UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

# Tese de Doutorado

# Sistema computacional para simulação e análise de redes com elevada presença de geração distribuída fotovoltaica

Luiz Guilherme Riva Tonini

Vitória – ES

15/09/2023

Luiz Guilherme Riva Tonini

# Sistema computacional para simulação e análise de redes com elevada presença de geração distribuída fotovoltaica

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico, da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Oureste Elias Batista

Vitória – ES

15/09/2023

Luiz Guilherme Riva Tonini

# Sistema computacional para simulação e análise de redes com elevada presença de geração distribuída fotovoltaica

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico, da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Elétrica

Aprovada em 15 de setembro de 2023

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

---

**Prof. Dr. Oureste Elias Batista**
**Universidade Federal do Espírito Santo**
**Orientador**

---

**Prof. Dr. Augusto César Rueda-Medina**
**Universidade Federal do Espírito Santo**
**Examinador interno**

---

**Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação**
**Universidade Federal do Espírito Santo**
**Examinador interno**

---

**Prof. Dr. Marcel Ayres de Araújo**
**Universidade Federal Rural de Pernambuco**
**Examinador externo**

---

**Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior**
**Universidade de São Paulo - Campus de São Carlos**
**Examinador externo**

# Agradecimentos

Agradeço a minha família e a Edméa Mônico Salgado pelo suporte durante o período de realização do doutorado.

Aos colegas do grupo do LABPES: Luann Georgy Oliveira Queiroz, Mariana Altoé Mendes e Murillo Cobe Vargas, pelo apoio na construção da metodologia e dos resultados.

Agradeço a CAPES pelo suporte financeiro e a equipe do LEPAC-UFES pelo espaço de trabalho e incentivo, em especial aos colegas: Daniel Carletti, Odair de Barros Júnior e Thiago Silva Amorim.

Por fim, e em especial, à Augusto César Rueda Medina, Oureste Elias Batista e Renato Santos Freire Ferraz, pelo apoio incondicional em todos os momentos do projeto.

# Resumo

Buscando formas de energia sustentável e próximas aos centros de consumo, estabeleceu-se o uso de geração distribuída, em especial a fotovoltaica, que utiliza um sistema baseado em inversores para possivelmente melhorar a qualidade de energia. Esse sistema baseado em inversores é representado por diferentes modelos e modos de operação. Para avaliar o impacto que uma alta presença deste equipamento causa na rede elétrica faz-se necessário obter o perfil de tensão e informações de falta, que são obtidas pelos respectivos cálculos de fluxo de potência e curto-circuito. A proposta desta tese é implementar um sistema computacional que permita a simulação de redes com alimentadores na condição de elevada integração de geração distribuída. Para isso será apresentada uma metodologia que considera o modelo do gerador como fonte de corrente controlada por tensão seguindo curvas de modos de operação, conforme interpretação da norma IEEE 1547-2020. O sistema terá como referência de banco de dados os alimentadores de 13, 34 e 123 nós do IEEE, com um elemento de geração distribuída em cada fase com carga por nó. As grandezas obtidas foram validadas por comparação com um modelo fasorial da plataforma MATLAB/Simulink. Os resultados mostram um erro médio respectivo de 1,94%, 2,39% e 3,11% e um ganho em tempo de processamento de 1.209,43%, 2.185,24% e 1.095,40%, para 13, 34 e 123 nós, no fluxo de potência, respectivamente. A partir dos resultados obtidos, é sugerido a aplicação da plataforma em sistemas maiores e mais complexos e a análise do impacto da geração distribuída durante o curto-circuito. Outro uso da metodologia proposta é na avaliação do comportamento da intermitência, onde esta será aplicada ao atendimento a curvas diárias de geração solar e consumo de potência, que demonstraram que: em horários de baixa geração e alto consumo, dependendo da potência instalada e da topologia da rede, é necessária a instalação de reguladores de tensão para evitar subtensão, e que a curva de geração e consumo influenciam mais significativamente nas fases com maior potência ativa instalada, com picos de corrente de falha (cerca de 3 pu), onde os geradores devem ser desconectados da rede dependendo dos modos de operação, ocorrendo em fases de menor potência durante o pico de geração e em fases de maior potência em uma combinação de não geração e maior consumo ($\leq$ 70%).

**Palavras-chave**: Geração distribuída baseada em inversor. Elevada integração de geração distribuída. Fluxo de potência. Curto-circuito. Modos de operação.

# Abstract

Seeking forms of sustainable energy close to consumption centers, the use of distributed generation was established, especially photovoltaic, which uses a system based on inverters that can possibly improve energy quality. This inverter-based system is represented by different models and operating modes. To assess the impact that a high presence of this equipment causes on the electrical system, it is necessary to obtain the voltage profile and fault information, which are obtained by the respective power flow and short-circuit calculations. The purpose of this thesis is to implement a computational system that allows the simulation of feeder networks in this condition of high integration of distributed generation. For this, a methodology will be presented that considers the generator model as a current controlled by voltage source following operating mode curves, as interpreted in the IEEE 1547-2020 standard. The system will use the IEEE 13, 34 and 123-node feeders as a database, with one generator on each load per phase. The quantities obtained will be validated against a phasor model from the MATLAB/Simulink platform. The results showed an average error of 1.94%, 2.39% and 3,11% and a gain in processing time of 1,209.43%, 2,185.24% and 1.095,40%, for the 13, 34 and 123 nodes, in the power flow, respectively. From the results obtained, it is suggested the application of the platform in larger and more complex systems and analysis of the impact of distributed generation during the short circuit. Another use of the proposed methodology is in the evaluation of the behavior of the intermittency, where it will be applied to the daily curves of solar generation and power consumption, which demonstrated that: at times of low generation and high consumption, depending on the installed power and the network topology, it is necessary the installation of voltage regulators to avoid undervoltage and the generation and consumption curve have a more significant influence on phases with the highest installed active power, with fault current peaks (about 3 pu), where the generators must be disconnected from the network depending on the modes of operation, occurring in lower power phases during peak generation and in higher power phases in a combination of non-generation and higher consumption ($\leq$ 70%).

**Keywords**: Inverter-based distributed generation. High GD integration. Power flow. Short circuit. Operation modes.

# Lista de ilustrações


Figura 1 – Equivalente monofásico de uma linha de distribuição de comprimento médio. . . . . 29
Figura 2 – Modelo usual do GDBI . . . . . 30
Figura 3 – Curvas de capabilidade de potência: Categoria A e B. . . . . 32
Figura 4 – Curva VxI da GDBI em condições de tensões normais e anormais. . . . 33
Figura 5 – Curva Vxpf da GDBI em condições de tensões normais e anormais. . . 34
Figura 6 – Fluxograma do método VDI. . . . . 38
Figura 7 – Modelo de sistema trifásico em falta. . . . . 42
Figura 8 – Fluxograma do método MI híbrido. . . . . 42
Figura 9 – Exemplo de sistema com 3 nós com modelo atual. . . . . 44
Figura 10 – Exemplo de sistema com 3 nós com modelo fasorial. . . . . 45
Figura 11 – Fluxograma do método VDI com GDBI. . . . . 46
Figura 12 – Fluxograma do método MI híbrido com GDBI. . . . . 48
Figura 13 – Exemplo de matriz de configuração com os itens dos nós e das linhas. . 49
Figura 14 – Exemplo de montagem da matriz de configuração. . . . . 49
Figura 15 – Fluxograma do método MI e VDI híbrido com GDBI. . . . . 51
Figura 16 – Alimentador IEEE de 13 nós com alta presença de GDBI. . . . . 53
Figura 17 – Alimentador IEEE de 34 nós com alta presença de GDBI. . . . . 53
Figura 18 – Alimentador IEEE de 123 nós com alta presença de GDBI. . . . . 54
Figura 19 – Perfil de tensão de 13 nós, proposta e MATLAB/Simulink. . . . . 56
Figura 20 – Perfil de tensão de 13 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$. . . . . 57
Figura 21 – Modo de operação de 13 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$. . . . . 57
Figura 22 – Perfil de tensão de 34 nós, proposta e MATLAB/Simulink. . . . . 59
Figura 23 – Perfil de tensão de 34 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$. . . . . 60
Figura 24 – Modo de operação de 34 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$. . . . . 60
Figura 25 – Perfil de tensão de 123 nós, proposta e MATLAB/Simulink. . . . . 63
Figura 26 – Perfil de tensão de 123 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$. . . . . 64
Figura 27 – Modo de operação de 123 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$. . . . . 64
Figura 28 – Perfil de tensão pós falta trifásica do IEEE de 13 nós, proposta e MATLAB/Simulink. . . . . 69
Figura 29 – Perfil de tensão de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A. . . . . 69
Figura 30 – Modos de operação de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A. . . . . 70
Figura 31 – Corrente da GDBI de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A. . . . . 70

Figura 32 – Perfil de tensão de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B. . . . . 71
Figura 33 – Modos de operação de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B. . . . . 71
Figura 34 – Corrente da GDBI de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B. . . . . 72
Figura 35 – Perfil de tensão de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C. . . . . 72
Figura 36 – Modos de operação de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C. . . . . 73
Figura 37 – Corrente da GDBI de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C. . . . . 73
Figura 38 – Perfil de tensão de 13 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica. . . . . 74
Figura 39 – Modos de operação de 13 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica. . . . . 74
Figura 40 – Corrente da GDBI de 13 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica. . . . . 75
Figura 41 – Perfil de tensão pós falta trifásica do IEEE de 34 nós, proposta e MATLAB/Simulink. . . . . 76
Figura 42 – Perfil de tensão de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A. . . . . 77
Figura 43 – Modos de operação de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A. . . . . 77
Figura 44 – Corrente da GDBI de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A. . . . . 78
Figura 45 – Perfil de tensão de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B. . . . . 78
Figura 46 – Modos de operação de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B. . . . . 79
Figura 47 – Corrente da GDBI de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B. . . . . 79
Figura 48 – Perfil de tensão de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C. . . . . 80
Figura 49 – Modos de operação de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C. . . . . 80
Figura 50 – Corrente da GDBI de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C. . . . . 81

Figura 51 – Perfil de tensão de 34 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica. . . . . 81
Figura 52 – Modos de operação de 34 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica. . . . . 82
Figura 53 – Corrente da GDBI de 34 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica. . . . . 82
Figura 54 – Perfil de tensão de 123 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica, na sequência de dados do IEEE. . . . . 84
Figura 55 – Perfil de tensão de 123 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica, com referência ao ponto de falta. . . . . 85
Figura 56 – Modos de operação de 123 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica. . . . . 85
Figura 57 – Perfil de tensão de 123 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A. . . . . 86
Figura 58 – Modos de operação de 123 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A. . . . . 86
Figura 59 – Perfil de tensão de 123 nós usando a metodologia proposta para falta falta monofásica em B. . . . . 87
Figura 60 – Modos de operação de 123 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B. . . . . 87
Figura 61 – Perfil de tensão de 123 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C. . . . . 88
Figura 62 – Modos de operação de 123 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C. . . . . 88
Figura 63 – Valores da tolerância por iteração para o 13 nós, com máxima penetração. 91
Figura 64 – Valores da tolerância por iteração para o 34 nós, com máxima penetração. 91
Figura 65 – Valores da tolerância por iteração para o 123 nós, com máxima penetração. 92
Figura 66 – Sensibilidade do $\kappa_A$ por tensão, em pontos intermediários do 13 nós . . 92
Figura 67 – Sensibilidade do $\kappa_A$ por tensão, em pontos intermediários do 34 nós . . 93
Figura 68 – Sensibilidade do $\kappa_A$ por tensão, em pontos intermediários do 123 nós . 93
Figura 69 – Curva diária de geração da unidade de GDBI. . . . . 95
Figura 70 – Curva diária de carregamento da unidade de GDBI. . . . . 96
Figura 71 – Perfis de tensão de 13 nós considerando as curvas diárias de geração e carga das unidades de GDBI. . . . . 99
Figura 72 – Perfis de tensão de 13 nós considerando as curvas diárias de geração e carga das unidades de GDBI, com tensão de referência de 1,05 pu. . . . 99
Figura 73 – Perfis de tensão de 13 nós com falta trifásica no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 99

Figura 74 – Corrente de falta trifásica no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 100
Figura 75 – Modos de operação para falta trifásica no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 100
Figura 76 – Correntes da GDBI para falta trifásica no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 100
Figura 77 – Perfis de tensão de 13 nós com falta monofásica em A no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 101
Figura 78 – Corrente de falta monofásica em A no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 101
Figura 79 – Modos de operação para falta monofásica em A no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 101
Figura 80 – Correntes da GDBI para falta monofásica em A no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 102
Figura 81 – Perfis de tensão de 13 nós com falta monofásica em B no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 102
Figura 82 – Corrente de falta monofásica em B no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 102
Figura 83 – Modos de operação para falta monofásica em B no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 103
Figura 84 – Correntes da GDBI para falta monofásica em B no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 103
Figura 85 – Perfis de tensão de 13 nós com falta monofásica em C no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 103
Figura 86 – Corrente de falta monofásica em C no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 104
Figura 87 – Modos de operação para falta monofásica em C no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 104
Figura 88 – Correntes da GDBI para falta monofásica em C no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72. . . . . 104
Figura 89 – Perfis de tensão de 34 nós considerando as curvas diárias de geração e carga das unidades de GDBI. . . . . 106
Figura 90 – Perfis de tensão de 34 nós considerando as curvas diárias de geração e carga das unidades de GDBI, com tensão de referência de 1,05 pu. . . . 107
Figura 91 – Perfis de tensão de 34 nós com falta trifásica no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 107
Figura 92 – Corrente de falta trifásica no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 108

Figura 93 – Modos de operação para falta trifásica no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 108
Figura 94 – Correntes da GDBI para falta trifásica no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 108
Figura 95 – Perfis de tensão de 34 nós com falta monofásica em A no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 109
Figura 96 – Corrente de falta monofásica em A no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 109
Figura 97 – Modos de operação para falta monofásica em A no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 110
Figura 98 – Correntes da GDBI para falta monofásica em A no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 110
Figura 99 – Perfis de tensão de 34 nós com falta monofásica em B no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 111
Figura 100 – Corrente de falta monofásica em B no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 111
Figura 101 – Modos de operação para falta monofásica em B no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 112
Figura 102 – Correntes da GDBI para falta monofásica em B no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 112
Figura 103 – Perfis de tensão de 34 nós com falta monofásica em C no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 113
Figura 104 – Corrente de falta monofásica em C no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 113
Figura 105 – Modos de operação para falta monofásica em C no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 114
Figura 106 – Correntes da GDBI para falta monofásica em C no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89. . . . . 114

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Valores de $\kappa_R$ para 25 e 100% de $\kappa_A$ do IEEE 13 nós . . . . . 58
Tabela 2 – Valores de $\kappa_R$ para 25 e 100% de $\kappa_A$ do IEEE 34 nós. . . . . 61
Tabela 3 – Valores de $\kappa_R$ para 25 e 100% de $\kappa_A$ do IEEE 123 nós . . . . . 65
Tabela 4 – Valores de tempo de processamento por sistema e metodologia . . . . . 89
Tabela 5 – Parâmetros da curva diária de geração da unidade de GDBI ($\kappa_A$) . . . 94
Tabela 6 – Parâmetros da curva diária de carga da unidade de GDBI . . . . . 95

# Lista de abreviaturas e siglas

| | |
|---|---|
| GD | Geração distribuída |
| GDBI | Geração distribuída baseada em inversores |
| MDL | Modulação por largura de pulso |
| LABPES | Grupo de estudos de sistemas elétricos de potência |
| UFES | Universidade Federal do Espírito Santo |
| IEEE | Institute of Electrical and Electronics Engineers |
| LC | Linha curta de transmissão |
| LM | Linha média de transmissão |
| LL | Linha longa de transmissão |
| MI | Matriz de impedância |
| PAC | Tensão no ponto de acoplamento comum |
| RED | Recurso de energia distribuída |
| SEP | Sistemas elétricos de Potência |
| VDI | Varredura direta/indireta |

# Lista de símbolos

| | |
|---|---|
| $R$ | Resistência elétrica |
| $L$ | Indutância |
| $C$ | Capacitância |
| $V$ | Tensão |
| $I$ | Corrente |
| $Z$ | Impedância |
| $\gamma$ | Velocidade angular |
| $Y$ | Admitância |
| $\omega$ | Ângulo |
| $\omega$ | Comprimento |
| $S$ | Potência aparente |
| $Q$ | Potência reativa |
| $P$ | Potência ativa |
| $fp$ | Fator de potência |
| $\kappa_A$ | Parâmetro de potência ativa |
| $\kappa_R$ | Parâmetro de potência reativa |
| $X$ | Vetor de corrente e tensão pós falta |
| $C$ | Matriz de impedância |
| $IP$ | Corrente da fonte pós falta |
| $\phi$ | Ângulo de tensão do GDBI |
| $M$ | Modo de operação do GDBI |
| $\alpha$ | Relação de transformação do transformador |

# Sumário


1 INTRODUÇÃO E MOTIVAÇÃO . . . . . 21
1.1 Declaração do problema, Hipótese e Objetivos . . . . . 22
1.1.1 Declaração do problema . . . . . 22
1.1.2 Hipóteses . . . . . 22
1.1.3 Objetivos . . . . . 23
1.1.3.1 Objetivo geral . . . . . 23
1.1.3.2 Objetivos específicos . . . . . 23
1.2 Contribuições . . . . . 24
1.2.1 Trabalhos desenvolvidos . . . . . 24
1.2.1.1 Publicações em revistas . . . . . 24
1.2.1.2 Publicações em conferências . . . . . 24
1.3 Organização da tese . . . . . 26

2 CONCEITOS DE REDE COM ALTA PRESENÇA DE GD . 27
2.1 Redes com alta integração de GD . . . . . 27
2.1.1 Modelos de linhas de distribuição com alta integração de GD 28
2.1.2 Modelo da GD . . . . . 29
2.1.2.1 GDBI tipo seguidor de rede e formador de rede . . . . . 30
2.2 Modelagem do comportamento da unidade de GDBI . . . . . 31

3 METODOLOGIAS DE CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA E CURTO-CIRCUITO . . . . . 35
3.1 Fluxo de potência . . . . . 35
3.1.1 Método VDI . . . . . 36
3.2 Curto-circuito . . . . . 38
3.2.1 Método MI . . . . . 39
3.2.2 Método MI híbrido . . . . . 40

4 METODOLOGIA PROPOSTA . . . . . 43
4.1 Modelo da GD . . . . . 43
4.2 Método VDI com GDBI . . . . . 45
4.3 Método MI Híbrido com GDBI . . . . . 47
4.4 Sistema computacional . . . . . 48
4.5 Alimentadores de teste do IEEE . . . . . 52

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES . . . . . 55

5.1 Fluxo de potência . . . . . 55
5.1.1 Alimentador de 13 nós . . . . . 55
5.1.2 Alimentador de 34 nós . . . . . 59
5.1.3 Alimentador de 123 nós . . . . . 62
5.2 Curto-circuito . . . . . 68
5.2.1 Alimentador de 13 nós . . . . . 68
5.2.2 Alimentador de 34 nós . . . . . 76
5.2.3 Alimentador de 123 nós . . . . . 83
5.3 Análise de convergência e sensibilidade . . . . . 89
5.4 Análise da intermitência da potência nas unidades de GDBI . 94
5.4.1 Curva de geração e carga . . . . . 94
5.4.2 Alimentador de 13 nós . . . . . 97
5.4.3 Alimentador de 34 nós . . . . . 105

6 CONCLUSÕES . . . . . 115

Referências . . . . . 117

# 1 Introdução e motivação

Buscando atender à crescente demanda por energia elétrica preferencialmente sustentável, tanto no Brasil quanto no mundo, ocorre a instalação de geradores próximos dos centros de consumo, denominada geração distribuída (GD) [1].

O uso de GD apresenta potencial para melhorar o desempenho do sistema de distribuição, pois reduz as perdas presente na transmissão, existentes devido a considerável impedância das linhas para sistemas com longas distâncias [2], além incentivar o uso de fontes energéticas com baixo impacto de poluição ambiental.

A adversidade de usar GD provém dos projetos e práticas operacionais do sistema de distribuição serem normalmente baseados em fluxos de energia radial [3]. Assim, ao inserir na rede um novo agente de geração em um nó de carga, ocorre a formação de fluxo bidirecional, aumentando a dificuldade para introdução bem-sucedida da geração distribuída.

Garantir o funcionamento do sistema de proteção é outro desafio, pois a inserção de GD gera uma situação em que as correntes de falta podem fluir em direções que não eram esperadas na configuração da rede, causando incompatibilidades do sistema de coordenação e operação inadequada dos dispositivos de proteção.

Essa situação exige técnicas para definir os melhores ajustes de proteção para garantir a coordenação e seletividade, com destaque para o uso de proteção adaptativa, com os ajustes obtidos por algoritmos de otimização [4], o que reforça a necessidade de estudos para garantir que a GD não degradará a qualidade, segurança e confiabilidade do serviço de distribuição.

As unidades de GDs podem ser componentes baseados em inversores (GDBI), com capacidade de controlar a geração de potência ativa/reativa. Tais equipamentos, mediante falta na rede, podem contribuir de forma prejudicial para o sistema, principalmente na intermitência da fonte complementar, incerteza na operação do gerador, na variabilidade do perfil de tensão e níveis de curto-circuito [5].

Esses impactos apresentam consequências maiores em um cenário de elevada presença de GDBI [6], cenário em que pode ser feita a consideração de que cada nó apresentará GDBI por carga e por fase

Artigos recentes analisam os efeitos desses controladores para entender o comportamento neste cenário. Estes artigos apresentam um significativo esforço computacional, principalmente devido ao modelo do GDBI e ao uso de plataformas como DIgSILENT e MATLAB/Simulink [7, 8], que investem parte do processamento em parâmetros gráficos,

além de não considerarem as curvas de capabilidade presente em norma, como a IEEE 1547-2020 [9, 10].

A estrutura típica de um GDBI consiste em um sistema de controle, cujas entradas são as grandezas elétricas da alimentação, o sinal do gerador de função, além dos sinais vindos do inversor e do filtro de redução de distorção harmônica [11]. Este modelo engloba um número significativo de variáveis, como parâmetros de controle e restrição, aumentando o tempo de processamento e dificultando estudos em cenários com alta presença de GDBI.

Uma forma de garantir a segurança das redes com alta presença de GDBI é por uma metodologia específica de cálculo do fluxo de potência e corrente de falta, que utilize um modelo de GDBI simplificado e considere os modos de operação dos inversores conforme normas e padrões internacionais. Tal metodologia deve permitir implementação computacional com bom tempo de processamento e adequada precisão.

Ao consolidar a metodologia proposta em uma ferramenta de simulação será possível avaliar diferentes cenários, permitindo estudos do impacto de penetração das unidades de GDBI e de forma de mitigar os dados dessa situação a rede elétrica.

## 1.1 Declaração do problema, Hipótese e Objetivos

### 1.1.1 Declaração do problema

É possível montar um sistema computacional que consiga simular redes com alta presença de GDBI, calculando o fluxo de potência e curto-circuito, que atenda a normas de sistemas elétricos, considere os modos de operação dos inversores, intermitência da fonte geradora e dos consumidores, com celeridade e exatidão na obtenção dos dados?

### 1.1.2 Hipóteses

O modelo do GDBI como fonte de corrente controlada por tensão, obedecendo as curvas de tensão, corrente e fator de potência, atende a demanda por uma representação simplificada.

A aplicação desse modelo em uma metodologia adaptada de: cálculo de fluxo de potência, por método da varredura direta/indireta, e curto-circuito, pela matriz de impedância híbrida, garante respectivamente a obtenção do perfil de tensão e dados de falta.

A metodologia proposta pode ser implementada em um sistema computacional, que pode ser usado em diferentes alimentadores, considerando a presença de GDBI em cada fase do nó de carga, além de englobar a intermitência da fonte geradora e dos consumidores.

### 1.1.3 Objetivos

#### 1.1.3.1 Objetivo geral

O objetivo principal é o desenvolvimento de métodos de fluxo de potência e cálculo de curto-circuito que considerem a presença de geração distribuída fotovoltaica. Os métodos deverão considerar os limites de grandezas elétricas definidos em normas internacionais e as curvas diárias de geração e consumo das cargas, para assim obter, em especial, o perfil de tensão e a corrente de falta.

A metodologia será consolidada em um sistema computacional que permitirá simulações com considerável aproximação ao modelo real e adequado tempo de processamento. Com esse propósito, o GDBI é modelado como uma fonte de corrente controlada por tensão, com capacidade de injeção de potência reativa determinada por um controle Volt/VAR.

A plataforma utilizada para implementar a metodologia será o MATLAB e a entrada de dados do sistema computacional virá de sistemas elétricos consolidados na literatura, com um gerador em cada carga por fase, cenário de elevada presença de geração distribuída. A validação dos dados de saída ocorrerá por comparação com os obtidos na plataforma de referência MATLAB/Simulink, assim como o tempo de processamento, onde também será avaliado o simulador OpenDSS.

O programa desenvolvido buscará ser uma ferramenta de simulação na qual os alunos de pós graduação poderão utilizar em estudos do comportamento de diferentes sistemas elétricos com alta penetração de GDBI. O código será aberto: sendo possível modificar os valores de contribuição das GDBI, bem como do consumo das cargas e das restrições das grandezas elétricas.

A proposta de desenvolver uma ferramenta de uso científico, e de fácil uso, é baseado na experiência do autor com o simulador online KVA (www.kvaflow.com), desenvolvido durante o mestrado [12]. Programa este com o objetivo de simular diferentes sistemas elétricos de potência, baseado em livros didáticos [13, 14, 15], calculando fluxo de potência e curto-circuito, e auxiliar no ensino de disciplinas da área, visto que os programas mais conhecidos são focados no uso industrial.

As limitações do referente programa, em não permitir simulação com GDBIs e com restrição dos elementos presentes nos alimentadores do IEEE, como reguladores de tensão e diferentes tipos de carga, além do uso restrito ao ensino, e não a pesquisa, motivaram o autor a elaborar o programa presente nessa tese.

#### 1.1.3.2 Objetivos específicos

a) Desenvolver uma metodologia de cálculo do fluxo de potência e curto-circuito considerando o modelo de GDBI como uma fonte de corrente controlada por

tensão e com controle de injeção de potência por modo de operação;

b) Implementar a metodologia na plataforma do MATLAB, permitindo modificações nas características das redes, cuja referência de entrada de dados serão os alimentadores do IEEE;

c) Avaliar o comportamento de diversos sistemas considerando diferentes percentuais de injeção de potência pelos GDBI e seus modos de operação;

d) Analisar a influência da fonte geradora e dos consumidores nos sistemas do item c.

## 1.2 Contribuições

As principais contribuições deste trabalho são:

a) Demonstrar que as curvas de operação do GDBI, obtidas por interpretação de normas internacionais, quando aplicadas a um modelo simplificado de GD e associadas a técnicas consolidadas de cálculo de fluxo de potência e curto-circuito, garantem uma forma eficiente de obter as características de redes elétricas em condições normais e anormais;

b) Fornecer um sistema computacional que permita a implementação de diferentes redes de alimentadores e sirva de ferramenta de pesquisa para estudo do impacto da alta penetração de GDBI em diferentes topologias.

### 1.2.1 Trabalhos desenvolvidos

Até a data atual, vários trabalhos foram publicados ou estão sob revisão em periódicos e conferências. Esses trabalhos também incluem a colaboração com pesquisadores, alunos de graduação, mestrado e doutorado da UFES. A lista de publicações é apresentada a seguir:

#### 1.2.1.1 Publicações em revistas

**TONINI, L. G. R.**; Ferraz, R.S.F.; Batista, O.E. Load Flow and Short-Circuit Methods for Grids Dominated by Inverter-Based Distributed Generation. Energies 2022, 15, 4723.

#### 1.2.1.2 Publicações em conferências

**TONINI, L. G. R.**; Ferraz, R.S.F.; Batista, O.E. Load Flow and Assessing of Intermitency Effect on Calculations of Load Flow and Short-Circuit for Grids Dominated by Photovoltaic Distributed Generation. Power System Computation Conference 2024, Paris, France. Com publicação em Electric Power Systems Research (Em revisão).

**TONINI, L. G. R.**; Silva, F. Z.; Ferraz, R. S. F.; Batista, O. E.; Medina, A. C. R. Uso da Técnica de Enxame de Partículas para Otimizar Parâmetros de Geradores Fotovoltaicos em Redes com Alta Integração de Geração Distribuída In: VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2020, Santo André (SP) - Virtual.

**TONINI, L. G. R.**; Batista, O. E.; Rueda-Medina, A. C.; Mendes, M. A.; Vargas, Murillo C., Power Flow Analysis on Networks with High Integration of Distributed Photovoltaic Generation In: 2019 - IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Latin America (ISGT Latin America), 2019, Gramado.

Oliveira, L.G. Q.; Mendes, M. A.; Vargas, M. C.; **TONINI, L. G. R.**; Rocha, A. S. F.; Soares, M.; Batista, O. E., Variação de Tensão em Rede de Distribuição de Energia Elétrica com Alta Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica In: Congresso Brasileiro de Automática 2020.

Mendes, M. A.; Vargas, M. C.; Espindula, C. J.; Oliveira, L.G. Q.; **TONINI, L. G. R.**; Batista, O. E.; Didatic Overcurrent Protection Coordination for the IEEE 34-Node Radial Test Feeder. Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2020.

Pompermayer., D. C.; Marin, C., Mendes; M. A.; Vargas, M. C.; **TONINI, L. G. R.**; Batista, O. E.; Extra Reactive Power Analysis on a Distribution Grid with High Integration of PV Generation, 2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), 2019.

Queiroz, L. G. O.; Freitas, E. V. S.; Mendes, M. A.; **TONINI, L. G. R.**; Batista, O. E., Geração Distribuída Fotovoltaica e seu Impacto na Redução de Emissões de CO2: Estudo de Caso de Uma Usina Fotovoltaica Situada Semi-árido Potiguar In: I Congresso Internacional de Meio Ambiente e Sociedade e III Congresso Internacional da Diversidade do Semiárido, 2019, Campina Grande.

