensionais enquanto as matrizes **B** e **C** são, respectivamente, matrizes de admitância (nula) e impedância trifásica das linhas. Todas estas matrizes são de dimensão 3x3, pois o modelo apresentado é para um sistema trifásico.

2.1.2 Transformadores e reguladores de tensão

Os transformadores são dispositivos comuns nas redes de transmissão e distribuição, cuja função é ajustar a energia elétrica entre dois circuitos, com perda de energia elétrica geralmente desprezível. Nas redes primárias de distribuição os transformadores são utilizados para conversão dos níveis de tensão, a fim atender os consumidores da rede secundária. Os reguladores de tensão podem ser representados como autotransformadores, permitindo que a modelagem abordada neste tópico seja compatível com os dois dispositivos.

Os transformadores do SDEE podem ser representados como um quadripolo, onde os parâmetros são obtidos a partir das especificações do fabricante e por testes de curto-circuito a vazio (LEITE; MANTOVANI, 2016). A **Figura 11** ilustra tal representação.

Figura 11 – Representação do transformador como um quadripolo.



Fonte: Leite e Mantovani (2016).

O modelo do transformador de distribuição trifásico é expresso por (4). A expressão também é válida para transformadores monofásicos, sendo necessário apenas zerar os elementos da matriz das fases, pois não fazem parte do transformador monofásico.

$$\begin{bmatrix} [I_{Pi}]_{3 \times 1} \\ [\dot{V}_{Si}]_{3 \times 1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_n^{-1}[\Phi]_{3 \times 3}^T & [\bar{Y}_m]_{3 \times 3} \\ -[\bar{Z}_D]_{3 \times 3} & K_n^{-1}[\Phi]_{3 \times 3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [I_{Si}]_{3 \times 1} \\ [\dot{V}_{Pi}]_{3 \times 1} \end{bmatrix} = [M_i]_{6 \times 6} \begin{bmatrix} [I_{Si}]_{3 \times 1} \\ [\dot{V}_{Pi}]_{3 \times 1} \end{bmatrix} \quad (4)$$

Na expressão (4), a matriz $[\Phi]_{3 \times 3}$ é utilizada para considerar os diferentes tipos de conexões sob os terminais do transformador. A **Tabela 2** exhibe os valores de cada elemento de tal matriz. A **Tabela 3** fornece os valores da relação de transformação dos terminais do transformador (K_n), que é dada pela razão da tensão de entrada pela tensão de saída.

Tabela 2 – Matriz de desvio angular para vários tipos de conexões.

Conexão	ϕ_{11}	ϕ_{12}	ϕ_{13}	ϕ_{21}	ϕ_{22}	ϕ_{23}	ϕ_{31}	ϕ_{32}	ϕ_{33}
$Y_g - Y_g^a$	1	0	0	0	1	0	0	0	1
$Y_g - \Delta^b$	1	0	-1	-1	1	0	0	-1	1
$\Delta - Y_g^c$	1	-1	0	0	1	-1	-1	0	1
$\Delta - \Delta^d$	1	0	0	0	1	0	0	0	1

Fonte: Leite e Mantovani (2016).

Tabela 3 – Relação de transformação para vários tipos de conexões.

Conexão	K_n	Conexão	K_n
$Y_g - Y_g^a$	V_{PL}/V_{SL}	$\Delta - Y_g^c$	$\sqrt{3}V_{PL}/V_{SL}$
$Y_g - \Delta^b$	$V_{PL}/\sqrt{3}V_{SL}$	$\Delta - \Delta^d$	V_{PL}/V_{SL}

Fonte: Leite e Mantovani (2016).

Onde:

a: refere-se aos enrolamentos conectados em estrela aterrada (Y_g);

b: primário em estrela aterrada e secundário em delta;

c: primário em delta e secundário em estrela aterrada;

d: primário e secundário conectados em delta (Δ).

As expressões (5) e (6) fornecem, respectivamente, a impedância de dispersão ($\bar{Z}_D$) e a admitância de magnetização ($\bar{Y}_m$) do transformador representado pela **Figura 11**. A tensão de linha no primário (V_{PL}), no secundário (V_{SL}), a potência trifásica ($S_{3\phi}$) e a impedância percentual ($Z_{\%}$) são obtidas diretamente das especificações do fabricante, assim como os resultados de curto-circuito em aberto, tais como perdas no cobre (P_{Cu}) e perdas no ferro (P_{Fe}). Com essas informações, as expressões (5) e (6) permitem completar as matrizes $[\bar{Z}_D]_{3 \times 3}$ e $[\bar{Y}_m]_{3 \times 3}$, respectivamente.

$$\bar{Z}_D = \frac{V_{SL}^2}{S_{3\phi}} \left(\frac{P_{Cu}}{S_{3\phi}} + j \sqrt{Z_{\%}^2 - \left(\frac{P_{Cu}}{S_{3\phi}} \right)^2} \right) \quad (5)$$

$$\bar{Y}_m = \frac{1}{3V_{PL}^2 \alpha} e^{-j \arctan\left(\frac{2V_{PL}S_{3\phi}}{P_{Fe}(1-Z_{\%})V_{SL}}\right)} \quad (6)$$

$$\alpha = \sqrt{\frac{1}{P_{Fe}^2} + \left(\frac{(1-Z_{\%})V_{SL}}{2V_{PL}S_{3\phi}} \right)^2} \quad (7)$$

Com o transformador devidamente formulado, utilizam-se as expressões (8) e (9) para identificar, respectivamente, a corrente no ramo a montante e a tensão na barra a montante, enquanto as expressões (10) e (11) fornecem a corrente no ramo e a tensão na barra, ambos a jusante.

$$[i_P]_{3 \times 1} = K_n^{-1}[\Phi]_{3 \times 3}[i_S]_{3 \times 1} + [\bar{Y}_m]_{3 \times 3}[\dot{V}_P]_{3 \times 1} \quad (8)$$

$$[\dot{V}_P]_{3 \times 1} = K_n[\Phi]_{3 \times 3}([\dot{V}_S]_{3 \times 1} + [\bar{Z}_D]_{3 \times 3}[i_S]_{3 \times 1}) \quad (9)$$

$$[i_S]_{3 \times 1} = K_n[\Phi]_{3 \times 3}^T([\bar{Y}_m]_{3 \times 3}[\dot{V}_P]_{3 \times 1} + [i_P]_{3 \times 1}) \quad (10)$$

$$[\dot{V}_S]_{3 \times 1} = K_n^{-1}[\Phi]_{3 \times 3}^T[\dot{V}_P]_{3 \times 1} - [\bar{Z}_D]_{3 \times 3}[i_S]_{3 \times 1} \quad (11)$$

2.2 DISPOSITIVOS CONECTADOS EM DERIVAÇÃO NO SDEE

Os dispositivos elétricos do SDEE como cargas, GDs e bancos de capacitores, são conectados em uma única barra da rede elétrica, não comprometendo diretamente nos níveis de tensão e corrente dos vértices e arestas a jusante de seu ponto de conexão. Por esse motivo, tais equipamentos são representados por vértices no modelo de grafo proposto e classificados como dispositivos conectados em derivação, assumindo valores de potência complexa, de acordo com suas características.

Na subseção **2.2.1** encontra-se o modelo matemático utilizado para representar as cargas do SDEE, enquanto as seções **2.2.2** e **2.2.3** encontram-se os modelos matemáticos dedicados aos bancos de capacitores e geradores da rede elétrica, nessa ordem.

2.2.1 Cargas

A potência do consumidor pode variar de acordo com os equipamentos elétricos utilizados, podendo assumir diferentes comportamentos em função da tensão aplicada (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). Dos diversos modelos para representação do comportamento da carga destacam-se:

- Cargas de potência constante;
- Cargas de corrente constante;
- Cargas de impedância constante;
- Cargas mistas, compostas pela combinação dos modelos anteriores.

A expressão **(12)** representa a potência aparente da barra i , fase p , equivalente à soma das parcelas ativa e reativa da potência nominal da carga (S_i^{NOM}) dividida por três, cada uma multiplicada por um somatório em que (q) indica o comportamento da carga, podendo ser: $q=0$ (potência constante), $q=1$ (corrente constante) ou $q=2$ (impedância constante). Além disso, a carga pode ser mista e assumir uma parcela de cada comportamento, indicada pelos coeficientes de ponderação λ_{pq} e λ_{Qq} , cujo somatório de cada fator equivale a um.

$$S_i^p = \frac{1}{3} \left\{ P_i^{NOM} \sum_{q=0}^2 \left[\lambda_{pq} \left(\frac{|\dot{V}_i^p|}{|\dot{V}^{NOM}|} \right)^q \right] + j Q_i^{NOM} \sum_{q=0}^2 \left[\lambda_{Qq} \left(\frac{|\dot{V}_i^p|}{|\dot{V}^{NOM}|} \right)^q \right] \right\} \quad (12)$$

O modelo de cargas descrito é conhecido como modelo misto, polinomial ou ZIP. Este modelo possui característica determinística e não representa, portanto, variação ao longo do tempo (LEITE, 2015).

2.2.2 Capacitores

O banco de capacitores (BCs) tem a função de compensar o excesso de potência reativa indutiva predominante no SDEE, melhorando o fator de potência e reduzindo as correntes que circulam na rede. O BC também pode ser utilizado para regular a tensão da rede em virtude do acoplamento forte entre a potência reativa e a tensão. Neste caso, a alteração contínua do perfil de tensão só será possível com bancos de capacitores chaveados, visto que o banco fixo só permite a mudança nos níveis de tensão uma única vez, quando são instalados.

Na expressão (13), tem-se divisão da potência reativa trifásica total do BC (Q^{NOM}) por três, pois esta expressão trata-se da potência de cada fase, consequentemente a fase p deve possuir um terço da potência total (LEITE, 2015).

$$S_i^p(s) = 0 - \frac{jsQ^{NOM}}{3s^{MAX}}, \quad p = a, b, c \quad (13)$$

Se o banco de capacitores for chaveado, a relação do passo (s) com seu valor máximo (s^{MAX}) provocará a alteração da quantidade de potência reativa capacitiva injetada na rede. Os símbolos s e s^{MAX} são valores inteiros.

2.2.3 Geradores

A inserção de GDs no SDEE tem aumentado significativamente nos últimos anos, pois fornece a vantagem da geração descentralizada da rede de transmissão elevando a confiabilidade da energia fornecida aos consumidores. Todavia, a presença dos GDs provoca alteração no sentido do fluxo do SDEE elevando a complexidade de estudo do sistema e exigindo maior atenção a alguns aspectos intrínsecos à sua utilização (KERSTING, 2001). A inserção dos GDs pode influenciar o SDEE em relação às perdas de energia, proteção e segurança do sistema, perfil de tensão e confiabilidade.

Os geradores são geralmente modelados como barras de carga, PQ, ou barras de tensão controlada, PV. As barras PQ são aquelas cuja potência ativa e reativa são fixas e previamente

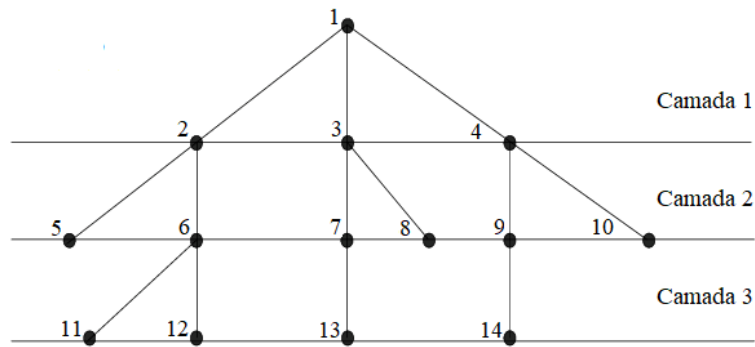
determinadas, enquanto as barras PV possuem a potência ativa e a tensão fixas (LEITE; MANTOVANI, 2016). Se o gerador for PQ seu comportamento no algoritmo será semelhante a uma carga exceto por estar fornecendo e não absorvendo potência.

2.3 ALGORITMO DE FLUXO DE POTÊNCIA

No método proposto de resolução do FP utilizam-se as varreduras a montante e a jusante para realizar as correções de corrente e tensão, respectivamente. Fornecida magnitude da tensão na barra raiz do sistema (geralmente a barra da subestação) o processo iterativo é iniciado seguindo três etapas: cálculo das correntes nas barras, varredura a montante e varredura a jusante (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988).

Para facilitar a implementação computacional deste método, as barras do sistema devem ser numeradas através de uma estrutura de camadas, onde a primeira barra refere-se à camada da subestação. Dessa forma, o algoritmo efetua a sequência correta de cálculo das etapas do BFS. Na **Figura 12** é ilustrada a configuração das camadas para um sistema exemplo.

Figura 12 – Exemplo de um sistema renumerado.



Fonte: Elaboração do autor.

Na primeira etapa, na iteração k , a injeção de corrente para cada fase na barra i do sistema de distribuição (I_i^k) deve ser calculada (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995). Tais correntes são obtidas com auxílio da expressão (14).

$$\begin{bmatrix} I_{ia}^k \\ I_{ib}^k \\ I_{ic}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{S_{ia}}{V_{ia}^{k-1}} \right)^* \\ \left(\frac{S_{ib}}{V_{ib}^{k-1}} \right)^* \\ \left(\frac{S_{ic}}{V_{ic}^{k-1}} \right)^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{ia}^* & & \\ & Y_{ib}^* & \\ & & Y_{ic}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ia}^{k-1} \\ V_{ib}^{k-1} \\ V_{ic}^{k-1} \end{bmatrix}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (14)$$

Onde:

S_{ip} : refere-se à injeção de potência na barra i , fase p ;

$V_{ip}^{(k-1)}$: é a tensão na barra i , fase p , na iteração anterior a k ;

n : indica o número de barras do sistema.

Na segunda etapa, calculam-se as correntes nos ramos partindo da barra com maior profundidade da rede em direção à barra raiz, a subestação. Na iteração k , a corrente de cada fase no ramo i (J_i^k) é calculada por:

$$\begin{bmatrix} J_{ia}^k \\ J_{ib}^k \\ J_{ic}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{ia}^k \\ I_{ib}^k \\ I_{ic}^k \end{bmatrix} + \sum_{l=1}^{NR-1} \begin{bmatrix} J_{al_l}^k \\ J_{bl_l}^k \\ J_{cl_l}^k \end{bmatrix} \quad (15)$$

Onde:

NR : indica o número de ramos adjacentes à barra i ;

l_l : refere-se ao(s) ramo(s) a jusante da barra i .

Na terceira etapa, realizam-se os cálculos das tensões partindo da barra da subestação até as barras mais periféricas. Na iteração k , a tensão na barra i para cada fase é calculada subtraindo a tensão da barra j (V_j^k), ou seja, a tensão da barra a montante à barra i , pela queda de tensão no ramo i :

$$\begin{bmatrix} V_{ia}^k \\ V_{ib}^k \\ V_{ic}^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ja}^k \\ V_{jb}^k \\ V_{jc}^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{iaa} & Z_{iab} & Z_{iac} \\ Z_{iba} & Z_{ibb} & Z_{ibc} \\ Z_{ica} & Z_{icb} & Z_{icc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{ia}^k \\ J_{ib}^k \\ J_{ic}^k \end{bmatrix}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, b \quad (16)$$

Onde:

Z_i : é a impedância série do ramo i .

As três etapas apresentadas do método de varredura se repetem até que as potências calculadas das barras, obtidas pela equação (17), converjam com a potência de entrada fornecida. O critério de convergência é expresso por (18).

$$S_i^k = V_i^k J_i^{k*} = \begin{bmatrix} V_{ia}^k & & \\ & V_{ib}^k & \\ & & V_{ic}^k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{ia}^k \\ J_{ib}^k \\ J_{ic}^k \end{bmatrix}^* \quad (17)$$

$$\max_{p=a,b,c} (Re[S_{ip}^k - S_{ip}^{k-1}], Im[S_{ip}^k - S_{ip}^{k-1}]) < \xi \quad (18)$$

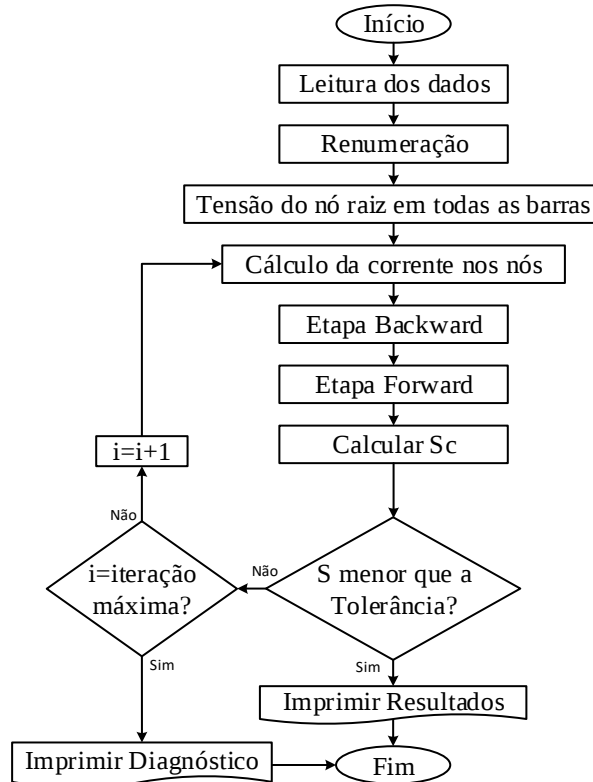
Onde:

S_{ip}^k : é a potência da barra i , fase p , calculada com os resultados das etapas do BFS;

ξ : é o erro máximo permissível no desvio de potência.

No diagrama de blocos da **Figura 13**, são mostradas as etapas de execução do algoritmo utilizado para calcular o fluxo de potência. Este algoritmo básico resolve o problema de FP para redes de distribuição radiais considerando os ramos, ou arestas, do grafo como linhas de distribuição e os nós, ou vértices, como cargas. Os métodos adicionais para considerar os capacitores, GDs e malhas são apresentados detalhadamente nas subseções 2.2.2, 2.3.1 e 2.3.2, respectivamente.

Figura 13 – Diagrama de blocos do algoritmo básico do FP.

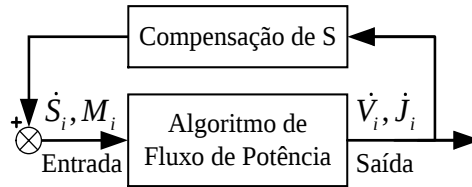


Fonte: Elaboração do autor.

2.3.1 Sistemas com geradores

Para redes com uma ou mais barras modeladas como PV, o algoritmo de fluxo de potência exibido na **Figura 13** torna-se inadequado e incapaz de atingir convergência. Por esse motivo, passa-se a utilizar também o método de compensação. Na **Figura 14** tem-se a alteração na representação do FP como uma função de transferência, com a adição de um laço de realimentação necessário devido à barra do GD (LEITE; MANTOVANI, 2016).

Figura 14 – Função de transferência do FP com compensação.



Fonte: Elaboração do autor.

No algoritmo do FP se o modelo de barra PV é adotado, a tensão na barra do gerador ($|\dot{V}_i^p|$) é comparada em todas as iterações com a tensão previamente especificada ($|\dot{V}_{SP}^p|$) até atingir a convergência, quando a diferença entre as tensões torna-se inferior a um erro máximo tolerável (ε_{DG}). A expressão (19) compara as tensões em cada iteração e a expressão (20) avalia se o critério de convergência foi atingido.

$$\Delta V_i^p = |\dot{V}_{SP}^p| - |\dot{V}_i^p| \quad (19)$$

$$p = \max_{a,b,c} \{|\Delta V_i^p|\} \leq \varepsilon_{DG} \quad (20)$$

No movimento da tensão na barra do gerador, na iteração i , ao seu valor nominal, são realizados ajustes na injeção de potência reativa do gerador (Q_{DG}^p) de modo a reduzir a diferença da expressão (19). Todavia, os geradores possuem um limite de potência reativa que pode ser injetada dentro do intervalo de Q_{DG}^{min} a Q_{DG}^{max} . Caso a compensação exceda tais limites, torna-se necessário fixar o valor da potência reativa em um dos limites e alterar o modelo da barra do GD de PV para PQ. O método de compensação de potência é dado pela equação (21), onde a potência reativa requerida para minimizar a diferença resultante da expressão (19) é calculada

utilizando a potência reativa da iteração anterior, $Q_{DG,anterior}^p$. No início do processo o gerador não fornece potência reativa.

$$Q_{DG}^p = \text{img}\{\dot{V}_i^p(\Delta I_i^p)^*\} + Q_{DG,anterior}^p \quad (21)$$

A expressão (22) fornece o resultado da diferença de corrente, ΔI_i^p , pela relação da diferença de tensão (ΔV_i^p) com a impedância de CC em série ($\bar{Z}_{SCGD}$) entre a barra do GD e a barra da subestação. Assim, caso ocorra a violação dos limites de potência reativa permissíveis do GD na rotina de compensação de potência, a injeção torna-se fixa e igual ao limite de potência excedido, e o modelo da barra passa a ser tratado como PQ.

$$\Delta I_i^p = \frac{|\Delta V_i^p|}{|\bar{Z}_{SCGD}|} e^{j\left(\text{sgn}(\Delta V_i^p)\frac{\pi}{2} + \text{ang}(\dot{V}_i^p)\right)} \quad (22)$$

2.3.2 Sistemas fracamente malhados

O método de compensação utilizado nos GDs também é considerado na modelagem das malhas da rede. As malhas da rede são abertas gerando os *breakpoints* que, por sua vez, passam a ter injeções de correntes de polaridade oposta em seus nós finais representando, assim, a passagem de corrente no ramo aberto (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988).