Ferraz, R. S. F.; Ferraz, R. S. F.; De Lima, R. C. D.; **TONINI, L. G. R.**; Rueda-Medina, A. C.; Batista, O. E., Genetic Optimization-based Overcurrent Relay Coordination in a Feeder with High Distributed Generation Integration In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Latin America (ISGT Latin America), 2019, Gramado.

Vargas, M. C.; Mendes, M. A.; **TONINI, L. G. R.**; Batista, O. E., Grid Support of Small-scale PV Generators with Reactive Power Injection in Distribution Systems In: 2019 - IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Latin America (ISGT Latin America), 2019, Gramado.

## 1.3 Organização da tese

A tese inicia no Capítulo 1, onde apresenta a introdução, a motivação, os objetivos e o estado da arte do tema tratado. No Capítulo 2 trata de uma revisão teórica dos conceitos de redes com alta presença de GD, em especial do modelo do GDBI e das normas que definem seu comportamento, principalmente a relativa aos modos de operação. Em seguida, no capítulo 3, discorre sobre as metodologias de cálculo do fluxo de potência e curto-circuito, com respectivo enfoque no método da varredura direta/indireta e na matriz de impedância, convencional e híbrida.

O capítulo 4, apresenta a metodologia proposta, englobando o modelo adaptado da GD e a aplicação dele, juntamento as curvas de modos de operação, nos métodos citados de fluxo de potência e curto-circuito. Em seguida, é apresentado no Capítulo 5 o processamento dos dados, tratando do sistema computacional e dos alimentadores usados como base de dados.

No Capítulo 6 são mostrados os resultados da aplicação dos métodos propostos nos alimentadores, sob condição de alta presença de GDBI, com variação fixa na injeção de potência, análise da convergência e sensibilidade e da intermitência da fonte geradora e dos consumidores. Por fim, o capítulo 7 discorre sobre as conclusões do trabalho e as propostas futuras.

# 2 Conceitos de rede com alta presença de GD

Devido à sua importância para o funcionamento adequado de um sistema elétrico de potência (SEP), o tema da análise de SEP com alta presença de geração distribuída está presente na literatura em diversos trabalhos [16, 17, 18, 19, 20, 21].

Estes trabalhos englobam o estudo do comportamento dos elementos da rede de distribuição quando há alimentadores ligados a malha, além da barra de referência. A forma de representar estes geradores varia com o tipo de fonte de energia a ser convertida em energia elétrica para obter potência elétrica.

Devido à facilidade de instalação nos grandes centros urbanos, baixo impacto ambiental, o gerador predominante é o fotovoltaico; equipamento este composto por placas solares e que podem ser ligadas a um conversor CC-CC ou a um inversor, que é o componente responsável por construir o sinal elétrico de saída e assim garantir a qualidade de energia entregue a rede [22]. O conjunto englobando unidade geradora baseada em inversores (GDBI) será o modelo de alimentador de referência dessa tese.

## 2.1 Redes com alta integração de GD

O termo GD é usualmente utilizado para descrever geração elétrica em pequena escala, podendo estar conectada diretamente na rede de distribuição ou no nó de carga do consumidor [23]. Assim, redes com alta integração de GD são definidas como malhas em que, além do alimentador principal, há quantidade significativa de pontos de geração espalhados pelo sistema, cuja fonte primária pode ser solar, eólica ou biomassa [24].

Nessas redes há uma maior complexidade no controle de tensão e nos estudos de proteção [25], exigindo revisão nos procedimentos padrões de análise [26] e implantação de um conjunto de índices de desempenho, com limites aceitáveis, para adequado funcionamento do sistema elétrico [27].

Neste cenário faz-se necessário desenvolver modelos de simulação que representem essas redes [28], empregando técnicas computacionais de simulação: como otimização [29, 30] ou controle de potência [31], adequadas aos padrões internacionais de operação da rede elétrica [32]. Estes modelos devem englobar os elementos da linhas de distribuição de energia e a GD, em especial.

### 2.1.1 Modelos de linhas de distribuição com alta integração de GD

A linha de distribuição é um elemento do sistema elétrico de potência. As equações gerais referentes a esse elemento considera que os parâmetros de resistência $R$, indutância $L$, capacitância $C$ e tensão $V$ podem estar distribuídos uniformemente ao longo da linha e que, dependendo do comprimento dela, considerações podem ser feitas.

Para linhas na frequência nominal de 60 Hz são consideradas linhas curtas ao terem menos 80 km de comprimento, enquanto linhas de comprimento médio estão entre 80 e 240 km de comprimento, enquanto as linhas com mais de 240 km são consideradas linhas longas. A representação da linha média está presente em Fig. 1, onde ao omitir os capacitores obtém-se a representação da linha curta.

Assim, o equacionamento da linha curta (LC), com a impedância $Z$ e a velocidade angular $\omega$, é dado por (2.1) e (2.2). Para linhas médias (LM), considerando que a capacitância é dividida igualitariamente no início e final da linha e usando como referência a admitância $Y$, obtém-se o modelo $\pi$, cuja equação é (2.3) e (2.4).

O modelo $\pi$ pode ser adaptado para linhas longas (LL), características de redes de transmissão, ficando mais discrepante a medida que o comprimento aumenta. Para atender a essa adaptação faz-se necessário equalizar a tensão e corrente da carga, (2.3-2.4), para o formato hiperbólico [33], assim a impedância $Z'$ e a admitância $Y'$ do sistema se tornam respectivamente: (2.5), onde $\gamma$ é o ângulo complexo de quadratura e $l$ é o comprimento, para se obter as equações (2.6) e (2.7) [13, 14].

Em um sistema de alta penetração de GD é característico simular as linhas como tipo médio, visto que os alimentadores de referência utilizados nas análises apresentam distâncias dentro desta faixa, por representarem sistemas de distribuição [34].

$$I_{fonte_{LC}} = I_{carga} \tag{2.1}$$

$$V_{fonte_{LC}} = V_{carga} + I_{carga} \cdot Z \rightarrow Z = R + j \cdot \omega \cdot L \tag{2.2}$$

$$I_{fonte_{LM}} = V_{carga} \cdot Y \cdot (1 + \frac{Z \cdot Y}{4}) + I_{carga} \cdot (1 + \frac{Z \cdot Y}{2}) \tag{2.3}$$

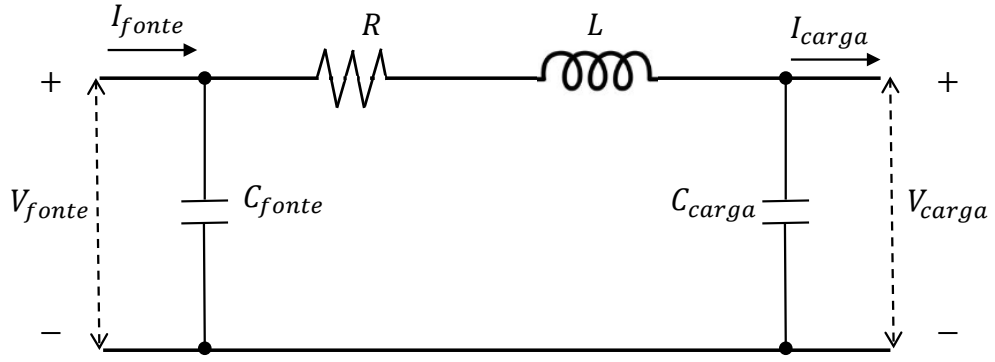
$$V_{fonte_{LM}} = V_{carga} \cdot (1 + \frac{Z \cdot Y}{2}) + I_{carga} \cdot Z \tag{2.4}$$

$$Z' = Z \cdot \frac{senh(\gamma \cdot l)}{\gamma \cdot l} \rightarrow Y' = \frac{2 \cdot senh(\gamma \cdot l) \cdot cosh(\gamma \cdot l)}{Z'} \rightarrow 1 + \frac{Z' \cdot Y'}{2} = cosh(\gamma \cdot l) \tag{2.5}$$

$$I_{fonte_{LL}} = V_{carga} \cdot Y' \cdot (1 + \frac{Z' \cdot Y'}{4}) + I_{carga} \cdot cosh(\gamma \cdot l) \tag{2.6}$$

$$V_{fonte_{LL}} = V_{carga} \cdot cosh(\gamma \cdot l) + I_{carga} \cdot Z' \tag{2.7}$$

Figura 1 – Equivalente monofásico de uma linha de distribuição de comprimento médio.




Fonte: Próprio autor.

### 2.1.2 Modelo da GD

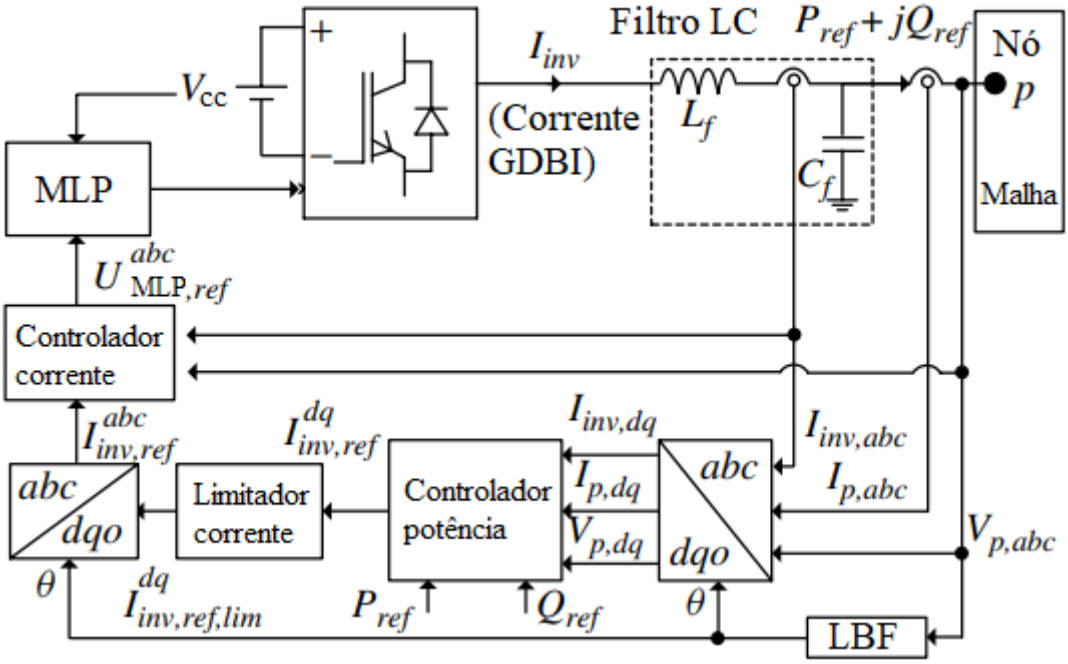
O modelo convencional do GDBI consiste em um sistema de controle, cujas entradas são tensões e correntes no terminal do inversor e no ponto de acoplamento, conforme Fig. 2, além de filtro capacitivo-indutivo, blocos de modulação de largura de pulso (MLP) e controle vetorial.

Neste sistema a energia solar é convertida em elétrica de tensão contínua por meio de células fotovoltaicas (PV). O inversor converte de tensão contínua para tensão alternada na frequência e magnitude apropriadas, conforme especificado pelo sistema de potência. Este modelo de GDBI é controlado por sinais de uma modulação de largura de pulso ou um gerador de modulação por largura de pulso de vetor espacial [11].

Outro modelo de GDBI, apresenta um esquema de controle baseado na limitação da corrente de falta [35], modificação que garante que sistema possa ser mantido seguro. Enquanto outro trabalho propõe um modelo de GDBI baseado em estratégias de controle [36].

Trabalhos do grupo de estudos em sistemas elétricos de potência (LABPES) da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) [37, 38], o qual o autor faz parte, mostraram que utilizar o modelo usual do GDBI dificulta a simulação em sistemas com alta presença de GD devido a quantidade significativa de variáveis envolvidas no cálculo, como parâmetros de controle e restrição. Esta situação motivou o uso do modelo de uma fonte de corrente controlada por tensão, opção que será apresentado no item 4.1.

Figura 2 – Modelo usual do GDBI




Fonte: [11], com tradução pelo autor.

#### 2.1.2.1 GDBI tipo seguidor de rede e formador de rede

Os modelos de GDBI se dividem em dois tipos de conversores: seguidor de rede e formador de rede [39]. Em um conversor seguidor de rede, a corrente injetada pelo conversor é controlada com um deslocamento de fase específico da tensão da rede no ponto de acoplamento comum (PAC). Assim, a referência do sinal de frequência fundamental da tensão de rede é necessário para adequado cálculo da corrente de referência do conversor, cuja amplitude e ângulo em relação ao sinal de tensão da rede são devidamente modificados por malhas de controle externas para injetar a quantidade necessária de potência ativa e reativa ou controlar a tensão eficaz. Esse modelo possui maior aderência em sistemas fotovoltaicos [40].

Em uma conversor formador de rede, a magnitude e o ângulo da tensão no PAC são controlados. Como consequência, a referência da frequência fundamental da tensão da rede no ponto de conexão não é estritamente necessário. Dependendo das características da rede à qual o conversor está conectado, um sistema isolado ou um barramento de referência, é possível por meio de operações numéricas adaptar a potência ativa e reativa instantânea injetada para fornecer suporte de tensão e frequência. Em um sistema isolado, uma unidade formadora de rede poderia se comportar como um barra de referência. Quando conectado com outras fontes de energia, através de uma linha indutiva, o conversor formador de rede está controlando a potência ativa pela modificação do ângulo, sendo a magnitude

da tensão independente do controle de potência ativa [41]. Esse modelo é frequentemente utilizado para emular o comportamento cinética e demais características de máquinas síncronas [42].

## 2.2 Modelagem do comportamento da unidade de GDBI

Os sinais de tensão e corrente gerados por uma unidade de GDBI para situações normais e anormais apresentam comportamento não similares ao do gerador convencional devido aos modos de operação do inversor.

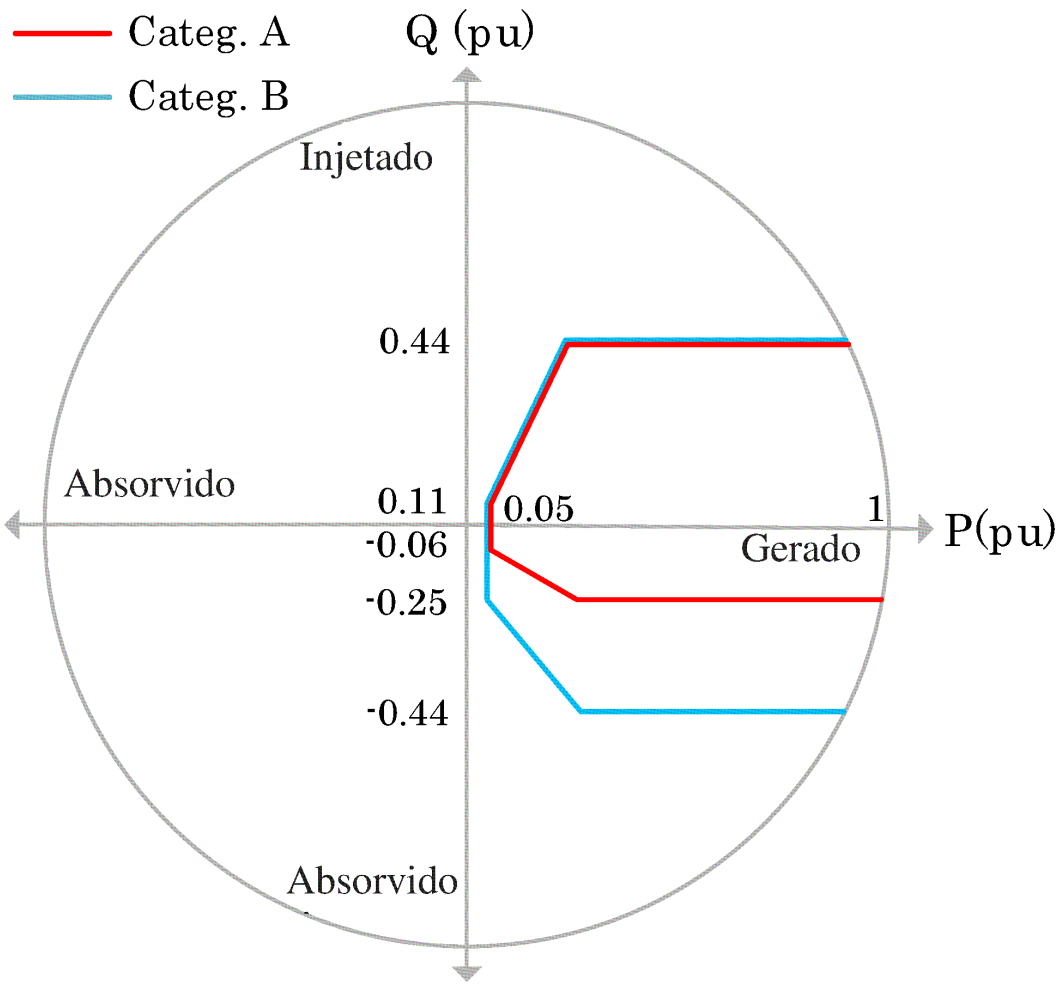
Há trabalhos [43, 44, 45] que analisam o impacto do modo de interrupção momentânea do componente, avaliando seu uso para proteger o sistema de distribuição, bem como o impacto de afetar a estabilidade transitória do sistema de energia ao cessar temporariamente quantidades significativas de geração.

Trabalhos do LABPES-UFES [46, 47, 48] focaram em interpretar as normas que definem a operação desses componentes, em especial a norma IEEE 1547-2020 [9, 10], que orienta o comportamento da GD para operação normal e anormal. Esta especificação técnica foca na interoperabilidade entre sistemas de energia elétrica e recursos de energia distribuída, fornecendo assim requisitos relevantes para o desempenho, operação, teste, considerações de segurança e manutenção da interconexão. A norma abrange também requisitos gerais, qualidade de energia, ilhamento e especificações de teste e requisitos para projeto, produção, avaliação de instalação, comissionamento e testes periódicos.

Os requisitos informados acima são necessários para a interconexão do recurso energético distribuído (RED), em fontes de 60 Hz, incluindo máquinas síncronas, máquinas de indução ou inversores/conversores de energia, que estão presentes na maioria das instalações e são aplicáveis a todas as tecnologias RED interligadas a sistemas elétricos em tensões típicas de distribuição primária e/ou secundária. A instalação de RED em sistemas de distribuição primários e secundários radiais é a principal ênfase deste documento, embora seja considerada a instalação de REDs em sistemas de distribuição de rede primária e secundária.

A norma IEEE 1547-2020 informa também que para uma região de operação contínua, quando a tensão no PAC está entre 0,88 e 1,1 vezes a tensão nominal, o RED pode ser classificado em duas categorias: A e B, relacionadas à capacidade de potência reativa e tensão de desempenho regulamentar, conforme Fig. 3, formada por um plano cartesiano onde os eixos são as potências ativa (abcissas) e reativa (ordenadas) e limitam a capacidade de geração da potência ativa e a quantidade a ser injetado ou absorvido de potência reativa.

Figura 3 – Curvas de capabilidade de potência: Categoria A e B.

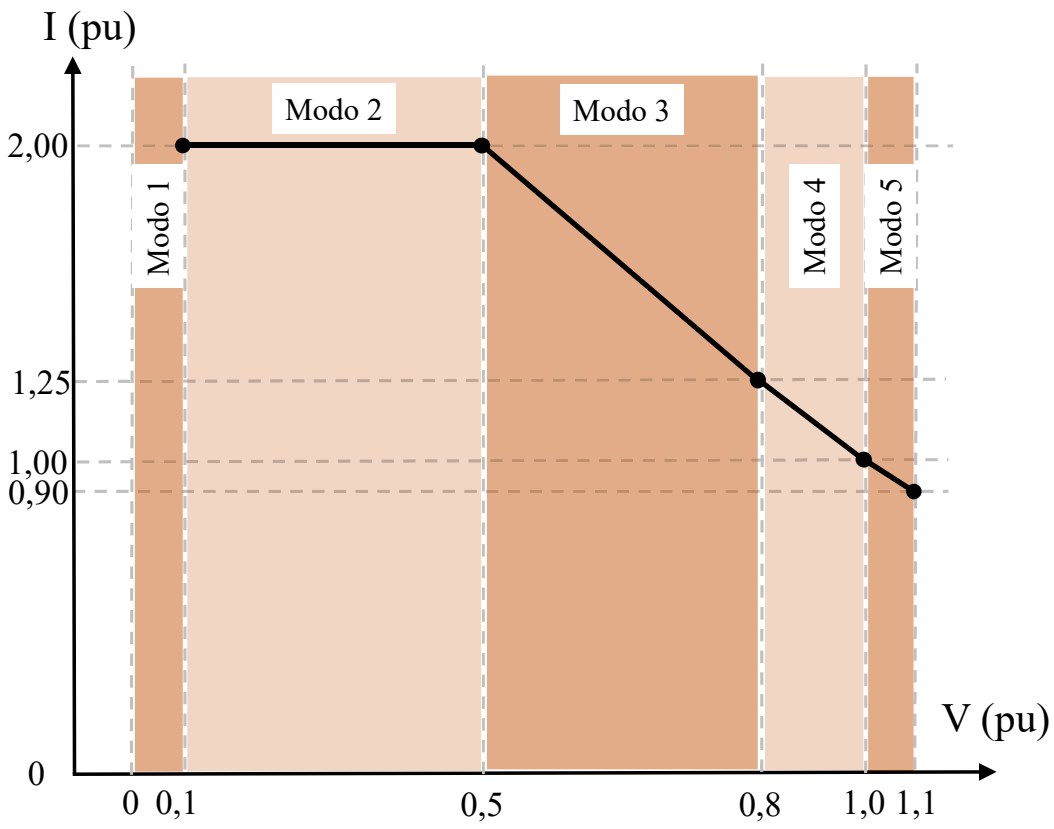



Fonte: Próprio autor.

Baseado na análise das informações disponíveis no conteúdo desta norma foi elaborado pelo grupo as seguintes curvas de modos de operação, respectivas $V \times I$ e $V \times fp$, mediante os valores de tensão com corrente (Fig. 4) e fator de potência (Fig. 5) do GDBI.

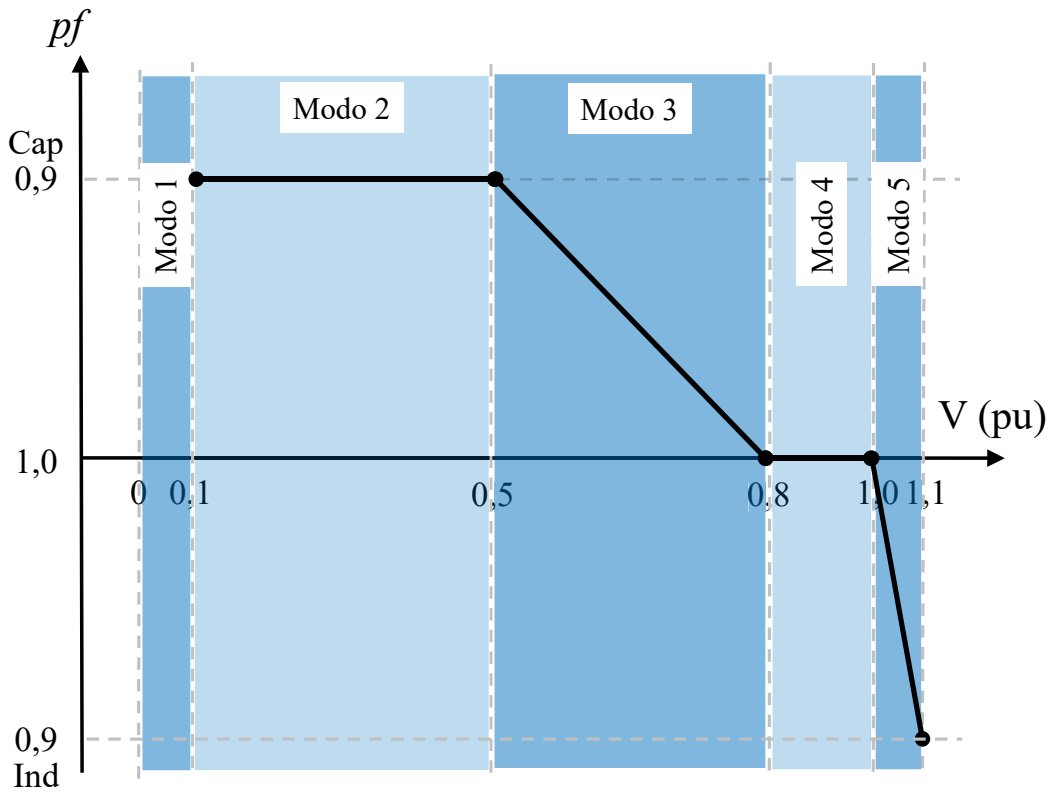
Os modos de operação são condições em que a GDBI fornece tensão, corrente e fator de potência dentro de um intervalo de valores. Para condições elétricas fora dos intervalo das curvas, presentes nos intervalos onde $V_{GDBI} < 0,1$ ou $V_{GDBI} > 1,1$, o gerador deve-se desconectar da malha, situação esta que é comum durante curtos-circuitos, para evitar contribuição da GDBI à corrente de falta e reduzir o impacto na rede elétrica. Para demais modos de operação o fornecimento das grandezas elétricas de $V$, $I$ e $fp$ variam conforme equação da curva, que serão equacionado nos itens: 4.2 para curva $V \times fp$ e 4.3 para curva $V \times I$ .

Figura 4 – Curva VxI da GDBI em condições de tensões normais e anormais.




Fonte: Próprio autor.

Figura 5 – Curva Vxpf da GDBI em condições de tensões normais e anormais.




Fonte: Próprio autor.

# 3 Metodologias de cálculo do fluxo de potência e curto-circuito

A análise do comportamento do sistema de distribuição engloba principalmente o cálculo do fluxo de potência, operação que pode ser feita por técnicas como: Newton Raphson, Gauss e método da varredura direta/inversa (VDI) [49] e curto-circuito, feito pelo método da impedância, IEC 60909, cálculo analítico e matriz de impedância (MI), padrão [50] e híbrido [51].

Pela maior aderência em sistemas de distribuição, permitir maior acesso ao processo interativo e estar presente em trabalhos do grupo [52, 37], o método escolhido como base para efetuar o cálculo do fluxo de potência foi o VDI.

Em relação ao curto-circuito, por ser a técnica utilizada na obtenção dos valores de referências em alimentadores de teste, e considerar a inserção de GD, a técnica modelo será o da matriz de impedância (MI) híbrida.

## 3.1 Fluxo de potência

Em sistemas elétricos, o fluxo de potência é um cálculo usado para obter o perfil de tensão por métodos iterativos. Em sistemas com GD, o cálculo do fluxo de potência considera este componente associado a nós de carga.

O processo de otimização pode ser aplicado no fluxo de potência em cenários com GD, focando não apenas no perfil de tensão, mas nos pontos de alocação ideal para os geradores, usando técnicas como o método por otimização baseado em biogeografia [53], a estimativa do expoente de Lyapunov [54] e enxame de partículas [55]. Em um sistema com GDBI pode ser usado um método baseado em corrente que usa os parâmetros do sistema controlador do inversor, o limite de corrente e de saturação, além do fator de potência de sequência positiva [56] ou um modelo de controle do GDBI dependente de tensão [57].

O perfil de tensão obtido em um sistema com alto nível de penetração GDBI já foi analisado considerando a capacidade fotovoltaica máxima acessível e o ponto crítico de penetração [58]. Além de ser aplicado em sistemas com dados reais, no mesmo cenário [59], foi proposto um modelo para estudos de estabilidade de rede considerando situações em que as unidades de GD são desconectadas simultaneamente durante queda de tensão [60].

Os artigos mencionados acima consideram o GDBI associado com uma ou mais cargas do nó. No entanto, eles não consideram um cenário em que todas as cargas de nó têm um GDBI por fase, porque esta consideração exigiria um longo tempo de processamento

para cálculo do fluxo de potência.

Outra consideração necessária é incluir os limites operacionais do GDBI impostos pelas normas, em seus modos de operação. Para superar as complicações descritas acima, é necessário o uso de um método numérico com curva de convergência adequada e modelo de cálculo adaptativo. Dentre eles, destaca-se o VDI, uma vez que é comumente usado em sistemas de distribuição com GDBI [61].

### 3.1.1 Método VDI

O método trata a rede como uma via orientada, com a base correspondendo ao ramo de referência ligado ao ramal principal, que está associado aos ramais secundários que partem dele.

A VDI consiste em, partindo-se dos nós extremos e usando uma estimativa inicial das tensões nodais, calcular as correntes nas linhas até o nó raiz. A partir do resultado da injeção de corrente do nó raiz, e do valor conhecido da tensão nessa barra, procede-se a varredura a qual consiste em recalcular os valores de tensão das barras da rede até os nós extremos. Esse processo é repetido até que os valores de tensão de duas iterações consecutivas não mudem mais que a tolerância pré-estabelecida.

Os parâmetros de entrada são os elementos das linhas e dos nós. Para uma rede com $n$ nós, as linhas são compostas pelas matrizes de impedância ($Z_l$) e pelas características dos transformadores e reguladores de tensão, como relação de transformação ($\alpha$) e impedância ($Z_t$). As propriedades dos nós são: a tensão de referência ($\dot{V}_{ref}$), as potências das cargas ($P$ e $Q$) e dos capacitores ($Q_{cp}$). Com estes parâmetros, obtém-se a potência aparente $\dot{S}_n$ de cada nó, conforme apresentado em (3.1).

A corrente de cada nó é obtida usando a potência aparente e $\dot{V}_{ref}$, ou a tensão nodal $\dot{V}_n$, conforme (3.2-3.7). Estas equações dependem do tipo e configuração de cada nó. A equação (3.2) é usada para cargas de impedâncias constante na configuração delta ($\dot{I}_{Z_{D_n}}$) e (3.3) para estrela ($\dot{I}_{Z_{Y_n}}$). Uma carga de corrente constante em delta segue (3.4) e (3.5) para estrela, $\dot{I}_{I_{D_n}}$ e $\dot{I}_{I_{Y_n}}$, respectivamente. Uma carga de potência constante para delta ($\dot{I}_{S_{D_n}}$) usa (3.6) e (3.7) para estrela ($\dot{I}_{S_{Y_n}}$) para obter a corrente do nó.

O parâmetro obtido acima é usado para calcular a corrente $\dot{I}_n$ atual em cada linha do sistema, conforme mostrado em (3.8). Na primeira iteração as tensões do nó são iguais à tensão de referência, enquanto nas próximas são obtidas conforme (3.9), considerando $\alpha_n$ e $Z_{t_n}$ de transformadores e reguladores de tensão. Se a diferença entre essas duas tensões for maior que a tolerância, conforme mostrado em (3.10), o processo começa novamente usando o último parâmetro como referência para cada nó. O fluxograma presente na Fig. 6 retrata o método e relaciona as equações envolvidas em cada etapa.

$$\dot{S}_{n_{abc}} = P_{n_{abc}} + j \cdot (Q_{n_{abc}} - Q_{cp_{abc}}) \tag{3.1}$$

$$\dot{I}_{Z_{D_n}} = \begin{bmatrix} \frac{(\dot{S}_{D_{a_n}} \cdot \dot{V}^*_{ab_n})^* - (\dot{S}_{D_{c_n}} \cdot \dot{V}^*_{ca_n})^*}{\dot{V}_{ref} \cdot \dot{V}^*_{ref}} \\ \frac{(\dot{S}_{D_{b_n}} \cdot \dot{V}^*_{bc_n})^* - (\dot{S}_{D_{a_n}} \cdot \dot{V}^*_{ab_n})^*}{\dot{V}_{ref} \cdot \dot{V}^*_{ref}} \\ \frac{(\dot{S}_{D_{c_n}} \cdot \dot{V}^*_{ca_n})^* - (\dot{S}_{D_{b_n}} \cdot \dot{V}^*_{bc_n})^*}{\dot{V}_{ref} \cdot \dot{V}^*_{ref}} \end{bmatrix} \tag{3.2}$$

$$\dot{I}_{Z_{Y_n}} = \begin{bmatrix} \frac{(\dot{S}_{Y_{a_n}} \cdot \dot{V}^*_{Y_{a_n}})^*}{\dot{V}_{ref} \cdot \dot{V}^*_{ref}} \\ \frac{(\dot{S}_{Y_{b_n}} \cdot \dot{V}^*_{Y_{b_n}})^*}{\dot{V}_{ref} \cdot \dot{V}^*_{ref}} \\ \frac{(\dot{S}_{Y_{c_n}} \cdot \dot{V}^*_{Y_{c_n}})^*}{\dot{V}_{ref} \cdot \dot{V}^*_{ref}} \end{bmatrix} \tag{3.3}$$

$$\dot{I}_{I_{D_n}} = \begin{bmatrix} (\frac{\dot{S}_{D_{a_n}}}{|V_{ref}|\angle 30^\circ})^* - (\frac{\dot{S}_{D_{c_n}}}{|V_{ref}|\angle 150^\circ})^* \\ (\frac{\dot{S}_{D_{b_n}}}{|V_{ref}|\angle -90^\circ})^* - (\frac{\dot{S}_{D_{a_n}}}{|V_{ref}|\angle 30^\circ})^* \\ (\frac{\dot{S}_{D_{c_n}}}{|V_{ref}|\angle 150^\circ})^* - (\frac{\dot{S}_{D_{b_n}}}{|V_{ref}|\angle -90^\circ})^* \end{bmatrix} \tag{3.4}$$

$$\dot{I}_{I_{Y_n}} = \begin{bmatrix} (\frac{\dot{S}_{Y_{a_n}}}{|V_{ref}|\angle 0^\circ})^* \\ (\frac{\dot{S}_{Y_{b_n}}}{|V_{ref}|\angle -120^\circ})^* \\ (\frac{\dot{S}_{Y_{c_n}}}{|V_{ref}|\angle 120^\circ})^* \end{bmatrix} \tag{3.5}$$

$$\dot{I}_{S_{D_n}} = \begin{bmatrix} (\frac{\dot{S}_{D_{a_n}}}{\dot{V}_{ab_n}})^* - (\frac{\dot{S}_{D_{c_n}}}{\dot{V}_{ca_n}})^* \\ (\frac{\dot{S}_{D_{b_n}}}{\dot{V}_{bc_n}})^* - (\frac{\dot{S}_{D_{a_n}}}{\dot{V}_{ab_n}})^* \\ (\frac{\dot{S}_{D_{c_n}}}{\dot{V}_{ca_n}})^* - (\frac{\dot{S}_{D_{b_n}}}{\dot{V}_{bc_n}})^* \end{bmatrix} \tag{3.6}$$

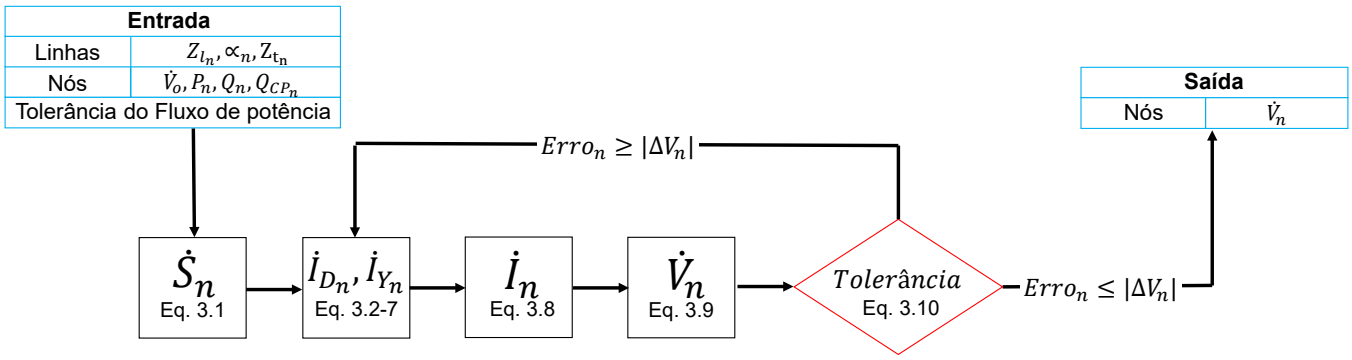
$$\dot{I}_{S_{Y_n}} = \begin{bmatrix} (\frac{\dot{S}_{Y_{a_n}}}{\dot{V}_{a_n}})^* \\ (\frac{\dot{S}_{Y_{b_n}}}{\dot{V}_{b_n}})^* \\ (\frac{\dot{S}_{Y_{c_n}}}{\dot{V}_{c_n}})^* \end{bmatrix} \tag{3.7}$$

$$\dot{I}_n = \dot{I}_{D_n} + \dot{I}_{Y_n} - (\dot{Y}^*_{a_n} \cdot \dot{V}_{a_n} + \dot{Y}^*_{b_n} \cdot \dot{V}_{b_n} + \dot{Y}^*_{c_n} \cdot \dot{V}_{c_n}) \tag{3.8}$$

$$\dot{V}_{n_{abc}} = \alpha_t \cdot \dot{V}_{s_{abc}} - (Z_{l_{abc}} + Z_{t_{abc}}) \cdot \dot{I}_n \tag{3.9}$$

$$Tolerância = \sum^{n} (|\dot{V}''_{n_{abc}}| - |\dot{V}'_{n_{abc}}|) \tag{3.10}$$

Figura 6 – Fluxograma do método VDI.




Fonte: Próprio autor.

## 3.2 Curto-circuito

O estudo do curto-circuito em sistemas com GDBI busca avaliar o impacto que as unidades de GD causam na rede. Artigos que tratam as unidades de GDBI como fontes de tensão e apresentam um modelo de curto-circuito conectadas à rede por meio da plataforma MATLAB/Simulink averiguaram que a corrente de falta do GDBI é menos severa quando comparada com a magnitude da corrente de falta de geradores síncronos [62]. Característica que independe do modelo e do programa computacional.

Outro estudo analisou o comportamento de uma fonte controlada por inversor de tensão em situação de falta, com o simulador PSCAD, e obteve resultado parecido: indicando que a corrente de falta em redes de baixa tensão com fontes GDBI era inferior quando comparada a mesma com geradores síncronos [63]. O estudo deste impacto também foi avaliado em usina fotovoltaica conectada à rede com uma capacidade de 50 MW, para a mesma plataforma PSCAD. A corrente de curto-circuito desta usina fotovoltaica era menor que o dobro do corrente nominal [64].

Um estudo utilizando MATLAB/Simulink para simular o comportamento do transiente eletromagnético de inversores fotovoltaicos após uma falta de curta duração observou que o comportamento transitório de usinas fotovoltaicas em grande escala eram controláveis em cada cenário de falta [65].

Um estudo realizou simulações de uma rede com uma fonte GDBI no MATLAB/Simulink e mostrou que os geradores podem ser modelados como fonte de potência constante ou corrente [66]. Outro estudo tratou uma fonte de GDBI como um fonte de corrente dependente de tensão e verificou sua resposta de falha usando simulações dinâmicas na plataforma MATLAB [67].

Os artigos citados usam em sua maioria os alimentadores de teste do IEEE como

base de dados, cuja referência padrão de cálculo do curto-circuito usa o método MI [50]. Como esses trabalhos não consideram a existência de GDBI, faz-se necessário usar como referência trabalhos que calculam as correntes de falta usando o teorema da sobreposição[68] e principalmente adaptam o citado modelo padrão para este cenário, que é o método MI híbrido.

### 3.2.1 Método MI

O método da matriz de impedância usa como base as equações de linha (3.8) e (3.9) da metodologia do fluxo de potência, apresentadas na seção 3.1.1, assim considerando um sistema com $n$ nós e sendo $x$ o ponto de falta, iniciamos o cálculo com a determinação da matriz de impedância $Z_{eq_{abc}}$, da fonte ao ponto de curto, obtida pelo cálculo da impedância equivalente de Thévenin $Z_{Th_x}$, com o somatório das impedâncias de linha $Z_{l_{abc_n}}$, conforme (3.11).

A tensão da fonte pós falta, $V_{s_{abc}}$, será obtida por (3.12), onde $I_{f_{abc}}$ é a corrente de falta, $Z_{f_{abc}}$ é a impedância de falta, $V_{f_{abc_x}}$ é a tensão no ponto de falta e $V_{f_{g_x}}$ a tensão com o referencial terra.

Tal equação é simplificada pelo produto da admitância do sistema [69], dado por $Y$, conforme (3.13), gerando (3.14), onde $IP_{abc}$ é a corrente da fonte pós falta. Colocando (3.14) no formato matricial obtém-se (3.15) onde as variáveis $C_{axb}$ variam de 1 a 7, dependendo do tipo de falta.

Para faltas monofásicas na fase A, as condições estão presentes em (3.16), enquanto em B e C estão respectivamente em (3.17) e (3.18). Já para faltas bifásicas nas fases AB, as variáveis $C_{axb}$ estão em (3.19), BC em (3.20) e CA em (3.21). A combinação para falta trifásica esta presente em (3.22).

A operação matricial (3.15) pode ser reduzida a uma operação de 3 elementos, representada por $\dot{IP}_{abc}$, $C$, que engloba os valores de admitância e tipo de falta, e $\dot{X}_{fabc}$, que representa os valores de falta de tensão e corrente, conforme (3.23).

$$Z_{eq_{abc_n}} = Z_{Th_n} + \sum^{n} Z_{l_{abc_n}} \tag{3.11}$$

$$\dot{V}_{s_{abc}} = (Z_{eq_{abc}} + Z_{f_{abc}}) \cdot \dot{I}_{f_{abc}} + \dot{V}_{f_{abc_x}} + \dot{V}_{f_{g_x}} \tag{3.12}$$

$$Y = (Z_{eq_{abc}} + Z_{f_{abc}})^{-1} \tag{3.13}$$

$$\dot{IP}_{abc} = \dot{I}_{f_{abc}} + Y \cdot (\dot{V}_{f_{abc_x}} + \dot{V}_{f_{g_x}}) \tag{3.14}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{IP}_a \\ \dot{IP}_b \\ \dot{IP}_c \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & Y_{1,1} & Y_{1,2} & Y_{1,3} & Y_{s_1} \\ 0 & 1 & 0 & Y_{2,1} & Y_{2,2} & Y_{2,3} & Y_{s_2} \\ 0 & 0 & 1 & Y_{3,1} & Y_{3,2} & Y_{3,3} & Y_{s_3} \\ C_{4,1} & C_{4,2} & C_{4,3} & C_{4,4} & C_{4,5} & C_{4,6} & C_{4,7} \\ C_{5,1} & C_{5,2} & C_{5,3} & C_{5,4} & C_{2,5} & C_{5,6} & C_{5,7} \\ C_{6,1} & C_{6,2} & C_{6,3} & C_{6,4} & C_{6,5} & C_{6,6} & C_{6,7} \\ C_{7,1} & C_{7,2} & C_{7,3} & C_{7,4} & C_{7,5} & C_{7,6} & C_{7,7} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{f_a} \\ \dot{I}_{f_b} \\ \dot{I}_{f_c} \\ \dot{V}_{f_{a_x}} \\ \dot{V}_{f_{b_x}} \\ \dot{V}_{f_{c_x}} \\ \dot{V}_{f_g} \end{bmatrix} \tag{3.15}$$

$$A : \dot{V}_{f_{a_x}} = \dot{I}_{f_a} = \dot{I}_{f_b} = 0 \rightarrow C_{4,4} = C_{5,3} = C_{6,2} = C_{7,7} = 1 \tag{3.16}$$

$$B : \dot{V}_{f_{b_x}} = \dot{I}_{f_a} = \dot{I}_{f_c} = 0 \rightarrow C_{4,5} = C_{5,2} = C_{6,3} = C_{7,7} = 1 \tag{3.17}$$

$$C : \dot{V}_{f_{c_x}} = \dot{I}_{f_a} = \dot{I}_{f_b} = 0 \rightarrow C_{4,6} = C_{5,1} = C_{6,2} = C_{7,7} = 1 \tag{3.18}$$

$$AB : \dot{V}_{f_{a_x}} = \dot{V}_{f_{b_x}} = \dot{I}_{f_c} = \dot{I}_{f_a} + \dot{I}_{f_b} = 0 \rightarrow C_{4,4} = C_{5,5} = C_{6,2} = C_{7,1} = C_{7,3} = 1 \tag{3.19}$$

$$BC : \dot{V}_{f_{b_x}} = \dot{V}_{f_{c_x}} = \dot{I}_{f_a} = \dot{I}_{f_b} + \dot{I}_{f_c} = 0 \rightarrow C_{4,4} = C_{5,6} = C_{6,2} = C_{7,1} = C_{7,3} = 1 \tag{3.20}$$

$$CA : \dot{V}_{f_{c_x}} = \dot{V}_{f_{a_x}} = \dot{I}_{f_b} = \dot{I}_{f_c} + \dot{I}_{f_a} = 0 \rightarrow C_{4,4} = C_{5,3} = C_{6,2} = C_{7,2} = C_{7,3} = 1 \tag{3.21}$$

$$ABC : \dot{V}_{f_{a_x}} = \dot{V}_{f_{b_x}} = \dot{V}_{f_{c_x}} = \dot{I}_{f_a} + \dot{I}_{f_b} + \dot{I}_{f_c} = 0 \rightarrow C_{4,4} = C_{5,5} = C_{6,6} = C_{7,1} = C_{7,2} = C_{7,3} = 1 \tag{3.22}$$

$$\dot{X}_{fabc} = C^{-1} \cdot \dot{IP}_{abc} \tag{3.23}$$

### 3.2.2 Método MI híbrido

O método MI híbrido é uma modificação do presente no item 3.2.1 com o objetivo de calcular a contribuição da corrente de curto-circuito fornecidas por fontes GDBI não balanceadas, que modifica a (3.12) conforme mostrado em (3.24), onde $\dot{V}_{s_{abc}}$ é a tensão de um dos geradores do sistema de $n$ nós, conforme sistema modelo presente em Fig. 7.

Realizando a mesma simplificação do item anterior, multiplicação pela matriz de admitância do sistema $Y$, obtém-se a equação matricial de (3.25), cuja combinação por tipo de falta é informada em (3.26-3.32).

Assim como a metodologia anterior, as variáveis de saída são obtidas por (3.23). Esta metodologia utiliza do princípio da superposição [70] para calcular o fornecimento de corrente provindo das unidades de GDBI de forma individual e em seguida realizar o somatório, vide (3.33). O fluxograma do método está presente na Fig. 8.

$$\dot{V}_{s_{abc}} = (Z_{eq_{abc}} + Z_{f_{abc}}) \cdot \dot{I}_{f_{abc}} + \dot{V}_{f_{abc_x}} + \dot{V}_{g_{abc_x}} \tag{3.24}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{IP}_a \\ \dot{IP}_b \\ \dot{IP}_c \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{1,1} & Y_{1,2} & Y_{1,3} \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{2,1} & Y_{2,2} & Y_{2,3} \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & Y_{3,1} & Y_{3,2} & Y_{3,3} \\ -Z_{f_a} & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & -Z_{f_b} & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -Z_{f_c} & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \\ C_{7,1} & C_{7,2} & C_{7,3} & 0 & 0 & 0 & C_{7,7} & C_{7,8} & C_{7,9} \\ C_{8,1} & C_{8,2} & C_{8,3} & 0 & 0 & 0 & C_{8,7} & C_{8,8} & C_{8,9} \\ C_{9,1} & C_{9,2} & C_{9,3} & 0 & 0 & 0 & C_{9,7} & C_{9,8} & C_{9,9} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{f_a} \\ \dot{I}_{f_b} \\ \dot{I}_{f_c} \\ \dot{V}_{f_{a_x}} \\ \dot{V}_{f_{b_x}} \\ \dot{V}_{f_{c_x}} \\ \dot{V}_{g_{a_x}} \\ \dot{V}_{g_{b_x}} \\ \dot{V}_{g_{c_x}} \end{bmatrix} \tag{3.25}$$

$$A : C_{7,2} = C_{8,3} = C_{9,7} = 1 \tag{3.26}$$

$$B : C_{7,1} = C_{8,3} = C_{9,8} = 1 \tag{3.27}$$

$$C : C_{7,1} = C_{8,2} = C_{9,9} = 1 \tag{3.28}$$

$$AB : C_{7,1} = C_{7,2} = C_{8,3} = C_{9,7} = 1, C_{8,9} = -1 \tag{3.29}$$

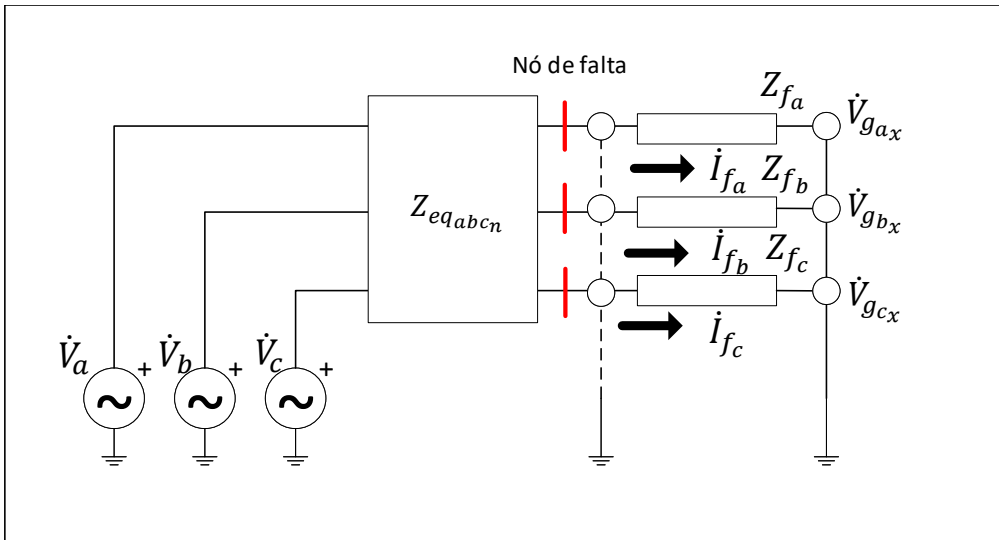
$$BC : C_{8,1} = C_{7,2} = C_{7,3} = C_{8,9} = 1, C_{9,9} = -1 \tag{3.30}$$

$$CA : C_{7,1} = C_{7,3} = C_{8,1} = C_{9,7} = 1, C_{9,9} = -1 \tag{3.31}$$

$$ABC : C_{7,7} = C_{8,8} = C_{9,9} = 1 \tag{3.32}$$

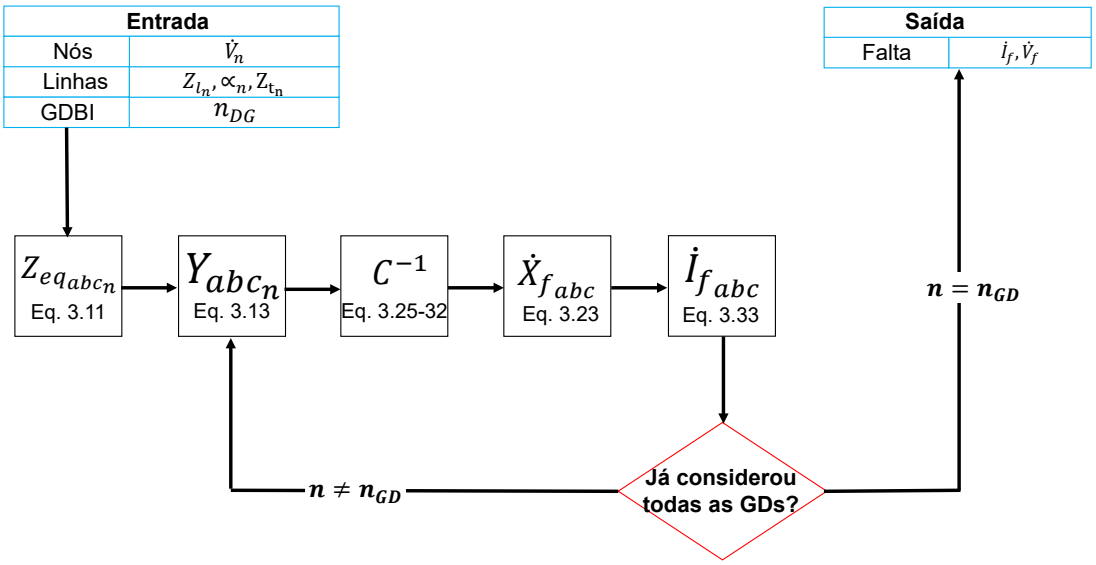
$$\dot{\mathrm{I}}_{f_{abc}} = \sum^{n} (\dot{\mathrm{I}}_{f_x} + \dot{\mathrm{I}}_{f_{GD_{n_{abc}}}}) \tag{3.33}$$

Figura 7 – Modelo de sistema trifásico em falta.




Fonte: Próprio autor.

Figura 8 – Fluxograma do método MI híbrido.




Fonte: Próprio autor.

# 4 Metodologia proposta

A metodologia proposta considera cada unidade de GD como uma fonte de corrente controlada por tensão [71], com justificativa deste modelo garantir celeridade no cálculo numérico e ser de fácil aderência ao sistema proposto, contemplando a curva de capacidade do GDBI da categoria B e os modos de operação: tensão por fator de potência e tensão por corrente, sob condições normais e anormais, como um curto-circuito, por exemplo.

A proposta se difere dos demais trabalhos do grupo, pois adapta matematicamente o modelo da GD nas curvas dos modos de operação, com os cálculos de fluxo de potência e curto-circuito. Assim, fornece uma base numérica para implementação de um programa genérico que pode ser implementado em outras plataformas de simulação.

O problema de fluxo de potência foi resolvido usando o Método VDI, considerando os diferentes tipos de cargas: corrente, impedância e potência aparente contante, componentes das linhas e dos nós; enquanto o curto-circuito será obtido pelo método híbrido da matriz de impedância, considerando os diferentes tipos de falta.

A entrada de dados será baseada nos alimentadores do IEEE, modificados para situações com alta penetração de GD, em que cada carga possui um GDBI associado e fornecendo um percentual fixo da potência ativa da carga.

## 4.1 Modelo da GD

O modelo convencional trata a GD como um gerador síncrono. A proposta é substituir esse modelo por uma fonte de corrente controlada por tensão, devido ao fato de que trabalhos recentes mostrarem que esta escolha fornece maior velocidade de processamento e ágil implementação para obter o fluxo de potência [46] e curto-circuito [72].

O paralelo entre os modelos é mostrado nas equações (4.1) e (4.2), onde as grandezas elétricas fornecidas pela GD são: a corrente $\dot{I}^*_{GD_n}$, a potência ativa $P_{GD_n}\angle\phi$ e a tensão do nó $\dot{V}_n$. O sistema corresponde é mostrado na Fig. 9 com fonte de tensão e Fig. 10 para fonte de corrente. Conforme informado, a escolha pelo modelo de fonte de corrente advém da celeridade no cálculo numérico e ser de fácil implementação nos cálculos propostos nos itens futuros 4.2 e 4.3.

As cargas $\dot{S}_{c_1}$, $\dot{S}_{c_2}$ e $\dot{S}_{c_3}$ são, respectivamente, de impedância, corrente e potência constante, conforme (4.3). As correntes que circulam no sistema têm soma igual a zero, sendo $\dot{I}_G$ as correntes geradas, $\dot{I}_L$ as consumidas e $\dot{I}_D$ as transmitidas. Para diminuir o esforço matemático se usa a admitância em vez da impedância, como mostrado em (4.4). Para o sistema de referência, a potência transmitida pode ser escrita conforme (4.5), e

considerando o tipo de cada carga na forma matricial (4.6).

A aplicação deste modelo para o cálculo do fluxo de potência, com ganho no tempo de processamento de 100,93% quando comparado ao MATLAB/Simulink no sistema IEEE de 13 nós foi o assunto do artigo *Power Flow Analysis on Networks with High Integration of Distributed Photovoltaic Generation* publicado no ISGT-2019 pelo autor [37], durante o doutorado.

$$\dot{I}^*_{GD_n} = \frac{P_{GD_n}\angle\phi}{cos(\phi)\cdot V_n\angle\theta} = \dot{I}^*_{GD_n} = \frac{P_{GD_n}\angle\phi}{cos(\phi)\cdot \dot{V}_n} = \frac{S_{GD_n}\angle\phi}{\dot{V}_n} \tag{4.1}$$

$$S_{GD_n}\angle\phi = \dot{V}_n \cdot \dot{I}^*_{GD_n} \tag{4.2}$$

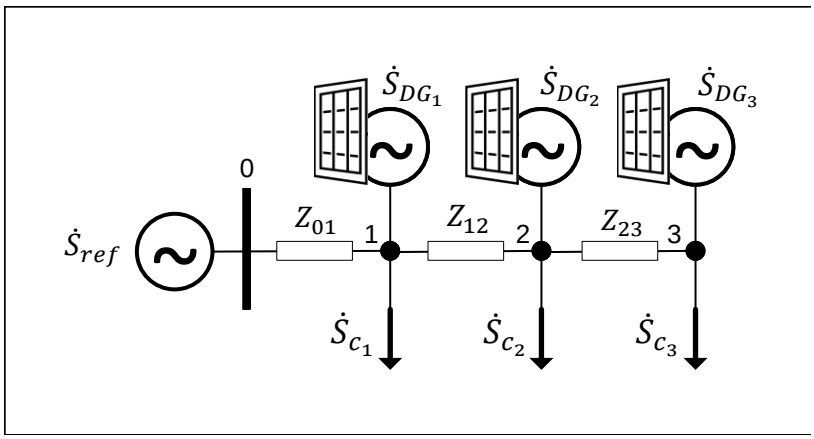
$$\dot{S}_c = \dot{S}_{c_1} + \dot{S}_{c_2} + \dot{S}_{c_3} = \dot{S}^Z_c + \dot{S}^I_c + \dot{S}^P_c \tag{4.3}$$

$$\dot{I}_G - \dot{I}_L - \dot{I}_D = 0 -> \dot{I}_D = Y\cdot\dot{V} = \dot{I}_G - \dot{I}_L \tag{4.4}$$

$$\dot{S_D} = \dot{V}\cdot Y^*\cdot\dot{V}^* = \sum_{n=1}^{3}(\dot{S}_{G_n} - \dot{S}_{L_n}) \tag{4.5}$$

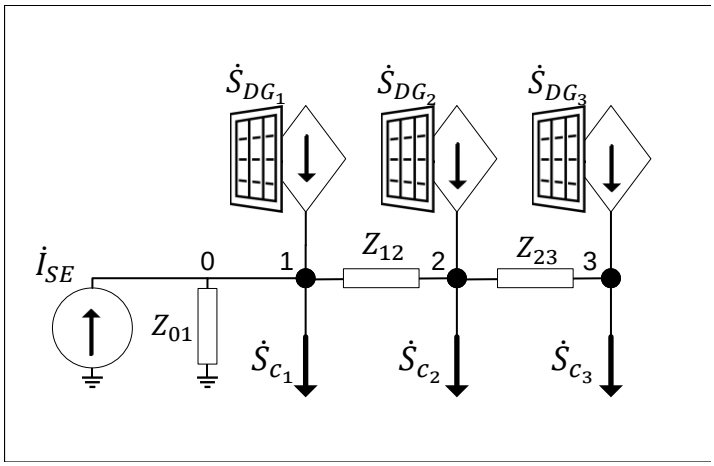
$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1 & 0 & 0 \\ 0 & \dot{V}_2 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{V}_3 \end{bmatrix} \cdot Y^*_{3x3} \begin{bmatrix} \dot{V}^*_1 \\ \dot{V}^*_2 \\ \dot{V}^*_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_1\cdot Y^*_{01} + S_{GD_1}\angle\phi_1 - \dot{S}_{L_1}\cdot\dot{V}_1\cdot\dot{V}^*_1 \\ S_{GD_2}\angle\phi_2 - \dot{S}_{L_2}\cdot\dot{V}_2 \\ S_{GD_3}\angle\phi_3 - \dot{S}_{L_3} \end{bmatrix} \tag{4.6}$$

Figura 9 – Exemplo de sistema com 3 nós com modelo atual.