O procedimento inicial consiste em calcular a impedância de malha equivalente (Z_{Ljp}) como expresso por (23), onde BI_{Ljp} e BF_{Ljp} representam, respectivamente, a barra inicial e final do laço j , enquanto p indica a fase e d o número de laços do sistema.

$$Z_{Ljp} = \sum_{i=BF_{Lj}}^{BI_{Lj}} Z_{ip}, \quad j = 1, 2, 3, \dots, d \quad (23)$$

Na segunda etapa calcula-se o fluxo de potência do sistema radial considerando as correntes dos laços (J_{Ljp}^m), como ilustrado nas expressões (24) e (25). Na primeira iteração do fluxo, a corrente de cada laço é nula, pois estas ainda não foram calculadas. No algoritmo BFS, tais correntes devem ser adicionadas antes da etapa de varredura a montante.

$$I_{BI_{Ljp}}^k = \left(\frac{S_{BI_{Ljp}}}{V_{BI_{Ljp}}^{k-1}} \right) - J_{Ljp}^m, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (24)$$

$$I_{BF_{Ljp}}^k = \left(\frac{S_{BI_{Ljp}}}{V_{BI_{Ljp}}^{k-1}} \right) + J_{Ljp}^m, \quad j = 1, 2, \dots, d \quad (25)$$

Concluído a etapa de varredura a jusante do algoritmo BFS, na iteração k , inicia-se a terceira etapa onde a diferença de corrente das barras inicial e final de cada laço é verificada. Se a diferença for superior a um erro máximo permissível (ξ_V) o método de compensação para o laço j é executado incorporando em J_{Lj}^m a corrente produzida por esse erro. As relações (26) e (27) representam, respectivamente, a compensação de corrente do laço j e seu critério de convergência.

$$J_{Ljp}^m = J_{Ljp}^{m-1} + [Z_{Ljp}]^{-1} (V_{BI_{Ljp}}^m - V_{BF_{Ljp}}^m) \quad (26)$$

As etapas do método de compensação se repetem até reduzir o erro de tensão entre as barras de cada laço seja abaixo ao máximo erro permissível. É importante observar que as tensões entre as barras de cada laço são diferentes unicamente em função das perdas do próprio ramo e do erro.

$$\left| V_{BI_{Ljp}}^m - V_{BF_{Ljp}}^m - I_{BI_{Ljp}}^k Z_{Ljp} \right| < \xi_V \quad (27)$$

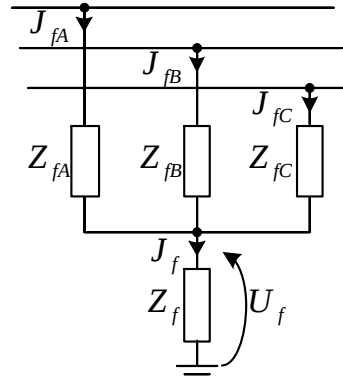
2.4 CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO NO SDEE

O CC proveniente do evento de falta é um fenômeno caracterizado por uma elevada corrente elétrica em um circuito com impedância quase sempre desprezível. O CC pode ser temporário ou permanente, onde o primeiro caso ocorre quando a rede sofre uma falta por um breve período de tempo e a proteção atua automaticamente sobre os religadores e relés de maneira a corrigir o problema. A falta torna-se permanente se a proteção atuar repetitivamente em um número determinado de vezes e a falha persistir, então os dispositivos de proteção atuam isolando a área sob falta do restante da rede, sendo necessário o deslocamento de uma equipe técnica ao local da falta para efetuar a manutenção corretiva no sistema e resolver o problema (TRUJILLO, 2017).

As faltas podem ocorrer entre fases, ou entre uma ou mais fases e a terra, permitindo uma variada combinação de tipos de faltas no sistema trifásico. No entanto, todos os tipos de CC podem ser obtidos por meio de um modelo de quatro impedâncias, como indicado na **Figura**

15 (LEITE, 2015). Se, por exemplo, a falta simulada for fase-fase com as fases A e B envolvidas e com impedância de contato nula entre elas, então $Z_{fC}=Z_f \rightarrow \infty$ $Z_{fA}=Z_{fB}=0$. Caso a falta seja fase-terra com a fase C envolvida tem-se que $Z_{fA}=Z_{fB} \rightarrow \infty$, $Z_{fC}=0$ e $Z_f \neq 0$.

Figura 15 – Modelo de curto-circuito com quatro impedâncias.



Fonte: Leite (2015).

No modelo da **Figura 15** tem-se que $Z_{fA,B,C}$ e $J_{fA,B,C}$ referem-se as impedâncias e correntes de falta das fases A, B e C, respectivamente, enquanto Z_f , J_f e U_f tratam-se da impedância de aterramento, sua corrente e tensão, respectivamente.

Os valores da impedância de falta possuem elevada variação, sendo necessário um sistema de monitoramento da rede para fazer a leitura das variações de corrente e tensão. Assim torna-se possível calcular a impedância vista pelo equipamento de medição e finalmente estimar o valor da impedância de falta.

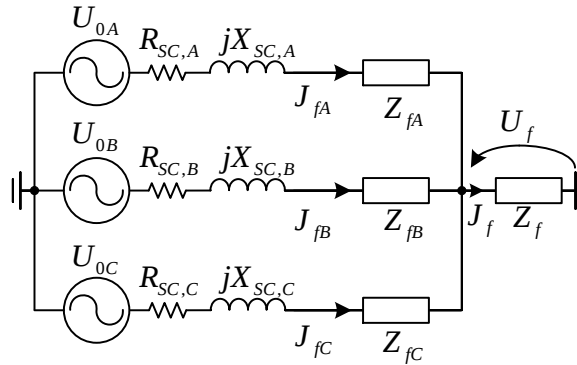
Uma maneira eficaz para determinar as correntes de curto-circuito pode ser efetuada com a aplicação direta das leis de Kirchhoff na rede analisada. A impedância série de curto-circuito ($\bar{Z}_{SCp}$) ou a impedância vista pela fonte é calculada a partir do ponto em que ocorre a falta até a fonte de energia do alimentador e, havendo mais de um, este também deve ser considerado.

$$\bar{Z}_{SCp} = \sum_{l=1}^{NZS} R_{p_l} + j \sum_{l=1}^{NZS} X_{p_l}, \quad p = a, b, c \quad (28)$$

Na expressão (28), tem-se que NZS representa o número de ramos por onde a corrente de curto-circuito flui. Com essa expressão é possível obter o circuito equivalente para estimação

da corrente de curto-circuito, como ilustrado na **Figura 16**. No circuito equivalente, as fontes de tensão possuem o mesmo nível de tensão que a barra de referência.

Figura 16 – Circuito equivalente da rede para estimar as faltas.



Fonte: Adaptado de Leite (2015).

O modelo para obter a corrente de falta apresentado na **Figura 16** é muito utilizado pelas empresas distribuidoras. Todavia, esse modelo despreza os efeitos causados pelas cargas no sistema, consumindo uma parcela de potência e elevando a corrente de curto-circuito da subestação. Além disso, as principais normas internacionais e técnicas amplamente utilizadas realizam o cálculo de CC considerando o sistema equilibrado, pois são suficientes para a maioria dos estudos realizados, mas acabam elevando a imprecisão dos resultados obtidos.

2.4.1 Método de compensação híbrido

Dos diversos métodos disponíveis na literatura para cálculo de CC, destaca-se o método de compensação híbrido proposto por Zhang *et al.* (1995), pois permite ao sistema sob análise possuir GDs e malhas. O método utiliza uma matriz de sensibilidade semelhante àquela proposta por Cheng *et al.* (1995), se diferenciando porque seu modelo estende a matriz para malhas e GDs incorporando também as impedâncias de faltas. Nas expressões (29) e (30) tem-se, respectivamente, o modelo da matriz de sensibilidade original e o adaptado para um sistema genérico.

$$\begin{bmatrix} Z_b & Z_{gb} \\ Z_{bg} & Z_g \end{bmatrix} \quad (29)$$

$$\begin{bmatrix} Z_b & Z_{bg} & Z_{bf} \\ Z_{bg} & Z_g & Z_{gf} \\ Z_{bf} & Z_{gf} & Z_f \end{bmatrix} \quad (30)$$

Para um sistema trifásico, as submatrizes quadradas das expressões (29) e (30) são de, no mínimo, dimensão 3. As submatrizes da diagonal $\mathbf{Z}_b$, $\mathbf{Z}_g$ e $\mathbf{Z}_f$, referem-se, respectivamente, às matrizes de impedância dos laços, dos GDs e das faltas, enquanto as submatrizes fora da diagonal referem-se à soma das impedâncias de seções compartilhadas entre eles, ambas calculadas de acordo com a equação (28). Portanto, a dimensão da matriz de sensibilidade vai depender da soma do número de laços, GDs e faltas existentes no sistema, multiplicada por três.

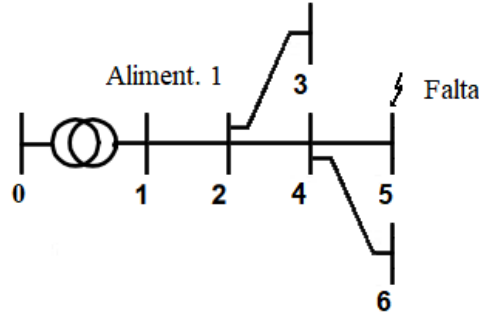
O método proposto por Zhang *et al.* (1995) possui a vantagem de reaproveitar a matriz de sensibilidade da expressão (29) utilizada no FP pré-falta, onde a matriz é expandida com a inserção das submatrizes de impedâncias da seção em falta e das seções que são compartilhadas com GDs e malhas, resultando na expressão (30). É importante observar, a matriz de sensibilidade permanece constante durante a execução do algoritmo. Os ajustes de corrente são obtidos por meio da relação (31) em que $\mathbf{V}_b^k$, $\mathbf{V}_g^k$ e $\mathbf{V}_f^k$ são as tensões pré-falta dos laços, GDs e faltas na iteração k , respectivamente, assim como $\mathbf{J}_b^k$, $\mathbf{J}_g^k$ e $\mathbf{J}_f^k$ são suas respectivas correntes. Essa relação exige a inversão da matriz de sensibilidade que, dependendo da complexidade do sistema, pode exigir grande esforço computacional.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Z}_b & \mathbf{Z}_{bg} & \mathbf{Z}_{bf} \\ \mathbf{Z}_{bg} & \mathbf{Z}_g & \mathbf{Z}_{gf} \\ \mathbf{Z}_{bf} & \mathbf{Z}_{gf} & \mathbf{Z}_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{J}_b^k \\ \mathbf{J}_g^k \\ \mathbf{J}_f^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_b^k \\ \mathbf{V}_g^k \\ \mathbf{V}_f^k \end{bmatrix} \quad (31)$$

Com o resultado atualizado das correntes dos laços, GDs e faltas, adquiridos com auxílio da relação (31), uma nova e única varredura a montante e a jusante é realizada, fornecendo os novos resultados de tensão e corrente do sistema.

Ao considerar uma falta no sistema de distribuição trifásico da **Figura 17**, a matriz da expressão (30) é reduzida para $\mathbf{Z}_f$, uma matriz de dimensão três, fazendo com que a relação (31) também seja reduzida, como indicado na expressão (32). Nesse caso, o cálculo das correntes torna-se simplificado e o tempo computacional do algoritmo é significativamente reduzido. Se no mesmo sistema são adicionados dois geradores e duas malhas, a matriz de sensibilidade torna-se de dimensão 15 e a obtenção de sua inversa torna-se mais complexa. Para reduzir o esforço computacional necessário nessa etapa, o processo de decomposição LU é normalmente utilizado.

$$\mathbf{Z}_f \mathbf{J}_f^k = \mathbf{V}_f^k \quad (34)$$

Figura 17 – Exemplo de um sistema de distribuição com falta.

Fonte: Elaboração do autor.

O método proposto por Zhang *et al.* assume o cálculo de CC trifásico, monofásico e entre linhas. Para uma falta trifásica, a inclusão das correntes é realizada pela expressão (35), onde $I_{f_{a,b,c}}^k$ é a corrente injetada pelos elementos em derivação conectados na barra da falta e $J_{f_{a,b,c}}^k$ é a corrente de CC obtida com uso da expressão (31). A equação para uma falta bifásica envolvendo as fases a e b , por exemplo, é dado por (36), e em (38) tem-se a expressão para o caso de uma falta monofásica envolvendo a fase a . No exemplo de falta entre linhas, as tensões do estado pré-falta utilizadas na expressão (31) são ajustadas e obtidas com auxílio da equação (40), enquanto para faltas monofásicas, apenas a tensão pré-falta da fase envolvida é utilizada.

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{k+1} \\ I_{fb}^{k+1} \\ I_{fc}^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{fa}^k \\ I_{fb}^k \\ I_{fc}^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J_{fa}^k \\ J_{fb}^k \\ J_{fc}^k \end{bmatrix} \quad (35)$$

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{k+1} \\ I_{fb}^{k+1} \\ I_{fc}^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{fa}^k \\ I_{fb}^k \\ I_{fc}^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J_{fa}^k \\ J_{fb}^k \\ 0 \end{bmatrix} \quad (36)$$

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{k+1} \\ I_{fb}^{k+1} \\ I_{fc}^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{fa}^k \\ I_{fb}^k \\ I_{fc}^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} J_{fa}^k \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (37)$$

$$\begin{bmatrix} V_{fa} \\ V_{fb} \end{bmatrix} = 0.5 \begin{bmatrix} -V_{fa} & V_{fb} \\ V_{fa} & -V_{fb} \end{bmatrix} \quad (39)$$

2.4.2 Cálculo de CC usando a matriz de impedância nodal

A segunda desvantagem da metodologia proposta por Zhang *et al.* refere-se a matriz de sensibilidade, com pequenas dimensões para SDEEs simples, mas comumente com dimensão elevada para redes mais complexas. A terceira desvantagem está relacionada com os GDs conectados à rede por meio de inversores, pois esses possuem menor contribuição para as correntes de CC em relação aos geradores diretamente acoplados, não podendo ser modelados da mesma forma. Um método alternativo para contornar as desvantagens deste método é realizado com uso da Matriz de impedância nodal, $\mathbf{Z}_{Barra}$ (GRAINGER; STEVENSON, 1997).

A matriz de barra, matriz de impedância nodal ou matriz de CC, pode ser construída elemento a elemento com auxílio de um algoritmo simples, capaz de inserir um elemento por vez na representação do sistema. A dimensão da matriz depende inicialmente do número de fases e barras do sistema. Os elementos da diagonal principal dessa matriz contém a impedância equivalente de todas as barras em relação a barra de referência, enquanto os elementos fora da diagonal principal correspondem a impedância de transferência entre cada barra do sistema (SATO; FREITAS, 2015).

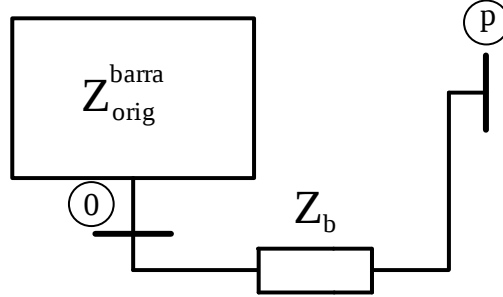
Na equação (41), encontra-se um exemplo da construção da matriz de impedância de barra com base no sistema trifásico da **Figura 17** onde $\mathbf{Z}_{tr}$ representa a impedância do transformador da subestação, $\mathbf{Z}_{ij}^B$ refere-se a impedância de barra, correspondente ao equivalente de Thévenin da barra ou a impedância de transferência, caso i e j sejam iguais ou diferentes, respectivamente, e $\mathbf{Z}_{ij}^L$ representa a impedância do ramo. Todas as impedâncias indicadas na matriz são submatrizes de dimensão igual à 3, pois estas referem-se a um sistema trifásico.

No processo de construção da matriz de impedância de barra, as fontes de tensão devem ser aterradas e as fontes de corrente retiradas do circuito. Assim, a primeira submatriz da diagonal principal, $\mathbf{Z}_{11}^B$, é montada com base na **Figura 18**. Tal variável refere-se à primeira impedância que liga o nó de referência à primeira barra do sistema, ou seja, a impedância equivalente correspondente às impedâncias de geração, transmissão e do transformador da subestação, representadas por $\mathbf{Z}_{tr}$.

A matriz indicada na equação (41) é construída elemento a elemento, submatriz por submatriz. Para cada nova barra considerada no modelo, ocorre o processo de construção das submatrizes de transferência e da submatriz de barra da diagonal principal, ambas relacionadas com a nova barra. A **Figura 19** mostra o exemplo de uma matriz de impedância nodal de uma

rede existente, Z_{orig} , assim como um novo ramo conectado com impedância Z_b (GRAINGER; STEVENSON, 1997). Nessa figura, k e p referem-se a uma barra existente na rede e uma nova, respectivamente. O processo de construção das matrizes referentes à nova barra é indicado na equação (42).

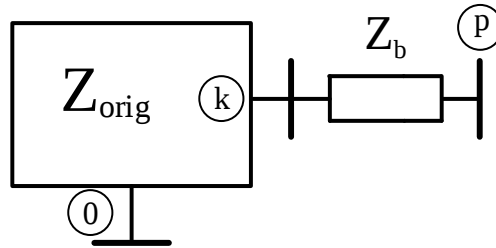
Figura 18 – Modelo para adicionar Z_b de uma nova barra p ao nó de referência.



Fonte: Grainger e Stevenson (1997).

$$Z_{barra} = \begin{bmatrix} Z_{tr} & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B & Z_{11}^B \\ Z_{11}^B & Z_{11}^B + Z_{12}^l & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B + Z_{23}^l & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B + Z_{24}^l & Z_{44}^B & Z_{44}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{44}^B & Z_{44}^B + Z_{45}^l & Z_{44}^B \\ Z_{11}^B & Z_{22}^B & Z_{22}^B & Z_{44}^B & Z_{44}^B & Z_{44}^B + Z_{46}^l \end{bmatrix} \quad (41)$$

Figura 19 – Modelo para adicionar Z_b de uma nova barra p em uma barra existente k .



Fonte: Grainger e Stevenson (1997).

$$Z_{barra} = \begin{bmatrix} \text{matriz } Z_{orig}^B & \begin{matrix} Z_{1k}^B \\ Z_{2k}^B \\ \vdots \\ Z_{Nk}^B \end{matrix} \\ \begin{matrix} Z_{k1}^B & Z_{k2}^B & \dots & Z_{kN}^B \end{matrix} & Z_{kk}^B + Z_b \end{bmatrix} \quad (42)$$

Após a determinação da matriz de impedância de barra, o cálculo da corrente de CC pode ser realizado utilizando a teoria das componentes simétricas em conjunto com a matriz de

impedância nodal, porque a submatriz da barra de falta é a própria impedância de Thévenin do nó com falta em relação à barra de referência.

$$\Delta V_i = Z_{if}^B J_f \quad (43)$$

As tensões do sistema podem ser atualizadas substituindo o resultado da expressão (43) na relação (44), onde ΔV_i refere-se à variação de tensão na i -ésima barra, Z_{if}^B trata-se da impedância de transferência da barra i em relação à barra em falta f , J_f representa a corrente de CC obtida com auxílio da teoria das componentes simétricas, enquanto $V_i(F)$ e $V_i(0)$ referem-se a tensão pré-falta e pós-falta da i -ésima barra, respectivamente. Finalmente as novas correntes do sistema são obtidas com uso da expressão (48)

$$V_i(F) = V_i(0) + \Delta V_i \quad (45)$$

$$I_j = \frac{V_i(F) - V_j(F)}{Z_{ij}^l} \quad (47)$$

2.4.2.1 Modelagem complementar para considerar os GDs

Em SDEEs com GDs conectados, a matriz de impedância de barra precisa ser ajustada. Tal ajuste é realizado com uso da redução de Kron, técnica geralmente utilizada para reduzir as barras dos sistemas que possuem injeção de corrente nula ou para transferir os efeitos do cabo neutro para as fases, podendo ser estendida para considerar os efeitos provocados pela presença dos GDs.

Os GDs podem ser representados de duas maneiras: como fonte de tensão em série com uma impedância (GDFT) para geradores diretamente acoplados na rede, tendo como exemplo os geradores síncronos e assíncronos, e GDs representados como fonte de corrente (GDFC) para modelos acoplados por meio de inversores, como GFs (THURNER; BRAUN, 2018). Para GDFTs, considera-se uma barra fictícia de ligação do gerador com a rede, elevando a dimensão da matriz de impedância de barra para cada GDFT presente no SDEE. Assim, para manter a dimensão correta da matriz e considerar o efeito dos GDFTs, a redução de Kron é utilizada.

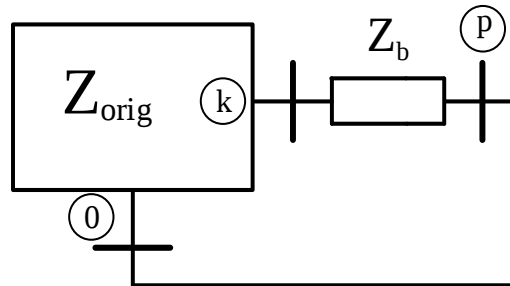
No sistema da **Figura 17** considera-se a existência de um GDFT conectado à barra 6. A construção da matriz de impedância de barra nesse caso não pode ser realizada seguindo a numeração por camadas, pois a redução de Kron poderia alterar o valor de uma ou mais

impedâncias indevidamente porque não haveria distinção da seção que liga a subestação ao GD com os demais ramos presentes na rede. No sistema exemplo, se a redução de Kron for realizada seguindo a numeração por camadas, as submatrizes relacionadas com a barra 3 seriam modificadas indevidamente.

Para contornar o problema da numeração por camadas, um algoritmo com a função de avaliar a profundidade das seções que ligam os GDs à subestação é utilizado. Dessa forma, as barras envolvidas nessas seções são inseridas primeiro na matriz, garantido a realização da redução de Kron somente na seção que liga a subestação ao GD. Além disso, em sistemas com n GDs, a redução de Kron será realizada n vezes, modificando a impedância de cada GD $n-i$ vezes, sendo i a ordem de proximidade do i -ésimo GD com a subestação, do mais próximo ao mais distante. Esse procedimento garante a correta realização da operação de redução, independentemente do número de GDs presentes no sistema.

Na **Figura 20** tem-se um exemplo onde uma impedância Z_b está ligada em uma barra existente k que está conectada ao nó de referência. Tal exemplo é equivalente a inserção das submatrizes relacionadas com o GDFT na matriz de impedância nodal. A construção dos elementos da matriz ocorre conforme apresentado em (42), com a diferença da posterior realização da redução de Kron.

Figura 20 – Modelo para adicionar Z_b de uma barra existente k ao nó de referência.



Fonte: Grainger e Stevenson (1997).

No exemplo da **Figura 17**, com um GDFT conectado na barra 6, a matriz de impedância de barra antes da redução fica organizada como indicado em (49), onde apenas as submatrizes relacionadas às barras da seção que conecta a subestação com o GDFT foram incluídas. Os elementos da última linha e coluna estão relacionados com o GDFT e ocupam essa posição temporariamente. Após a realização da redução de Kron, a matriz de submatrizes em (49) retorna a dimensão e o processo de construção de Z_{barra} continua normalmente.

Na etapa de redução de Kron é importante realizar duas observações: em primeiro lugar, se houver mais de 1 GDFT na rede, a operação indicada em (42) deve ser realizada novamente,

nesse caso as demais barras que conectam a subestação com o próximo GDFT devem ser inseridas antes da nova redução de Kron. Em segundo lugar, a redução de Kron só pode ser realizada para GDFTs com tensão controlada (PV), pois no método de construção da matriz as fontes de tensão são curto-circuitadas, logo, assume-se que os GDFTs possuem a mesma tensão da subestação. Se a mesma operação for realizada com geradores do tipo PQ, os resultados serão inconsistentes fisicamente.

$$\mathbf{Z}_{barra} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{tr} & \mathbf{Z}_{11}^B & \mathbf{Z}_{11}^B & \mathbf{Z}_{11}^B & \mathbf{Z}_{11}^B \\ \mathbf{Z}_{11}^B & \mathbf{Z}_{11}^B + \mathbf{Z}_{12}^l & \mathbf{Z}_{22}^B & \mathbf{Z}_{22}^B & \mathbf{Z}_{22}^B \\ \mathbf{Z}_{11}^B & \mathbf{Z}_{22}^B & \mathbf{Z}_{22}^B + \mathbf{Z}_{24}^l & \mathbf{Z}_{44}^B & \mathbf{Z}_{44}^B \\ \mathbf{Z}_{11}^B & \mathbf{Z}_{22}^B & \mathbf{Z}_{44}^B & \mathbf{Z}_{44}^B + \mathbf{Z}_{46}^l & \mathbf{Z}_{66}^B \\ \mathbf{Z}_{11}^B & \mathbf{Z}_{22}^B & \mathbf{Z}_{44}^B & \mathbf{Z}_{66}^B & \mathbf{Z}_{66}^B + \mathbf{Z}_{GD} \end{bmatrix} \quad (49)$$

A operação de redução é realizada em cada submatriz com auxílio da expressão (50). Nessa relação, todas as impedâncias referem-se à submatrizes da matriz de impedância de barras, salvo $\mathbf{Z}_{GD}$ que é a impedância do próprio gerador. Tem-se $\mathbf{Z}_{hi}$ como a impedância de transferência da barra h em relação a barra j , ou como a impedância equivalente, caso $h=j$. $\mathbf{Z}_{kk}$ refere-se a impedância equivalente da barra na qual o GD está conectado. Por fim, $\mathbf{Z}_{h(N+1)}$ e $\mathbf{Z}_{(N+1)i}$ são impedâncias de transferência da barra h e i , respectivamente, em relação a barra do GD, que encontra-se na posição $(N+1)$.