Fonte: Próprio autor.

Figura 10 – Exemplo de sistema com 3 nós com modelo fasorial.




Fonte: Próprio autor.

## 4.2 Método VDI com GDBI

Para obter o perfil de tensão, necessário para avaliar o comportamento do sistema, será usado o método proposto, que se diferencia da referência, apresentado no item 3.1, por considerar a existência da unidade de GD em cada nó, cujo modelo foi apresentado no item 4.1.

A contribuição de potência ativa que a unidade de GDBI presente em cada nó do sistema irá fornecer é uma grandeza elétrica representada por $\kappa_A$ e poderá ter o mesmo módulo para cada nó de distribuição, em caso de estudos de sistema com o mesma taxa de penetração.

A contraparte de $\kappa_A$ é o parâmetro de potência reativa, $\kappa_R$. Esta variável significa o quanto de potência reativa de cada carga o GDBI está fornecendo. O $\kappa_R$ é obtido, em função da potência ativa, reativa e do $\kappa_A$ da GD, conforme (4.7), onde o valor inicial do fator de potência $fp$ é 1.

O $\kappa_R$ é limitado de acordo com a Categoria B, conforme (4.8), e é baseado na Fig. 3 e utilizado para obter a potência aparente de cada nó do sistema de distribuição, presente na (4.9).

A próxima etapa do cálculo do fluxo de potência é obter a corrente do nó, baseado no tipo de carga, conforme as equações (3.2) a (3.7), para em seguida ser usada na obtenção da corrente de linha, $\dot{I}_n$ por (3.8), e por fim na tensão do nó, $\dot{V}_{n_{abc}}$ em (3.9).

Assim como no método VDI convencional, a metodologia proposta fica em laço baseado na tolerância, obtida pela diferença entre a tensão obtida na interação anterior com a presente, (3.10). Ao fim desta etapa, o valor de tensão é utilizado para calcular o

fator de potência e, em consequência, o modo de operação, conforme (4.10), baseado em Fig. 5.

Se o $pf$ e a tensão do nó não atenderem às condições da curva de operação $V \times fp$, o novo valor de $pf$ será inserido em (4.7), reiniciando o processo iterativo. O cálculo permanecerá neste laço até que as tensões dos nós e o fator de potência das unidades de GD estejam conforme os parâmetros da curva GDBI, de acordo com o descrito no fluxograma da Fig. 11.

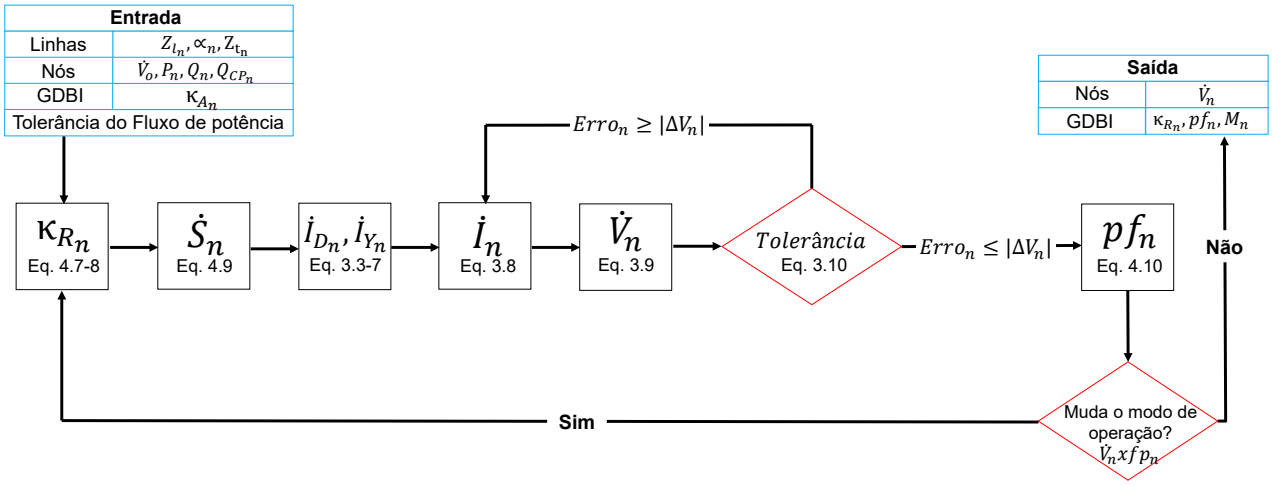
$$\kappa'_{R_{n_{abc}}} = \frac{\kappa_{A_{n_{abc}}} \cdot P_{n_{abc}} \cdot (1 - pf_{n_{abc}})}{pf_{n_{abc}} \cdot j \cdot Q_{n_{abc}}} \tag{4.7}$$

$$\kappa_{R_{n_{abc}}} = \begin{cases} 0,44, & \kappa'_{R_{n_{abc}}} \geq 0,44 \\ \kappa'_{R_{n_{abc}}}, & -0,44 < \kappa'_{R_{n_{abc}}} < 0,44 \\ -0,44, & \kappa'_{R_{n_{abc}}} \leq -0,44 \end{cases} \tag{4.8}$$

$$\dot{S}_{n_{abc}} = (1 - \kappa_{A_{n_{abc}}}) \cdot P_{n_{abc}} + j \cdot (Q_{n_{abc}} - Q_{cp_{abc}}) \cdot (1 - \kappa_{R_{n_{abc}}}) \tag{4.9}$$

$$pf_{n_{abc}} = \begin{cases} 0,9, & 0 \leq |\dot{V}_{n_{abc}}| \leq 0,1, M_1 \\ 0,9, & 0,1 < |\dot{V}_{n_{abc}}| \leq 0,5, M_2 \\ 0,33 \cdot |\dot{V}_{n_{abc}}| + 0,73, & 0,5 < |\dot{V}_{n_{abc}}| \leq 0,8, M_3 \\ 1,0, & 0,8 < |\dot{V}_{n_{abc}}| \leq 1,0, M_4 \\ -1,22 \cdot |\dot{V}_{n_{abc}}| + 2,22, & 1 < |\dot{V}_{n_{abc}}| \leq 1,1, M_5 \end{cases} \tag{4.10}$$

Figura 11 – Fluxograma do método VDI com GDBI.




Fonte: Próprio autor.

## 4.3 Método MI Híbrido com GDBI

Seguindo a mesma lógica do item 4.2, para realizar o curto-circuito do sistema, necessário para avaliar o comportamento das grandezas da rede em situação de falha, será utilizada a metodologia proposta considerando o comportamento do GDBI.

Esta se diferencia na mostrada no item 3.2.2 por considerar o modo de operação da unidade de GDBI, conforme Fig. 4. O método, assim como o de referência, recebe as informações do perfil de tensão vindas do cálculo do fluxo de potência, obtidos pelo item anterior.

Assim ao obter as grandezas de saída, presentes no vetor $\dot{X}_{f_{abc}}$ da (3.16) se obtém a corrente de falta $\dot{I}_{f_{abc}}$, que pelo princípio da superposição terá o acréscimo da contribuição de cada GDBI. O valor obtido será subtraído do anterior e comparado a uma tolerância pré estabelecida, conforme (4.11). Não atendendo a tolerância, o valor atual é definido como referência e reinicia a avaliação se todas as contribuições das unidades de GDBI ocorreram. Atento que na primeira interação a tolerância é sempre atendida.

Na etapa seguinte, substitui os valores das correntes e tensões de falta, $\dot{I}_{f_{abc}}$ e $\dot{V}_{f_{abc}}$, ao sistema de equações presente em (4.12), buscando obter o modo de operação de cada GDBI, conforme evidenciado no fluxograma da Fig. 12.

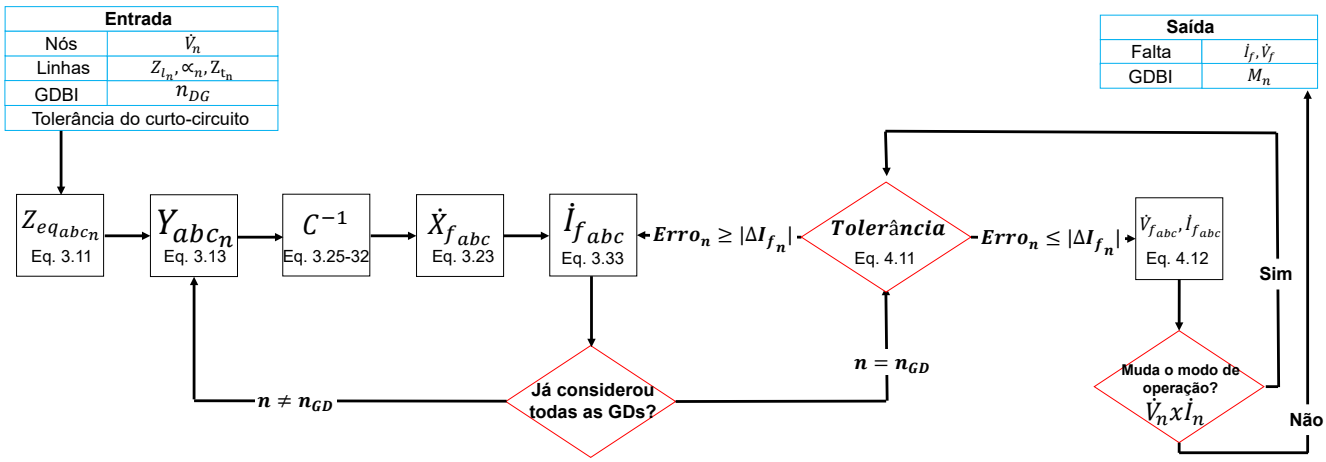
Caso essas grandezas elétricas estejam fora do intervalo da curva faz-se necessário desconectar a GD do sistema, condições presentes no Modo 6, $M_6$, visto que o comportamento do gerador estará fora do intervalo de operação definido pela norma. O sistema permanece neste laço até que o modo não se modifique e os valores obtidos fiquem dentro da tolerância definida. Caso estas restrições não sejam atendidas, o programa volta ao cálculo da corrente de falta.

A aplicação deste modelo, de forma simplificada, para o cálculo do curto-circuito no sistema IEEE de 13 e 34 nós foi o assunto do artigo *Use of the Particle Swarm Technique to Optimize Parameters of Photovoltaic Generators on Networks with High Integration of Distributed Generation* publicado no SBSE-2020 pelo autor, durante o doutorado

$$Tolerância = \sum^{n}(|\dot{I}_{f_{n_{abc}}}^{''}| - |\dot{I}_{f_{n_{abc}}}^{'}|) \tag{4.11}$$

$$|\dot{I}_{f_{abc}}| = \begin{cases} 0, & 0 \leq |\dot{V}_{f_{abc}}| \leq 0,1, M_1 \\ 2, & 0,1 < |\dot{V}_{f_{abc}}| \leq 0,5, M_2 \\ -2,5 \cdot |\dot{V}_{f_{abc}}| + 3,25, 0,5 < |\dot{V}_{f_{abc}}| \leq 0,8, M_3 \\ -1,25 \cdot |\dot{V}_{f_{abc}}| + 2.25, 0,8 \leq |\dot{V}_{f_{abc}} \leq 1,0, M_4 \\ -1 \cdot |\dot{V}_{f_{abc}}| + 2,1 < |\dot{V}_{f_{abc}}| \leq 1,1, M_5 \\ 0, |\dot{V}_{f_{abc}}| > 1,1, M_6 \end{cases} \tag{4.12}$$

Figura 12 – Fluxograma do método MI híbrido com GDBI.




Fonte: Próprio autor.

## 4.4 Sistema computacional

O sistema proposto permite a simulação de diferentes redes de distribuição com GDBI baseado nos alimentadores do IEEE, utilizando a linha de comando da plataforma MATLAB. Para a montagem do programa, as premissas estabelecidas foram:

a) A configuração do sistema é no formato de matriz, conforme Fig. 13;

b) A representação é posta de cima para baixo, esquerda para a direita;

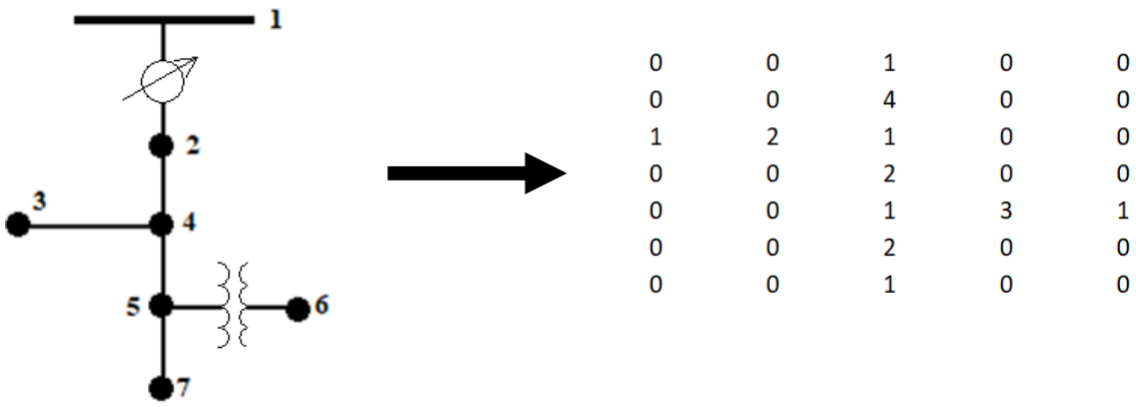
c) A barra de referência sempre deve estar na primeira linha;

d) O nó é representado por 1, a linha por 2, o transformador por 3, o regulador de tensão (RT) por 4 e o vazio por 0.

Na Fig. 13, a rede de 7 nós, que é um exemplo para ilustrar a representação da entrada de dados, possui um RT entre os nós 1 e 2 e um transformador entre 5 e 6. A disposição dos dados na matriz de configuração ocorre em relação a ramo principal. Esta é uma característica que deve ser seguida para que a leitura da topologia ocorra de forma adequada. Sistemas com número significativo de nós devem ser ajustados para que o ramo principal seja posto de forma contínua, conforme mostrado em Fig. 14, em um exemplo com 34 nós.

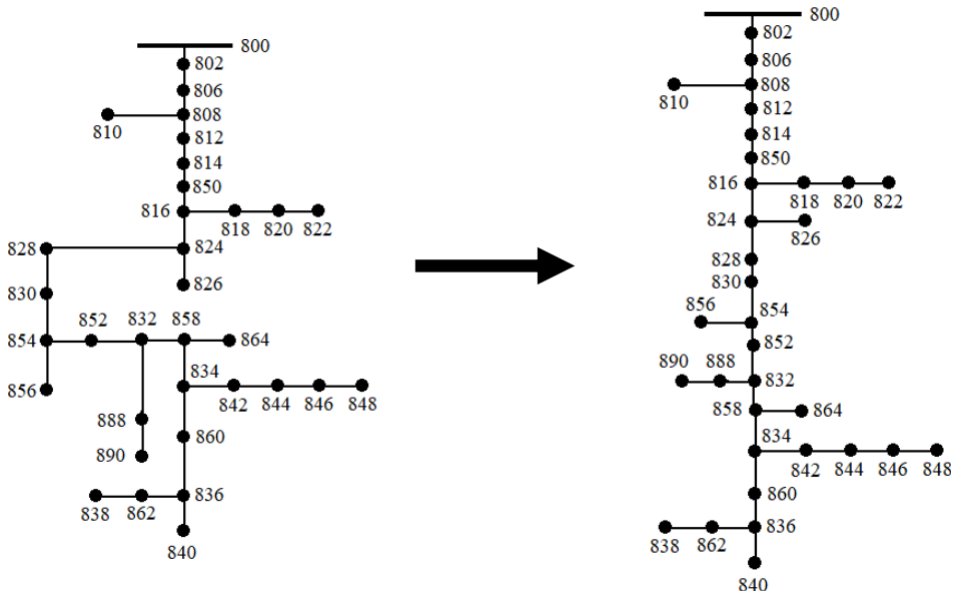
Como a entrada de dados da topologia é na forma matricial regular, faz-se necessário em sistemas com vários nós de ligações multidirecionais, que sejam ramificados em nós fictícios, dividindo a carga de forma igualitária, e inserindo impedância de linha nula entre eles. É importante ressaltar que os valores obtidos de perfil de tensão e curto-circuito destes nós devem ser avaliados de forma independente.

Figura 13 – Exemplo de matriz de configuração com os itens dos nós e das linhas.




Fonte: Próprio autor.

Figura 14 – Exemplo de montagem da matriz de configuração.




Fonte: Próprio autor.

A entrada de dados do programa ocorre na sequência de passos informada abaixo pelos itens 1 a 10, com os dados nos seguintes formatos:

1. Configuração;
    a) A matriz de configuração segue o exemplo da Fig. 13;
2. Quantidade de configurações Z/Y;
    a) Número inteiro positivo da quantidade de configurações;
3. Configurações Z/Y:

   a) Informado em matriz 3x3;
   b) Primeiro Y e depois Z, em pu;

4. Distância e configuração das linhas, primeiro a distância (m), nos transformadores o valor será zero, e depois a configuração, repetindo para cada linha;

5. Potência nos nós em Estrela e Delta:
   a) Vetor de 1x3 (VA), considerando capacitores;
   b) $\kappa_A$ das unidades de GDs, em centesimal;
   c) Primeiro em Estrela e depois em Delta;
   d) Tipo de carga (1-S, 2-I e 3-Z);

6. Transformadores:
   a) Configuração, onde se informa a qual transformador as características abaixo serão referentes;
   b) Tipo (1-DYg e 2-YgYg);
   c) Potência (VA);
   d) Tensão de Entrada e Saída (V);
   e) Impedância (Ω);

7. Regulador de Tensão:
   a) Relação de transformação;
   b) Impedância;

8. Tensão (de fase) de referência (kV);

9. Erro, onde o recomendado é 0,001, obtido por testes empíricos;
   a) O valor será utilizado para o cálculo do FP e CC;

10. Dados de Falta:
   a) Vetor de impedância em 1x3;
   b) Nó de falta;

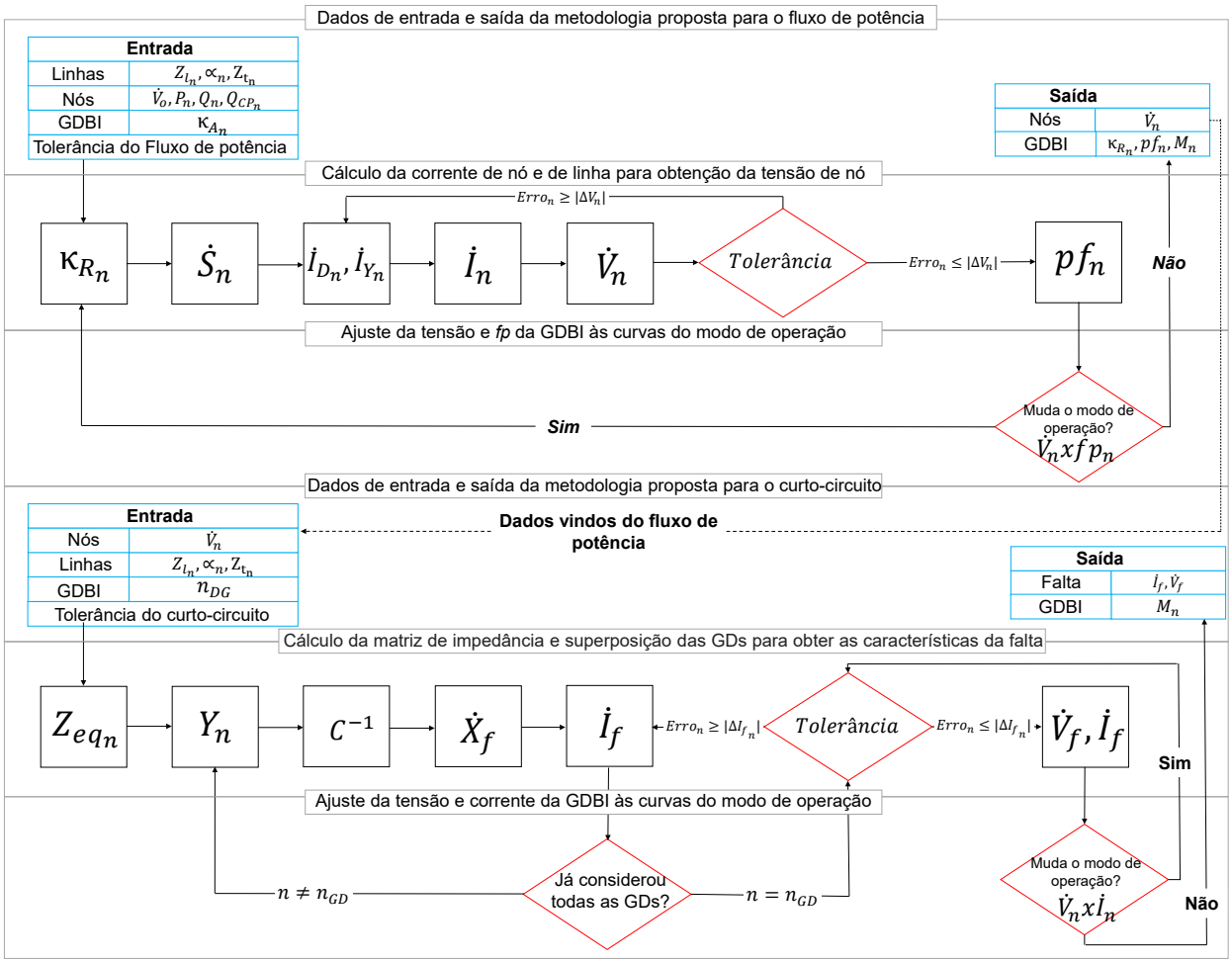
O código da plataforma está presente no endereço: github.com/ lgtonini/IBDG e para utilizar os arquivos com a entrada igual ao do IEEE de 13, 34 e 123 nós, sem a presença de GDBI, execute os arquivos *IEEE-13.mat*, *IEEE-34.mat* ou *IEEE-123.mat* e em seguida o código referente a *Iteração.m*. Os arquivos *IEEE-13.m*, *IEEE-34.m* e *IEEE-123.m* são somente referências para a entrada de dados e não devem ser executados.

Para simular as unidades de GDs nas cargas com 25, 50, 75 e 100% de injeção de potência ativa da DGBI, execute os arquivos *IEEE-13-GD-%.mat*, *IEEE-34-GD-%.mat* ou

*IEEE-123-GD-%.mat* , onde % é o $\kappa_A$ e em seguida o *Iteração.m*. Para outros sistemas é necessário executar o arquivo *Corpo.m* e inserir com os 10 itens listados anteriormente.

O uso deste sistema para o cálculo do fluxo de potência e curto-circuito no sistema IEEE de 13 e 34 nós, integrando as metodologias propostas nos itens 4.2 e 4.3 conforme fluxograma (Fig. 15), foi o assunto do artigo *Load Flow and Short-Circuit Methods for Grids Dominated by Inverter-Based Distributed Generation* publicado na revista Energies (Qualis B1) [73] pelo autor para cumprimento do requisito de defesa da tese de doutorado.

Figura 15 – Fluxograma do método MI e VDI híbrido com GDBI.




Fonte: Próprio autor.

## 4.5 Alimentadores de teste do IEEE

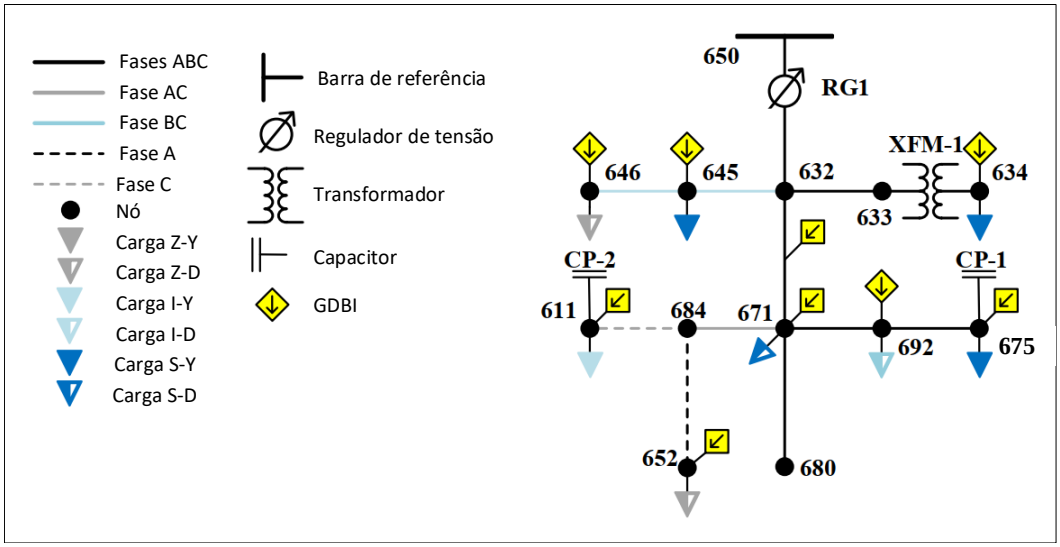
Para validar a metodologia proposta e, em consequência, o programada desenvolvido, foram utilizados como base de dados os alimentadores de teste do IEEE [74]. O perfil de tensão e curto-circuito dos alimentadores deste documento de referência será comparado ao obtido pelo programa em relação ao MATLAB/Simulink, afim de avaliar o erro e o tempo de processamento.

Entre os disponíveis, foram escolhidos o de 13 e 34 nós por estarem presentes em artigos que tratam do impacto da unidade de GDBI no perfil de tensão e curto-circuito [75, 76]. Para expandir os estudos em sistemas maiores será simulado também no 123 nós, visto que artigos recentes avaliam a impactos das unidades de GDs nesta malha [77, 78, 79].

O alimentador de 13 nós é um sistema com a função primária de examinar programas de análise de distribuição, com tensão de referência de 4,16 kV. É uma malha curta, quando comparada aos demais alimentadores. Enquanto o alimentador de 34 nós se baseia no sistema real, localizado no Arizona, com tensão nominal de 24,9 kV. O alimentador de 123 nós, assim como o de 13 nós, opera em uma tensão nominal de 4,16 kV. Sendo utilizado na resolução problemas de queda de tensão com a aplicação de reguladores de tensão e capacitores, sendo classificado como uma malha com considerável capacidade de convergência [80].

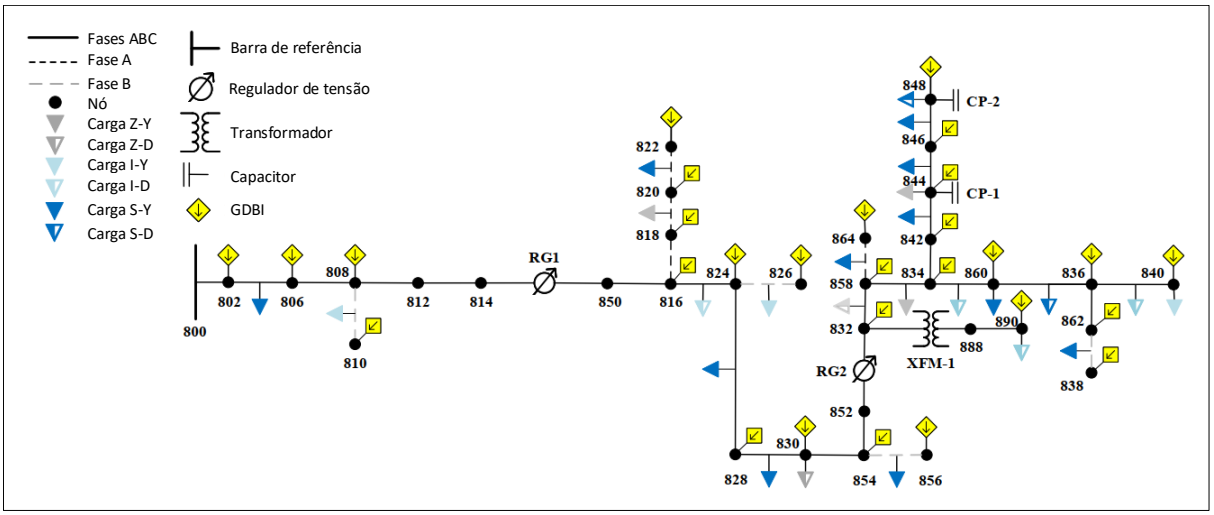
Estas redes possuem, respectivamente, 8, 6 e 114 cargas pontuais e 1 e 19 distribuídas, não há carga distribuída no 123 nós, com impedância, corrente e potência aparente constante, com tipos de configuração delta e estrela, além de capacitores associado nos nós. Nas linhas, além das impedâncias, apresentam transformadores e reguladores de tensão, conforme apresentado, respectivamente, na Fig. 16, Fig. 17 e Fig. 18. Para representar um cenário com alta penetração de GD, cada nó com uma carga tem uma unidade de GDBI associado por fase.

Figura 16 – Alimentador IEEE de 13 nós com alta presença de GDBI.