Após a realização da redução de Kron para cada GD presente no sistema em sua respectiva ordem de profundidade, a matriz de impedância de barra retorna à sua dimensão original, equivalente ao número de nós do SDEE sob análise, permitindo a continuidade do processo de cálculo de CC.

$$\mathbf{Z}_{hi}^{atual} = \mathbf{Z}_{hi} - \frac{\mathbf{Z}_{h(N+1)}\mathbf{Z}_{(N+1)i}}{\mathbf{Z}_{kk} + \mathbf{Z}_{GD}} \quad (50)$$

Neste trabalho, com o objetivo de limitar a corrente de CC dos GDFTs dentro de seus limites operacionais, a impedância $\mathbf{Z}_{GD}$ é calculada com auxílio das relações (51) e (52), onde X'_d é a reatância subtransitória de eixo direto do gerador, S_{GD} sua potência aparente e V_{GD} refere-se a sua tensão na situação pré-falta para a fase p . Além disso, R_{GD} e X_{GD} representam a resistência e reatância equivalente do GD, respectivamente, onde a resistência equivale ao valor da reatância multiplicado por um fator de 0,15 (Tristiu et al., 2015).

Para GDs representados como fonte de corrente (GDFCs) a expressão (54) deve ser utilizada, onde $\mathbf{I}_{SCGD}$ refere-se à contribuição na corrente de CC de todos os GDs conectados à

rede via inversores, Z_{ff} representa a impedância de barra do nó com defeito, Z_{fm} trata-se da impedância de transferência do gerador m em relação a barra em falta, f , e $I_{GDFC,m}$ refere-se à corrente injetada pelo gerador na condição pré-falta, previamente multiplicado por um fator λ , necessário para corrigi-la devido à situação de CC (THURNER; BRAUN, 2018).

$$X_{GD} = \frac{X'_d V_{GD}^2}{100 S_{GD}} \quad (51)$$

$$\frac{R_{GD}}{X_{GD}} = 0,15 \quad (52)$$

$$I_{SCGD} = \frac{1}{Z_{ff}} \sum_{m=1}^n Z_{fm} I_{GDFC,m} \quad (53)$$

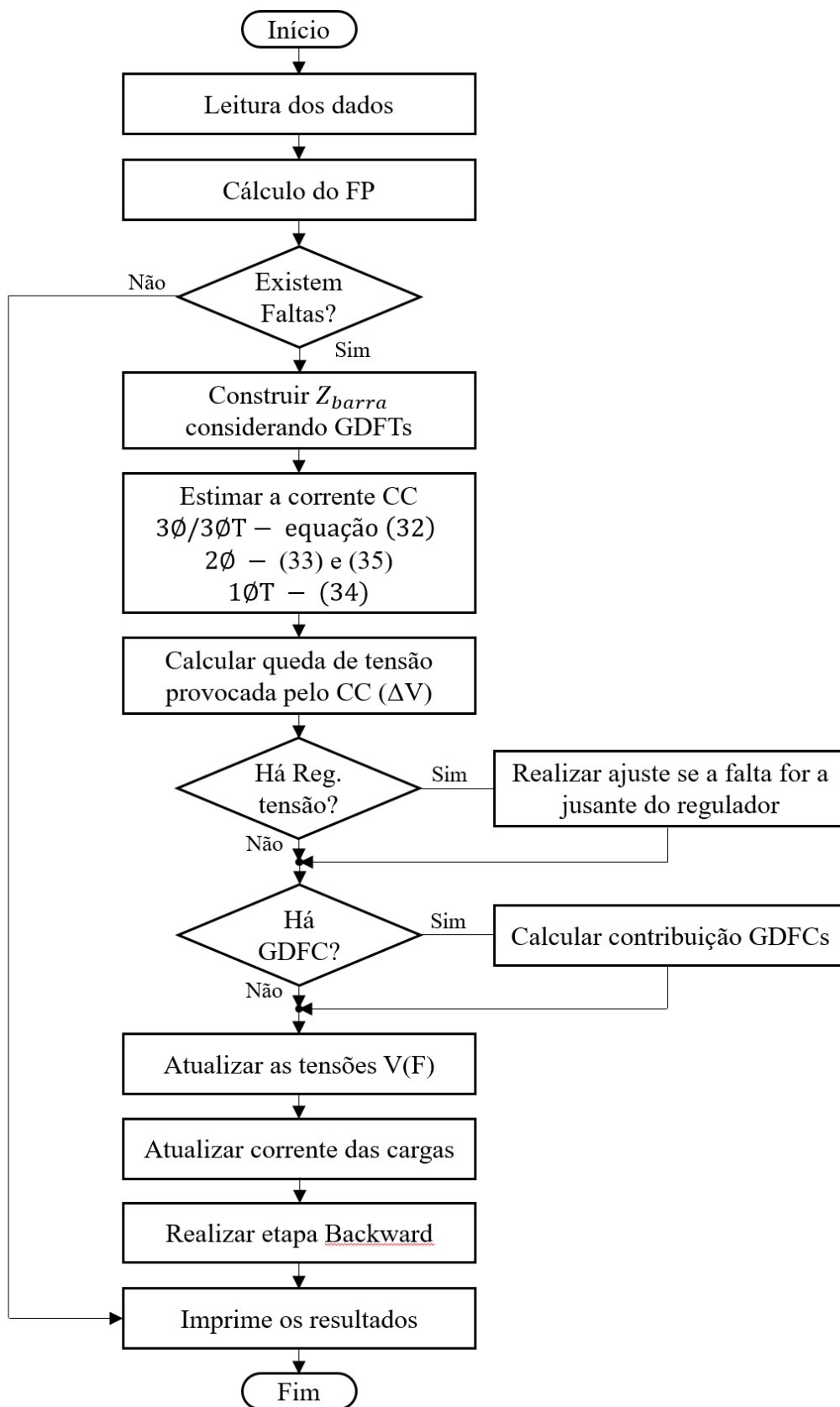
Em função da existência dos GDFCs na rede, o cálculo de variação de tensão da expressão (43) é ajustada como indicado em (55), onde $Z_{barraiG}$ representa a impedância de transferência da barra i em relação ao nó no qual o GD encontra-se conectado. Assim, a contribuição desses geradores é incorporada na variação da tensão, permitindo com que as demais operações sejam iguais as descritas anteriormente para obter os resultados de corrente e de tensão do sistema pós-falta.

$$\Delta V_i = Z_{barraif} J_f + Z_{barraiG} I_{SCGD} \quad (55)$$

2.4.2.2 Modelagem complementar para considerar os transformadores

Em geral, os reguladores de tensão possuem um sistema de bloqueio para sobrecorrente. Caso as correntes estejam acima de um valor previamente estabelecido, o equipamento não promove nenhuma comutação de derivações, pois tal ação provocaria desgaste excessivo do comutador sob carga como também não seria capaz de efetuar a correção de tensão, pois a rede estaria em condição de CC. Por esse motivo, neste trabalho considera-se um *bypass* no controlador do regulador de tensão quando o sistema estiver em situação de CC, mantendo fixada a posição do *tap* igual àquela do estado pré-falta.

O fluxograma correspondente ao método proposto completo para cálculo de CC é mostrado na **Figura 21**. O fluxograma apresenta a etapa de cálculo do FP em um único bloco, logo, nessa etapa já se encontram os métodos utilizados para considerar as malhas, BCs e GDs presentes na rede na situação de operação normal do sistema.

Figura 21 – Fluxograma do método proposto para cálculo de curto-circuito.

Fonte: Elaboração do autor.

3 TESTES E RESULTADOS

Na avaliação dos métodos e modelos matemáticos apresentados neste trabalho, dois sistemas são utilizados. O primeiro trata-se do sistema trifásico equilibrado de 69 barras proposto por Baran e Wu (1989), enquanto o segundo refere-se a um sistema de distribuição trifásico desequilibrado real de 135 barras, cujos dados podem ser encontrados no *site* do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica – LAPSEE como “Sistema Prático 135 Barras - Trifásico e Desequilibrado” (LAPSEE, 2018).

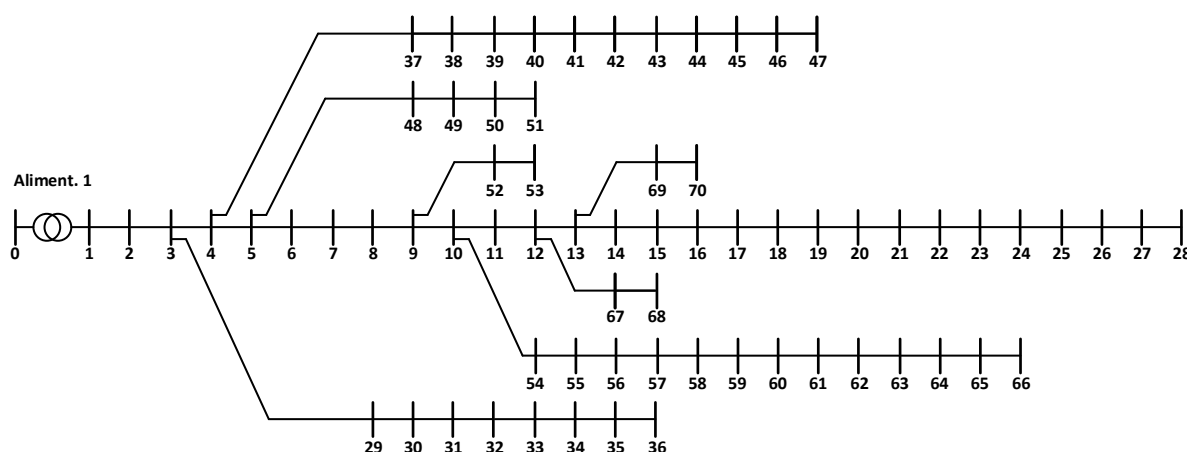
O método proposto foi implementado em linguagem de programação C++ por sua rapidez e eficiência computacional. Todas as simulações foram realizadas em um sistema computacional com CPU Intel® Core™ i7-8700 CPU @ 3.20GHz e 16GB de memória RAM.

Com o objetivo de validar os resultados obtidos com o método proposto, todos os testes realizados são comparados com os resultados do *software* Power Factory da DigSILENT GmbH (DigSILENT, 2014a), um programa completo e amplamente utilizado nas empresas do setor elétrico. Nas simulações realizadas, apenas os resultados em regime permanente são avaliados (tanto na operação normal da rede como em situação de curto-circuito).

3.1 SISTEMA TRIFÁSICO EQUILIBRADO DE 69 BARRAS

O sistema teste de 69 barras (70, se considerar o barramento da subestação) é uma parcela de um SDEE da PG&E (Pacific Gas and Electric Company) e possui uma carga total de 3802,19kW de potência ativa e 2694,60kVAR de potência reativa. A tensão da subestação é de 12,66kV. A topologia desse sistema está ilustrada na **Figura 22**.

Figura 22 – Sistema teste de 69 barras.



Fonte: Baran e Wu (1989).

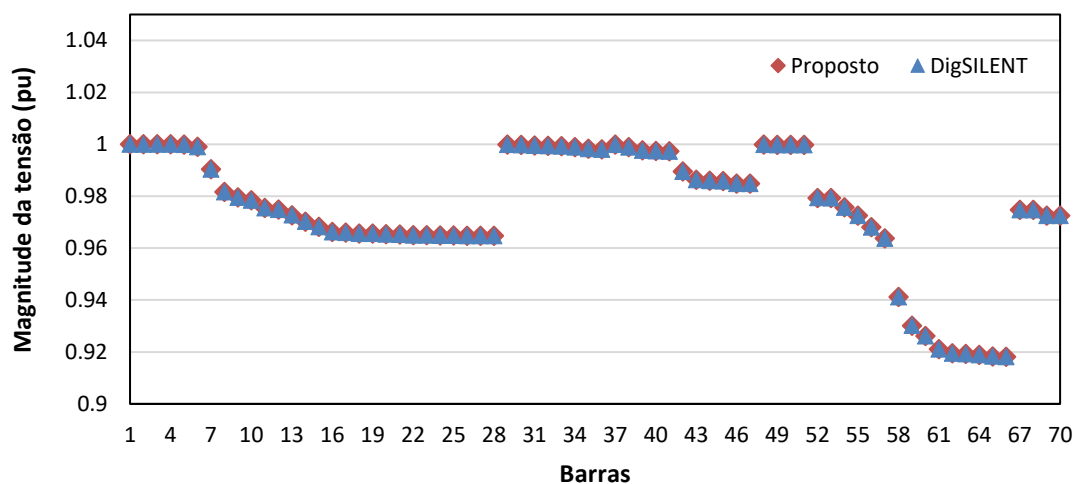
O primeiro teste realizado no sistema de 69 barras é um comparativo dos resultados de corrente e tensão obtidos com o método proposto e o DigSILENT para validar o algoritmo de FP. A simulação é feita para o sistema em condição normal de operação considerando o modelo de potência constante, como também o comportamento polinomial das cargas, indicado na seção 2.2.1, equação (12). Por se tratar de um sistema trifásico simétrico e equilibrado, os gráficos apresentados demonstram o perfil de tensão e corrente de uma única fase.

O segundo teste compara os resultados do método proposto com a técnica de compensação híbrida para o sistema em CC, além de comparar os resultados obtidos no DigSILENT. Devido à complexidade adicional do sistema de 134, possuindo maior número de cargas e linhas desequilibradas, as simulações com GDs são realizadas apenas no sistema de 134 barras, resultando no pior cenário de análise entre os sistemas analisados.

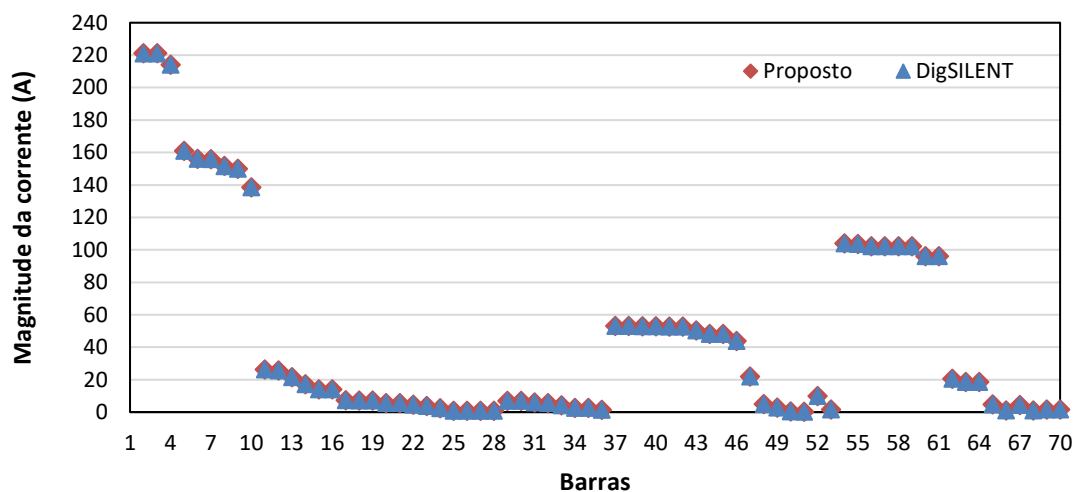
3.3.1 Sistema em condição inicial

Um comparativo das tensões obtidas com o método proposto e o DigSILENT considerando as cargas modeladas como corrente constante é apresentado na **Figura 23**. Os resultados são praticamente iguais, com diferença média percentual igual a 0,0012% em relação ao *software* comercial, e maior diferença de 0,000049 pu na barra 66. A barra com menor nível de tensão ocorre no nó 66, cujo valor é de 0,918 pu. Um comparativo das correntes é apresentado na **Figura 24**, onde a diferença média constatada é de 0,0179% e a maior diferença é de 0,00067 A no ramo 65-66.

Figura 23 – Comparativo da magnitude das tensões do FP proposto com o DigSILENT.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 24 – Comparativo das correntes do FP proposto com o DigSILENT.

Fonte: Elaboração do autor.

Ao considerar o comportamento composto das cargas, a diferença média percentual encontrada entre os resultados é de 0,000569% para as tensões e de 0,00818% para as correntes. Assim, como simulado anteriormente com as cargas à potência constante, os resultados obtidos utilizando o modelo composto também apresentaram erro médio desprezível em relação ao *software* comercial.

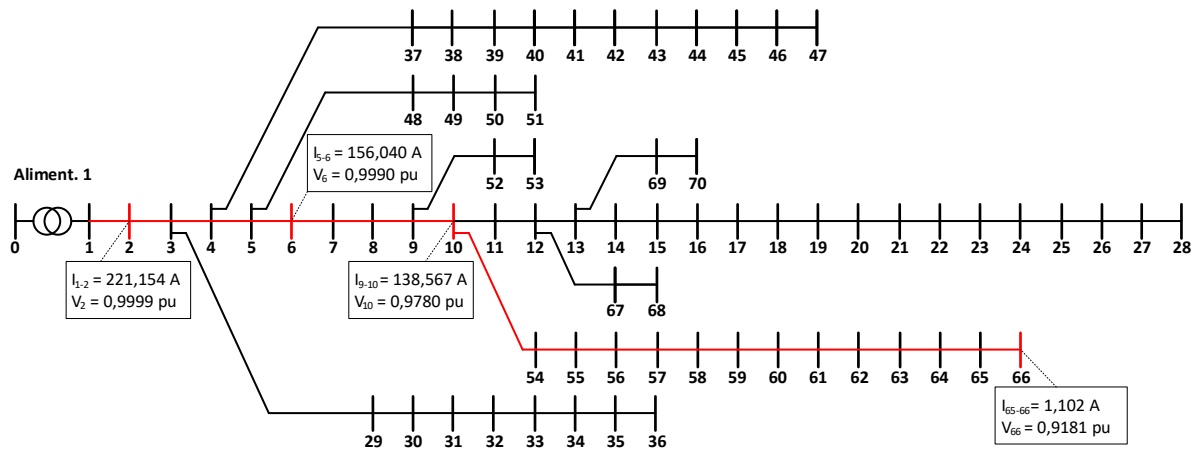
Os fatores utilizados para o modelo ZIP são os mesmos estabelecidos no sub-módulo 23.3 dos procedimentos de rede do ONS, item 8.2.10, onde a potência ativa é representada como 50% corrente constante e 50% impedância constante, e a potência reativa representada como 100% impedância constante.

3.3.2 Sistema em condição de curto-circuito

Considera-se a existência de uma falta trifásica na barra 66 da rede. Neste caso tem-se o modelo de CC com quatro impedâncias da seguinte forma: $Z_f \rightarrow \infty$ e $Z_{fA}=Z_{fB}=Z_{fC}=0$. Nas **Figuras 26 e 27** encontram-se, respectivamente, os resultados de magnitude de tensão e corrente da simulação realizada com o método proposto, como também os resultados do DigSILENT, ambos com as cargas modeladas como corrente constante.

Para melhorar a qualidade da comparação dos resultados, quatro barras do sistema foram selecionadas estrategicamente para apresentar com mais detalhes as informações do CC simulado. Tais barras e suas respectivas informações na condição pré-falta podem ser encontradas na **Figura 25**.

Figura 25 – Sistema teste de 69 barras com destaque na conexão da falta com a subestação.



Fonte: Adaptado de Baran e Wu (1989).

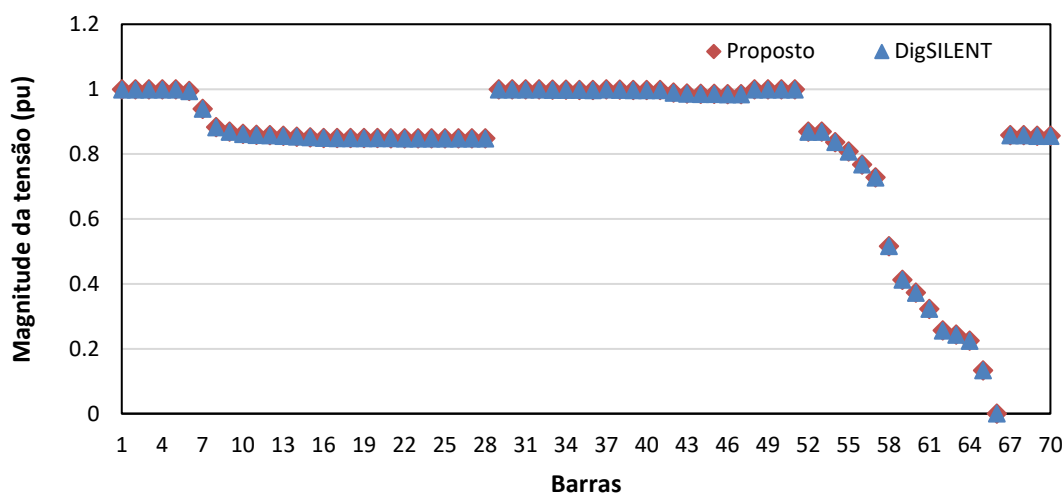
O *software* DigSILENT apresenta diferentes métodos para cálculo das correntes de CC, uma vez que o programa atende a normas diferentes como, por exemplo, IEC e ANSI/IEEE. O método de cálculo utilizado nos testes apresentados é nomeado pelo *software* de método completo ou, geralmente utilizado na literatura, método de superposição, pois estima as correntes de maneira mais precisa que as demais metodologias, principalmente pelo fato de utilizar as condições do sistema instantes antes do início da falta.

Inicialmente, o teste do sistema em CC foi realizado utilizando os fatores indicados na seção 3.3.1, caracterizando o comportamento composto das cargas. Nessa simulação, o resultado da diferença média percentual da tensão foi de 0,631%, indicando proximidade nos resultados obtidos com o *software* comercial. No entanto, o resultado das correntes no sistema apresentou diferença média percentual de 2,267%. A diferença entre os métodos para os valores de corrente obtidos provavelmente decorre do modelo de carga considerado, uma vez que o DigSILENT altera a configuração das cargas em situação de CC.