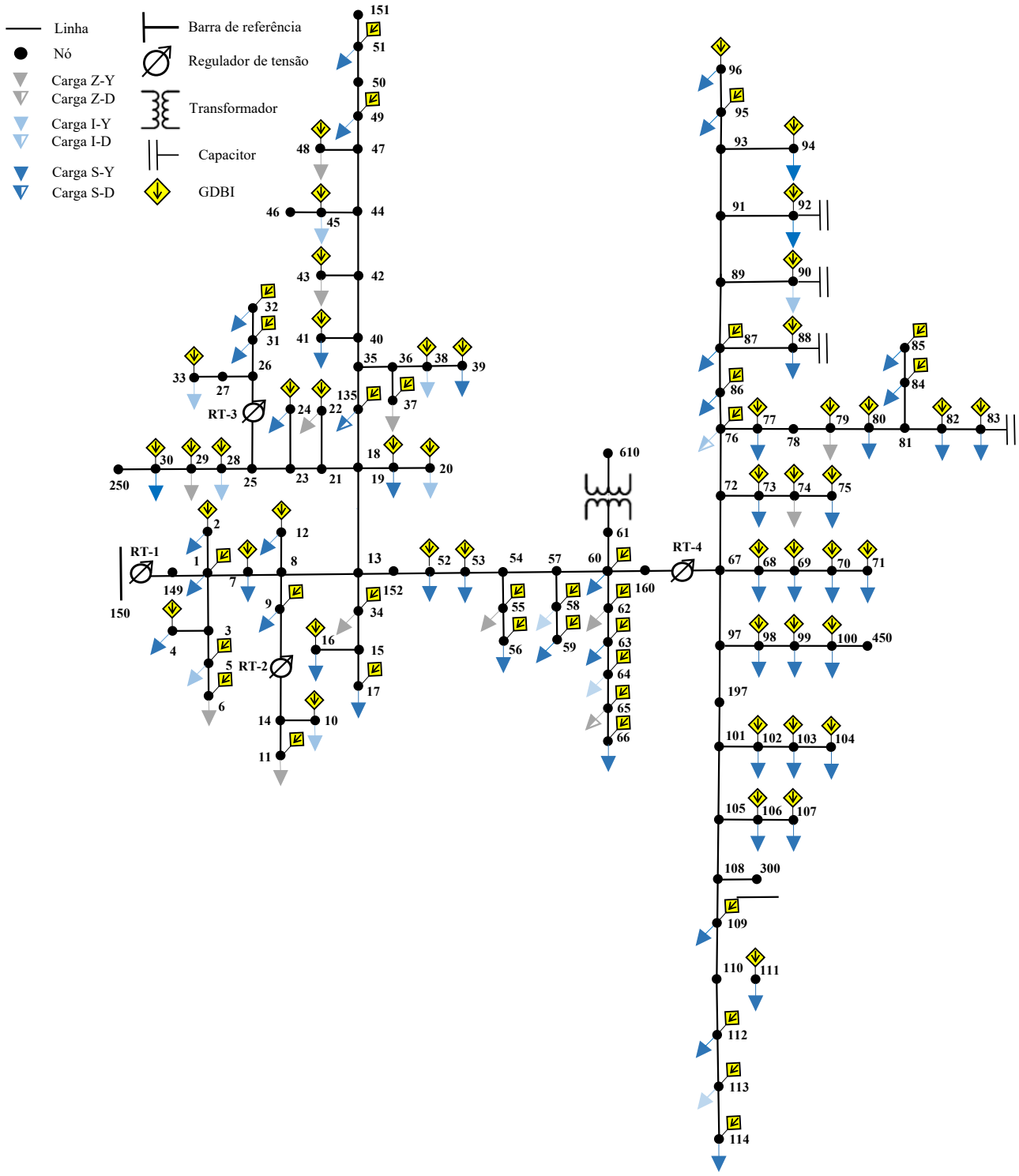

Fonte: Próprio autor.

Figura 17 – Alimentador IEEE de 34 nós com alta presença de GDBI.




Fonte: Próprio autor.

Figura 18 – Alimentador IEEE de 123 nós com alta presença de GDBI.




Fonte: Próprio autor.

# 5 Resultados e Discussões

## 5.1 Fluxo de potência

A análise do perfil de tensão das unidades de GDs, obtido por meio da metodologia apresentada no item 4.2, descrito no fluxograma da Fig. 11, ocorrerá por aumento da potência ativa injetada, para 0% (situação sem a presença de GDBI), 25%, 50%, 75% e 100% de $\kappa_A$, para cada nó com GDBI, usando como referência os alimentadores IEEE de 13 e 34 nós, enquanto para o de 123 nós a análise será em 0%, 25% e 100% de $\kappa_A$.

O perfil de tensão foi comparado com os valores de saída presente no artigo de referência das simulações utilizando o MATLAB/Simulink [38, 48], conforme respectivas Fig. 19, Fig. 22 e Fig. 25, para 13, 34 e 123 nós.

Em todos os testes realizados, a metodologia proposta foi capaz convergir para um resultado dentro da tolerância do erro e obter dados de saída válidos: atendendo as curvas de Fig. 3 e Fig. 5. O tempo de simulação para o alimentador de 13 nós foi 0,26, 0,58, 0,93 e 1,06 segundos, para o de 34 nós foi 1,33, 1,36, 1,80 e 3,93 segundos para 25%, 50%, 75% e 100% de $\kappa_A$, respectivamente, enquanto para o alimentador de 123 nós foi 3,01, 3,27 e 4,35 segundos, para 0%, 25% e 100% de $\kappa_A$. Reforça-se que $\kappa_A$ é um parâmetro de entrada e representa a porcentagem de potência ativa da carga que a GD está injetando.

Os perfis de tensão para os sistemas de 13 e 34 nós serão exibidos por meio de gráfico tridimensional seguindo a topologia que as malhas apresentam nos documentos do IEEE, enquanto a de 123 nós, devido a extensão, será exibida com os nós no eixo das ordenadas e a tensão no das abcissas, englobando apenas os nós com pelo menos uma GDBI por fase e a barra de referência. Os resultados obtidos representam um ganho de tempo de processamento quando comparado ao modelo do MATLAB/Simulink, como será discutido no próximo item.

### 5.1.1 Alimentador de 13 nós

O erro médio, considerando a tensão em todas as fases, presente na Fig. 19, entre a metodologia proposta com o modelo do MATLAB/Simulink, com um tempo de simulação de 13,88 segundos é de 1,94%, considerando o máximo de injeção de potência ativa, 100% de $\kappa_A$ e evidenciando um ganho em tempo de processamento de 1.209,43%.

O menor erro foi encontrado na fase A, sendo de 0,44%, e a maior em C, de 3,29%. As potências aparentes entre cada fase são semelhantes.

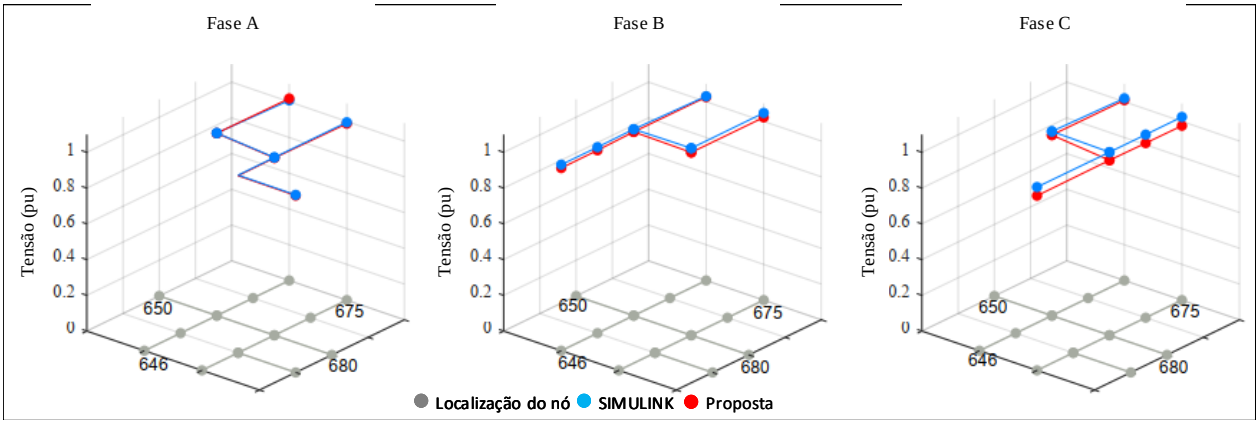
Na Fig. 20, para 13 nós, a mudança no perfil de tensão em relação ao aumento da

penetração da potência ativa pela GDBI, de 25% para 100%, é mais significativo à medida que se afasta da barra de referência, nó 650, para o nó 675, uma vez que a maior diferença ocorre no ramal 671-675, principalmente na fase C.

Independentemente do modo de operação, mostrado na Fig. 21, para penetração de 25% de $\kappa_A$, todos os nós com GD operam no Modo 4, mas com uma injeção máxima de potência, todos os nós com GDBI na fase B operam no Modo 5, enquanto para as fases A e C, os nós 632 e 634, que estão mais próximos da barra de referência, operam no Modo 5.

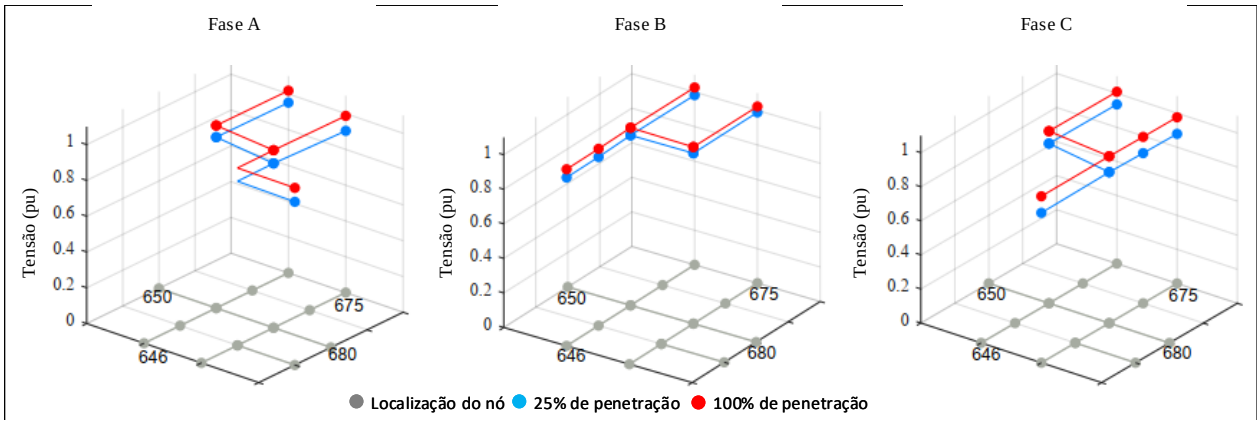
Por fim, conforme Tabela 1 que lista os nós com GD do alimentador dividindo por fase e porcentagem de $\kappa_A$, o $\kappa_R$ atendeu aos limites dos parâmetros de curvas de capabilidade de potência para RED de Categoria B, indicando que o GDBI opera no Modo 5. No Modo 4 não há injeção de potência reativa e assim o $\kappa_R$ é zero. Reforça-se que $\kappa_R$ é uma variável, que representa a porcentagem de potência reativa da carga que a GD está injetando e obtido nas equações (3.33) e (4.1), conforme fluxograma da Fig. 11.

Figura 19 – Perfil de tensão de 13 nós, proposta e MATLAB/Simulink.



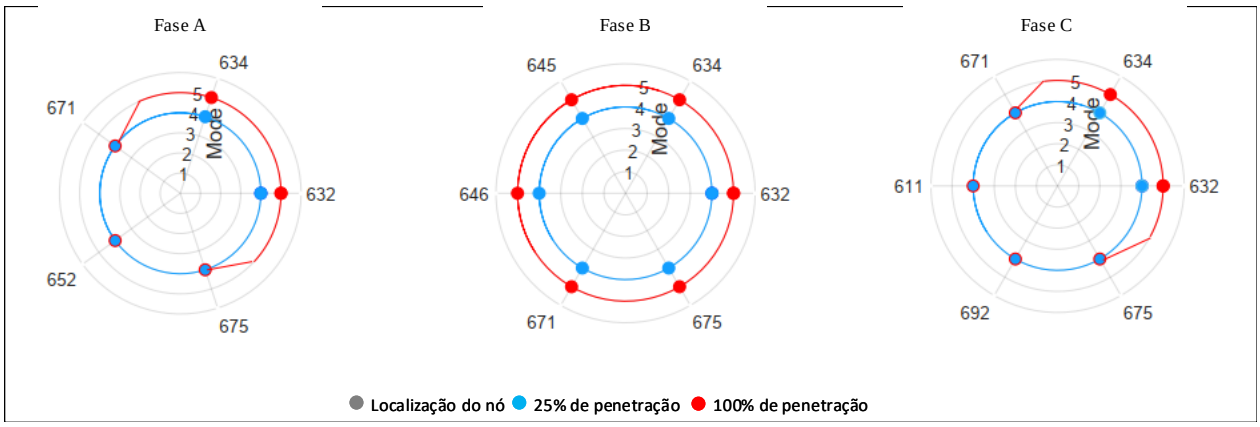

Fonte: Próprio autor.

Figura 20 – Perfil de tensão de 13 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$.




Fonte: Próprio autor.

Figura 21 – Modo de operação de 13 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$.




Fonte: Próprio autor.

Tabela 1 – Valores de $\kappa_R$ para 25 e 100% de $\kappa_A$ do IEEE 13 nós

| $\kappa_A$ | 100% | | | 25% | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Node | Ph-A | Ph-B | Ph-C | Ph-A | Ph-B | Ph-C |
| 611 | - | - | - | - | - | - |
| 632 | 0,0444 | 0,0420 | 0,0389 | - | - | - |
| 634 | 0,0336 | 0,0291 | 0,0271 | - | - | - |
| 645 | - | 0,0194 | - | - | - | - |
| 646 | - | 0,0183 | - | - | - | - |
| 652 | - | - | - | - | - | - |
| 671 | - | 0,0240 | - | - | - | - |
| 675 | - | 0,0151 | - | - | - | - |
| 692 | - | - | - | - | - | - |

### 5.1.2 Alimentador de 34 nós

O erro médio, realizando a mesma consideração anterior, 100% de $\kappa_A$, presente na Fig. 23, entre a metodologia proposta com o modelo MATLAB/Simulink, com um tempo de simulação de 85,88 segundos, é de 2,39%. Na comparação, a metodologia representou uma ganho computacional de 2.185,24%.

Analisando as fases, o valor do erro foi menor na B, sendo 2,18%, possuidora do maior número de cargas, e em consequência, de GDBI. Na fase A e C, o erro foi de 2,46 e 2,70%, respectivamente.

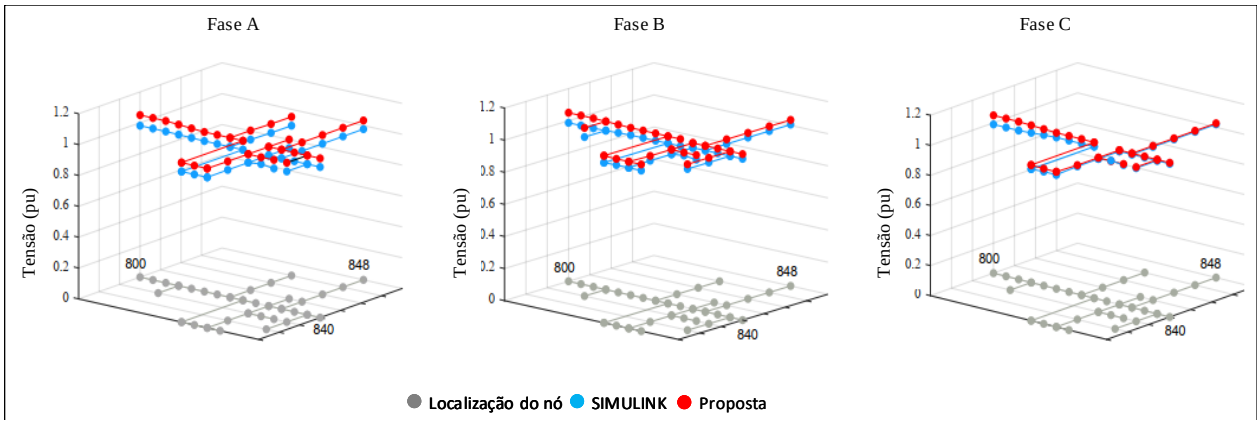
Assim como no sistema do item 6.1.1, no alimentador de 34 nós a variação de tensão é mais significativa à medida que se afasta da barra de referência, nó 800, especialmente deste para o nó 810 para a fase B e 806, para a fase C.

Conforme Fig. 24, para 100% da injeção de $\kappa_A$, todos os nós com GDBI ficam no Modo 5. Enquanto na fase A e no resto dos nós para as fases B e C, para penetração de 25%, no Modo 4, exceto o ramo 802-810 para B e 802-808 para C. Da mesma forma que no sistema anterior, estes nós são os mais próximos do barramento de referência.

Como no anterior, na Tabela 2, o $\kappa_R$ atendeu aos limites dos parâmetros para o DER de Categoria B. No nó 844, conforme destacado em vermelho, o limite do parâmetro B para $\kappa_R$, definido em 0,44, foi alcançado.

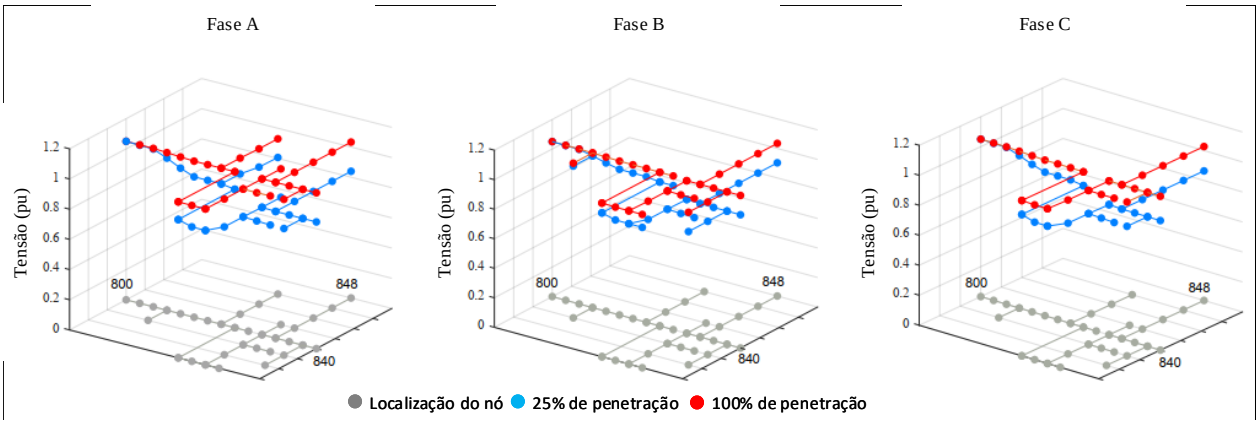
Removendo limitação informada acima, e presente em (4.1), os valores de $\kappa_R$ para este nó se tornam 0,7647, 0,5789 e 0,4568, para as fases A, B e C, respectivamente, e reduz o tempo de simulação para 2,97 segundos, uma redução de 24% quando comparada com a versão restrita.

Figura 22 – Perfil de tensão de 34 nós, proposta e MATLAB/Simulink.



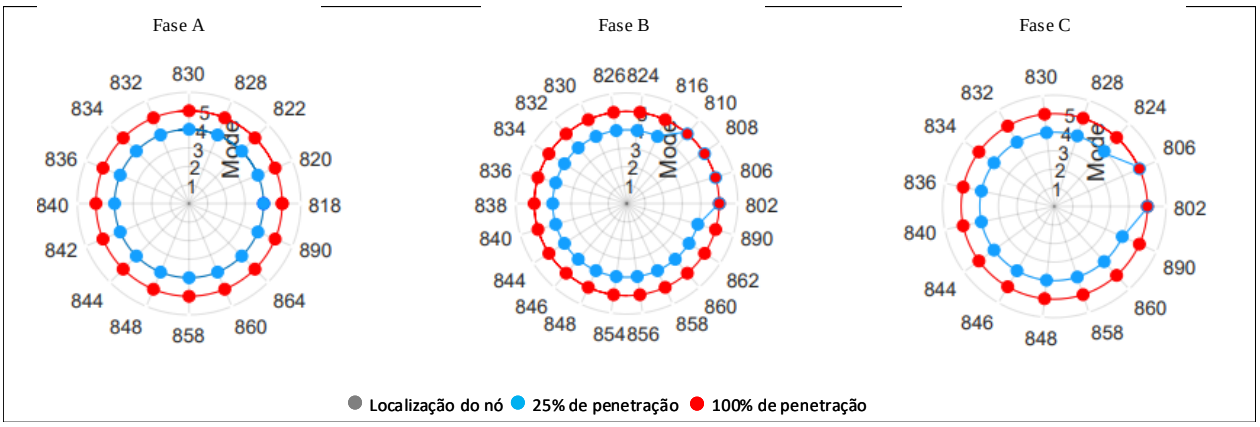

Fonte: Próprio autor.

Figura 23 – Perfil de tensão de 34 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$.




Fonte: Próprio autor.

Figura 24 – Modo de operação de 34 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$.




Fonte: Próprio autor.

Tabela 2 – Valores de $\kappa_R$ para 25 e 100% de $\kappa_A$ do IEEE 34 nós.

| $\kappa_A$ | 100% | | | 25% | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Node | Ph-A | Ph-B | Ph-C | Ph-A | Ph-B | Ph-C |
| 802 | - | 0,1298 | 0,1155 | - | 0,0315 | 0,0276 |
| 806 | - | 0,1295 | 0,1151 | - | 0,0308 | 0,0276 |
| 808 | - | 0,1239 | - | - | 0,0178 | - |
| 810 | - | 0,1240 | - | - | 0,0179 | - |
| 816 | - | 0,1361 | - | - | - | - |
| 818 | 0,0863 | - | - | - | - | - |
| 820 | 0,0720 | - | - | - | - | - |
| 822 | 0,0699 | - | - | - | - | - |
| 824 | - | 0,1085 | 0,0924 | - | - | - |
| 826 | - | 0,1062 | - | - | - | - |
| 828 | 0,0995 | - | 0,0920 | - | - | - |
| 830 | 0,0864 | 0,0988 | 0,1032 | - | - | - |
| 854 | - | 0,0986 | - | - | - | - |
| 832 | 0,0936 | 0,0867 | 0,0673 | - | - | - |
| 858 | 0,0877 | 0,0815 | 0,0632 | - | - | - |
| 834 | 0,0818 | 0,0837 | 0,0653 | - | - | - |
| 842 | 0,0737 | - | - | - | - | - |
| 844 | 0,4400 | 0,4400 | 0,4400 | - | - | - |
| 846 | - | 0,0909 | 0,0610 | - | - | - |
| 848 | 0,0062 | 0,0107 | 0,0050 | - | - | - |
| 860 | 0,0639 | 0,0626 | 0,0578 | - | - | - |
| 836 | 0,0817 | 0,0808 | 0,0626 | - | - | - |
| 840 | 0,0640 | 0,0687 | 0,0422 | - | - | - |
| 862 | - | 0,0859 | - | - | - | - |
| 838 | - | 0,0857 | - | - | - | - |
| 864 | 0,0809 | - | - | - | - | - |
| 890 | 0,0733 | 0,0794 | 0,0602 | - | - | - |
| 856 | - | 0,0987 | - | - | - | - |

### 5.1.3 Alimentador de 123 nós

Buscando validar a metodologia em sistemas maiores, foi comparado a referência do IEEE de perfil de tensão com a metodologia aplicada sem injeção de corrente pelo GDBI, ou seja $\kappa_A$ igual a zero. Conforme Fig. 25, o erro médio é de 1,94%, com o menor erro médio na fase A, sendo de 0,44%, e o maior em C, de 3,29%. Validando o uso da metodologia em sistemas maiores que os dos itens 5.1.1 e 5.1.2.

No ramo 52-56, que é o ramo com maior desbalanceamento de carga, ocorre o maior distanciamento do valor de referência. Este trecho possui linhas de configuração trifásica com cargas monofásicas na fase A para os nós 52, 53 e 55.

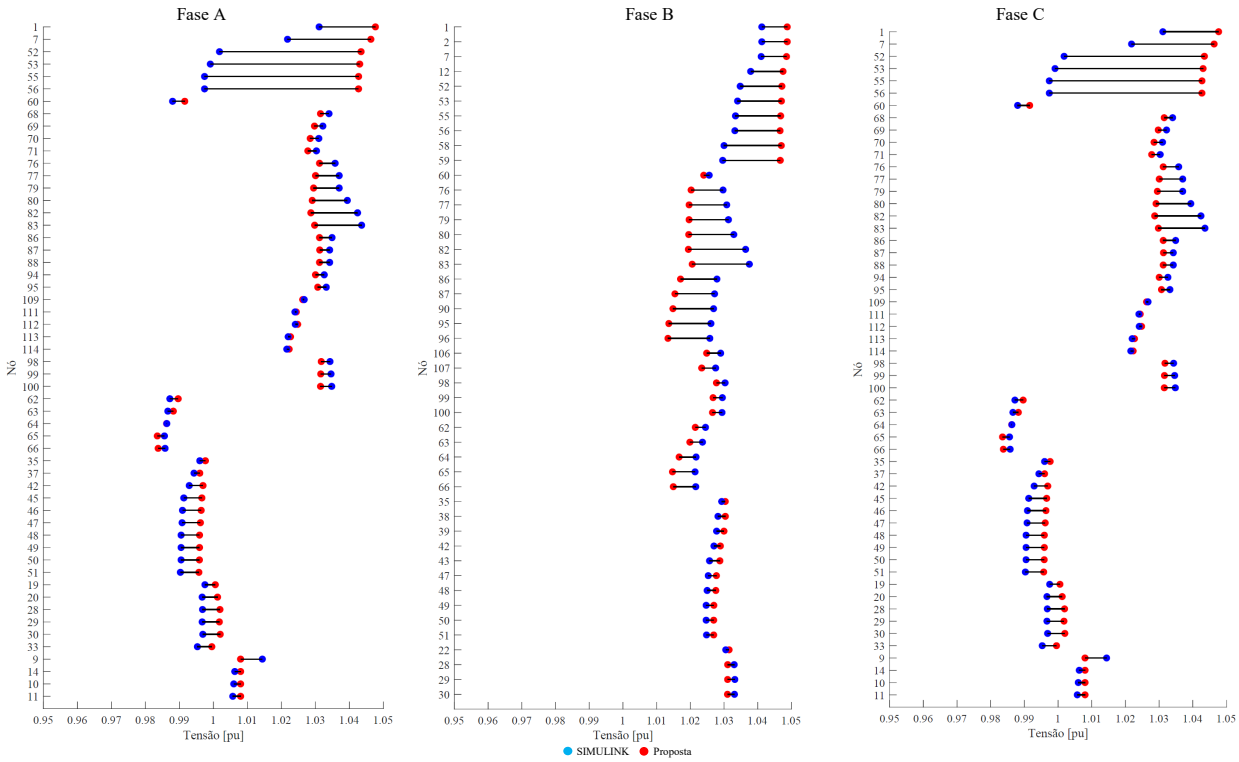
Na Fig. 26, a maior variação de tensão, gerada pelo aumento do $\kappa_A$ ocorre nos nós mais distantes da barra de referência, ramo entre os nós 60 e 114, com destaque para a fase A, que é a com a maior concentração de cargas.

Diferente dos sistemas anteriores, os nós com unidades de GDBI ficam no Modo 5, Fig. 27, resultado esperado visto que mesmo sem injeção de corrente das unidades de GDBI, a maioria dos nós já possuía tensão muito próxima ou superior a 1 pu.

O tempo de processamento da referente malha, com fornecimento de 100% da carga pelas unidades de GDBI no MATLAB/Simulink é de 52 segundos, expressivamente maior que o obtido pela metodologia e representando um ganho computacional de 1.095,40%.

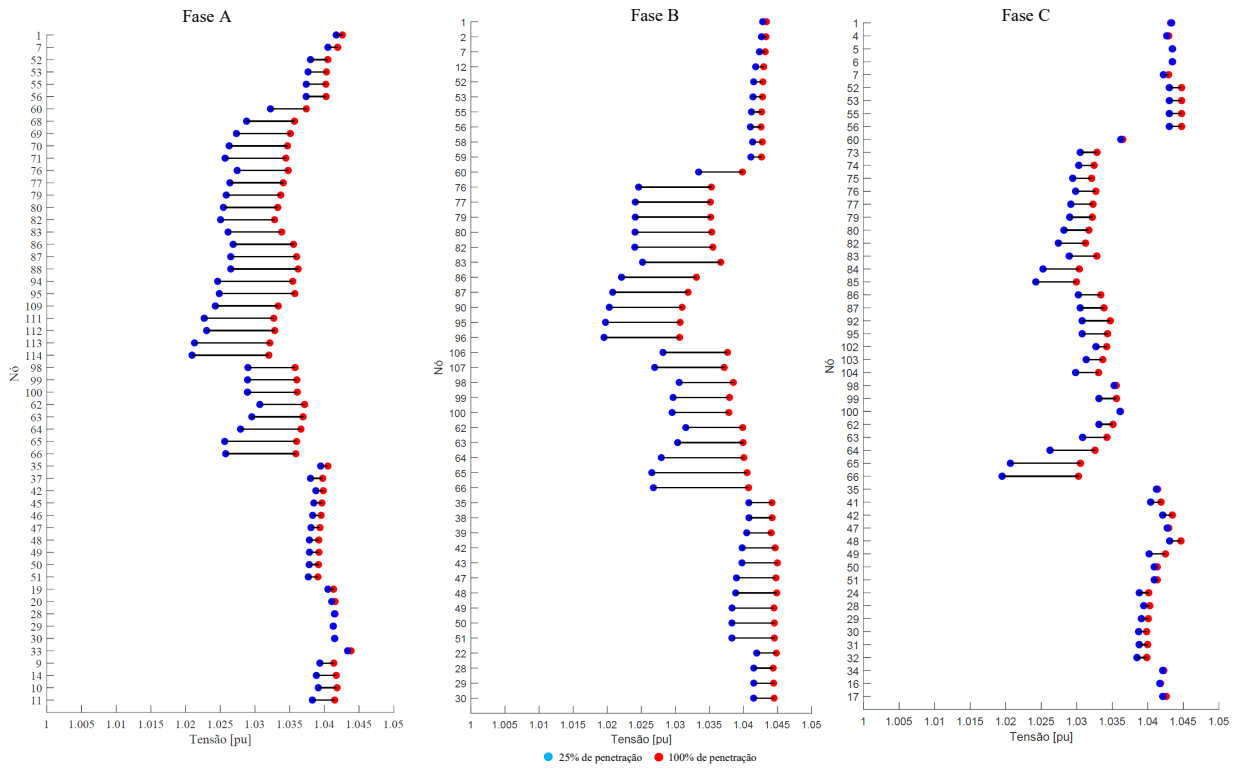
Na Tabela 3, o $\kappa_R$ atendeu aos limites dos parâmetros para o DER de Categoria B, porém diferente do que ocorreu no sistema de 34 nós, não ocorreu extrapolação, dissociando o tamanho da malha com a maior probabilidade de exceder o limite de 0,44.

Figura 25 – Perfil de tensão de 123 nós, proposta e MATLAB/Simulink.



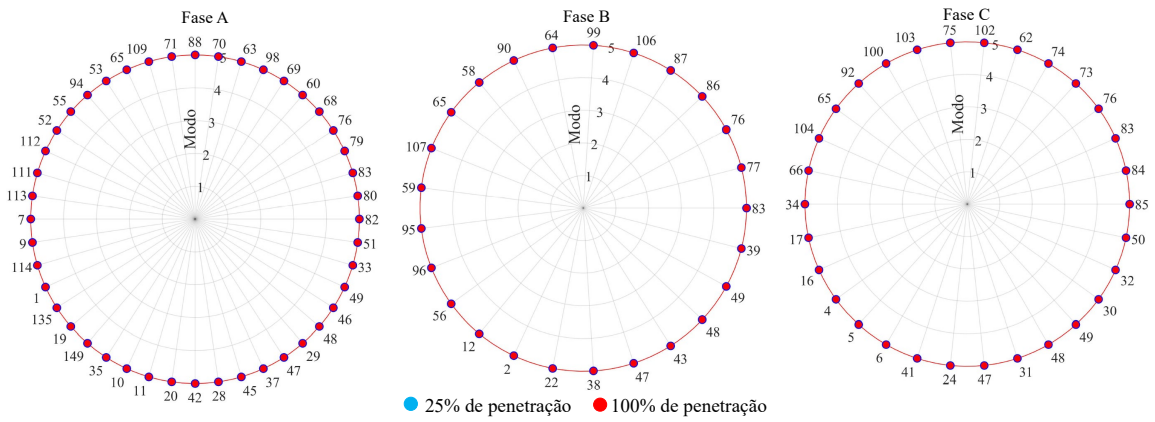

Fonte: Próprio autor.

Figura 26 – Perfil de tensão de 123 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$.




Fonte: Próprio autor.

Figura 27 – Modo de operação de 123 nós, com 25% e 100% de $\kappa_A$.




Fonte: Próprio autor.

Tabela 3 – Valores de $\kappa_R$ para 25 e 100% de $\kappa_A$ do IEEE 123 nós

| $\kappa_A$ | 100% | | | 25% | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Node | Ph-A | Ph-B | Ph-C | Ph-A | Ph-B | Ph-C |
| 1 | 0,0928 | - | - | 0,0226 | - | - |
| 2 | 0,0937 | - | - | 0,0233 | - | - |
| 4 | - | - | 0,0921 | - | - | 0,0231 |
| 5 | - | - | 0,09208 | - | - | 0,0231 |
| 6 | - | - | 0,0928 | - | - | 0,0226 |
| 7 | 0,1013 | - | - | 0,0249 | - | - |
| 12 | - | 0,1004 | - | - | 0,0243 | - |
| 52 | 0,0872 | - | - | 0,0201 | - | - |
| 53 | 0,0867 | - | - | 0,0199 | - | - |
| 55 | 0,0865 | - | - | 0,0197 | - | - |
| 56 | - | 0,0993 | - | - | 0,0238 | - |
| 57 | - | - | - | - | - | - |
| 58 | - | 0,0999 | - | - | 0,0240 | - |
| 59 | - | 0,0996 | - | - | 0,0238 | - |
| 60 | 0,0204 | - | - | 0,0204 | - | - |
| 68 | 0,0912 | - | - | 0,0217 | - | - |
| 69 | 0,0897 | - | - | 0,0207 | - | - |
| 70 | 0,0885 | - | - | 0,0200 | - | - |
| 71 | 0,0879 | - | - | 0,0196 | - | - |
| 73 | - | - | 0,0836 | - | - | 0,0836 |
| 74 | - | - | 0,0826 | - | - | 0,0826 |
| 75 | - | - | 0,0816 | - | - | 0,0816 |
| 76 | 0,0583 | 0,0631 | 0,0582 | 0,0583 | 0,0631 | 0,0582 |
| 77 | - | 0,0898 | - | - | 0,0198 | - |
| 79 | 0,085937 | - | - | 0,018533 | - | - |
| 80 | - | 0,0848 | - | - | 0,0188 | - |
| 82 | 0,0836 | - | - | 0,0184 | - | - |
| 83 | - | - | 0,0044 | - | - | 0,0011 |

| $\kappa_A$ | 100% | | | 25% | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Node | Ph-A | Ph-B | Ph-C | Ph-A | Ph-B | Ph-C |
| 84 | - | - | 0,0771 | - | - | 0,0178 |
| 85 | - | - | 0,0760 | - | - | 0,0170 |
| 86 | - | 0,0843 | - | - | 0,0843 | - |
| 87 | - | 0,0810 | - | - | 0,0181 | - |
| 88 | 0,0618 | - | - | 0,0112 | - | - |
| 90 | - | 0,0525 | - | - | 0,0111 | - |
| 92 | - | - | 0,0591 | - | - | 0,0118 |
| 94 | 0,0906 | - | - | 0,0196 | - | - |
| 95 | - | 0,0780 | - | - | 0,0178 | - |
| 96 | - | 0,0778 | - | - | 0,0178 | - |
| 102 | - | - | 0,0873 | - | - | 0,0210 |
| 103 | - | - | 0,0858 | - | - | 0,0201 |
| 104 | - | - | 0,0842 | - | - | 0,0191 |
| 106 | - | 0,0965 | - | - | 0,0221 | - |
| 107 | - | 0,0952 | - | - | 0,0213 | - |
| 109 | 0,0850 | - | - | 0,0187 | - | - |
| 111 | 0,0833 | - | - | 0,0176 | - | - |
| 112 | 0,0836 | - | - | 0,0179 | - | - |
| 113 | 0,0818 | - | - | 0,0167 | - | - |
| 114 | 0,0814 | - | - | 0,0165 | - | - |
| 98 | 0,0915 | - | - | 0,0218 | - | - |
| 99 | - | 0,0973 | - | - | 0,0231 | - |
| 100 | - | - | 0,0910 | - | - | 0,0237 |
| 62 | - | - | 0,0168 | - | - | 0,0168 |
| 63 | 0,0186 | - | - | 0,0186 | - | - |
| 64 | - | 0,0179 | - | - | 0,0179 | - |
| 65 | 0,0113 | 0,0111 | 0,0061 | 0,0113 | 0,0111 | 0,0061 |
| 66 | - | - | 0,0086 | - | - | 0,0086 |
| 35 | 0,0937 | - | - | 0,0233 | - | - |
| 37 | 0,0916 | - | - | 0,0223 | - | - |
| 38 | - | 0,1033 | - | - | 0,0251 | - |
| 39 | - | 0,1030 | - | - | 0,0248 | - |

| $\kappa_A$ | 100% | | | 25% | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Node | Ph-A | Ph-B | Ph-C | Ph-A | Ph-B | Ph-C |
| 41 | - | - | 0,0920 | - | - | 0,0235 |
| 42 | 0,0919 | - | - | 0,0228 | - | - |
| 43 | - | 0,1054 | - | - | 0,0244 | - |
| 45 | 0,0913 | - | - | 0,0226 | - | - |
| 46 | 0,0911 | - | - | 0,0225 | - | - |
| 47 | 0,0634 | 0,0734 | 0,0643 | 0,0156 | 0,0167 | 0,0170 |
| 48 | 0,0631 | 0,0736 | 0,0644 | 0,0155 | 0,0166 | 0,0172 |
| 49 | 0,0632 | 0,0728 | 0,0796 | 0,0155 | 0,0164 | 0,0210 |
| 50 | - | - | 0,0905 | - | - | 0,0238 |
| 51 | 0,0898 | - | - | 0,0221 | - | - |
| 19 | 0,0963 | - | - | 0,0249 | - | - |
| 20 | 0,0969 | - | - | 0,0252 | - | - |
| 22 | - | 0,1074 | - | - | 0,0258 | - |
| 24 | - | - | 0,0870 | - | - | 0,0205 |
| 28 | 0,0965 | - | - | 0,0255 | - | - |
| 29 | 0,0960 | - | - | 0,0254 | - | - |
| 30 | - | - | 0,0862 | - | - | 0,0204 |
| 33 | 0,0982 | - | - | 0,0253 | - | - |
| 31 | - | - | 0,0922 | - | - | 0,0227 |
| 32 | - | - | 0,0918 | - | - | 0,0225 |
| 34 | - | - | 0,0894 | - | - | 0,0227 |
| 16 | - | - | 0,0882 | - | - | 0,0220 |
| 17 | - | - | 0,0886 | - | - | 0,0222 |
| 9 | 0,0895 | - | - | 0,0210 | - | - |
| 14 | - | - | - | - | - | - |
| 10 | 0,0956 | - | - | 0,0238 | - | - |
| 11 | 0,0946 | - | - | 0,0232 | - | - |

## 5.2 Curto-circuito

Para avaliar o comportamento em caso de curto-circuito nos alimentadores foi considerada a falta no nó de carga mais distante, visto que este cenário abrange uma área maior, englobando mais elementos de proteção e gerando maior complexidade no estudo de seletividade. Assim os pontos de curto serão no nó 680, 848 e 85 do alimentador de 13, 34 e 123 nós, respectivamente.

As faltas analisadas serão do tipo monofásica, pois é mais comum, para cada fase e trifásica, por ser a de maior módulo. Em caso de afundamento de tensão, bem como pico de corrente, para fora do intervalo da curva Fig. 4, a GDBI será retirada da rede e para sinalizar essa situação foi adicionado o Modo 6 nos gráficos de modo, externo ao limite do Modo 5.

Como no fluxo de potência, a corrente de curto-circuito com as considerações informadas anteriormente e com a injeção de potência ativa pelas unidades de GDBI, foi comparada os valores obtidos pelo MATLAB/Simulink, para falta trifásica no sistemas de 13 nós (Fig. 28) e 34 nós (Fig. 41) [47, 48, 79].

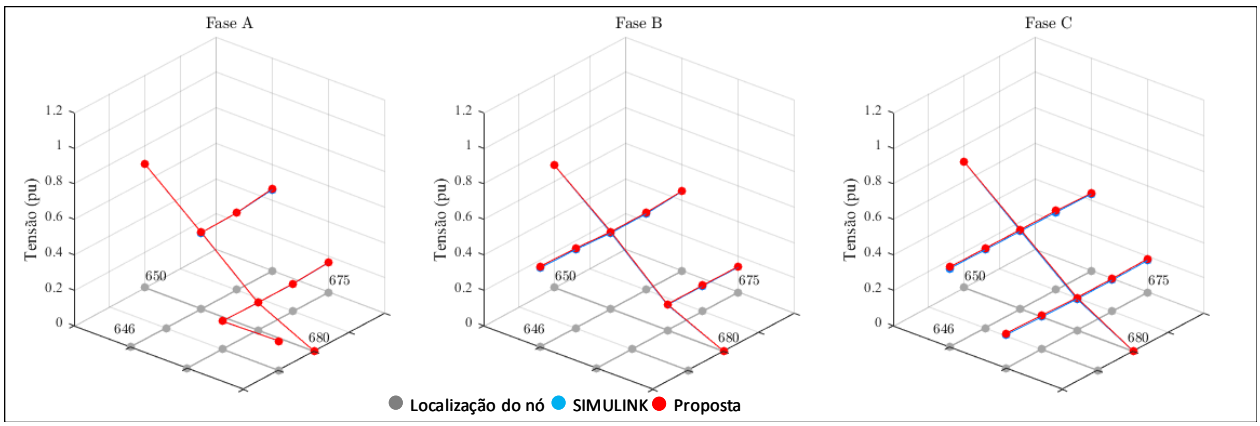
### 5.2.1 Alimentador de 13 nós

Aplicando uma falta monofásica na fase A do nó 680 ocorre o afundamento de tensão, na fase do curto e a elevação nas vizinhas, conforme mostrado na Fig. 29. Em especial em B, devido a presença de cargas de maior potência e a injeção de corrente pela GDBI, os geradores nos nós 671 e 675 são desconectados do sistema para 100%de $\kappa_A$, como visto em Fig. 30.

A alteração do modo de operação se repete nas outras fases, conforme Fig. 32 e Fig. 35, com a diferença da extrapolação do modo de operação da falta em B ocorrer no nó 675 da fase A, Fig. 33, e para C no 671 e 675 da fase B, figura Fig. 36. O cenário relatado nos modos de operação se confirmam nos gráficos de corrente fornecido pela unidade de GD: Fig. 31, 34 e 37, para falta nas fases A, B e C, respectivamente.

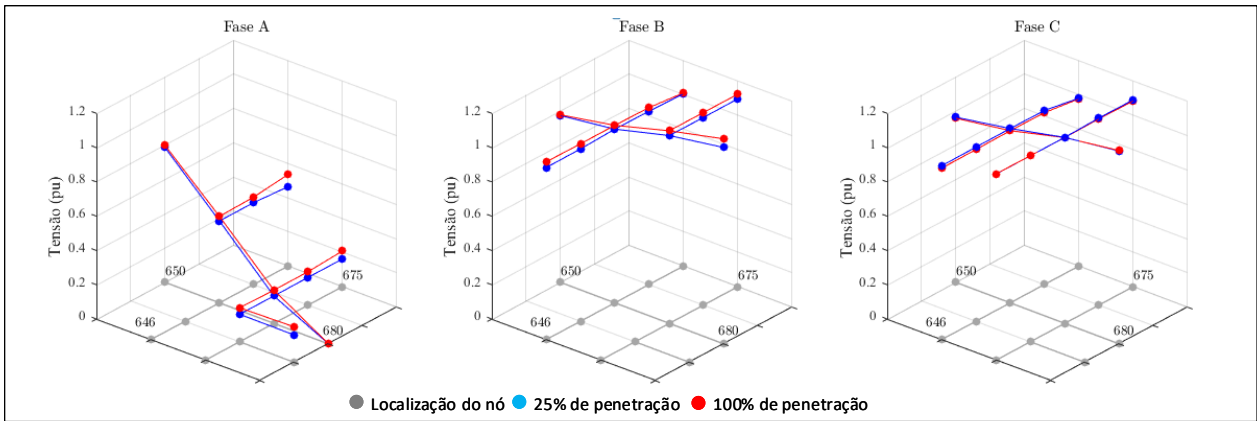
Para a falta trifásica, o comportamento esperado de decaimento da tensão nas três fases ocorre conforme a Fig. 38, com o modo de operação estando em 2 tanto para 25% quanto 100% de $\kappa_A$, conforme Fig. 39, que atesta com as correntes injetadas das unidades de GDBI, pois no Modo 2, o valor de corrente é de 2 pu, conforme Fig. 40.

Figura 28 – Perfil de tensão pós falta trifásica do IEEE de 13 nós, proposta e MATLAB/Simulink.



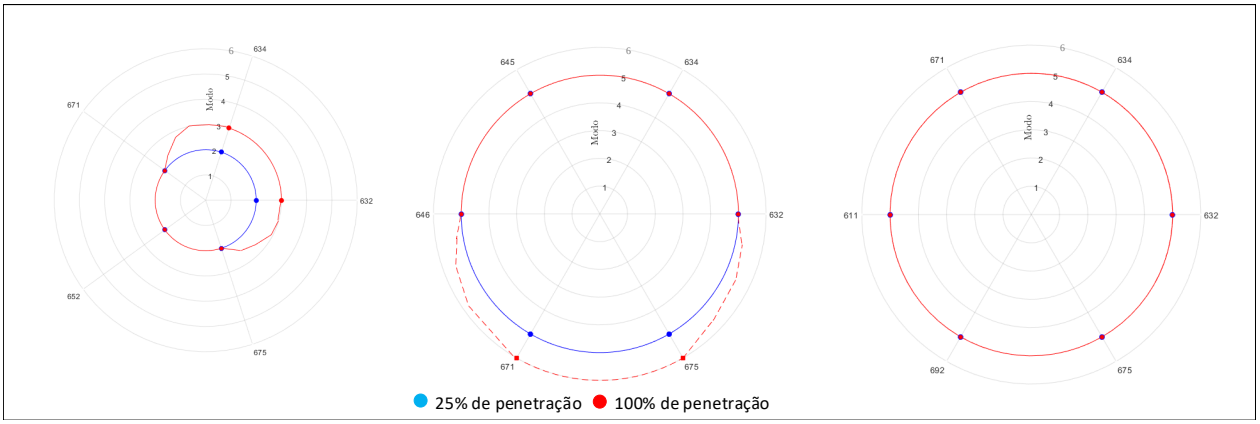

Fonte: Próprio autor.

Figura 29 – Perfil de tensão de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A.



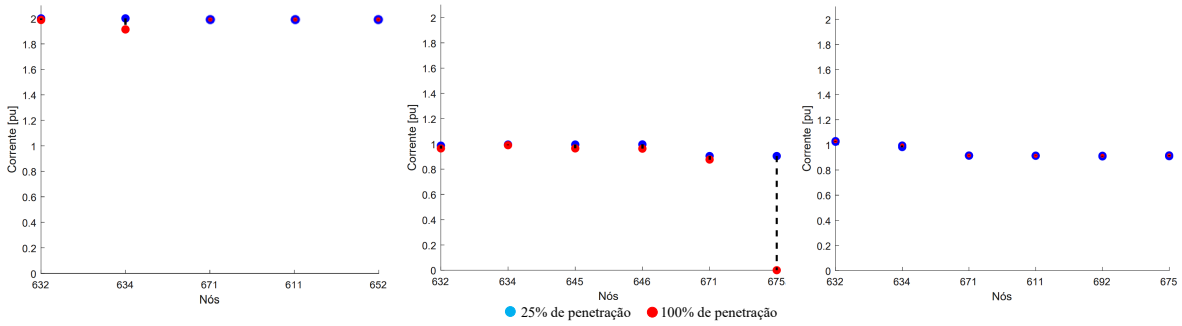

Fonte: Próprio autor.

Figura 30 – Modos de operação de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A.



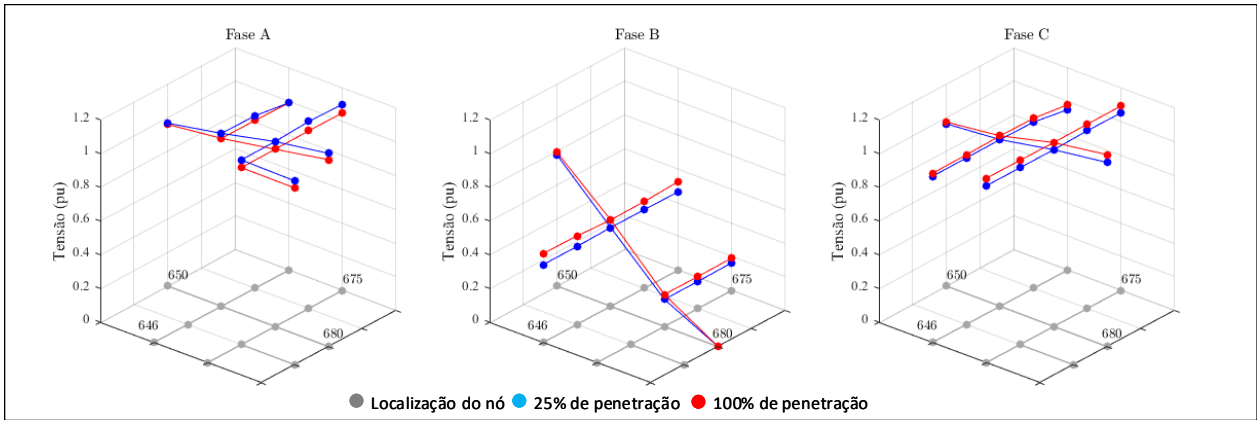

Fonte: Próprio autor.

Figura 31 – Corrente da GDBI de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A.



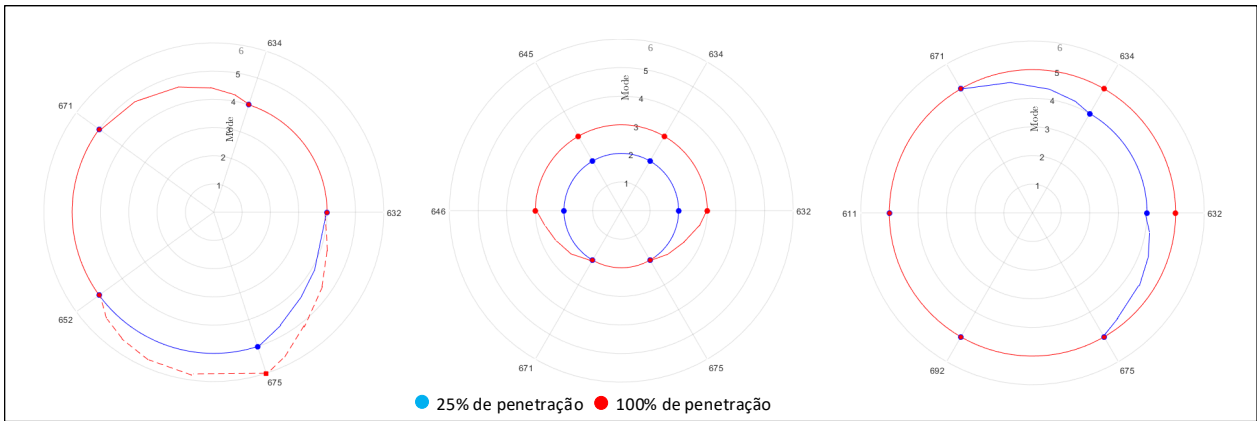

Fonte: Próprio autor.

Figura 32 – Perfil de tensão de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B.



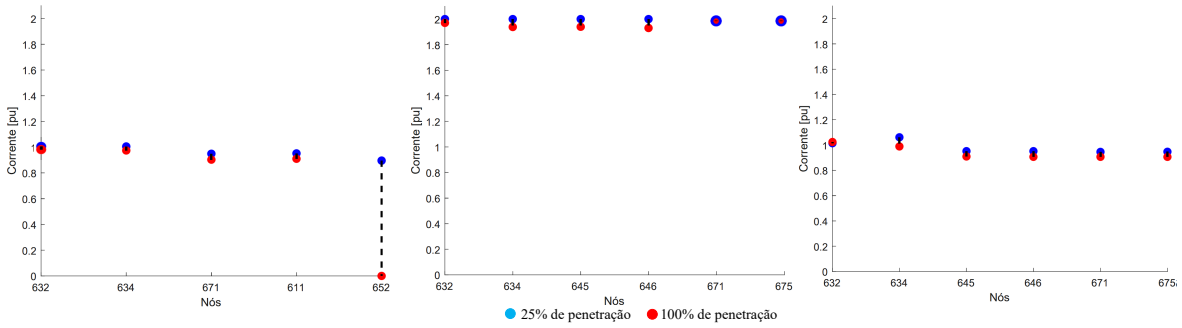

Fonte: Próprio autor.

Figura 33 – Modos de operação de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B.



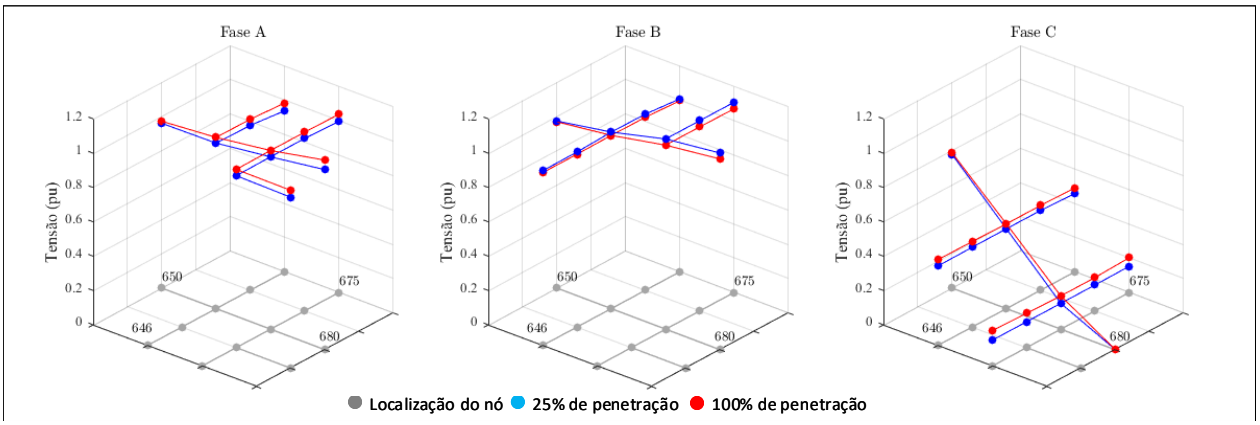

Fonte: Próprio autor.

Figura 34 – Corrente da GDBI de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B.



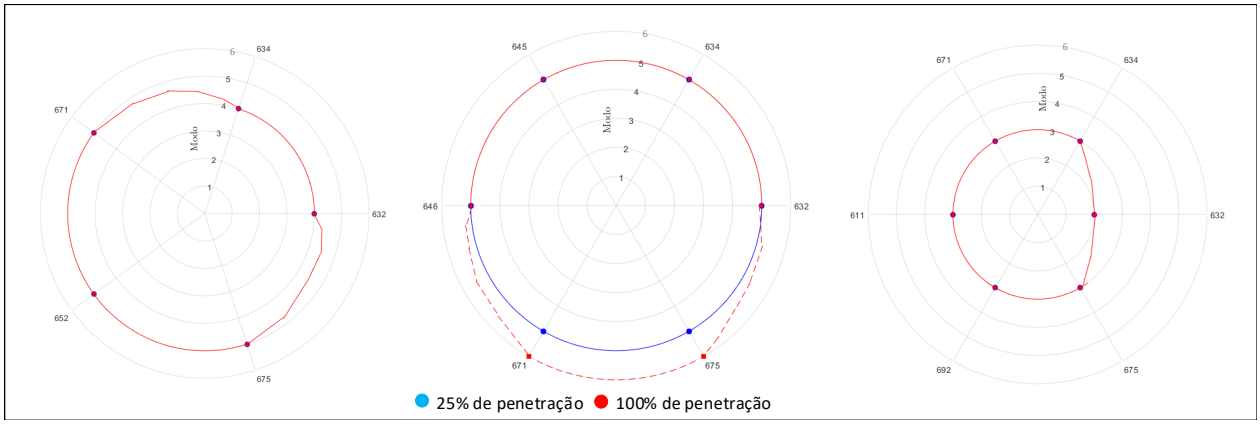

Fonte: Próprio autor.

Figura 35 – Perfil de tensão de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C.



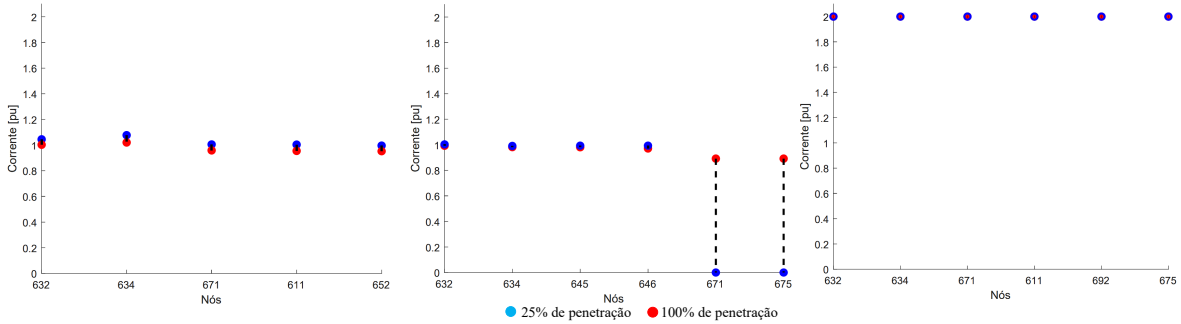

Fonte: Próprio autor.

Figura 36 – Modos de operação de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C.



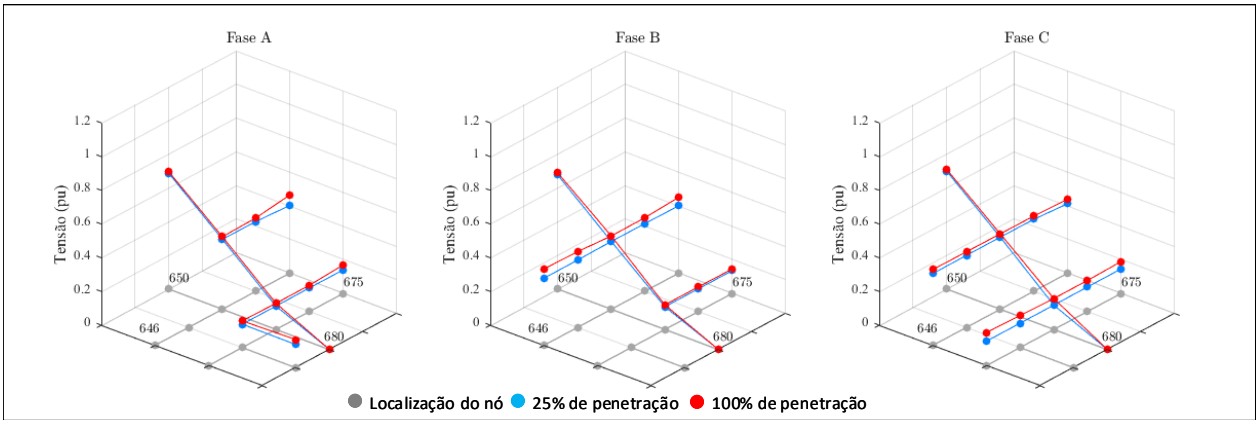

Fonte: Próprio autor.