O manual do *software* fornece três modelos para o comportamento das cargas em situação de CC, são eles: impedância constante modelo 1, modelo 2 e corrente constante (DigSILENT, 2014b). As simulações realizadas utilizando o modelo de impedância constante 1 e 2 não foram compatíveis com os resultados advindos do método proposto. Além disso, o manual não esclarece detalhadamente o processo de cálculo utilizando tais modelos. Todavia, ao utilizar o modelo de carga como corrente constante, tanto no *software* comercial como no método proposto, os resultados coincidiram, resultando nos níveis de tensão e corrente indicados nas Figuras 26 e 27, respectivamente.

No gráfico das tensões, na **Figura 26**, é possível verificar a semelhança dos resultados obtidos com os diferentes métodos. A coerência da simulação para um CC trifásico é evidenciada na magnitude de tensão da barra 66, uma vez que, para esse tipo de CC as tensões devem ser reduzidas a zero. Ao comparar os resultados do método proposto com o DigSILENT a diferença média percentual estimada foi de 0,097%, com maior diferença de 0,000962 pu na barra 36.

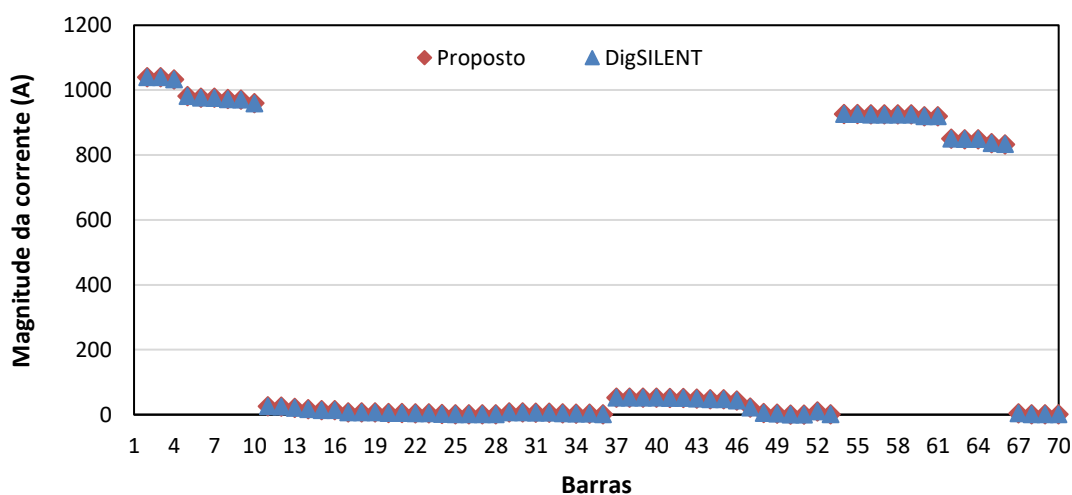
Figura 26 – Comparativo do perfil de tensão do método proposto e do DigSILENT.



Fonte: Elaboração do autor.

Uma simulação utilizando o método de compensação híbrido foi realizada e os resultados obtidos foram iguais aos valores encontrados com o método proposto. Tal semelhança é decorrente dos modelos utilizados para estimar a corrente de CC, onde ambos utilizam a tensão pré-falta da barra com defeito bem como sua impedância de Thévenin.

Figura 27 – Comparativo da magnitude das correntes do método proposto e do DigSILENT.



Fonte: Elaboração do autor.

No gráfico comparativo das correntes indicado na **Figura 27** verifica-se a mesma qualidade e precisão observados no comparativo do perfil de tensão, onde a diferença média percentual estimada é de 0,011% com diferença máxima de 0,45966 A na barra 56. Na **Tabela 4** tem-se o comparativo das correntes obtidas no método proposto com resultados obtidos com o *software* comercial utilizado, onde é possível observar com mais detalhes a diferença dos resultados.

Tabela 4 – Comparativo entre as correntes do método proposto e o DigSILENT considerando uma falta trifásica franca na barra 66.

Barra	Corrente injetada (A)		
	Proposto	DigSILENT	Diferença
2	1039,794	1039,572	0,222
6	976,708	976,421	0,287
10	959,853	959,513	0,340
66	833,027	833,357	0,330

Fonte: Elaboração do autor

Um segundo CC trifásico é simulado na barra 66, diferenciando por considerar uma impedância de contato de 10Ω com o solo. As magnitudes de corrente dessa simulação podem ser observadas na **Tabela 5**. Os resultados da diferença média percentual para as tensões e correntes foram de 0,024% e 0,160%, respectivamente. Adicionalmente, a maior diferença de corrente e tensão entre as técnicas de solução é de 3,14154 A e 0,000247 pu, respectivamente.

Tabela 5 – Comparativo das correntes do método proposto e o DigSILENT considerando uma falta trifásica na barra 66 com alta impedância de contato à terra.

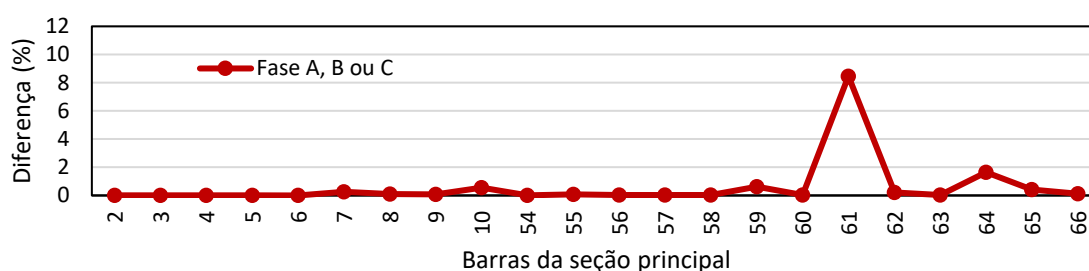
Barra	Corrente injetada (A)		
	Proposto	DigSILENT	Diferença
2	575,988	578,819	2,831
6	514,577	517,703	3,126
10	498,312	501,450	3,138
66	381,915	381,904	0,011

Fonte: Elaboração do autor

Visando uma análise mais detalhada das diferenças entre os métodos de solução, simula-se uma falta individual em cada barra que compõe a seção de ligação entre a subestação e a barra 66, totalizando 22 simulações de CC trifásico sem impedância de contato, iniciando na barra 2 até a barra mais periférica da seção, i.e., a barra 66. Como essa sequência de testes possui simulações de faltas muito próximas a subestação e os dados desse sistema não

consideram a impedância equivalente correspondente às impedâncias de geração, transmissão e do transformador da subestação, considera-se uma impedância própria de 5Ω para cada fase, cuja função é representar esta impedância equivalente, garantindo assim a consistência dos resultados. Na **Figura 28**, encontra-se o comparativo da magnitude da corrente de CC injetada pela subestação à rede para uma falta individual em cada uma das barras da seção escolhida.

Figura 28 – Diferença das correntes da subestação entre o método proposto e o DigSILENT para faltas trifásicas individuais na seção principal do alimentador (sistema de 69 barras).



Fonte: Elaboração do autor.

Na **Figura 28**, verifica-se que o CC simulado na barra 61 apresenta a maior diferença em relação aos resultados obtidos com o DigSILENT. Coincidentemente, a barra 61 possui a maior carga da rede, como pode ser observado na **Tabela 19** do **ANEXO A.1**, indicando que a maior contribuição para essa diferença decorre do modelo da carga presente na barra em falta.

Ao simular uma falta trifásica franca na barra 61, os níveis de tensão na respectiva barra caem a zero, para todas as fases. Dessa forma, a carga conectada nessa barra, por ser modelada como corrente constante, não deve consumir energia, fato que pode ser comprovado com a relação (12). Pode-se verificar a mesma conclusão para o modelo de cargas como impedância constante.

Portanto, nos resultados do método proposto, não há injeção de corrente para a carga conectada na barra 61, enquanto o *software* DIGSILENT assume a injeção de corrente equivalente a 69,70 A, contribuindo significativamente para a diferença entre os resultados apresentados. O mesmo problema ocorre nas demais barras com carga conectada, como por exemplo, nas barras 10, 59 e 64, com diferença variando em função da potência da carga.

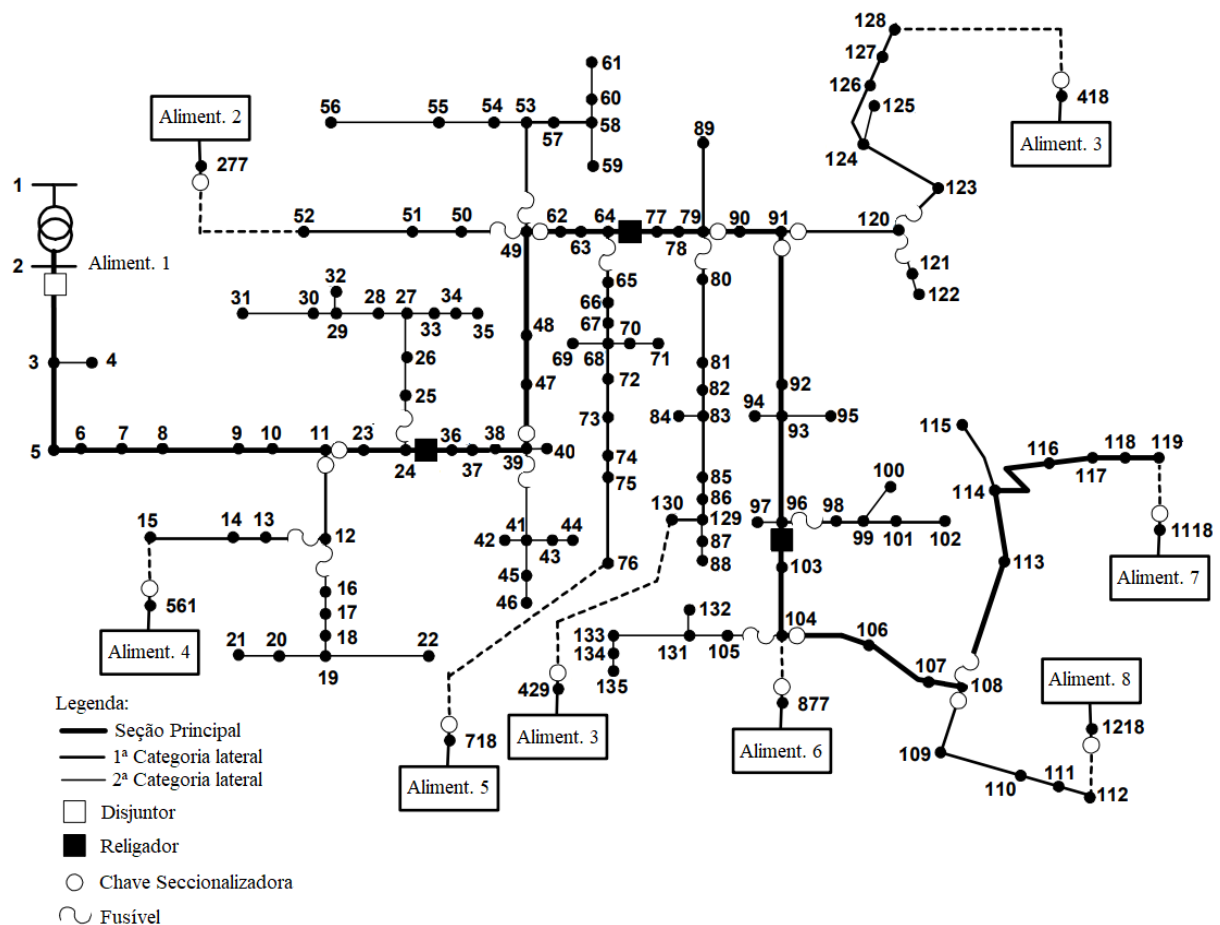
3.2 SISTEMA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO DE 134 BARRAS SEM GD

O sistema de distribuição real de 135 barras é aéreo, trifásico, desbalanceado, com tensão nominal de 13,8 kV, potência nominal de 7.065 kVA e transformador da subestação em conexão triângulo-estrela aterrada (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2010). O sistema

possui também 16 chaves de manobras, onde 8 fazem interligações com 7 alimentadores vizinhos. Ressalta-se que as chaves de ligação com os alimentadores vizinhos estão e permanecem abertas em todas as simulações. A topologia do sistema pode ser verificada na **Figura 29**.

São realizadas 13 simulações diferentes neste sistema. O primeiro teste considera o sistema em sua condição inicial, fornecendo os resultados de tensão e corrente pré-falta, informações utilizadas automaticamente pelo algoritmo na etapa de cálculo de CC. O segundo teste e os demais consideram uma falta na barra 104 ou 119 do sistema e suas variações são decorrentes do tipo de falta e da presença das tecnologias de GDs empregadas neste trabalho e dos SAEs. É importante destacar as simulações das faltas individuais no ramo que liga a subestação à barra mais periférica da rede, cujo intuito é avaliar o comportamento da metodologia proposta, que é considerada como uma única simulação dentre as 13 simulações supracitadas.

Figura 29 – Sistema trifásico desequilibrado real de 134 barras.



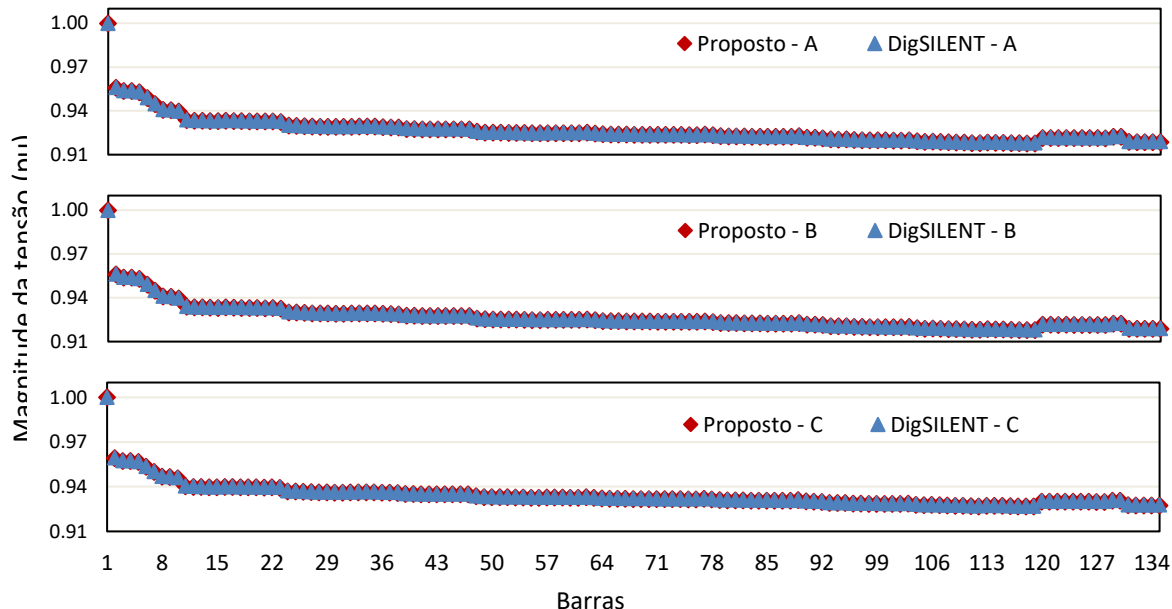
Fonte: LAPSEE (2018).

Nessa seção, além do teste do sistema em condição inicial, são realizadas cinco simulações de CC, falta trifásica sólida sem e com regulador adicional na rede, falta trifásica com alta impedância de contato, falta franca entre fases e monofásica com impedância de contato com o solo. Em todos os testes, a comparação com o *software* DigSILENT é realizada, com o objetivo único de analisar e validar os resultados da metodologia proposta.

3.2.1 Sistema em condição inicial

Os resultados do sistema em sua condição inicial, como indicado na **Figura 30**, apresentam níveis de tensão inferiores a 0,93 pu em suas barras mais periféricas, não atendendo aos valores mínimos estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST (2016). Essa norma estabelece que, para rede com tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV, os níveis de tensão devem estar situados entre 0,93 pu e 1,05 pu. A barra 119 possui a menor magnitude de tensão da rede, com 0,9177 pu para a fase A.

Figura 30 – Comparativo das tensões do método proposto e do DigSILENT.



Fonte: Elaboração do autor.

Na **Tabela 6** encontra-se um comparativo entre as correntes obtidas com o método proposto e com o *software* DigSILENT. As barras apresentadas na tabela são escolhas estratégicas, pois também representam a magnitude das correntes fluindo pelos disjuntores e religadores do sistema em estudo. A diferença média percentual entre os resultados de corrente e tensão apresentados são de 0,064% e 0,032%, respectivamente, comprovando a precisão do

FP proposto também para sistemas desequilibrados. Adicionalmente, a maior diferença obtida é de 0,000353 pu na barra 114 para as tensões e de 0,201 A no ramo 7-8 para as correntes.

Tabela 6 – Comparativo entre as correntes do método proposto com o DigSILENT.

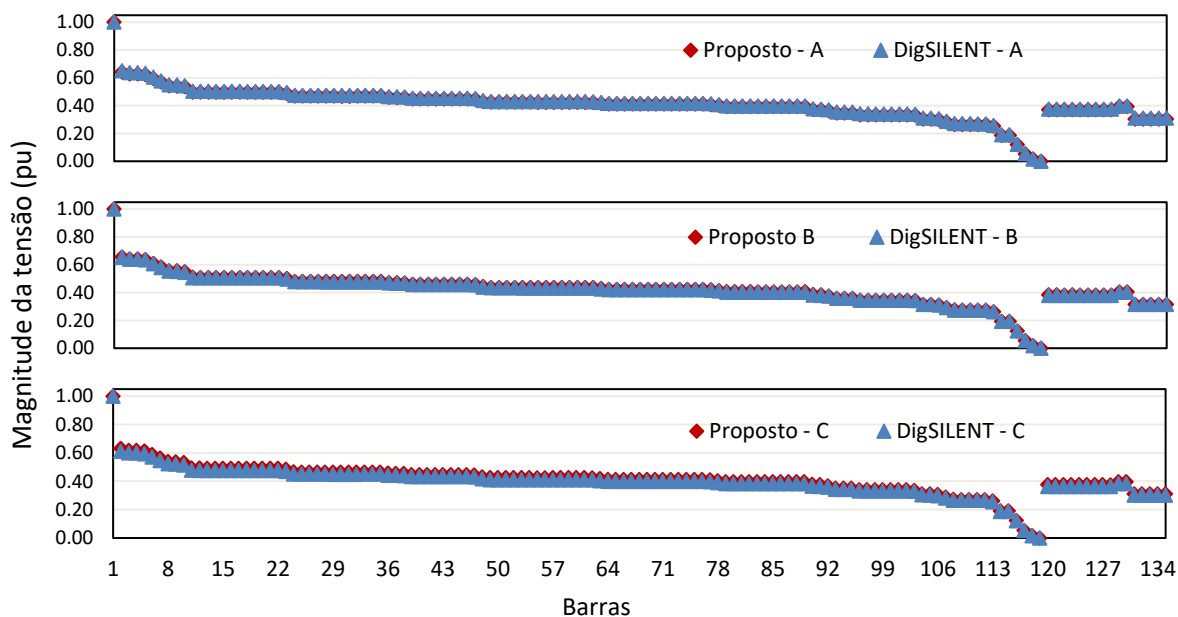
Corrente injetada (A)							
Barra	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	A, B ou C
2	294,254	294,295	294,294	294,090	294,124	294,130	0,056
36	206,580	206,581	206,580	206,424	206,449	206,456	0,075
77	123,711	123,711	123,711	123,613	123,629	123,633	0,079
103	52,052	52,052	52,052	52,008	52,015	52,017	0,083

Fonte: Elaboração do autor

3.2.2 Sistema com falta trifásica

Na **Tabela 7** e na **Figura 31** apresenta-se a comparação dos resultados obtidos com os métodos apresentados e com o DigSILENT para uma falta trifásica na barra 119. Nesse caso, tem-se o modelo de CC com quatro impedâncias utilizado para representar o tipo de falta da seguinte forma: $Z_f \rightarrow \infty$ e $Z_{fA}=Z_{fB}=Z_{fC}=0$. Dessa forma, a impedância Z_f é desprezada, pois trata-se de uma falta sem contato com o solo.

Figura 31 – Comparativo das tensões para uma falta trifásica.



Fonte: Elaboração do autor.

Na **Figura 31** verifica-se a coerência dos resultados em relação ao tipo de falta, pois na barra 119 a magnitude da tensão em todas as fases caem para valores próximos de zero. A maior diferença média percentual de tensão observada em relação ao DigSILENT foi na fase C, com 0,422%, enquanto nas fases A e B a diferença média percentual encontrada foi de 0,414% e 0,407%, respectivamente. A diferença média percentual da tensão entre todas as fases em relação ao *software* comercial foi de 0,415%.

Na **Tabela 7** é possível observar a diferença da corrente entre os métodos de solução utilizados. A diferença percentual média entre os métodos é de 0,155%, onde a maior diferença média observada em relação ao DigSILENT foi na fase A, com diferença média percentual de 0,154%, enquanto nas fases B e C foi de 0,154% e 0,158%, respectivamente.

Tabela 7 – Comparativo das correntes de CC para uma falta trifásica.

Corrente injetada (A)							
Barra	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	A, B ou C
2	1830,238	1896,563	1962,301	1826,044	1892,100	1957,031	5,2696
36	1749,755	1814,229	1882,556	1745,541	1809,824	1877,349	5,2072
77	1674,197	1736,848	1807,773	1670,039	1732,504	1802,630	5,1425
103	1609,381	1670,31	1743,632	1605,276	1666,029	1738,551	5,0807

Fonte: Elaboração do autor

Na **Tabela 7**, observa-se o aumento da diferença na magnitude da corrente à medida que se aproxima da subestação. Tais diferenças indicam um erro cumulativo no processo de varredura *backward*, fazendo com que os resultados do método proposto apresentem valores mais conservativos. Essa diferença pode ser decorrente da maneira como o *software* comercial modela as cargas na condição de CC. Mesmo ambos os métodos utilizando as cargas como corrente constante, o *software* DigSILENT pode apresentar um método diferente na determinação das correntes fluindo pela rede.

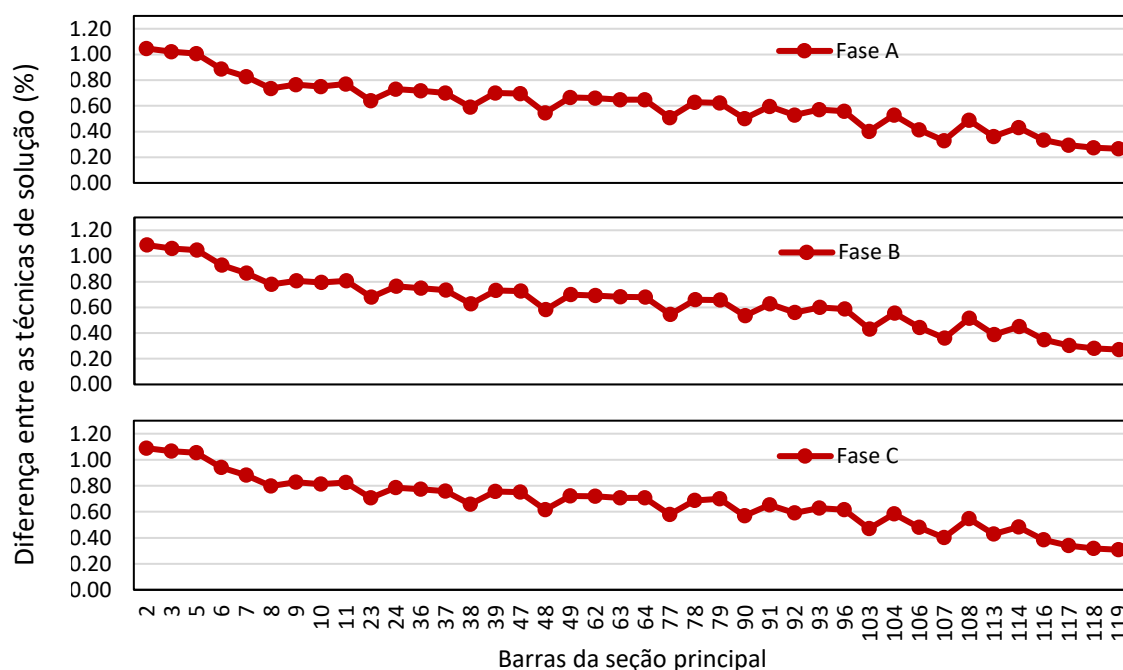
Visando uma análise mais detalhada das diferenças entre os métodos de solução, simula-se uma falta individual em cada barra que compõe a seção principal do sistema teste, totalizando 40 simulações de CC trifásico sem impedância de contato, iniciando na barra 2 até a barra mais periférica, 119. Na **Figura 32** encontra-se o comparativo da magnitude das correntes de CC injetada pela subestação à rede para uma falta individual em cada uma das barras da seção principal.

Para faltas em barras mais próximas à subestação, a diferença das correntes entre os métodos é maior. Conforme a barra escolhida para simular o CC se torna mais distante da

subestação, a diferença entre os resultados se torna menor, tendendo a convergir para os mesmos valores, com diferença inferior a 0,4%. Além da possível diferença relacionada ao modelo de carga entre os métodos, há também um segundo componente considerado no *software* comercial que contribui para a diferença entre os resultados. Como essa característica ocorre somente no sistema de 134 barras, a contribuição na diferença deve ser possivelmente proveniente do desequilíbrio das linhas. No entanto, mesmo diante de tais diferenças, o método proposto fornece precisão aceitável para simular faltas em qualquer barra da rede.

O comportamento observado no sistema de 69 barras, ao comparar as correntes da subestação para faltas individuais, também pode ser identificado na **Figura 32**, onde a carga conectada à barra em falta não fornece corrente, pois não há tensão no ponto de falha em virtude da simulação de uma falta trifásica franca. No entanto, o *software* DigSILENT apresenta uma contribuição dessa mesma carga nas correntes de CC, quando o modelo de corrente constante é utilizado.

Figura 32 – Diferença das correntes da subestação entre o método proposto e o DigSILENT para faltas trifásicas individuais na seção principal do alimentador (sistema de 134 barras).



Fonte: Elaboração do autor.

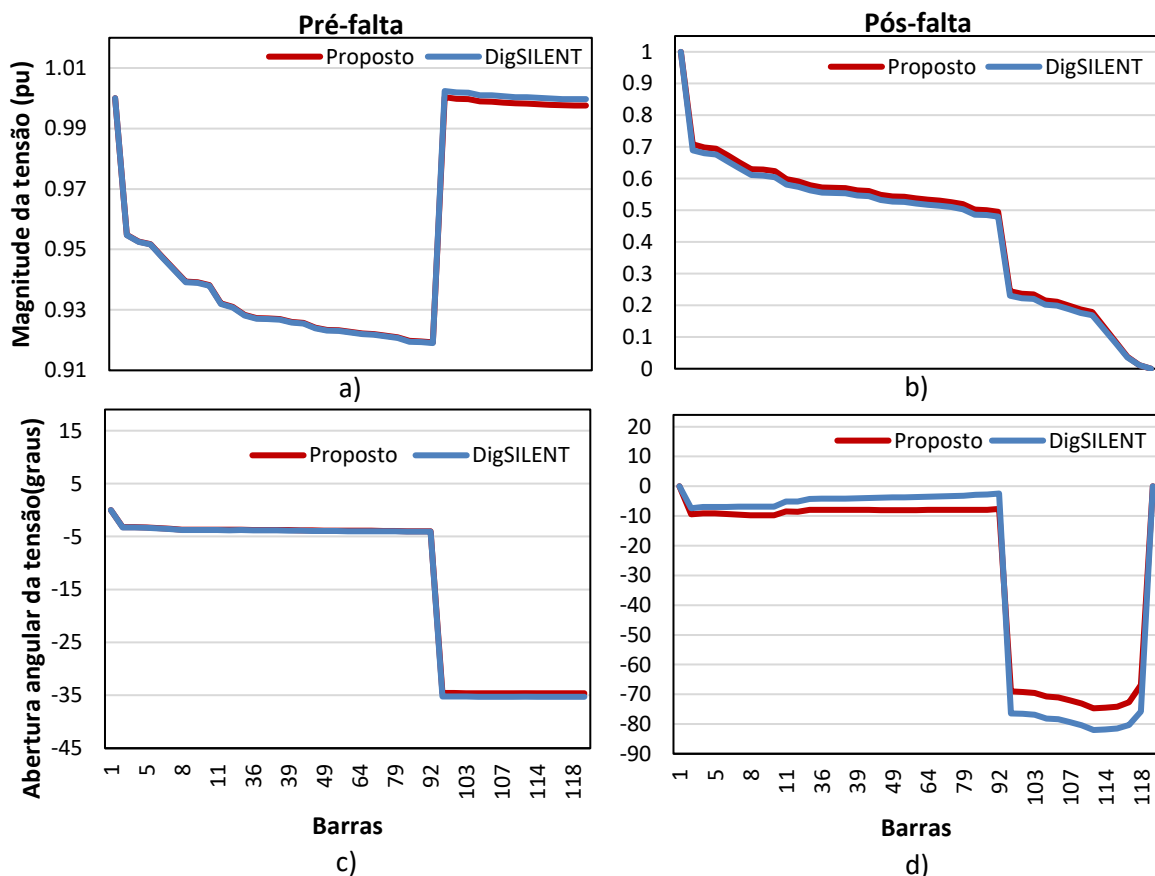
A diferença no comparativo dos dois sistemas decorre do desequilíbrio das fases, como também da distribuição e dimensão das cargas, onde o sistema de 69 barras possui cargas com potência significativamente distintas umas das outras, causando maior diferença entre os resultados quando a falta é simulada em seu ponto de conexão. Além disso, no sistema de 69

barras, a diferença entre as técnicas de solução é inferior a 0,2% nas barras com nenhuma ou pequenas cargas. Por esse motivo, a ausência da contribuição de corrente da carga na barra em falta eleva a diferença percentual no sistema de 69 barras, enquanto no sistema de 134 barras essa diferença é reduzida, porque esse sistema já apresenta corrente mais elevada no método proposto, levando ao comportamento serrilhado indicado na **Figura 32**.

3.2.3 Sistema com falta trifásica e regulador de tensão

Um regulador de tensão de 32 *taps* com conexão estrela-triângulo é inserido na linha 92-93 e uma falta franca trifásica na barra 119 é simulada. O decaimento das tensões e correntes, no estado de pré- e pós-falta, para a fase A das barras que ligam a subestação ao regulador e a barra 119 encontram-se nas **Figuras 33** e **34**, respectivamente.

Figura 33 – Comparativo das tensões para falta trifásica com regulador $Y\Delta$ na rede.



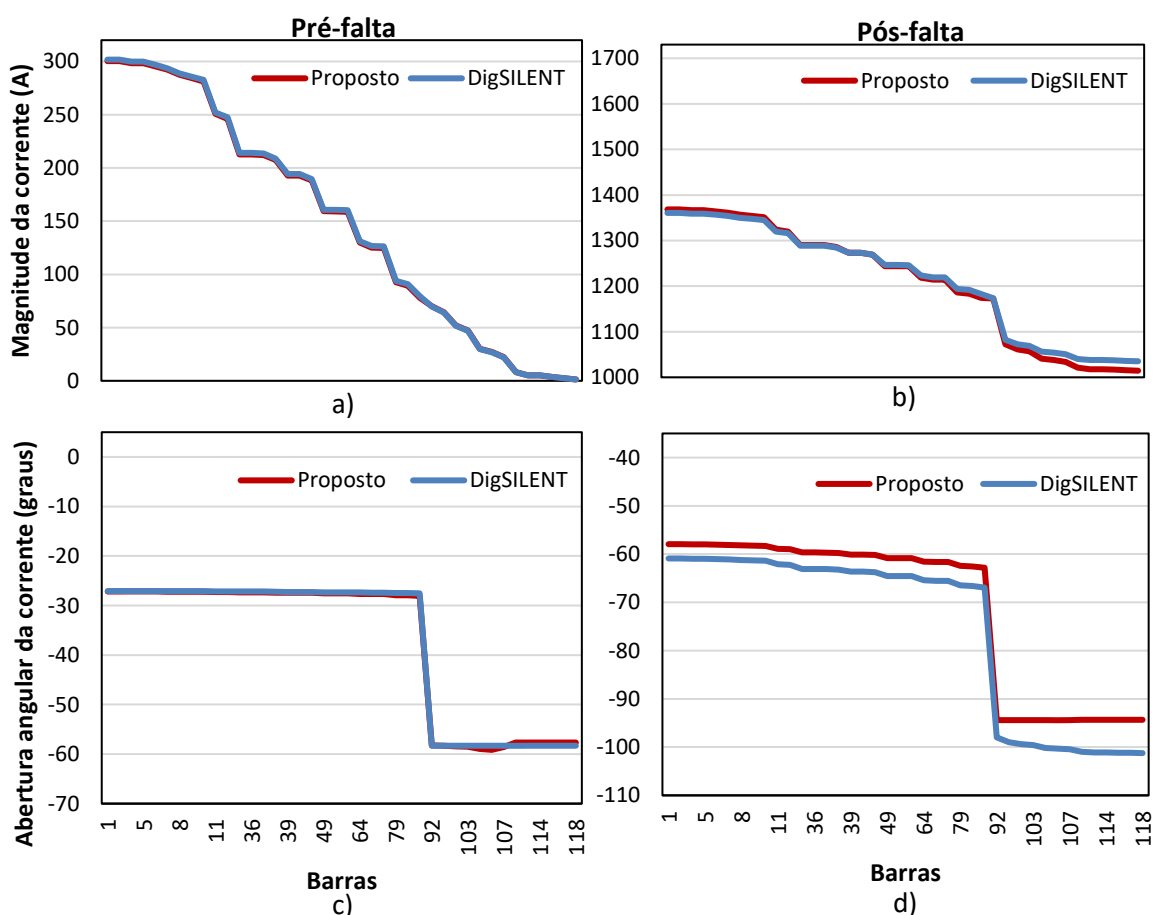
Fonte: Elaboração do autor.

O regulador de tensão possui potência nominal de 6 MVA e seu *tap* encontra-se ajustado em -14, induzindo uma tensão adicional de 8,75% na barra 93. Pode-se observar na **Figura 33** a elevação de tensão das barras a jusante do regulador no estado pré-falta como também a

semelhança dos resultados advindos do método proposto e do DigSILENT. A diferença percentual média calculada para as tensões e correntes na pré-falta são de 0,143% e 0,181%, respectivamente.

Como indicado na **Figura 33**, os níveis de tensão a jusante do regulador na pré-falta possuem uma ligeira diferença em relação aos resultados do *software* comercial. A diferença média percentual é baixa porque os valores de tensão antes do regulador são muito semelhantes. No entanto, ao simular o curto-circuito na barra 119 a diferença percentual média calculada entre os métodos atinge 1,44% para as correntes e máxima de 33,1849 A na fase C do ramo 91-92. Tais problemas são consequência dos resultados pré-falta à jusante do regulador, apresentando diferença na tensão de até 0,00409 pu, contribuindo negativamente para os resultados advindos na condição de CC.

Figura 34 – Comparativo das correntes para falta trifásica com regulador $Y\Delta$ na rede.



Fonte: Elaboração do autor.

Na **Figura 34** encontra-se o decaimento das correntes na seção entre a falta e a subestação, tanto no estado de operação normal da rede como com ocorrência de CC. A

diferença entre os resultados de tensão na pré-falta proporciona resultados com maior discrepância entre os modelos. Além disso, a modelagem do regulador para situações de CC é ligeiramente diferente entre os métodos de solução apresentados.

O *software* DigSILENT descreve em seus manuais o modelo transformador de dois enrolamentos dedicadas a análise de CC em regime permanente, onde a maior parcela do conteúdo é fundamentada na norma do IEC. Em situação de CC a IEC despreza as perdas no ferro e a impedância de magnetização, enquanto em situação normal de operação o *software* considera as reatâncias de dispersão e as impedâncias dos enrolamentos do lado de alta e baixa.

Geralmente, em situação de CC, considera-se um *bypass* no regulador de tensão, eliminando seus efeitos no SDEE. No entanto, os testes realizados consideram os efeitos desse dispositivo, pois as principais normas internacionais buscam obter os valores do transitório do regulador de tensão. Logo, a metodologia proposta permite realizar essa análise. Além disso, torna-se possível observar o comportamento dos transformadores, pois o modelo matemático utilizado também se aplica a esses dispositivos, que adicionalmente, não possuem a mesma proteção dos reguladores de tensão, limitando-se apenas a proteção dos fusíveis.

Uma simulação com o transformador YY foi realizada e os resultados obtidos apresentam melhor aproximação com os resultados do DigSILENT em relação as diferenças obtidas com o transformador estrela-triângulo. Apesar das diferenças entre os modelos e seus resultados, ambos os métodos de solução apresentam comportamento muito semelhante, indicando boa precisão da técnica proposta.

3.2.4 Sistema com falta trifásica e impedância de contato

Considera-se uma falta trifásica aterrada na barra 119 do sistema teste com impedância de contato com o solo, Z_{ff} , no valor de 20Ω . As cargas são modeladas como corrente constante. Na **Tabela 8** encontra-se um comparativo das correntes do método proposto e do DigSILENT. A diferença média percentual calculada para as tensões foi de 0,0555%, com diferença máxima de 0,0008 pu na fase A da barra 119, indicando a consistência do modelo.

Como pode ser observado na **Tabela 8**, a alta impedância de contato com o solo atenua significativamente as correntes de CC. A diferença percentual média da corrente entre os métodos apresentados é de 0,354%, com maior diferença de 1,2269 A na fase A da corrente injetada pela subestação na barra 2.

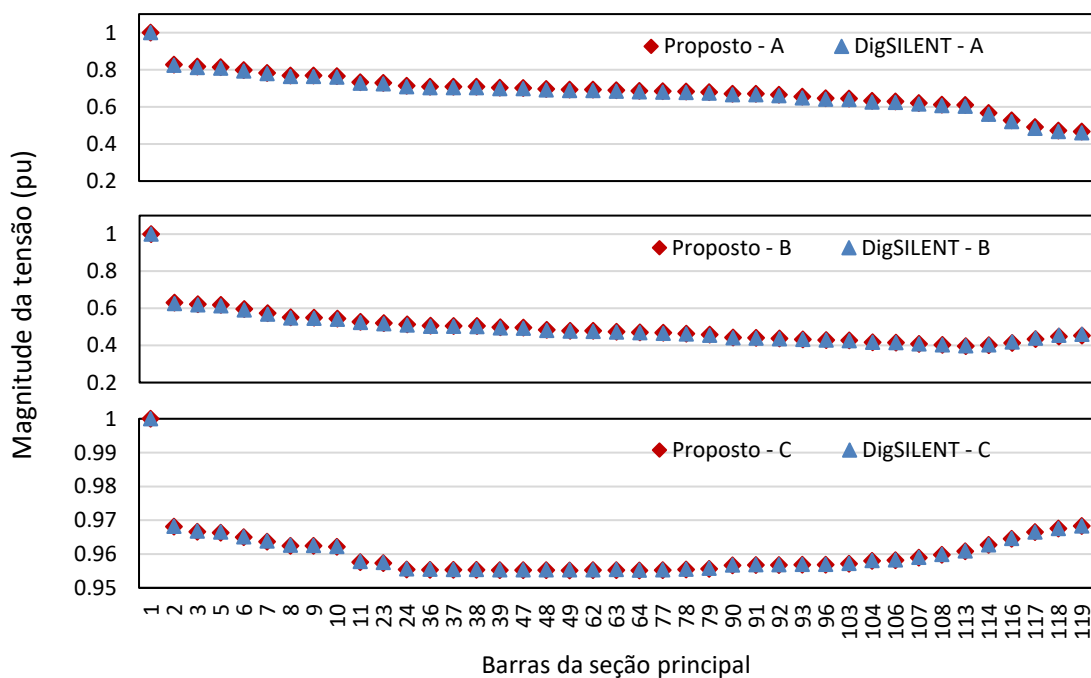
Tabela 8 – Comparativo das correntes para falta trifásica com alta impedância de contato.

Corrente injetada (A)							
Barra	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	A, B ou C
2	602,230	600,192	609,806	603,46	601,41	611,02	1,2269
36	515,334	513,352	522,914	516,52	514,56	524,12	1,2053
77	433,550	431,672	441,170	434,73	432,86	442,36	1,1913
103	363,252	361,500	370,913	364,41	362,67	372,09	1,1728

Fonte: Elaboração do autor

3.2.5 Sistema com falta entre fases

A **Figura 35** e a **Tabela 9** mostram os resultados de tensão e corrente, respectivamente, para uma falta entre fases com ocorrência da falta na barra 119, onde a impedância de contato entre as fases, Z_{ff} , é desprezada.

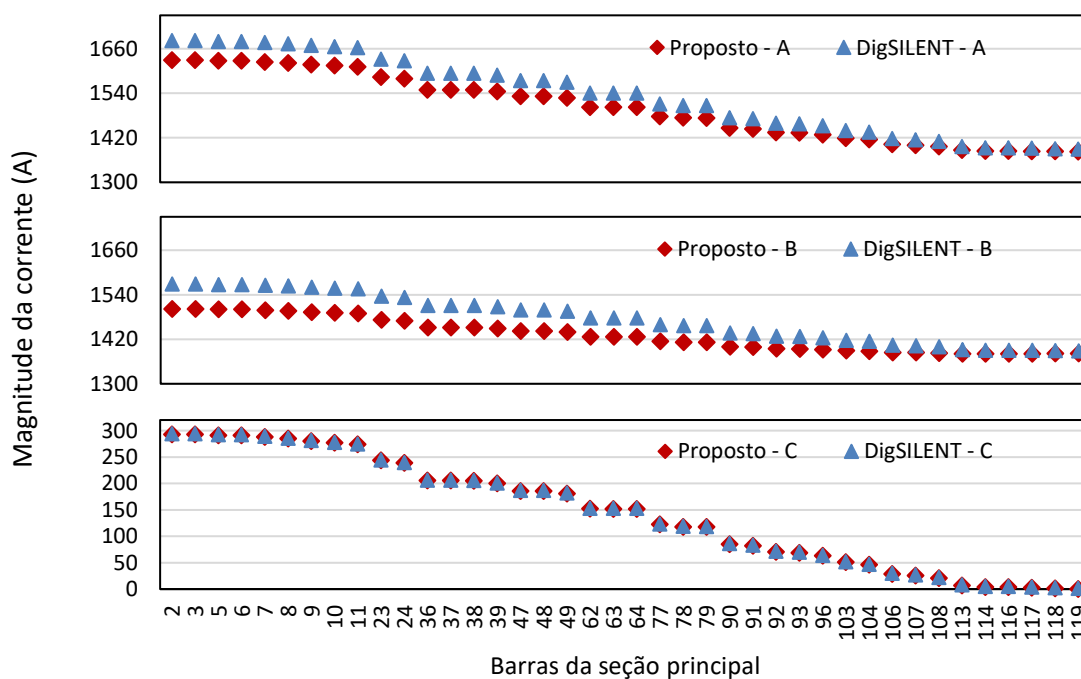
Figura 35 – Comparativo das tensões para uma falta entre fases.

Fonte: Elaboração do autor.

Observa-se na **Figura 35** a coerência do modelo proposto pois, na barra com falta, a magnitude da tensão entre as duas fases envolvidas são praticamente iguais. Além disso, verifica-se a precisão dos resultados obtidos para esse tipo de falta em relação aos resultados do DigSILENT, onde a diferença percentual média das fases em falta é de 0,641%. Na **Figura 36** encontra-se o comparativo das correntes, onde a diferença média percentual também é baixa, com valor de 0,79%.

Apesar dos resultados significativamente próximos entre os métodos utilizados, o DigSILENT utiliza uma técnica para faltas desequilibradas que contribui para a diferença entre os resultados apresentados. Somente faltas trifásicas utilizam a representação por fases no momento de estimar as correntes de CC, enquanto faltas monofásicas e bifásicas são calculadas no *software* comercial com auxílio do método das componentes simétricas. Como o sistema em estudo possui linhas desequilibradas, essa técnica acaba desprezando o acoplamento magnético entre as fases na hora de estimar as correntes de CC. Aplicando a técnica das componentes simétricas no método proposto, com intuito de fornecer um melhor comparativo com o DigSILENT, a diferença percentual média das tensões e correntes calculadas caem para 0,416% e 0,278%, respectivamente, com maior diferença de corrente de 21,95 A na fase A da corrente injetada à barra 2, enquanto a maior diferença de tensão é de 0,00634 pu na barra 113.

Figura 36 – Comparativo das correntes para uma falta entre fases.



Fonte: Elaboração do autor.

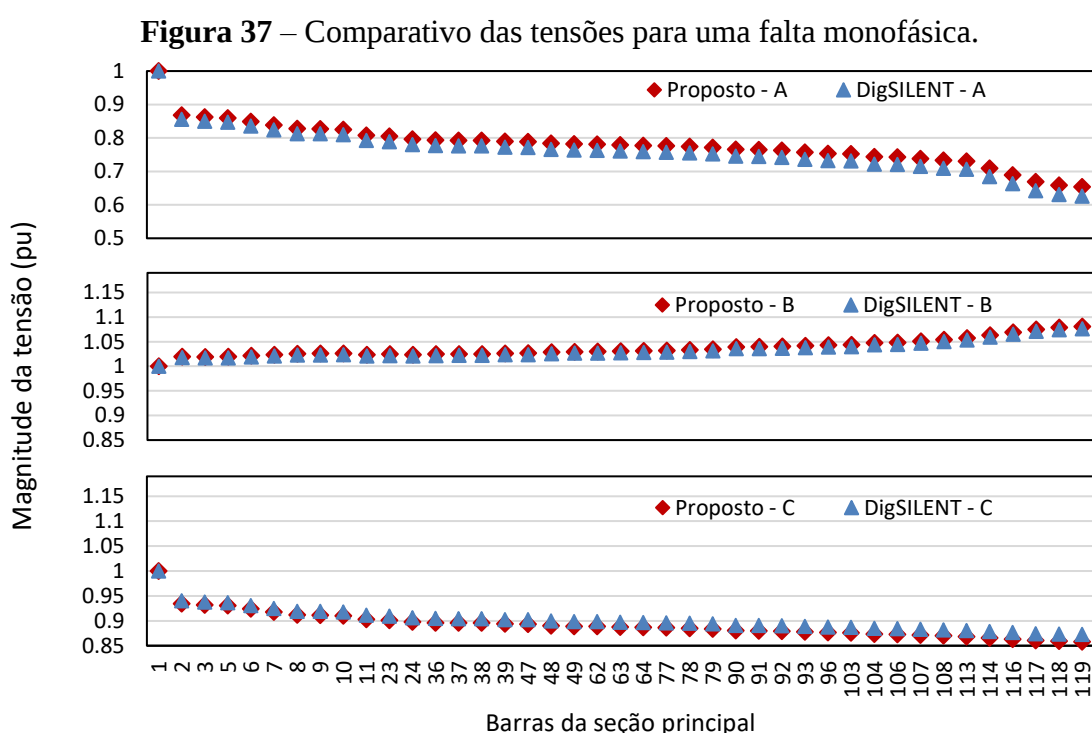
Tabela 9 – Comparativo das correntes de CC para uma falta entre fases.