Figura 37 – Corrente da GDBI de 13 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C.



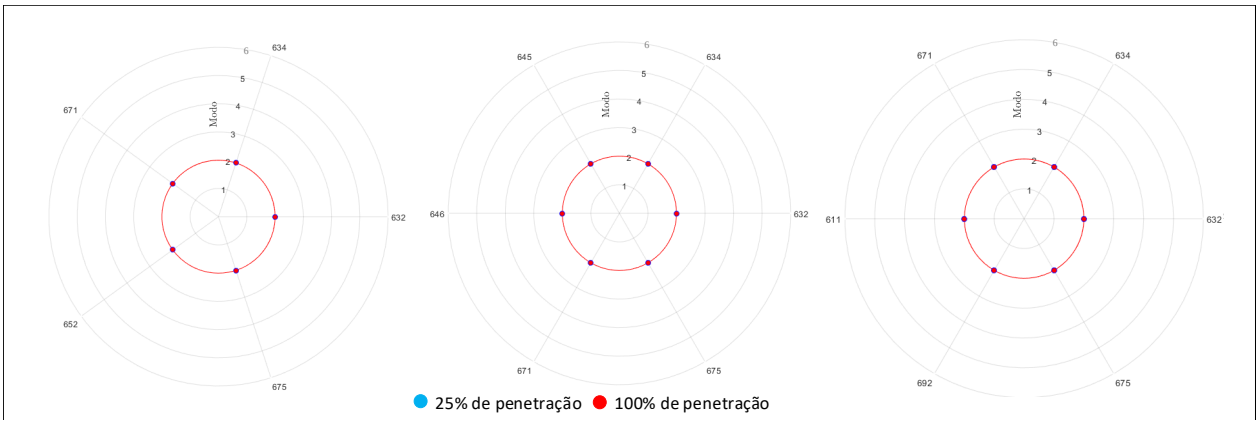

Fonte: Próprio autor.

Figura 38 – Perfil de tensão de 13 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica.



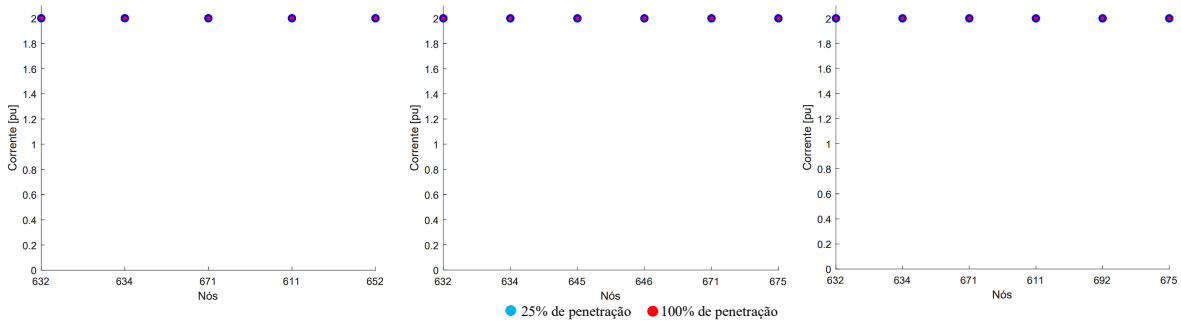

Fonte: Próprio autor.

Figura 39 – Modos de operação de 13 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica.




Fonte: Próprio autor.

Figura 40 – Corrente da GDBI de 13 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica.




Fonte: Próprio autor.

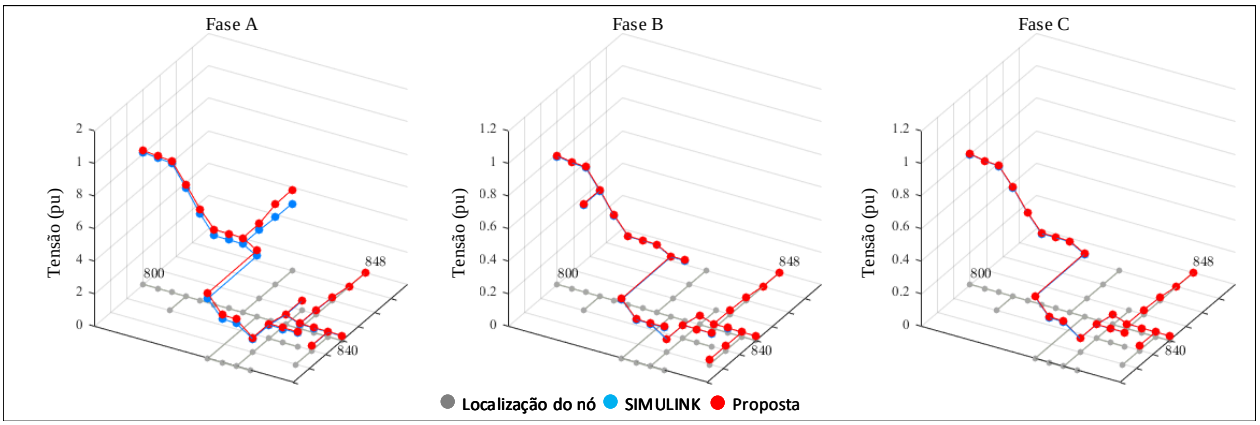
### 5.2.2 Alimentador de 34 nós

Repetindo a mesma análise do item anterior, ao aplicar uma falta monofásica na fase A do nó 848 ocorre o decaimento de tensão na fase do curto. Essa variação, do ponto de vista do modo de operação (Fig. 43) e injeção de corrente da unidade de GDBI (Fig. 44), não muda com a injeção de $\kappa_a$, Fig. 42, e se concentra no Modo 1 e injeção zero de corrente, a medida que se aproxima da falta. Nas fases vizinhas, ocorre extrapolação do modo principalmente na fase B, detentora da maior carga, o quê só ocorre na C para $\kappa_a$ máximo.

Tal falta na fase B apresenta comportamento similar, respectivamente: Fig. 46, 47 e 45, assim como na C com: Fig. 49, 50 e 48 com decaimento menor para as unidades de GDBI mais próximas da barra de referência.

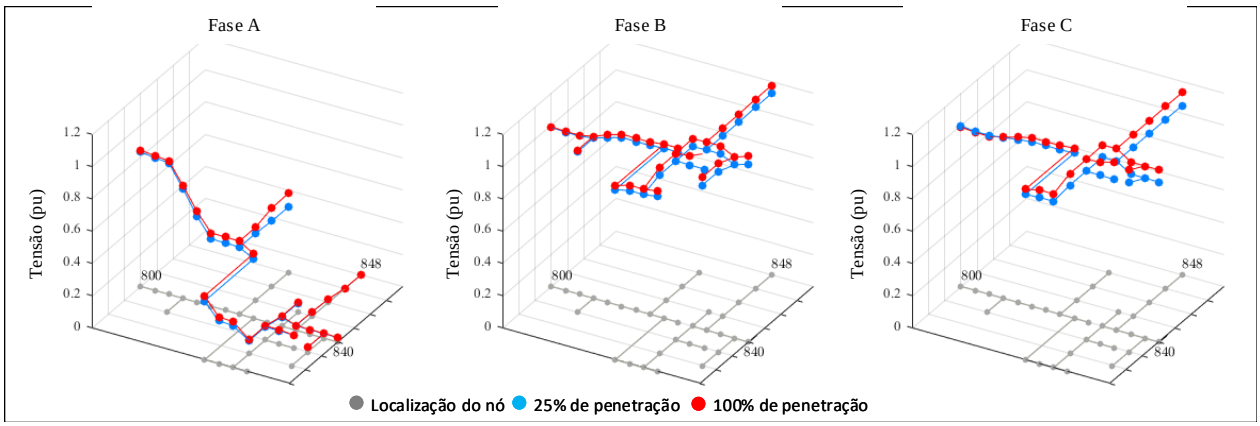
Para a falta trifásica, assim como no 13 nós, não houve variação do modo para 25% e 100% de $\kappa_A$. Entretanto, se torna mais significativo o efeito das cargas estarem mais próximas da barra de referência, e neste caso, mais distante da falta, o que diminui o efeito do afundamento de tensão. Como visto na Fig. 51 e nos Modo de operação 3 no ramo de 802-830, presente nas Fig. 52 e Fig. 53.

Figura 41 – Perfil de tensão pós falta trifásica do IEEE de 34 nós, proposta e MATLAB/Simulink.



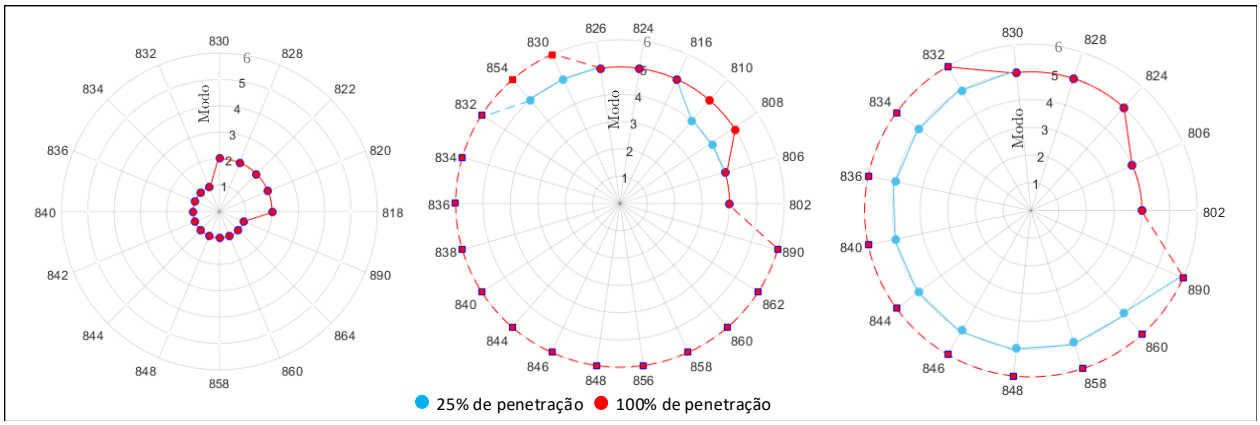

Fonte: Próprio autor.

Figura 42 – Perfil de tensão de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A.



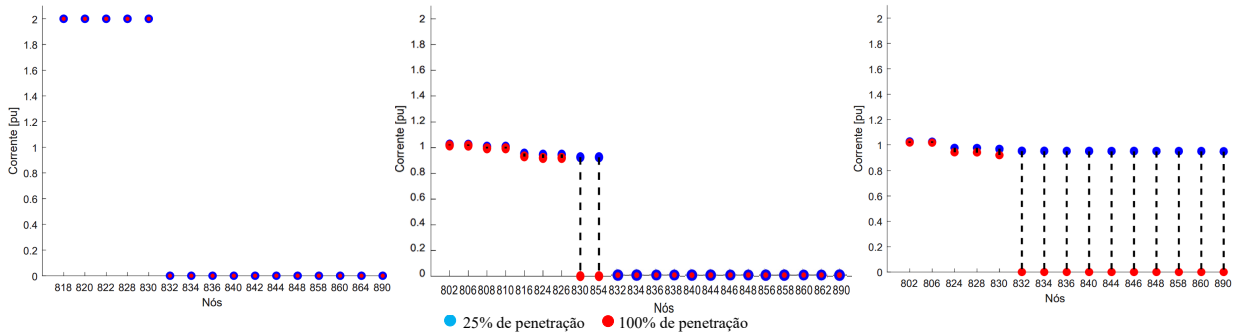

Fonte: Próprio autor.

Figura 43 – Modos de operação de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A.



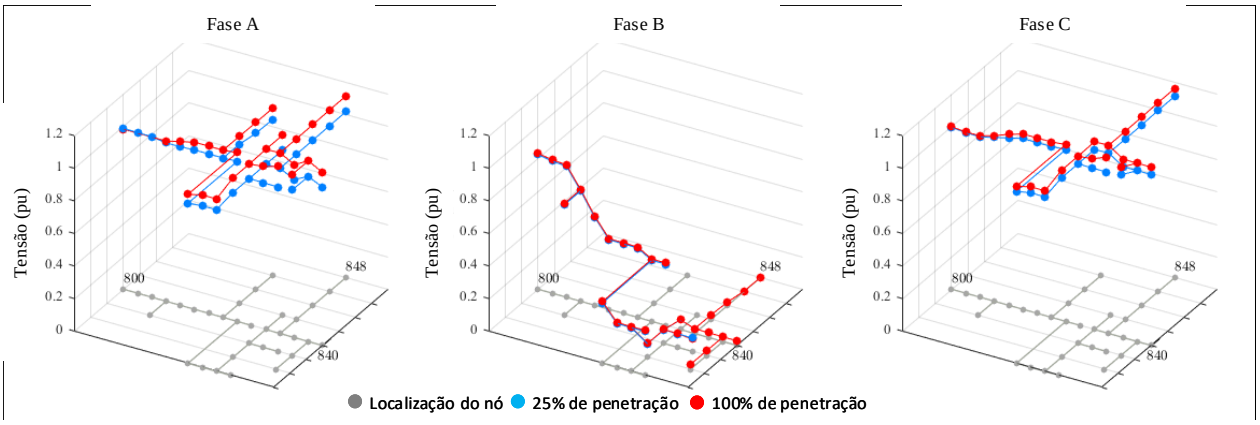

Fonte: Próprio autor.

Figura 44 – Corrente da GDBI de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A.



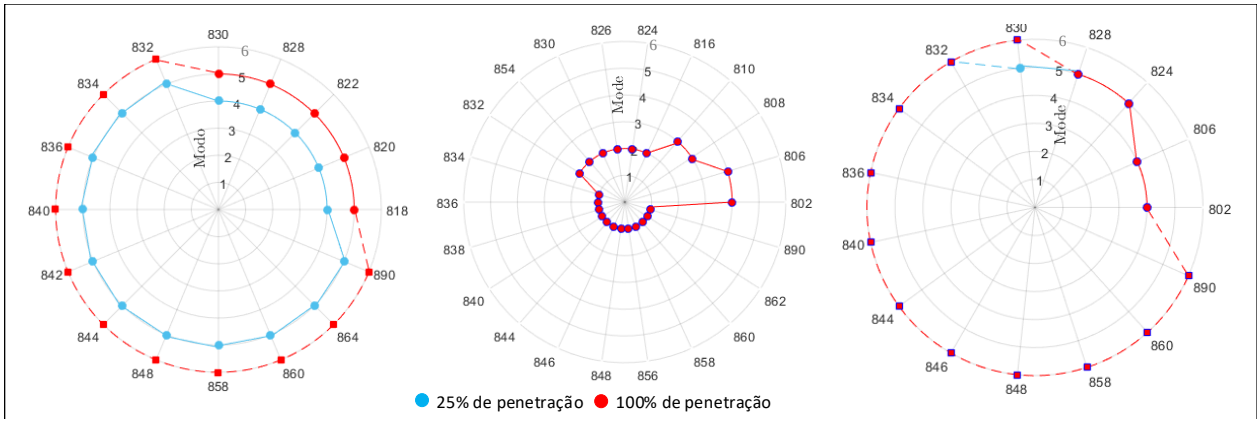

Fonte: Próprio autor.

Figura 45 – Perfil de tensão de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B.



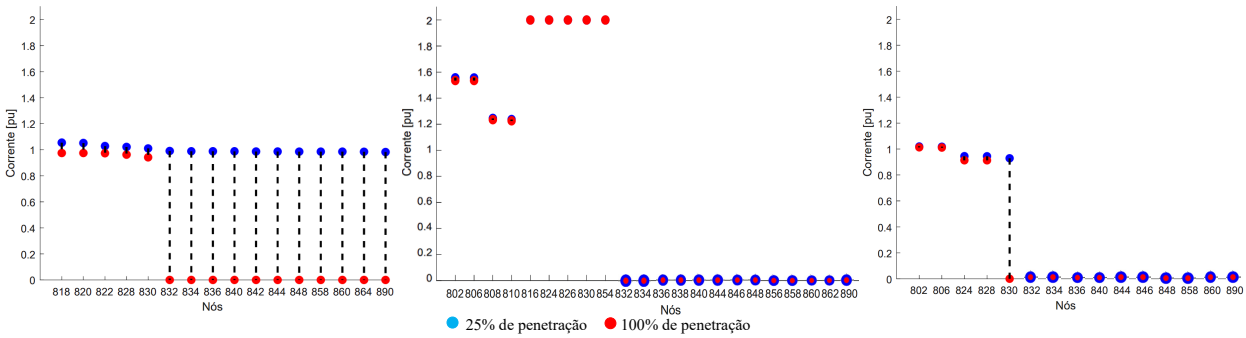

Fonte: Próprio autor.

Figura 46 – Modos de operação de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B.



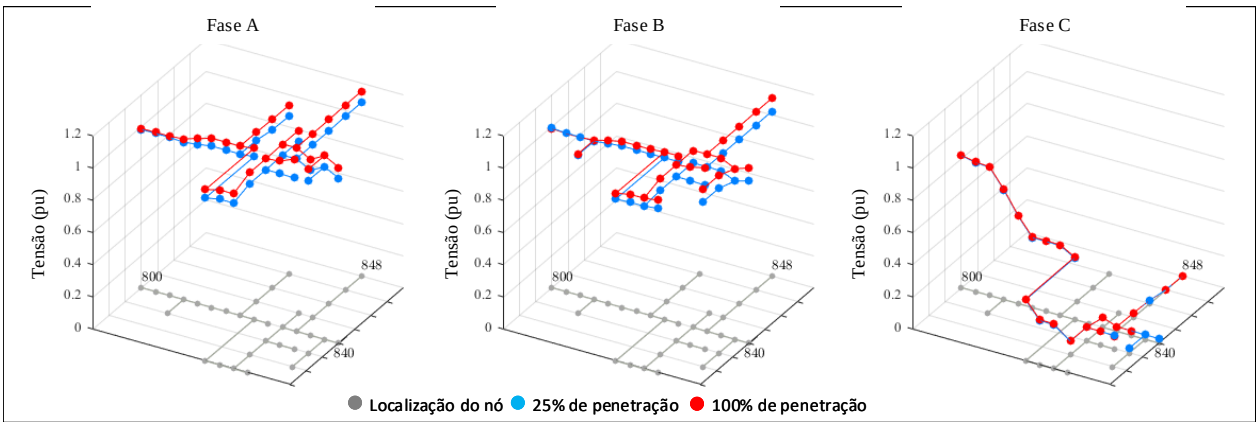

Fonte: Próprio autor.

Figura 47 – Corrente da GDBI de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B.



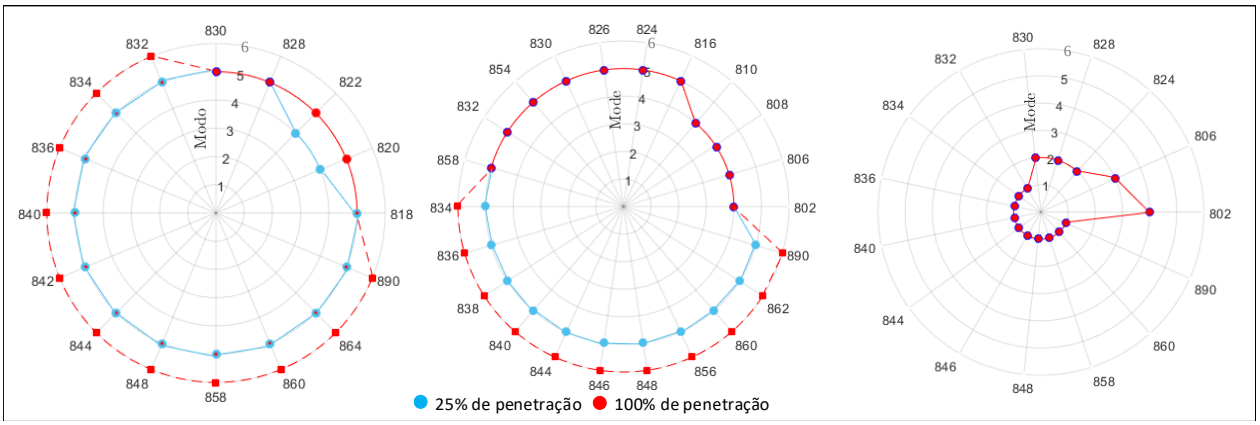

Fonte: Próprio autor.

Figura 48 – Perfil de tensão de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C.



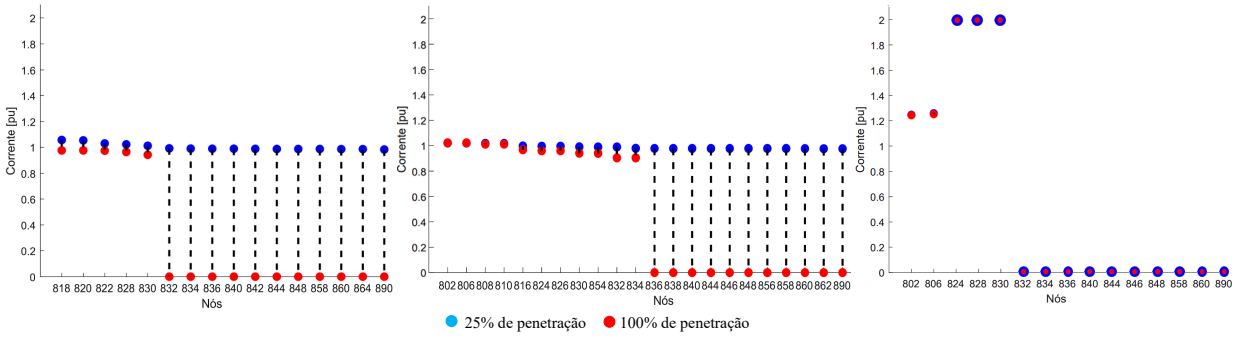

Fonte: Próprio autor.

Figura 49 – Modos de operação de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C.



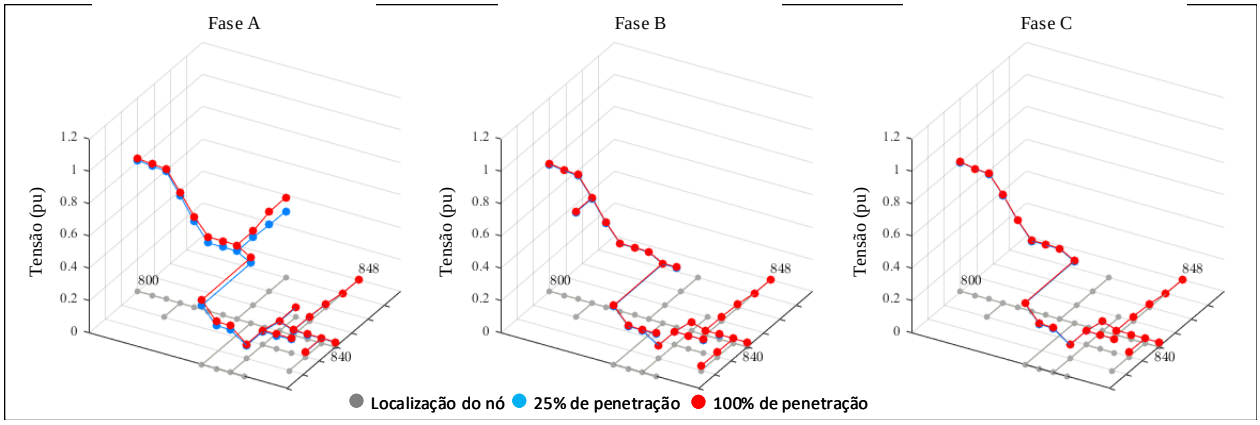

Fonte: Próprio autor.

Figura 50 – Corrente da GDBI de 34 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C.



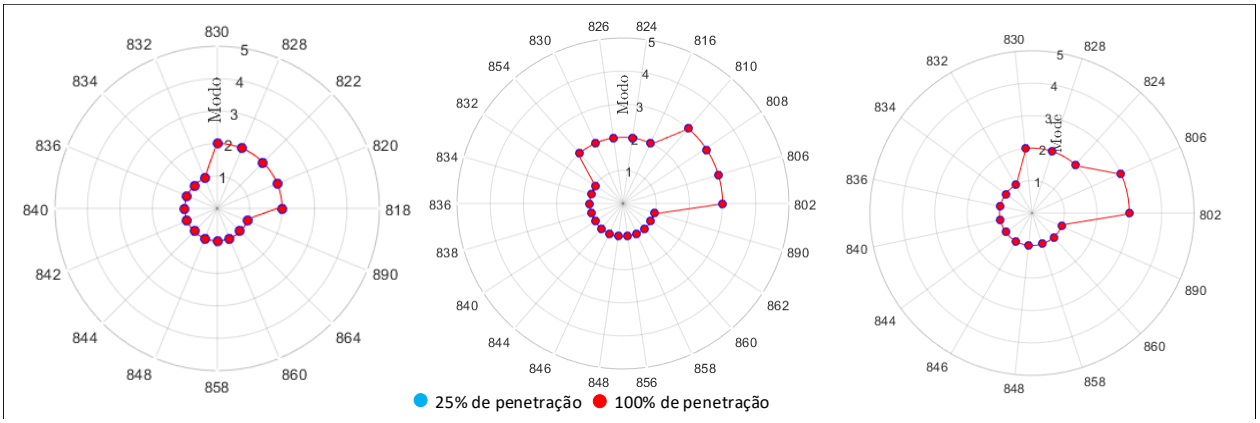

Fonte: Próprio autor.

Figura 51 – Perfil de tensão de 34 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica.



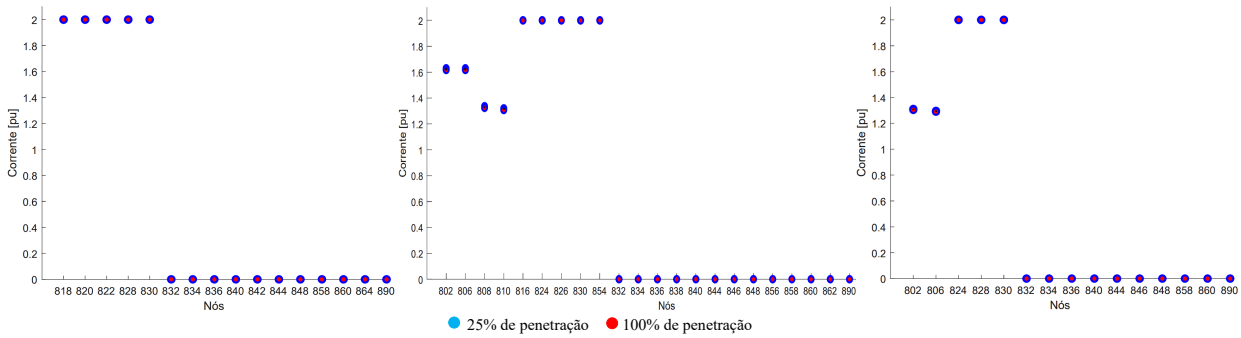

Fonte: Próprio autor.

Figura 52 – Modos de operação de 34 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica.




Fonte: Próprio autor.

Figura 53 – Corrente da GDBI de 34 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica.




Fonte: Próprio autor.

### 5.2.3 Alimentador de 123 nós

Ao realizar a operação do item anterior no sistema de 123 nós, com a falta trifásica no nó mais distante da barra de referência, que é o nó 85, encontra-se a Fig. 54. Pela referente figura nota-se que, em um cenário de alta penetração de unidades de GDBI, são encontradas tensões de maior módulo do que do alimentador principal, nó 150.

A situação acima decorre de existirem alimentadores mais distantes do ponto de falta que o citado, cenário não existente nos sistemas anteriores, cuja topologia era puramente radial. Para evidenciar esta diferença foi organizado os nós do eixo das ordenadas conforme distância do ponto de falta, conforme Fig. 55. Esta forma de organização será usada nas faltas monofásicas.

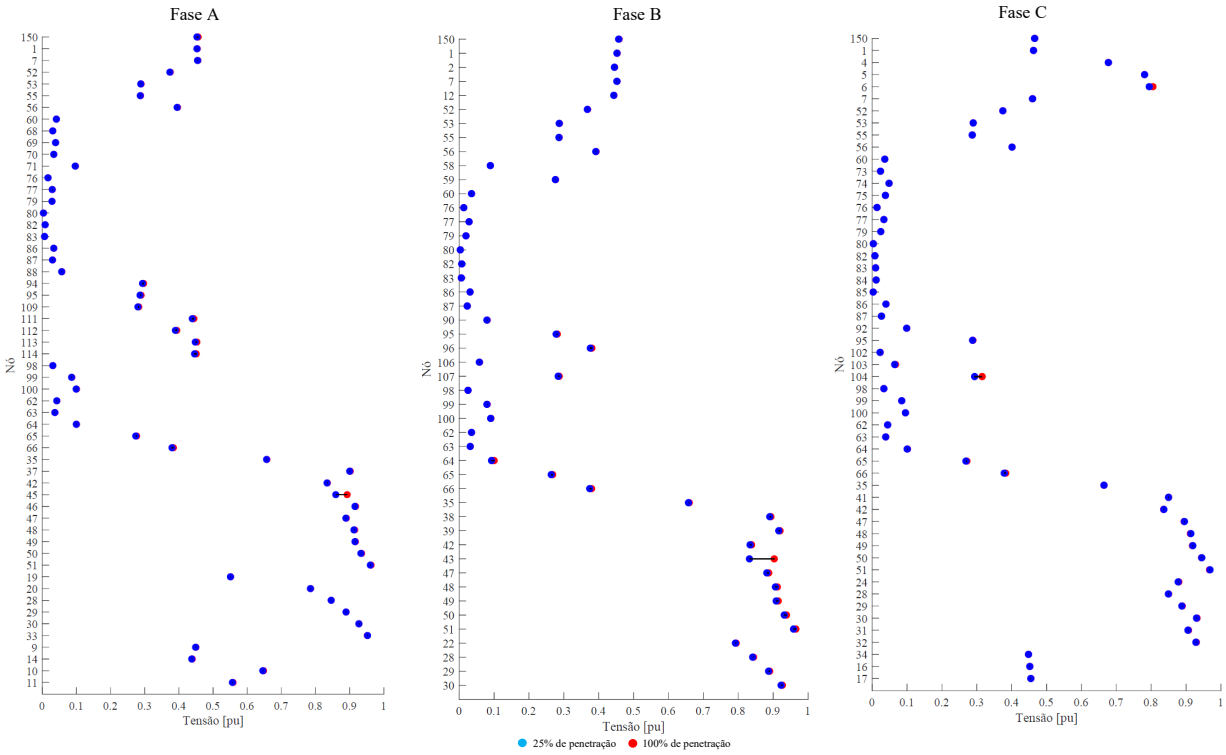
Em relação aos modos de operação na falta trifásica, assim como nos sistemas anteriores a medida que se aproxima do ponto de falta, as unidades de GDBI passam do modo 4 ao modo 1, não havendo mudança de modo de operação entre a injeção de 25% e 100% de $\kappa_A$.