Corrente injetada (A)							
Barra	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	A, B ou C
2	1629,149	1501,767	293,0226	1681,480	1568,930	293,910	67,163
36	1549,266	1452,068	205,317	1593,875	1511,358	206,195	59,289
77	1477,439	1414,276	122,452	1511,213	1459,773	123,415	45,497
103	1418,742	1389,311	50,796	1439,683	1417,268	51,752	27,956

Fonte: Elaboração do autor

3.2.6 Sistema com falta monofásica

Considera-se a existência a de uma falta monofásica na barra 119 com impedância de contato de 10Ω . Os resultados de tensão e corrente são apresentados na **Figura 37** e na **Tabela 10**, respectivamente. No perfil de tensão da **Figura 37**, indica-se a coerência dos resultados, pois, verifica-se a degradação da tensão da fase A ao longo da seção, como também o acoplamento magnético afetando o perfil de tensão das demais fases, elevando e afundando a tensão de B e C, nessa ordem.



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na **Figura 38** demonstram-se os resultados de corrente para a seção entre a subestação com a falta. Tanto as correntes quanto as tensões apresentaram bons resultados, com diferença percentual média de 0,201% para as correntes e 1,289% para as tensões. Para uma análise mais detalhada dos resultados, encontra-se na **Tabela 10** os resultados de corrente de ambos os métodos de solução utilizados.

O DigSILENT utiliza componentes simétricas em faltas desequilibradas, provocando uma diferença em relação ao método proposto, que, por sua vez, emprega a representação por fases. A mesma simulação com o método proposto foi realizada usando o método das componentes simétricas para estimar as correntes de CC. A diferença percentual média obtida nesse caso foi de 0,118% e 0,037% para as tensões e correntes, respectivamente.

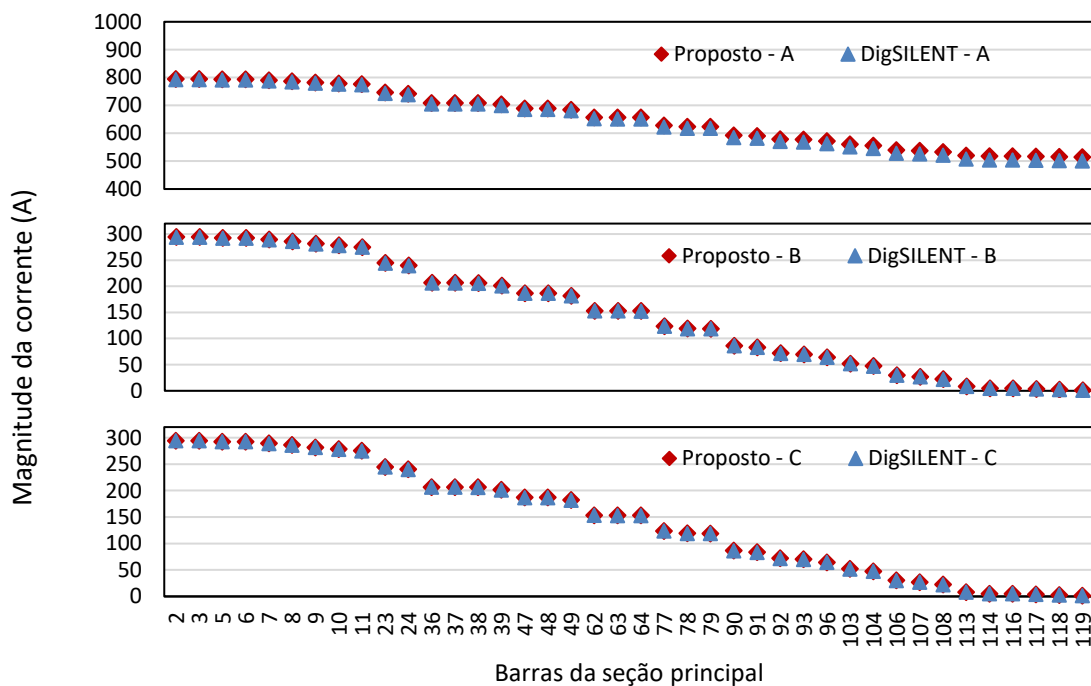
Adicionalmente, a maior diferença de tensão obtida é de 0,00086 pu na barra 119, enquanto a maior diferença nas correntes é de 2,2395 A na fase A do ramo 10-11.

Tabela 10 – Comparativo das correntes de CC para uma falta monofásica com 10 Ω .

Corrente injetada (A)							
Barra	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	
2	794,603	294,296	294,284	792,471	293,911	293,910	2,132
36	708,432	206,581	206,579	704,766	206,196	206,196	3,666
77	628,201	123,712	123,711	621,996	123,415	123,415	6,205
103	560,203	52,052	52,050	550,340	51,752	51,752	9,863

Fonte: Elaboração do próprio autor

Figura 38 – Comparativo das correntes para uma falta monofásica.



Fonte: Elaboração do próprio autor

3.3 SISTEMA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO DE 134 BARRAS COM GD

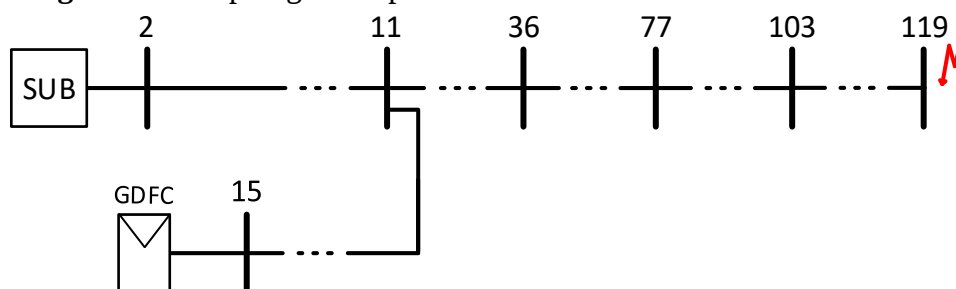
3.3.1 Sistema com um GF

Considera-se na rede um GF conectado na barra 15 por meio de inversor e uma falta trifásica franca na barra 119. Tal gerador é representado como um GDFC e possui potência aparente de 400 kVA com fator de potência indutivo de 0,95. Em função da topologia do

sistema e sua elevada quantidade de informações, uma representação compacta da topologia da rede é desenhada e ilustrada na **Figura 39** contendo apenas ramos estratégicos da rede como: subestação, GDs e ramos próximos aos dispositivos de proteção. Um comparativo das correntes de CC desses ramos é apresentado na **Tabela 11**.

A diferença percentual média calculada é de 0,522% e 0,610% para as correntes e tensões, respectivamente. A maior diferença encontrada para as correntes é de 30,586 A no ramo 1-2, enquanto para as tensões a maior diferença é de 0,0132 pu na barra 119. Ao comparar os resultados da **Tabela 7** com a **Tabela 11**, é possível observar a redução da corrente proveniente da subestação durante uma falta na presença do GD. No *software* DigSILENT, o GF é representado por um gerador estático conforme a relação (52) do método proposto, além de parâmetros como: Nível de CC transitório e subtransitório (DigSILENT, 2014c).

Figura 39 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com GDFC.



Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 11 – Comparativo de correntes de CC com um GDFC presente na rede.

Corrente injetada (A)							
Método	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
Fase	A	B	C	A	B	C	
Ramo	A	B	C	A	B	C	
1-2	1842,25	1903,13	1977,28	1815,69	1881,88	1946,69	30,586
10-11	1823,44	1884,09	1958,43	1798,09	1863,90	1929,27	29,152
GD-15	20,22	20,28	21,55	19,97	19,97	19,97	1,580
24-36	1774,10	1834,75	1908,74	1755,18	1819,47	1887,04	21,695
64-77	1691,89	1752,04	1826,51	1679,93	1742,39	1812,58	13,932
96-103	1620,49	1680,40	1755,07	1615,24	1675,98	1748,58	6,494
118-119	1569,98	1629,84	1704,56	1570,00	1629,45	1703,83	0,734

Fonte: Elaboração do próprio autor

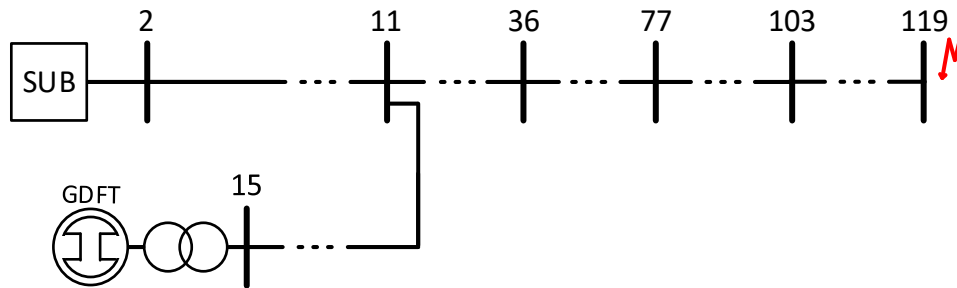
Em condição normal de operação, o GDFC injeta 17,56 A na fase A da barra 15, enquanto em situação de CC esse valor sobe para 20,22 A. Tal diferença é decorrente do fator λ utilizado na relação (54) indicando sua contribuição de 1,151 vezes a corrente nominal do

GDFT durante o CC, valor próximo ao fator de 1,2 estabelecido, com base na maioria dos trabalhos da literatura que avaliam a contribuição de GDs com inversores nas correntes de CC. O fator de 1,2 será utilizado nos demais geradores modelados como fonte de corrente.

3.3.2 Sistema com um GD assíncrono

Considera-se no sistema um gerador assíncrono conectado à barra 15 e a existência de uma falta trifásica franca na barra 119. Esse gerador possui potência aparente de 1075 kVA com fator de potência indutivo de 0,88 e reatância subtransitória de 25%. Com auxílio das expressões (51), (52) e da tensão pré-falta, a impedância do gerador é calculada automaticamente no algoritmo implementado. Os valores de potência e tensão base utilizados são de 1000 kVA e 7,967 kV, respectivamente. A topologia compacta e o comparativo das correntes entre os métodos podem ser observados na **Figura 40** e **Tabela 12**, respectivamente.

Figura 40 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com GDFT (GD assíncrono).



Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 12 – Comparativo de correntes de CC com um GDFT na rede (GD assíncrono).

Corrente injetada (A)							
Método	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
Fase Ramo	A	B	C	A	B	C	
1-2	1729.677	1790.792	1861.501	1708.771	1776.277	1837.879	23,622
10-11	1710.793	1771.708	1842.578	1690.947	1758.086	1820.243	22.335
GD-15	255.811	254.225	264.021	253.426	252.100	258.823	5.198
24-36	1901.406	1959.753	2041.643	1879.150	1941.871	2015.742	25.901
64-77	1819.003	1876.960	1959.230	1803.689	1864.617	1940.981	18.249
96-103	1747.469	1805.307	1887.678	1738.766	1798.027	1876.663	11.015
118-119	1696.712	1754.673	1836.934	1693.327	1751.332	1831.649	5.285

Fonte: Elaboração do próprio autor

A diferença percentual média calculada entre os resultados comparados é de 0,302% e 0,966% para as correntes e tensões, respectivamente, com maior diferença de tensão de 0,0358

pu na barra 11 e 28,987 A no ramo 11-23 para as correntes. Os modelos do método proposto utilizados para considerar os GDs na rede elevam ligeiramente a diferença de tensão entre os resultados de ambas as técnicas de solução. Todavia, os percentuais ainda são muito baixos e fornecem bons resultados.

O incremento na diferença dos resultados se deve a maneira como ambas as técnicas de solução modelam os GDs. No *software* comercial, os parâmetros utilizados no cálculo da contribuição dos GDs assíncronos são: a corrente de rotor bloqueado, onde esse bloqueio refere-se ao tempo máximo que o rotor da máquina de indução pode ficar travado sem sofrer danos devido ao calor dissipado pelas altas correntes, e sua relação R/X com rotor bloqueado. Tais valores podem ser inseridos manualmente ou obtidos automaticamente informando parâmetros como potência e tensão do GD, resistência e reatância do estator e também de magnetização. Nos testes realizados, os valores indicados inicialmente pelo *software* DigSILENT são utilizados.

3.3.3 Sistema com um GD síncrono

Considera-se no sistema um gerador síncrono representado como um GDFT conectado à barra 76. Tal gerador possui potência de 4,1 MW e curva de capacidade simplificada, com limite de potência reativa de $\pm 1,98$ MVA e reatância subtransitória de eixo direto de 25%. Com auxílio das expressões (51) e (52), a impedância do gerador é calculada automaticamente no algoritmo implementado e seu valor é indicado em (56).

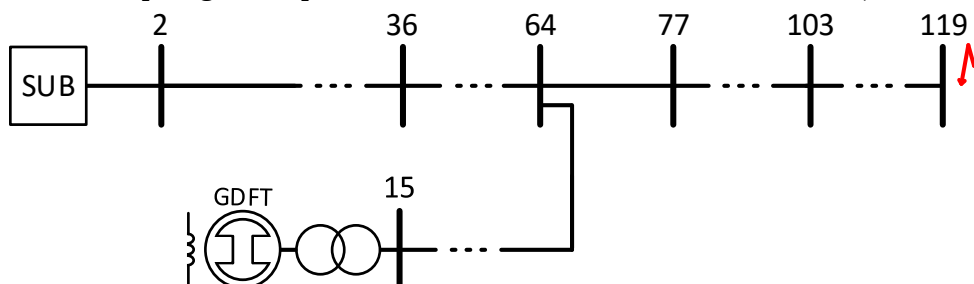
$$Z_{GD} = (0,0329 + j0,2196)pu \quad (48)$$

Uma falta trifásica na barra 119 com impedância de contato de 2Ω é simulada. Para melhor análise dos resultados, um sistema compactado dedicado a essa simulação é apresentado na **Figura 41**, enquanto o comparativo dos resultados de corrente entre os métodos de solução utilizados é apresentado na **Tabela 13**.

Como observado, os resultados obtidos com o método proposto são consistentes e apresentam valores próximos aos fornecidos pelo *software* comercial. A diferença percentual calculada entre os métodos é de 0,498% e 0,646% para as correntes e tensões, respectivamente, validando a robustez da metodologia proposta. Adicionalmente, a maior diferença de corrente ocorre no ramo 1-2 e na tensão ocorre na barra 10, com valor de 0,0041 pu.

O GD síncrono injeta elevadas correntes no sistema, uma vez que sua capacidade de geração também é elevada. Com isso o nível das correntes de CC injetadas pela subestação é significativamente reduzido. No ramo 64-77 é observado o aumento na corrente de CC devido às contribuições do GD síncrono.

Figura 41 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com GDFT (GD síncrono).



Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 13 – Comparativo de correntes de CC com um GDFT na rede (GD síncrono).

Corrente injetada (A)							
Método	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
Fase Ramo	A	B	C	A	B	C	
1-2	1016,65	1033,80	1081,35	1037,27	1057,97	1104,29	24,17
24-36	929,42	947,11	994,08	949,64	970,20	1016,70	23,09
63-64	876,15	894,28	940,79	896,04	916,59	963,14	22,35
GD-76	769,57	753,51	778,34	766,77	756,91	777,24	3,40
64-77	1618,44	1620,54	1690,50	1627,04	1632,53	1700,70	11,99
96-103	1547,80	1550,25	1619,69	1556,06	1561,23	1629,74	10,98
118-119	1498,69	1501,38	1570,65	1506,08	1511,00	1579,77	9,62

Fonte: Elaboração do próprio autor

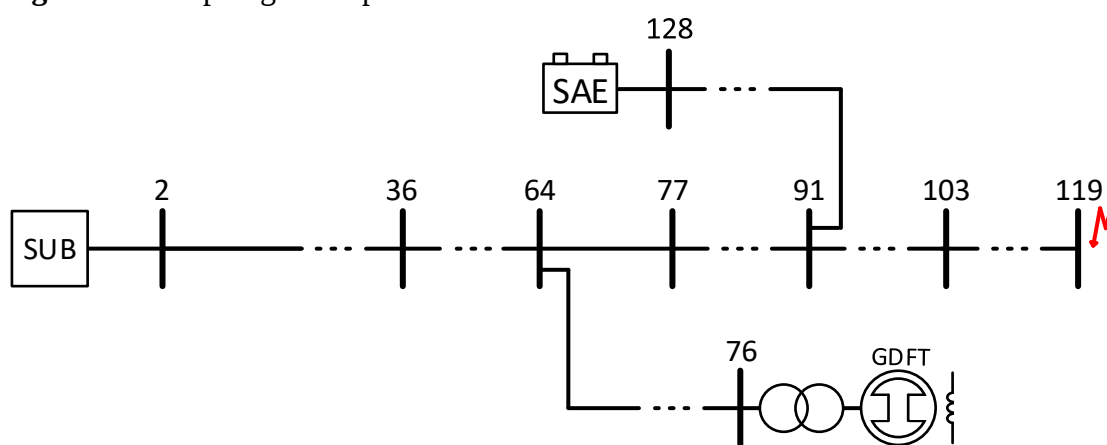
3.3.4 Sistema com GD síncrono e um SAE

Considera-se no sistema um gerador síncrono representado como um GDFT conectado à barra 76 e, também, um SAE conectado a barra 128 por meio de um conversor eletrônico e representado como um GDFT. O GD síncrono possui potência de 3,2 MW e ± 900 kVAr e o banco de baterias possui potência de 700 kW. Considera-se que o SAE se encontra carregado no instante do CC, assim o dispositivo fornece energia à rede, contribuindo para as correntes de CC.

Simula-se uma falta na barra 119 com impedância de contato com o solo de 2Ω . Na **Figura 42** encontra-se o sistema compacto expondo apenas os ramos mais interessantes para

essa análise. Na **Tabela 14** encontra-se um comparativo das correntes, dedicado aos ramos indicados na **Figura 42**. Verifica-se na respectiva tabela a proximidade dos resultados entre os métodos de solução utilizados, como também as diferentes contribuições oriundas de cada tecnologia de GD presente na rede. A diferença média calculada entre os resultados apresentados é igual a 0,408% e 0,425% para as tensões e correntes, respectivamente. A maior diferença encontrada para as correntes é de 13,27 A no ramo GD-76, enquanto para as tensões é de 0,00426 pu na barra 2.

Figura 42 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com GDFT e GDFC.



Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 14 – Comparativo das correntes de CC com GDFT e GDFC na rede.

Corrente injetada (A)							
Método	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
Fase Ramo	A	B	C	A	B	C	
1-2	1098,99	1115,37	1164,88	1104,17	1124,44	1172,98	9,07
24-36	1011,57	1028,36	1077,43	1016,72	1036,75	1085,61	8,39
63-64	958,13	975,26	1023,99	963,27	983,11	1032,21	8,22
GD-76	603,67	590,53	612,13	612,30	603,80	616,47	13,27
64-77	1534,62	1538,80	1607,21	1542,34	1549,67	1616,22	10,87
90-91	1494,53	1498,88	1567,16	1502,38	1509,50	1576,27	10,62
SAE-128	36,74	35,44	38,18	37,99	37,99	37,99	2,55
96-103	1499,08	1504,05	1571,65	1509,42	1516,22	1583,33	12,17
118-119	1449,67	1454,88	1522,34	1459,59	1466,09	1533,50	11,21

Fonte: Elaboração do próprio autor

Os geradores modelados como fonte de tensão possuem maior contribuição nas correntes de CC, pois o processo de redução de Kron diminui o valor das impedâncias nodais da rede, diminuindo a queda de tensão no sistema em condição de CC.

A corrente injetada pelo SAE no estado pré-falta é de 30,74 A para a fase A, enquanto na situação de CC sua contribuição chega a 37,33 A. Tal diferença indica um aumento na sua contribuição em situação de CC muito próxima do valor inicialmente estabelecido de 1,2 vezes a corrente nominal, característica comum de geradores conectados por meio de conversores eletrônicos.

3.3.5 Sistema com GD síncrono e dois GFs

Nas simulações anteriores a barra 119 foi repetidamente escolhida como ponto de defeito. Dessa forma tornou-se possível observar com mais detalhes os efeitos das correntes de CC em um mesmo ponto de falha frente aos diferentes tipos de faltas e tecnologias de GDs. Nesse teste, considera-se uma falta trifásica na barra 104 como também a presença de um GD síncrono na barra 76, um GF na barra 128 e um GF na barra 135. Diante dessas considerações é possível observar o comportamento dos GDs que encontram-se a montante, a jusante da falta e também seus efeitos em função do local de conexão na rede, próximos ou distantes do local de defeito. Nessa falta considera-se uma impedância de contato com o solo no valor de 1Ω .

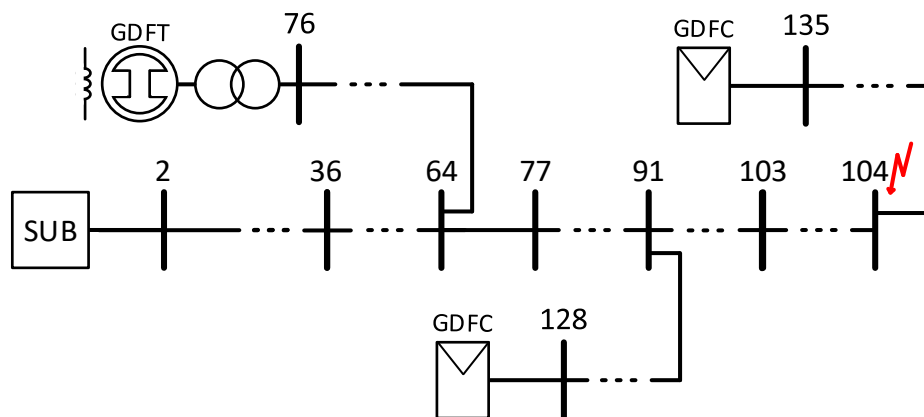
O GD síncrono instalado possui potência de $3,2 \text{ MW} \pm 900 \text{ kVAr}$, provendo a maior contribuição nas correntes de CC entre os GDs conectados à rede. O GF da barra 128 possui potência de 740 kVA e fator 0,95 capacitivo, enquanto o GF a jusante da falta possui potência aparente de 950 kVA e fator de 0,95. Na **Figura 43** tem-se a topologia compactada do sistema em análise e na **Tabela 15** encontra-se o comparativo dos resultados obtidos com ambas as técnicas de solução.

A escolha de uma barra mais próxima da subestação e dos GDs eleva as magnitudes de corrente proveniente de todas as fontes de geração, pois a impedância nodal utilizada para estimar a corrente de CC é menor. Além disso, os níveis de tensão na barra 104 no estado pré-falta são maiores que os valores obtidos nas simulações considerando a barra 119 como ponto de falha. No entanto, os GDs conectados por meio de conversores eletrônicos não fornecem valores significativamente maiores ao alterar o ponto da falta, uma vez que o inversor limita sua contribuição para as correntes de CC.

A diferença média percentual calculada entre as técnicas de solução foi de 0,441% e 0,794% para as correntes e tensões, respectivamente. Nas barras à jusante da falta a diferença constatada entre os resultados de tensão foi maior, chegando a atingir 0,009 pu, tornando-se o principal responsável pela diferença média mais elevada. Apesar disso, os resultados do método proposto são claramente consistentes e precisos, uma vez que o comportamento entre os modelos é muito semelhante e sua diferença média é, na maioria dos casos, inferior a 1%, tanto

para os níveis de corrente como de tensão. Adicionalmente, a maior diferença observadas na corrente ocorre no ramo 1-2.

Figura 43 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com um GDFT e dois GDFCs.



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na **Tabela 15** observa-se que nas barras a jusante do local da falha praticamente não há contribuição das cargas nas correntes de CC. De fato, a contribuição de corrente do GDFC para a fase A, por exemplo, é de 47,29 A, enquanto no ramo 105-104 há uma corrente de 37,92 A fluindo em direção à barra com falha. Isso indica que a maior parte da corrente fornecida pelo GF flui em direção a barra com falha, enquanto uma parcela restante alimenta as cargas ao longo da seção a jusante da barra 104.

Tabela 15 – Comparativo das correntes de CC com um GDFT e dois GDFTs na rede.

Corrente injetada (A)							
Método	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
Fase Ramo	A	B	C	A	B	C	
1-2	1878,06	1932,47	2001,70	1856,94	1920,31	1986,02	21,12
24-36	1790,40	1844,96	1914,01	1773,57	1835,58	1903,26	16,83
63-64	1736,74	1791,52	1860,34	1722,87	1783,97	1852,97	13,87
GD-76	957,80	947,83	974,81	963,40	955,77	969,14	7,94
64-77	2664,68	2704,71	2803,76	2645,01	2689,78	2783,57	20,19
90-91	2624,37	2664,52	2763,50	2608,13	2652,23	2746,86	16,64
SAE-128	36,70	37,65	39,37	37,77	37,77	37,77	1,60
96-103	2627,21	2668,20	2766,21	2616,86	2660,11	2755,79	10,42
103-104	2622,58	2663,58	2761,59	2612,59	2655,76	2751,54	10,05
105-104	37,92	37,35	38,24	36,86	36,87	36,84	1,40
GD-135	47,29	48,94	50,37	48,16	48,16	48,16	2,21

Fonte: Elaboração do próprio autor

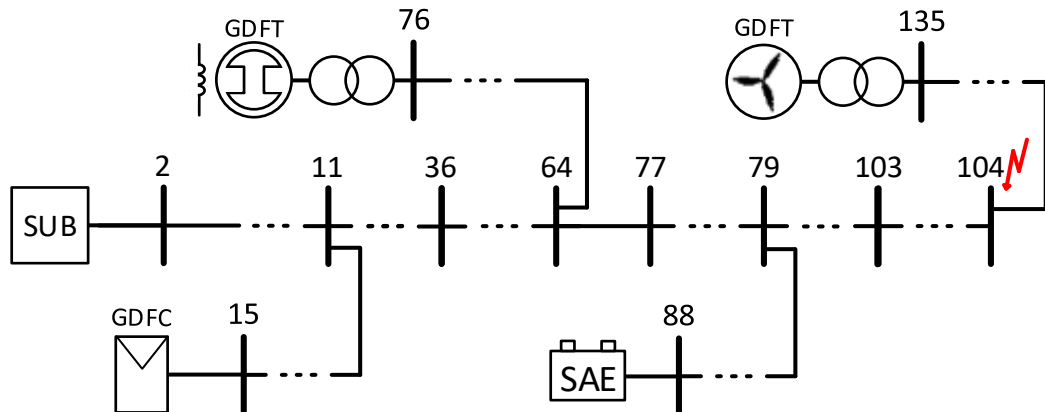
3.3.6 Sistema com GD síncrono, GF, SAE e DFIG

Conecta-se ao sistema quatro GDs de diferentes tecnologias e simula-se uma falta trifásica na barra 104. Com essa quantidade de GDs é possível observar o efeito cumulativo na diferença média percentual em decorrência das variantes entre os métodos de solução utilizados. Na barra 76 é conectado um GD síncrono com potência aparente de 4 MVA e fator de potência de 0,96. Na barra 15 conecta-se um GF com potência de 740 kVA e fator de 0,95, enquanto na barra 88 encontra-se um SAE carregado com fator de 0,98 e potência de 510 kVA. Por fim, na barra 135 é instalado um DFIG com 950 kVA e fator de potência de 0,95. A falta trifásica simulada possui impedância de contato de 5Ω .

Na **Figura 44** encontra-se o sistema de 134 barras compactado, onde é possível verificar a disposição dos GDs na rede, como também há uma fonte de alimentação à jusante da barra em falta, o DFIG. Na **Tabela 16** encontra-se um comparativo dos resultados obtidos com ambas as técnicas de solução, exibindo somente a magnitude das correntes dos ramos presentes na **Figura 44**, permitindo uma análise mais detalhada e objetiva dos fluxos de corrente no sistema. A diferença percentual média calculada é de 0,662% e 1,554% para as correntes e tensões, respectivamente, enquanto a maior diferença de corrente ocorre nos ramos 96-103 e 103-104 e de tensão é de 0,0097 pu, com ocorrência na barra 103.

Na seção 3.3.5, a diferença percentual média calculada já apresenta valores mais elevados em relação aos testes anteriores, com um número menor de GDs na rede. Em decorrência das pequenas variações entre os modelos matemáticos utilizados para considerar cada tipo de tecnologia de GD, estima-se que a diferença percentual em relação aos resultados do *software* comercial tende a aumentar de maneira proporcional ao número de GDs conectados ao sistema.

Figura 44 – Topologia compacta do sistema de 134 barras com um GDFT e três GDFCs.



Fonte: Elaboração do próprio autor

Uma segunda simulação para essa configuração de rede e mesmo tipo de falta é realizada, com a diferença que o SAE não encontra-se carregado no momento do CC, se comportando como uma carga. A **Tabela 17** apresenta os resultados de corrente para os ramos indicados na **Figura 44**. A diferença percentual média calculada é de 0,553% e 1,391% para as correntes e tensões, respectivamente. Além disso, a diferença máxima de tensão é de 0,0091 pu na barra 96 e a de corrente é de 20,444 A no ramo 103-104.

Tabela 16 – Comparativo das correntes de CC com um GDFT e três GDFTs na rede.

Corrente injetada (A)							
Método	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
Fase	A	B	C	A	B	C	
Ramo	A	B	C	A	B	C	
1-2	718,45	729,42	750,56	726,90	738,47	755,28	9,05
10-11	700,11	709,01	732,06	707,92	719,57	736,26	10,56
GD-15	39,73	35,32	38,70	39,59	39,59	39,59	4,27
24-36	663,10	672,23	693,75	678,37	690,63	706,39	18,4
63-64	609,40	618,94	640,30	625,34	637,90	653,23	18,96
GD-76	598,98	585,65	594,14	604,52	593,82	602,57	8,43
64-77	1179,11	1180,54	1205,63	1198,04	1198,12	1198,12	18,93
78-79	1174,17	1175,61	1200,69	1193,11	1193,20	1220,35	19,66
SAE-88	27,61	23,72	27,01	27,21	27,21	27,21	3,49
96-103	1131,23	1132,95	1157,74	1153,71	1153,99	1180,96	23,22
103-104	1126,55	1128,28	1153,06	1149,04	1149,32	1176,28	23,22
GD-135	169,38	162,06	166,83	169,40	164,95	166,32	2,89

Fonte: Elaboração do próprio autor

O SAE atuando como uma carga apresenta contribuição ligeiramente inferior para as correntes de CC em relação ao seu comportamento como gerador. Além disso, verifica-se o fluxo da corrente da barra 88 em direção ao dispositivo de armazenamento é muito semelhante a corrente que ele fornece em situação normal de operação, quando este se comporta como gerador.

O impacto dessa tecnologia, assim como os demais GDs utilizando conversores eletrônicos, não é muito significativo, diferente dos geradores rotativos que apresentam contribuições muito superiores. No entanto, em um sistema com maior número de GDs com inversores, seu impacto conjunto para as correntes de CC passa a ser relevante, podendo elevar de maneira significativa a corrente total injetada à rede.

Como mencionado na revisão bibliográfica, alguns autores calculam as correntes de CC dos SDEE baseado em normas como IEC e ANSI/IEEE. Para avaliar as diferenças entre as técnicas de solução utilizadas com as disponibilizadas nas normas supracitadas, duas

simulações são realizadas com auxílio do *software* DigSILENT, fundamentadas nas normas IEC e ANSI/IEEE. Nessa simulação o SAE atua como um gerador. Os resultados para o sistema compacto indicado na **Figura 44** encontram-se na **Tabela 18**.

Tabela 17 – Comparativo das correntes de CC com um GDFT e três GDFCs na rede, onde um GDFC (SAE) se comporta como carga.

Corrente injetada (A)							
Método	Proposto			DigSILENT			Dif_{max}
Fase Ramo	A	B	C	A	B	C	
1-2	755,60	766,68	788,19	764,53	776,82	794,13	10,14
10-11	737,30	746,31	769,69	745,57	757,94	775,13	11,63
GD-15	39,92	35,61	38,94	39,67	39,67	39,67	4,06
24-36	700,97	710,21	732,03	716,25	729,23	745,49	19,02
63-64	647,38	657,03	678,66	663,29	676,56	692,38	19,53
GD-76	596,95	583,74	592,71	604,16	592,96	601,55	9,22
64-77	1215,02	1216,35	1242,59	1235,04	1235,155	1263,03	20,44
78-79	1210,09	1211,68	1237,67	1230,11	1230,23	1258,10	20,43
88-SAE	21,74	21,74	21,74	21,33	21,33	21,33	0,41
96-103	1122,53	1123,97	1150,11	1142,55	1142,77	1170,54	20,43
103-104	1117,86	1119,30	1145,43	1137,87	1138,1	1165,87	20,44
GD-135	168,93	161,74	166,65	169,96	165,53	166,71	3,79

Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 18 – Comparativo das correntes de CC utilizando metodologia disposta em norma.

Corrente injetada (A)		
Método	IEC 60909	ANSI/IEEE
Fase		
Ramo	A, B e C	A, B e C
1-2	810,80	728,75
10-11	810,80	728,75
GD-15	10,83	10,71
24-36	821,36	739,19
63-64	821,36	739,19
GD-76	488,83	462,85
64-77	1295,30	1184,95
78-79	1295,30	1184,95
GD-88	7,88	7,80
96-103	1303,05	1192,64
103-104	1303,05	1192,64
GD-135	151,43	136,00

Fonte: Elaboração do próprio autor

As normas IEC e ANSI/IEEE apresentam meios simplificados para cálculo das correntes de CC proporcionando resultados aceitáveis, dependendo do tipo de aplicação. No

entanto, com as **Tabelas 16 e 18** é possível observar os impactos negativos ao se utilizar tais normas. As contribuições dos GDs utilizando conversores eletrônicos apresentam os resultados com maior desvio, chegando a atingir diferença de 3,7 vezes o valor obtido ao comparar a corrente do ramo GD-15 do DigSILENT com o resultado usando a ANSI/IEEE. Os resultados da seção em que circula a corrente apresenta melhores resultados, com diferenças variando entre 2 e 196 A, dependendo do ramo analisado.

Ao comparar as **Tabelas 16 e 18** verifica-se que as técnicas estabelecidas pela IEC e ANSI/IEEE podem não apresentar bons resultados em função das simplificações utilizadas, sendo mais atrativo utilizar o método proposto nesse trabalho.

4 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Os métodos apresentados neste trabalho permitem calcular as correntes e tensões de um SDEE em situação de falta, fornecendo resultados com boa precisão. Os métodos apresentados, o FP e cálculo de CC são viáveis para sistemas com BCs, malhas, transformadores, reguladores de tensão e geradores inclusos. Adicionalmente, o método proposto permite considerar os GDs diretamente acoplados no sistema, acoplados com transformador e também os GDs que utilizam conversores eletrônicos.

As simulações realizadas foram comparadas com aquelas provenientes de um *software* comercial, validando os resultados. Para os testes realizados com geradores diretamente acoplados, a representação como GDFT é utilizada, enquanto os geradores baseados em inversores são simulados como GDFCs.

Os testes realizados para o sistema sem GDs apresentam bons resultados, tanto em operação normal quanto em situação de contingência. Nas simulações de CC, o uso das componentes simétricas pelo DigSILENT para cálculo de CC aumenta a diferença entre os resultados do *software* comercial com o método proposto, pois as componentes simétricas não consideram os efeitos provocados pelos desequilíbrios das linhas no sistema analisado.

Nas simulações com GDFCs, os resultados encontrados também são consistentes, comprovando a potencial aplicabilidade do método proposto. As simulações do SDEE com GDFTs apresenta dois resultados diferentes. Os geradores síncronos apresentam bons resultados em todos os testes, com a ressalva que a quantidade de GDs presentes no sistema, independente da tecnologia, eleva a diferença média percentual entre os resultados de ambas as técnicas de solução. Os geradores assíncronos também são representados como GDFTs, mas as diferenças resultantes entre as técnicas de solução são maiores.

Ao considerar somente um GD assíncrono na rede, a diferença percentual média resultante apresenta valores mais elevados, se comparado com as demais tecnologias. O método proposto utiliza uma reatância transitória para determinar a impedância equivalente do GD assíncrono, enquanto o DigSILENT utiliza uma quantidade maior de parâmetros para determinar a contribuição nas correntes de CC provenientes desse tipo de tecnologia. Em função disso, as técnicas de solução fornecem resultados ligeiramente diferentes. No entanto, a qualidade dos resultados ainda é satisfatória e permite considerar tal tecnologia como GDFT sem maiores problemas.

Ao avaliar a qualidade dos resultados apresentados perante os dispositivos de proteção do SDEE e seus intervalos de operação, conclui-se que método proposto apresenta excelentes

resultados e pode seguramente ser utilizado em técnicas de otimização ou outros trabalhos correlatos que dependem de parâmetros do sistema em condição de CC.

Como proposta para trabalhos futuros, pretende-se utilizar o método proposto incorporando-o em um método de otimização para o dimensionamento e alocação otimizada dos dispositivos de proteção da rede de distribuição simultaneamente à coordenação e seletividade de tais equipamentos.

REFERÊNCIAS

- ABDEL-MAJEED, A. *et al.* Effects of distributed generators from renewable energy on the protection system in distribution networks. *In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE - UPEC*, 46th International, 2011, Soest. **Proceedings** [...] Soest: IEEE, 2011. p. 1-6.
- AFIFI, S. N. *et al.* Impact of DFIG wind turbines on short circuit levels in distribution networks using ETAP. *In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE - UPEC*, 49th International, 2013, Dublin. **Proceedings** [...] Dublin: IEEE, 2013. p. 1–6.
- AFIFI, S. N.; DARWISH, M. K. Impact of hybrid renewable energy systems on short circuit levels in distribution networks. *In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE - UPEC*, 48th International, 2014, Cluj-Napoca. **Proceedings** [...] Cluj-Napoca: IEEE, 2014. p. 1-4.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução normativa nº 786**. Brasília, DF, 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Avaliação dos custos relacionados às interrupções de energia elétrica e suas implicações na regulação**. Brasília, DF: ANEEL, 2016a. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/9309513/Produto+1+final+v+26+ago.pdf/ad69303d-21ff-4526-8cf9-9673e8344211>. Acesso em: 13 dez. 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Banco de informações de geração**. Brasília, DF: ANEEL, 2016b. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/big-banco-de-informacoes-de-geracao/655808?inheritRedirect=false. Acesso em: 8 dez. 2018.
- BARAN, M. E.; EL-MARKABY, I. Fault analysis on distribution feeders with distributed generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 4, p. 1757–1764, 2005.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.
- BARRADAS, H. M. **Análise do impacto da inserção massiva de geração distribuída fotovoltaica nos níveis de curto-circuito em redes de distribuição de energia elétrica**. 2018. 162 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2018.
- BOLJEVIC, S.; CONLON, M. F. The contribution to distribution network shortcircuit current level from the connection of distributed generation. *In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE - UPEC*, IEEE 43rd International, 2008, Padova. **Proceedings** [...] Padova: IEEE, 2008. p. 1-6.

- BOUTSIKA, T. N.; PAPATHANASSIOU, S. A. Short-circuit calculations in networks with distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Atenas, v. 78, n. 7, p. 1181–1191, 2008.
- BRAVO, R. J.; LY, C. Electronic-coupled generators short circuit impacts. *In: GREEN TECHNOLOGIES CONFERENCE - GREENTECH*, IEEE 7th International, 2015, New Orleans. **Proceedings** [...] New Orleans: IEEE, 2015. p. 158–161.
- CAMPITELLI, E. M. Análises e estudos para alocação e ajustes de dispositivos de proteção em redes de média tensão de energia elétrica com geração distribuída. 2007. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2007.
- CARVALHO, M. R. **Estudo comparativo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial**. 2006. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo - USP, São Carlos, 2006.
- CASTRO, D.; BALMACEDA, E. Interaction between the distribution network and the generation distributed in the case of short-circuit in the mv network. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION - CIRED*, 18th International, 2005, Turin. **Proceedings** [...] Turin: IET, 2005. p. 1-5.
- CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 2, p. 671–679, 1995.
- CHENG, M.; ZHU, Y. The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review. **ELSEVIER Energy Conversion and Management**, [s.l.], v. 88, p. 332–347, 2014.
- CONCEIÇÃO, K. P. DA. **Uma nova metodologia para o desenvolvimento de projetos de proteção de redes ativas de distribuição de energia elétrica**. 2018. 149 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2018.
- COSTA E SILVA, Y. F. F.; BORTONI, E. C. Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: Características, oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v. 22, n. 1, p. 48–73, 2016.
- DAS, D.; KOTHARI, D. P.; KALAM, A. Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Berlin, v. 17, n. 5, p. 335–346, 1995.
- DIGSILENT POWER FACTORY. **User manual**. [S. l.]: Technical Reference Documentation, 2014a.
- DIGSILENT POWER FACTORY. **Static generator**. [S. l.]: Technical Reference Documentation, 2014b.
- DIGSILENT POWER FACTORY. **General load**. [S. l.]: Technical Reference Documentation, 2014c.

DUGAN, R. C.; RIZY, D. T. Electric distribution protection problems associated with the interconnection of small dispersed generation devices. **IEEE Transactions on Power Apparatus Systems**, New York, n. 6, p. 1121–1127, 1984.

EGHTEDARPOUR, N.; FARJAH, E. Control strategy for distributed integration of photovoltaic and energy storage systems in DC micro-grids. **ELSEVIER Renewable Energy**, [s.l.], v. 45, p. 96–110, 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanço Energético Nacional**. Brasília, DF, 2018.

FARDANESH, B.; RICHARDS, E. F. Distribution system protection with decentralized generation introduced into the system. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. IA-20, n. 1, p. 122–130, 1984.

GEVORGIAN, V.; SINGH, M.; MULJADI, E. Symmetrical and unsymmetrical fault currents of a wind power plant. *In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING*, 2012, San Diego. **Proceedings [...]** San Diego: IEEE, 2012. p. 1–8.

GIRGIS, A.; BRAHMA, S. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. **International Journal of Power and Energy Systems**, Calgary, v. 24, n. 1, p. 1-5, 2001.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. Jr. **Power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1994.

International Electrotechnical Commission - IEC. **Short-circuit Currents in Three-Phase AC Systems, part. 0, 1, and 4 IEC Std. 60909**. [s.l: s.n.].

Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. **IEEE Std 1547**. Piscataway, 2018.

HAN, A.; ZHANG, Z.; YIN, X. The research on the characteristic of fault current of doubly-fed induction generator. *In: ASIA-PACIFIC POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE - APPEEC*, Wuhan. **Proceedings [...]** Wuhan: IEEE, 2009. p. 1-4.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. DE; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Blucher, 2005.

KARALIOLIOS, P.; ISHCENKO, A.; COSTER, E.; MYRZIK, J.; KLING, W. Overview of short-circuit contribution of various Distributed Generators on the distribution network. *In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE - UPEC*, 43rd International Conference, 2008, Padova. **Proceedings [...]** Padova: IEEE, 2008. p. 1-6.

KELLER, J.; KROPOSKI, B. **Understanding fault characteristics of inverter-based distributed energy resources**. National Renewable Energy Laboratory, 2010.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. Las Cruces, New Mexico: CRC Press, 2001.

KERSTING, W. H.; MENDIVE, D. L. An Application of Ladder Network Theory to the Solution of Three-Phase Radial Load-Flow Problems. *In: POWER AND ENERGY SOCIETY WINTER MEETING, 1976, New York. Proceedings [...]* New York: IEEE, 1976. p. 1-6.

KOUMBA, P. M.; CHERITI, A.; DOUMBIA, M. L. Impacts of distributed generation on the coordination of protective devices in distribution network. *In: ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING - CCECE, IEEE 28th Canadian Conference, 2015, Halifax. Proceedings [...]* Halifax: IEEE, 2015. p. 460–465.

LABORATORY OF ELECTRICAL POWER SYSTEM PLANNING - LAPSEE. **Distribution system testing -135 buses**. Ilha Solteira: LAPSEE, 2017. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-projetos/lapsee/english/downloads/testing-systems/>. Acesso em: 01 Oct. 2018.

LEITE, J. B. **Desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de energia (EMS - energy management system) para a rede elétrica inteligente (Smart Grid)**. 2015. 166 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2015.

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Development of a smart grid simulation environment, Part I: project of the electrical devices simulator. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, New York, v. 26, n. 1, p. 80-95, 2015.

MCDERMOTT, T. E.; DUGAN, R. C. Distributed generation impact on reliability and power quality indices. *In: RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE - REPC, 46th Annual Conference, 2002, Colorado Springs. Proceedings [...]* Colorado Springs: IEEE, 2002. p. 1-8.

MÜLLER, S. Doubly fed induction generator systems. **IEEE Industry Applications Magazine**, [s.l.], v. 8, p. 26–33, 2002.

NIMPITIWAN, N.; HEYDT, G. T.; BLEVINS, J.; CUMMINGS, A. B. Potential economic impact of fault currents contributed by distributed generation. *POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005, NEW YORK. Proceedings [...]* New York: IEEE, 2005. p. 678-683.

PAVANI, A. P. G. **Métodos analíticos para análise de geradores de indução conectados em redes de distribuição de energia elétrica**. 2008. 140 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas, 2008.

PEÑUELA MENESES, C. A. **Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução do problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos**. 2012. 183 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2012.

PEÑUELA MENESES, C. A.; MANTOVANI, J. R. S. Improving the grid operation and reliability cost of distribution systems with dispersed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 28, n. 3, p. 2485–2496, 2013.

PEREIRA, K.; PEREIRA JR., B. R.; FRANCO, E. M. C.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Control and Protection of Active Distribution Systems Using a New Multiobjective Mathematical Model. *In: POWER AND ENERGY SOCIETY INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE - ISGT Latin America*, 2017, Quito. **Proceedings** [...] Quito: IEEE, 2017. p. 1-6.

PEREIRA, K.; PEREIRA JR., B. R.; FRANCO, E. M. C.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. A multiobjective optimization technique to develop protection systems of distribution networks with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 33, n. 6, p. 7064–7075, 2018.

POLINDER, H.; FERREIRA, J. A.; JENSEN, B. B.; ABRAHAMSEN, A. B.; ATALLAH, K.; MCMAHON, R. A. Trends in wind turbine generator systems. **IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics**, [s.l], v. 1, n. 3, p. 174-185, 2013.

Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST. **Normatizações e padronizações as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica**. Brasília, DF: ANEEL, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 10 nov. 2018.

QIANG, J.; SHUO, Z.; YONG-LI, L. A study on capacity of distributed generation and its effect on short circuit current at micro-grid operation mode. *In: ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES - DRPT*, 4th International Conference, 2011, Weihai. **Proceedings** [...] Weihai: IEEE, 2011, p. 1109-1112.

SATO, F.; FREITAS, W. **Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

SELVAN, M. P.; SWARUP, K. S. Unbalanced distribution system short circuit analysis - An object-oriented approach. *In: REGION 10 ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE - TENCON*, 2008, Hyderabad. **Proceedings** [...] Hyderabad: IEEE, 2008. p. 1-6.

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**, New York, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.

SILVA, L. G. W. DA; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em redes de distribuição. **SBA: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, Campinas, v. 21, n. 3, p. 294–307, 2010.

STOTT, B.; ALSAC, O. Fast decoupled load flow. **IEEE transactions on power apparatus and systems**, Manchester, v. 93 n. 3, p. 859-869, 1974.

SULLA, F.; SAMUELSSON, O. Analysis of island-operated distribution networks with distributed induction generation under fault conditions. *In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE - UPEC*, 43rd International, 2008, Padova. **Proceedings** [...] Padova: IEEE, 2008. p. 1-5.

- TENG, J. H.; LIU, Y. H. A novel ACS-based optimum switch relocation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 18, n. 1, p. 113–120, 2003.
- THURNER, L.; BRAUN, M. Vectorized calculation of short circuit currents considering distributed generation - an open source implementation of IEC 60909. **arXiv preprint arXiv:1802.01502**, Berlin: [s.n.], 2018. p. 1–6.
- TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power flow solution by Newton's method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and systems**, New York, v. 86 n. 11, p. 1449-1460, 1967.
- TRUJILLO, K. R. B. **Modelos simplificados de geradores distribuídos para estudos de cálculo de curto-circuito**. 2017. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia elétrica e computação, Universidade Estadual de Campinas, 2017.
- TURCOTTE, D.; KATIRAEI, F. Fault contribution of grid-connected inverters. *In: ELECTRICAL POWER AND ENERGY CONFERENCE - EPEC*, 2009, Montreal. **Proceedings** [...] Montreal: IEEE, 2009. p. 1–5.
- VARMA, R. K.; RAHMAN, S. A.; ATODARIA, V.; MOHAN, S.; VANDERHEIDE, T. Technique for fast detection of short circuit current in pv distributed generator. **IEEE Power and Energy Technology Systems Journal**, v. 3, n. 4, p. 155–165, 2016.
- WALLING, R. A.; GURSOY, E.; ENGLISH, B. Current contributions from Type 3 and Type 4 wind turbine generators during faults. *In: POWER ENGINEERING SOCIETY TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE - TDC*, 2012, Orlando. **Proceedings** [...] Orlando: IEEE, 2012. p. 1–6.
- ZHANG, F.; CHENG, C. S. A modified newton method for radial distribution system power flow analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 12, n. 1, p. 389–397, 1997.
- ZHANG, X.; SOUDI, F.; SHIRMOHAMMADI, D.; CHENG, C. S. A distribution short circuit analysis approach using hybrid compensation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 4, p. 2053–2059, 1995.

ANEXO A – Dados dos sistemas teste do capítulo 3

A.1 SISTEMA DE 69 BARRAS.

A impedância das linhas que compõem o sistema de 69 barras, bem como as cargas, podem ser encontradas na **Tabela 19**. O transformador da subestação possui tensão nominal de 12,66 kV.

Tabela 19 – Dados do sistema equilibrado de 69 barras.

Nó i	Nó f	R (Ω)	X (Ω)	Barra	P(kW)	Q(QVAR)
1	2	0,0005	0,0012	2	0,000	0,000
2	3	0,0005	0,0012	3	0,000	0,000
3	4	0,0001	0,0001	4	0,000	0,000
4	5	0,0015	0,0036	5	0,000	0,000
5	6	0,0251	0,0294	6	0,867	0,733
6	7	0,3660	0,1864	7	25,000	18,000
7	8	0,3811	0,1941	8	10,000	7,333
8	9	0,0922	0,0470	9	9,333	6,333
9	10	0,0493	0,0251	10	48,333	34,667
10	11	0,8190	0,2707	11	2,667	1,833
11	12	0,1872	0,0619	12	0,000	0,000
12	13	0,7114	0,2351	13	15,167	10,000
13	14	1,0300	0,3400	14	20,000	11,667
14	15	1,0440	0,3450	15	0,333	0,200
15	16	1,0580	0,3496	16	38,000	27,000
16	17	0,1966	0,0650	17	1,767	1,167
17	18	0,3744	0,1238	18	0,000	0,000
18	19	0,0047	0,0016	19	9,333	6,667
19	20	0,3276	0,1083	20	0,000	0,000
20	21	0,2106	0,0696	21	4,667	3,333
21	22	0,3416	0,1129	22	4,667	3,333
22	23	0,0140	0,0046	23	8,667	6,200
23	24	0,1591	0,0526	24	8,667	6,200
24	25	0,3463	0,1145	25	0,000	0,000
25	26	0,7488	0,2475	26	0,000	0,000
26	27	0,3089	0,1021	27	0,000	0,000
27	28	0,1732	0,0572	28	4,667	3,333
3	29	0,0044	0,0108	29	0,000	0,000
29	30	0,0640	0,1565	30	6,500	4,667
30	31	0,3978	0,1315	31	2,000	1,333
31	32	0,0702	0,0232	32	8,667	6,183
32	33	0,3510	0,1160	33	8,667	6,183
33	34	0,8390	0,2816	34	0,000	0,000
34	35	1,7080	0,5646	35	8,000	5,667
35	36	1,4740	0,4873	36	8,000	5,667
4	37	0,0044	0,0108	37	0,000	0,000
37	38	0,0640	0,1565	38	0,400	0,333
38	39	0,1053	0,1230	39	0,000	0,000

Tabela 19 – Continua

Tabela 19 - Conclusão

Nó i	Nó f	R (Ω)	X (Ω)	Barra	P(kW)	Q(QVAR)
39	40	0,0304	0,0355	40	2,000	1,433
40	41	0,0018	0,0021	41	0,000	0,000
41	42	0,7283	0,8509	42	13,073	8,767
42	43	0,3100	0,3623	43	13,073	8,767
43	44	0,0410	0,0478	44	0,000	0,000
44	45	0,0092	0,0116	45	26,333	18,800
45	46	0,1089	0,1373	46	128,233	91,500
46	47	0,0009	0,0012	47	128,233	91,500
5	48	0,0034	0,0084	48	13,467	10,000
48	49	0,0851	0,2083	49	13,500	9,430
49	50	0,2898	0,7091	50	1,200	0,900
50	51	0,0822	0,2011	51	1,450	1,167
9	52	0,0928	0,0473	52	48,333	34,667
52	53	0,3319	0,1114	53	8,800	6,333
10	54	0,1740	0,0886	54	2,667	1,833
54	55	0,2030	0,1034	55	8,000	5,733
55	56	0,2842	0,1447	56	0,000	0,000
56	57	0,2813	0,1433	57	0,000	0,000
57	58	1,5900	0,5337	58	0,000	0,000
58	59	0,7837	0,2630	59	33,333	24,000
59	60	0,3042	0,1006	60	0,000	0,000
60	61	0,3861	0,1172	61	414,667	296,000
61	62	0,5075	0,2585	62	10,667	7,667
62	63	0,0974	0,0496	63	0,000	0,000
63	64	0,1450	0,0738	64	75,667	54,000
64	65	0,7105	0,3619	65	19,667	14,000
65	66	1,0410	0,5302	66	6,000	4,333
12	67	0,2012	0,0611	67	20,000	11,667
67	68	0,0047	0,0014	68	6,000	4,333
13	69	0,7394	0,2444	69	0,000	0,000
69	70	0,0047	0,0016	70	9,333	6,667

Fonte: Baran e Wu, 1989.

A.2 SISTEMA DE 134 BARRAS.

A impedância das linhas e cargas que compõem o sistema de 134 barras encontram-se na **Tabela 20**. Esse sistema é aéreo, trifásico, com linhas desbalanceadas, transformador da subestação em conexão triângulo-estrela aterrada, com tensão nominal de 13,8kV no secundário do transformador e potência nominal de 7.065kVA. A impedância equivalente que corresponde às impedâncias de geração, transmissão e do transformador da subestação encontra-se na **Tabela 21**, bem como os dados dos condutores presentes na rede. As chaves de conexão que interligam os alimentadores vizinhos se mantiveram abertas em todos os testes. Por este motivo os dados desses alimentadores não encontram-se neste anexo.

Tabela 20 – Dados do sistema equilibrado de 134 barras.

Nó <i>i</i>	Nó <i>f</i>	R <i>AA, BB e CC</i>	X <i>AA, BB e CC</i>	R <i>AB, BC e AC</i>	X_{AB}	X_{BC}	X_{AC}	Barra	P (kW) <i>A, B e C</i>	Q (kvar) <i>A, B e C</i>
1	2	0,3845	0,8648	0,0540	0,4302	0,4050	0,4824	2	0,000	0,000
2	3	0,0542	0,0499	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	3	0,000	0,000
3	4	0,0427	0,0961	0,0060	0,0478	0,0450	0,0536	4	13,800	5,879
3	5	0,0171	0,0384	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	5	0,000	0,000
5	6	0,0854	0,1922	0,0120	0,0956	0,0900	0,1072	6	23,000	9,798
6	7	0,0854	0,1922	0,0120	0,0956	0,0900	0,1072	7	23,000	9,798
7	8	0,0854	0,1922	0,0120	0,0956	0,0900	0,1072	8	34,500	14,697
8	9	0,0043	0,0096	0,0006	0,0048	0,0045	0,0054	9	23,000	9,798
9	10	0,0214	0,0480	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	10	23,000	9,798
10	11	0,1644	0,1006	0,0060	0,0478	0,0450	0,0536	11	0,000	0,000
11	12	0,0986	0,0604	0,0036	0,0287	0,0270	0,0322	12	0,000	0,000
12	13	0,0493	0,0302	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	13	2,638	1,124
13	14	0,2630	0,1610	0,0096	0,0765	0,0720	0,0858	14	23,000	9,798
14	15	0,0493	0,0302	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	15	23,000	9,798
12	16	0,0164	0,0101	0,0006	0,0048	0,0045	0,0054	16	34,500	14,697
16	17	0,0329	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	17	13,800	5,879
17	18	0,0658	0,0402	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	18	34,500	14,697
18	19	0,0434	0,0399	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	19	0,000	0,000
19	20	0,0542	0,0499	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	20	23,000	9,798
20	21	0,1626	0,1497	0,0090	0,0717	0,0675	0,0804	21	34,500	14,697
19	22	0,0128	0,0288	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	22	34,500	14,697
11	23	0,0299	0,0673	0,0042	0,0335	0,0315	0,0375	23	34,500	14,697
23	24	0,0822	0,0503	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	24	0,000	0,000
24	25	0,0329	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	25	0,920	0,392
25	26	0,0493	0,0302	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	26	13,800	5,879
26	27	0,0650	0,0599	0,0036	0,0287	0,0270	0,0322	27	0,000	0,000
27	28	0,0434	0,0399	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	28	34,500	14,697
28	29	0,0217	0,0200	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	29	0,000	0,000
29	30	0,1301	0,1198	0,0072	0,0574	0,0540	0,0643	30	23,000	9,798
30	31	0,0217	0,0200	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	31	34,500	14,697
29	32	0,0329	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	32	34,500	14,697
27	33	0,0082	0,0050	0,0003	0,0024	0,0023	0,0027	33	34,500	14,697
33	34	0,0411	0,0252	0,0015	0,0120	0,0113	0,0134	34	34,500	14,697
34	35	0,0043	0,0096	0,0006	0,0048	0,0045	0,0054	35	34,500	14,697
24	36	0,0299	0,0673	0,0042	0,0335	0,0315	0,0375	36	0,000	0,000
36	37	0,0043	0,0096	0,0006	0,0048	0,0045	0,0054	37	3,803	1,620
37	38	0,0043	0,0096	0,0006	0,0048	0,0045	0,0054	38	34,500	14,697
38	39	0,0299	0,0673	0,0042	0,0335	0,0315	0,0375	39	0,000	0,000
39	40	0,0427	0,0961	0,0060	0,0478	0,0450	0,0536	40	0,920	0,392
39	41	0,0986	0,0604	0,0036	0,0287	0,0270	0,0322	41	0,000	0,000
41	42	0,0822	0,0503	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	42	23,000	9,798
41	43	0,0164	0,0101	0,0006	0,0048	0,0045	0,0054	43	23,000	9,798
43	44	0,0128	0,0288	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	44	23,000	9,798
41	45	0,0171	0,0384	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	45	23,000	9,798
45	46	0,0256	0,0577	0,0036	0,0287	0,0270	0,0322	46	13,800	5,879
39	47	0,0085	0,0192	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	47	0,307	0,131
47	48	0,0513	0,1153	0,0072	0,0574	0,0540	0,0643	48	34,500	14,697
48	49	0,0214	0,0480	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	49	0,000	0,000
49	50	0,0085	0,0192	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	50	34,500	14,697
50	51	0,0726	0,1634	0,0102	0,0813	0,0765	0,0911	51	23,000	9,798

Tabela 20 – Continua

Tabela 20 - Dados do sistema equilibrado de 134 barras.

Nó <i>i</i>	Nó <i>f</i>	R <i>AA, BB e CC</i>	X <i>AA, BB e CC</i>	R <i>AB, BC e AC</i>	X_{AB}	X_{BC}	X_{AC}	Barra	P (kW) <i>A, B e C</i>	Q (kvar) <i>A, B e C</i>
51	52	0,0427	0,0961	0,0060	0,0478	0,0450	0,0536	52	34,500	14,697
49	53	0,0986	0,0604	0,0036	0,0287	0,0270	0,0322	53	0,000	0,000
53	54	0,0493	0,0302	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	54	0,368	0,157
54	55	0,2137	0,1308	0,0078	0,0621	0,0585	0,0697	55	34,500	14,697
55	56	0,0329	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	56	23,000	9,798
53	57	0,1315	0,0805	0,0048	0,0382	0,0360	0,0429	57	23,000	9,798
57	58	0,0542	0,0499	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	58	0,000	0,000
58	59	0,0650	0,0599	0,0036	0,0287	0,0270	0,0322	59	3,067	1,306
58	60	0,0217	0,0200	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	60	34,500	14,697
60	61	0,0171	0,0384	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	61	1,166	0,496
49	62	0,0043	0,0096	0,0006	0,0048	0,0045	0,0054	62	0,920	0,392
62	63	0,0214	0,0480	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	63	1,687	0,719
63	64	0,0227	0,0302	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	64	0,000	0,000
64	65	0,0151	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	65	23,000	9,798
65	66	0,0227	0,0302	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	66	23,000	9,798
66	67	0,0151	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	67	1,074	0,457
67	68	0,0493	0,0302	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	68	0,000	0,000
68	69	0,0329	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	69	34,500	14,697
68	70	0,0329	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	70	2,147	0,915
70	71	0,0378	0,0503	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	71	34,500	14,697
68	72	0,0303	0,0403	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	72	23,000	9,798
72	73	0,0303	0,0403	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	73	2,607	1,110
73	74	0,0151	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	74	0,583	0,248
74	75	0,0832	0,1107	0,0066	0,0526	0,0495	0,0590	75	34,500	14,697
75	76	0,0085	0,0192	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	76	34,500	14,697
64	77	0,0128	0,0288	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	77	34,500	14,697
77	78	0,0214	0,0480	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	78	1,810	0,771
78	79	0,0299	0,0673	0,0042	0,0335	0,0315	0,0375	79	0,000	0,000
79	80	0,0299	0,0673	0,0042	0,0335	0,0315	0,0375	80	23,000	9,798
80	81	0,0128	0,0288	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	81	34,500	14,697
81	82	0,0128	0,0288	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	82	34,500	14,697
82	83	0,0822	0,0503	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	83	0,000	0,000
83	84	0,0214	0,0480	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	84	23,000	9,798
83	85	0,0128	0,0288	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	85	23,000	9,798
85	86	0,0128	0,0288	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	86	34,500	14,697
86	129	0,0555	0,1249	0,0078	0,0621	0,0585	0,0697	129	4,754	2,025
129	87	0,0299	0,0673	0,0042	0,0335	0,0315	0,0375	87	23,000	9,798
87	88	0,0054	0,0050	0,0003	0,0024	0,0023	0,0027	88	23,000	9,798
79	89	0,0214	0,0480	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	89	23,000	9,798
79	90	0,0769	0,1730	0,0108	0,0860	0,0810	0,0965	90	0,000	0,000
90	91	0,0085	0,0192	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	91	13,800	5,879
91	92	0,0325	0,0299	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	92	0,000	0,000
92	93	0,0759	0,0699	0,0042	0,0335	0,0315	0,0375	93	34,500	14,697
93	94	0,1084	0,0998	0,0060	0,0478	0,0450	0,0536	94	7,207	3,070
93	95	0,0171	0,0384	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	95	0,000	0,000
93	96	0,0542	0,0499	0,0030	0,0239	0,0225	0,0268	96	23,000	9,798
96	97	0,0650	0,0599	0,0036	0,0287	0,0270	0,0322	97	1,840	0,784
96	98	0,1192	0,1098	0,0066	0,0526	0,0495	0,0590	98	0,000	0,000
98	99	0,0658	0,0402	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	99	7,207	3,070

Tabela 20 – Continua

Tabela 20 – Conclusão.

Nó <i>i</i>	Nó <i>f</i>	R <i>AA, BB e CC</i>	X <i>AA, BB e CC</i>	R <i>AB, BB e AC</i>	X_{AB}	X_{BC}	X_{AC}	Barra	P (kW) <i>A, B e C</i>	Q (kvar) <i>A, B e C</i>
99	100	0,1192	0,1098	0,0066	0,0526	0,0495	0,0590	100	23,000	9,798
99	101	0,0650	0,0599	0,0036	0,0287	0,0270	0,0322	101	34,500	14,697
101	102	0,0171	0,0384	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	102	34,500	14,697
96	103	0,0128	0,0288	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	103	0,000	0,000
103	104	0,1135	0,1510	0,0090	0,0717	0,0675	0,0804	104	23,000	9,798
104	105	0,1589	0,2114	0,0126	0,1004	0,0945	0,1126	105	23,000	9,798
104	106	0,0227	0,0302	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	106	33,274	17,174
106	107	0,0757	0,1007	0,0060	0,0478	0,0450	0,0536	107	0,000	0,000
107	108	0,0757	0,1007	0,0060	0,0478	0,0450	0,0536	108	0,000	0,000
108	109	0,0493	0,0302	0,0018	0,0143	0,0135	0,0161	109	33,274	17,174
109	110	0,0329	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	110	34,500	14,697
110	111	0,2795	0,1710	0,0102	0,0813	0,0765	0,0911	111	34,500	14,697
111	112	0,0470	0,1057	0,0066	0,0526	0,0495	0,0590	112	23,000	9,798
108	113	0,0470	0,1057	0,0066	0,0526	0,0495	0,0590	113	0,000	0,000
113	114	0,3288	0,2012	0,0120	0,0956	0,0900	0,1072	114	0,000	0,000
114	115	0,3288	0,2012	0,0120	0,0956	0,0900	0,1072	115	9,200	3,919
114	116	0,3288	0,2012	0,0120	0,0956	0,0900	0,1072	116	9,200	3,919
116	117	0,3288	0,2012	0,0120	0,0956	0,0900	0,1072	117	9,200	3,919
117	118	0,1808	0,1107	0,0066	0,0526	0,0495	0,0590	118	9,200	3,919
118	119	0,0759	0,0699	0,0042	0,0335	0,0315	0,0375	119	0,000	0,000
91	120	0,0299	0,0673	0,0042	0,0335	0,0315	0,0375	120	9,200	3,919
120	121	0,0299	0,0673	0,0042	0,0335	0,0315	0,0375	121	16,867	7,185
121	122	0,1409	0,1297	0,0078	0,0621	0,0585	0,0697	122	0,000	0,000
120	123	0,0329	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	123	0,000	0,000
123	124	0,0329	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	124	4,754	2,025
124	125	0,0658	0,0402	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	125	4,754	2,025
124	126	0,0658	0,0402	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	126	13,800	5,879
126	127	0,0329	0,0201	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	127	34,500	14,697
127	128	0,0650	0,0599	0,0036	0,0287	0,0270	0,0322	128	0,000	0,000
129	130	0,0530	0,0705	0,0042	0,0335	0,0315	0,0375	130	13,800	5,879
105	131	0,0085	0,0192	0,0012	0,0096	0,0090	0,0107	131	0,000	0,000
131	132	0,0757	0,1007	0,0060	0,0478	0,0450	0,0536	132	34,500	14,697
131	133	0,0303	0,0403	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	133	0,000	0,000
133	134	0,0303	0,0403	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	134	34,500	14,697
134	135	0,0303	0,0403	0,0024	0,0191	0,0180	0,0214	135	34,500	14,697

Fonte: Silva; Pereira; Mantovani, 2010.

Tabela 21 – Impedância de Thévenin vista da subestação (Ω) e dos condutores (Ω/km).

Descrição	R <i>AA, BB e CC</i>	X <i>AA, BB e CC</i>	R <i>AB, BC e AC</i>	X_{AB}	X_{BC}	X_{AC}
Z subestação	0,2900	1,9200	0,1960	0,5300	0,5300	0,5300
Z cabo #4	1,6440	1,0060	0,0600	0,4780	0,5360	0,4500
Z cabo #2	1,0840	0,9980	0,0600	0,4780	0,5360	0,4500
Z cabo #1/0	0,7567	1,0067	0,0600	0,4780	0,5360	0,4500
Z cabo #4/0	0,4272	0,9609	0,0600	0,4780	0,5360	0,4500

Fonte: Silva; Pereira; Mantovani, 2010.

APÊNDICE A – Trabalhos Publicados

- 1- C. Reiz, J. B. Leite, “*Short-Circuit Calculation in Unbalanced Three-Phase Power Distribution Systems with Distributed Generation*” **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Latin America** (ISGT – LA), 2019, Gramado-RS.