Para as faltas monofásicas, o comportamento foi simular aos dos sistemas anteriores, com extrapolação do modo de operação nas fases vizinhas a fase de falta, conforme mostrado em Fig. 57-58, onde as tensões na fase B demostraram aumento no módulo de tensão quando comprado com C em um cenário de aumento do $\kappa_A$, provavelmente gerado pela carga desta fase ser superior a da comparativa, ao ponto de ocorrer extrapolação de modo em mais nós.

Em relação a falta na fase B, evidenciada nas figuras Fig. 59-60, a fase vizinha a falta com maior potência de carga, no caso A, também demostrou comportamento similar ao informado na falta em A: com maior módulo de tensão e em consequência extrapolação em uma maior quantidade de nós, quando comparada ao vizinho de menor potência.

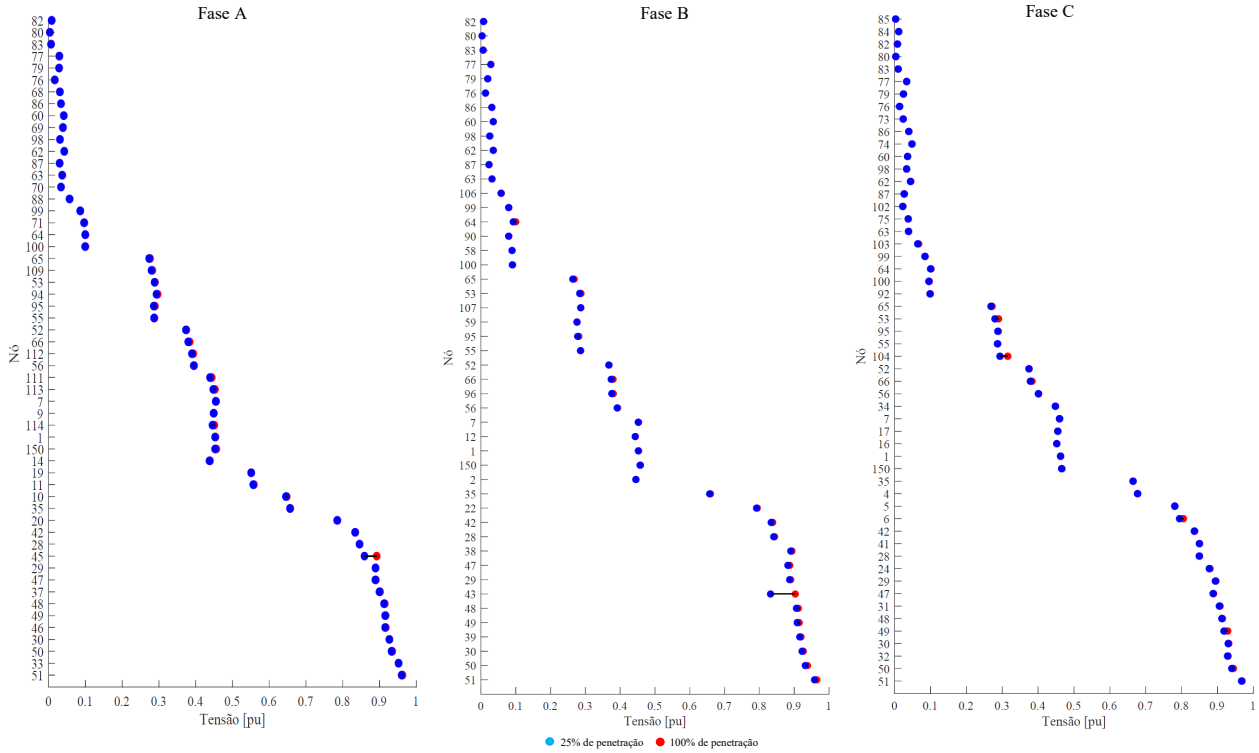
Por fim, a falta monofásica em C, presentes em Fig. 61-62, confirma esse comportamento, com a fase A tendo aumento no perfil de tensão quando comparado a B. Reforça-se que para os nós mais distante distantes do ponto de falta, a diferença entre fases citada se torna menos significativa.

Figura 54 – Perfil de tensão de 123 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica, na sequência de dados do IEEE.



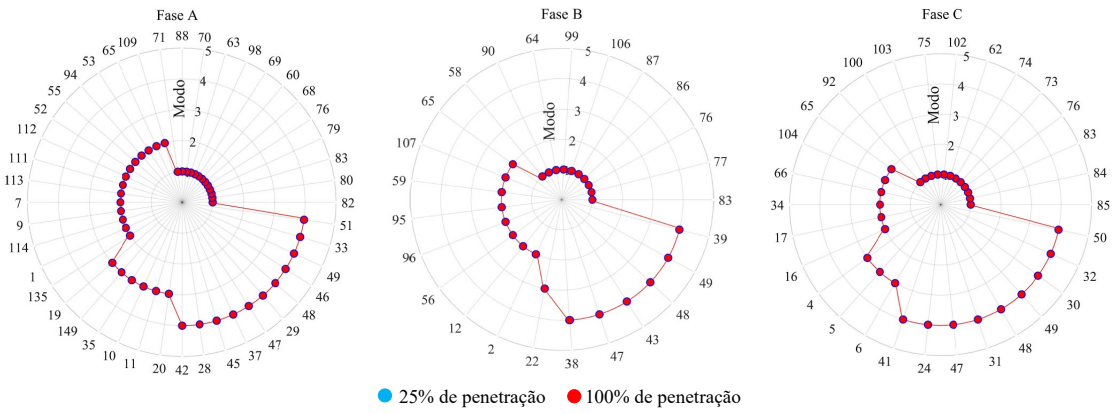

Fonte: Próprio autor.

Figura 55 – Perfil de tensão de 123 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica, com referência ao ponto de falta.



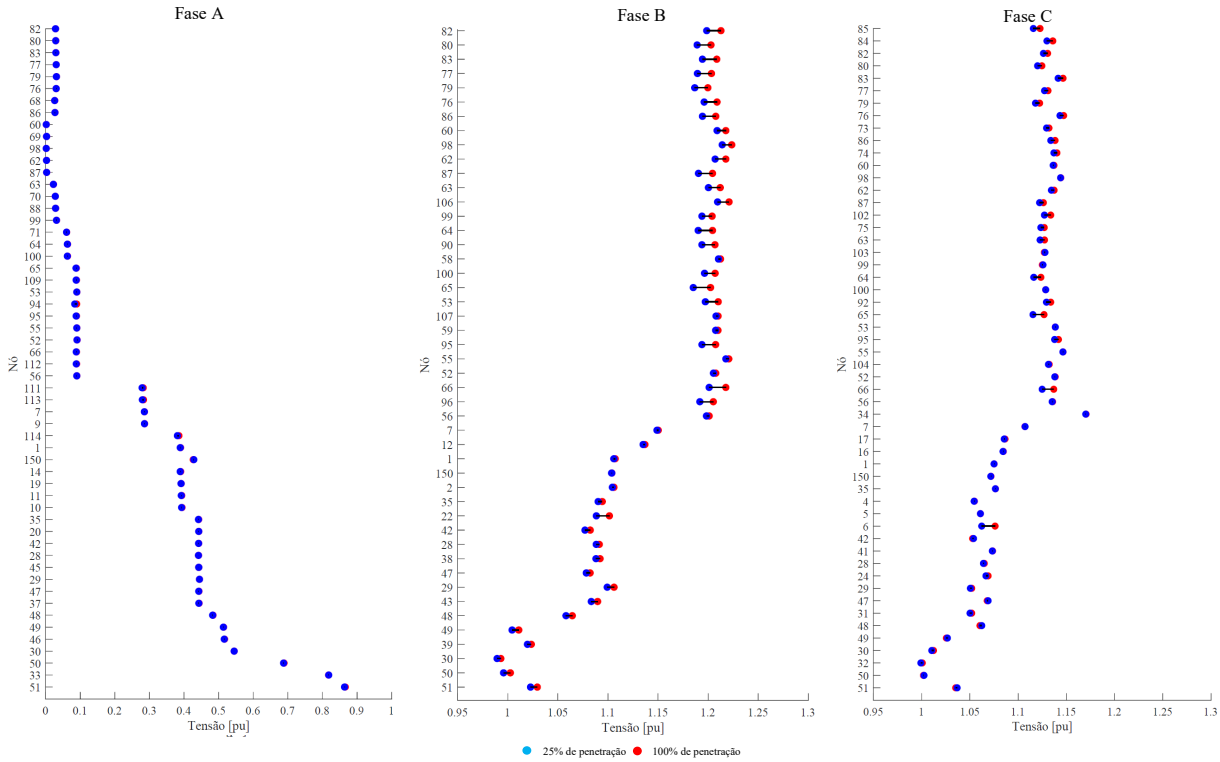

Fonte: Próprio autor.

Figura 56 – Modos de operação de 123 nós usando a metodologia proposta para falta trifásica.



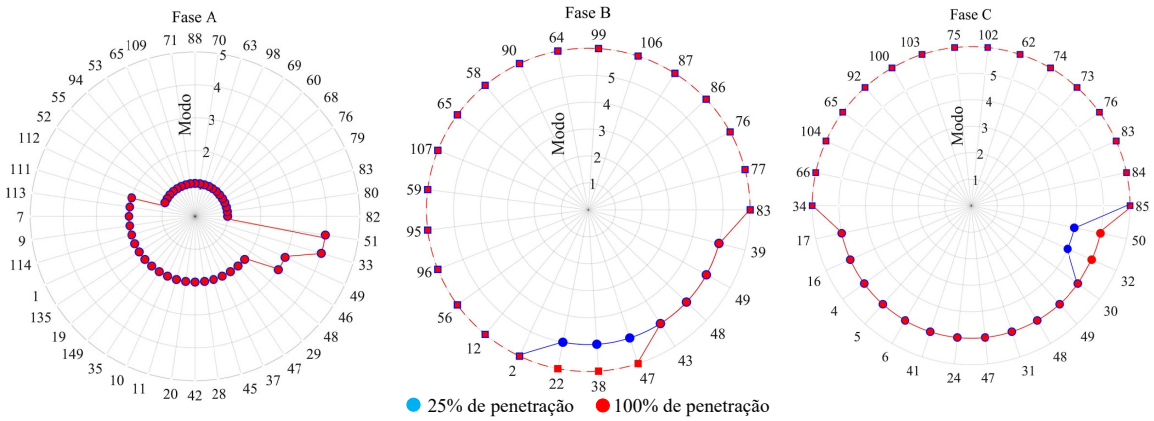

Fonte: Próprio autor.

Figura 57 – Perfil de tensão de 123 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A.



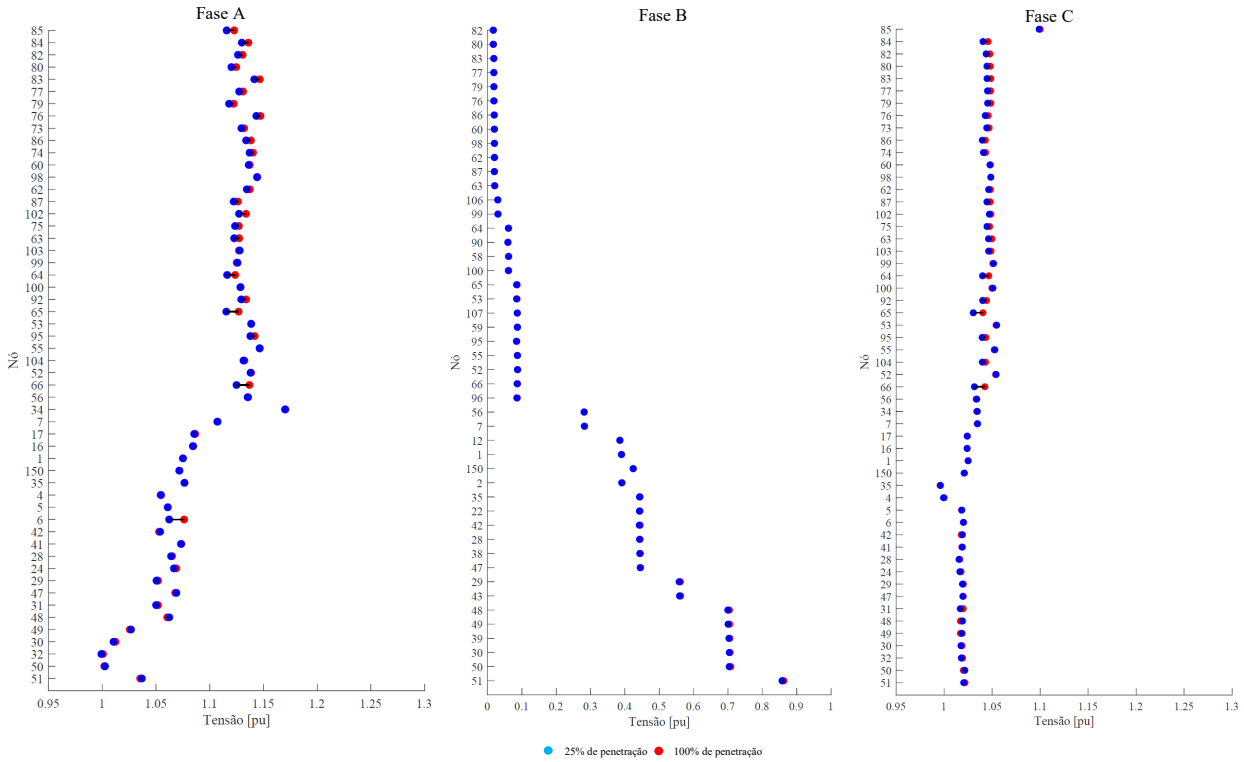

Fonte: Próprio autor.

Figura 58 – Modos de operação de 123 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em A.



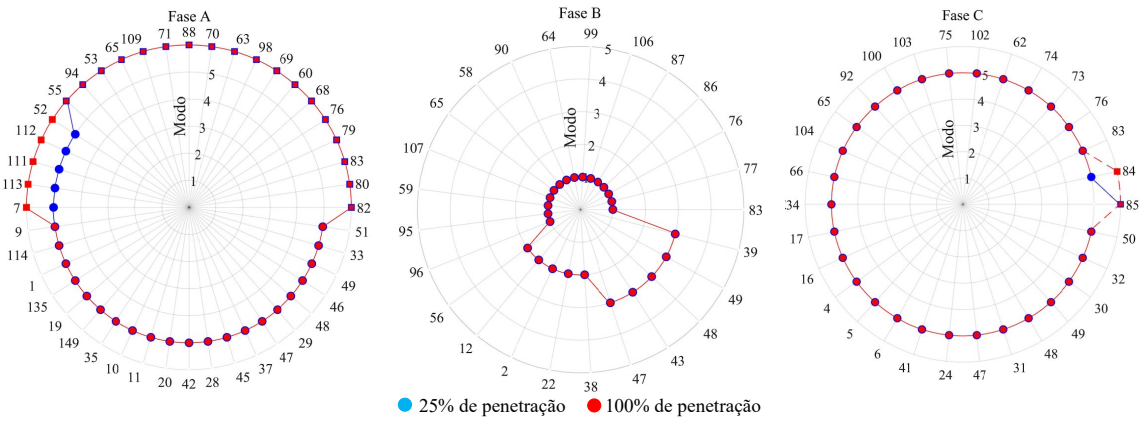

Fonte: Próprio autor.

Figura 59 – Perfil de tensão de 123 nós usando a metodologia proposta para falta falta monofásica em B.



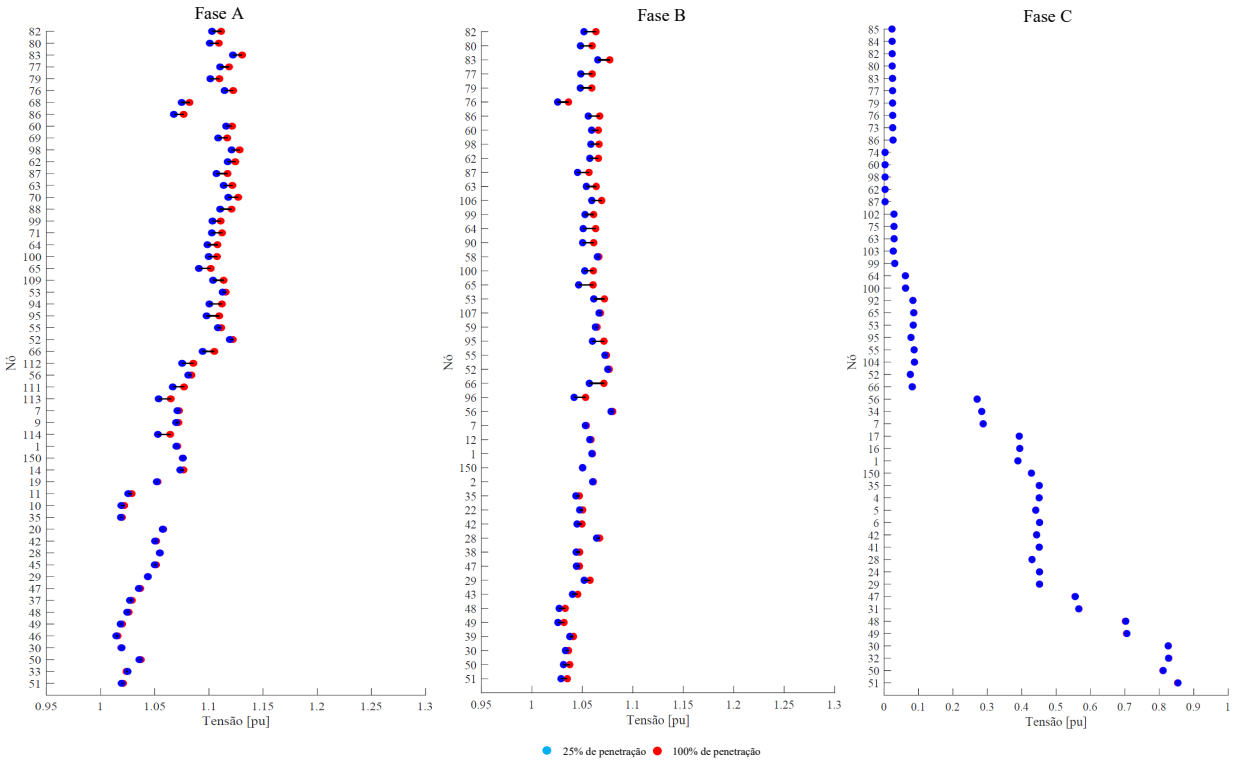

Fonte: Próprio autor.

Figura 60 – Modos de operação de 123 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em B.



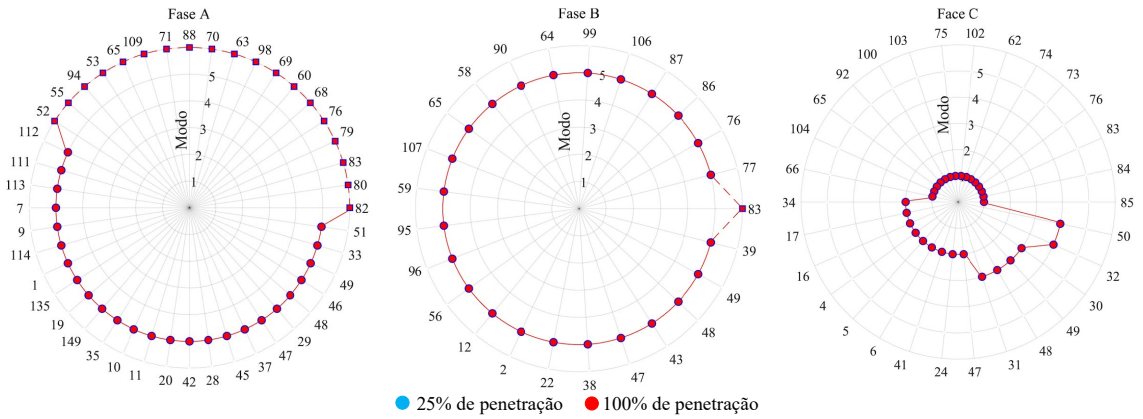

Fonte: Próprio autor.

Figura 61 – Perfil de tensão de 123 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C.




Fonte: Próprio autor.

Figura 62 – Modos de operação de 123 nós usando a metodologia proposta para falta monofásica em C.




Fonte: Próprio autor.

## 5.3 Análise de convergência e sensibilidade

O estudo da convergência de um método computacional busca avaliar o tempo de execução e o número de iterações necessárias para obter a solução dentro de um valor de erro determinado, além dos fatores que levam a não convergência. É importante realizar essa análise para o fluxo de potência, visto sua aplicabilidade em sistemas reais [81] e por servir de parâmetro de comparação entre as diferentes abordagens deste cálculo [82].

Trabalhos englobando este assunto avaliam situações e soluções para o cenário de não convergência, que ocorrem principalmente devido ao tamanho e complexidade do sistema e que propõem serem resolvidas com aproximações utilizando a estratégia de desacoplamento e ajustes nas potências ativas e reativas das cargas [83]. Outras abordagens utilizam aprendizado de processamento profundo [84] e modificação da injeção de potência reativa dos nós, considerando a presença de geração distribuída [85].

Assim como o fluxo de potência, o cálculo do curto-circuito também necessita ter sua convergência avaliada, visto ser impactado também pelo grande volume de parâmetros. Destacam-se algoritmos que avaliam os métodos em conjunto e propõem melhoria na convergência retirando ramos de impedâncias pequenas ou nulas, no fluxo de potência, e utilizando uma versão simplificada da matriz de impedância para o curto-circuito [86].

Em especial, a proposta de melhoria da convergência do cálculo das grandezas de falta, considerando a presença de GDBI, de substituir a fonte convencional por uma de tensão equivalente, que relaciona a impedância mútua e características da fontes de corrente controlada com estratégia de controle, evidenciou que usar fatores médios ponderados não influência diretamente na precisão dos resultados, mas melhora significativamente a convergência [87],

Os cálculos do tempo de processamento na metodologia proposta, cujos valores nos diferentes sistemas e cenários foram citados principalmente no capítulo 5.1 e 5.2, ocorreram pelas funções TIC e TOC do MATLAB, cujos dados, comparados aos obtidos pelo MATLAB/Simulink e OpenDSS, retirados dos artigos produzidos pelo grupo de pesquisa de pós graduação do autor, constam na Tabela 4:

Tabela 4 – Valores de tempo de processamento por sistema e metodologia

| | Tempo de processamento [s] | | |
|---|---|---|---|
| Método | 13 nós | 34 nós | 123 nós |
| Metodologia proposta | 1,76 | 4,85 | 5,98 |
| MATLAB/Simulink | 17,28 | 91,98 | 65,7 |
| OpenDSS | 0,04 | 0,09 | 0,2 |

Outro ponto de análise é na sensibilidade, que visa aproximar a relação entre diferentes quantidades físicas usando coeficientes constantes. No cálculo do fluxo de potência

a não linearidade é o principal obstáculo para analisar teoricamente a sensibilidade, assim em [88], se lineariza as equações do fluxo de potência e em um sistema de 33 nós obtêm-se precisão relativamente alta, cerca de 0,06%.

Outras análises de sensibilidade em sistemas avaliam: o impacto de unidades de GD eólicas, por meio de um ganho $k$, no cálculo do curto-circuito [89], assim como propõe uma metodologia de cálculo da sensibilidade usando reguladores de tensão baseado em parâmetros ABCD de componentes de rede [90] e variação do fator de assimetria ($X/R$) e matriz de impedância [91].

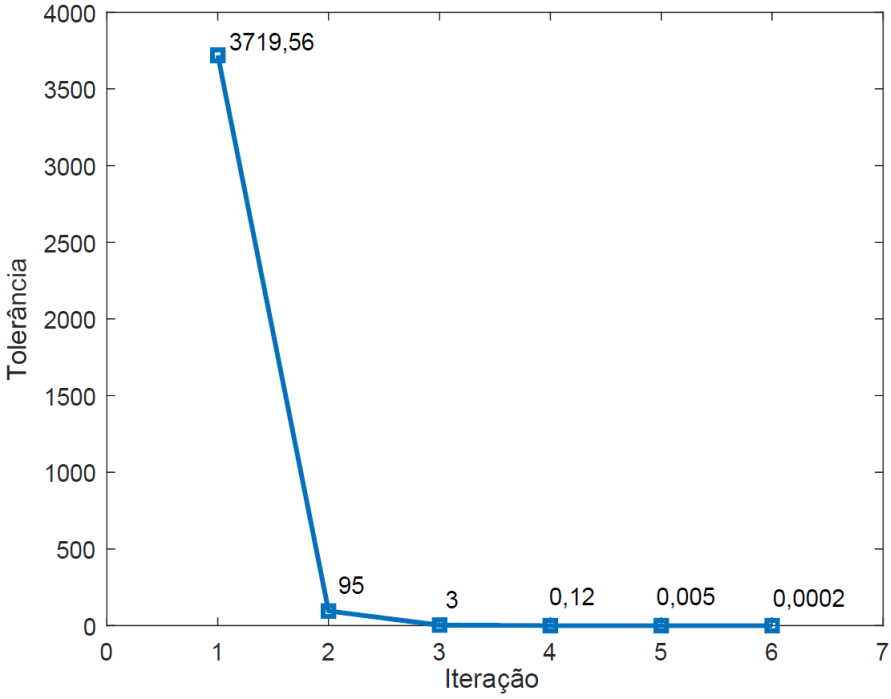
As simulações presentes neste trabalho foram executadas no computador do autor, cujo processador é um AMD Ryzen 7-5700G. Informação relevante visto que a capacidade de processamento varia com o modelo do componente utilizado.

O comportamento do erro, que é o critério de parada do sistema computacional, considerando a tolerância recomendada de 0,001 e 100% de GDBI ($\kappa_A$ igual 1), para os sistemas de 13, 34 e 123 nós está presente em Fig. 63, Fig. 64 e Fig. 65. Pelas figuras é mostrado que sistemas maiores, e em consequência maior volume de parâmetros a serem calculados, exigem maior número de iterações.

O parâmetro de contribuição de potência ativa pela GDBI, $\kappa_A$, representa uma variável de ganho na metodologia proposta e terá sua sensibilidade avaliada no perfil de tensão na fase A, para os já citados sistemas e em relação a nós posicionados em pontos intermediários de cada rede, conforme Fig. 66, Fig. 67 e Fig. 68. Nas imagens informadas é mostrado que em sistemas maiores a influência do $\kappa_A$ é mais significativa.

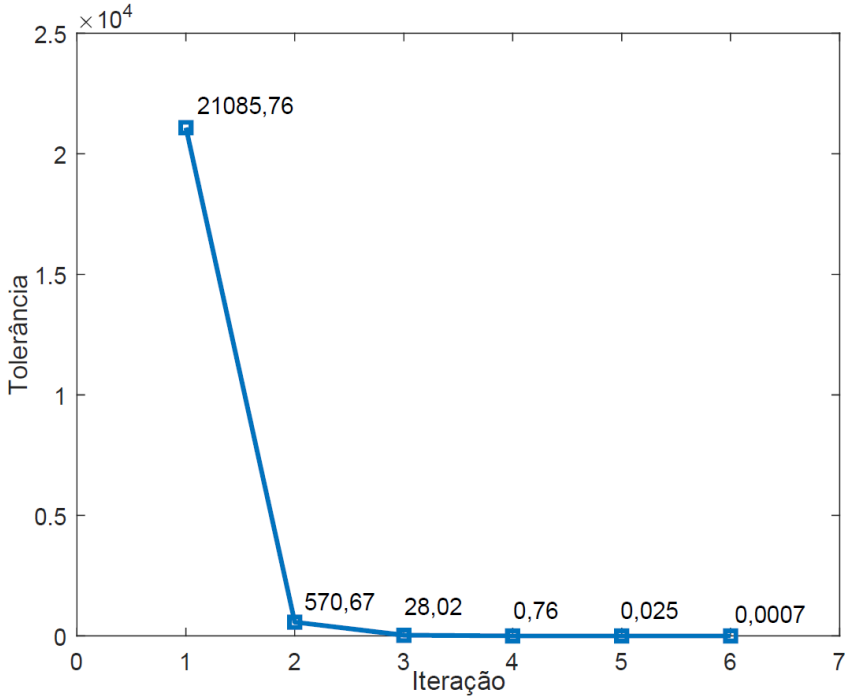
Pelos informações evidenciada em tabela e gráficos, o sistema apresentou convergência satisfatória e tempo de processamento adequado quando comparado ao modelo do MATLAB/Simulink, mas é inferior ao OpenDSS, que é uma plataforma dedicada a processamento de dados.

Figura 63 – Valores da tolerância por iteração para o 13 nós, com máxima penetração.



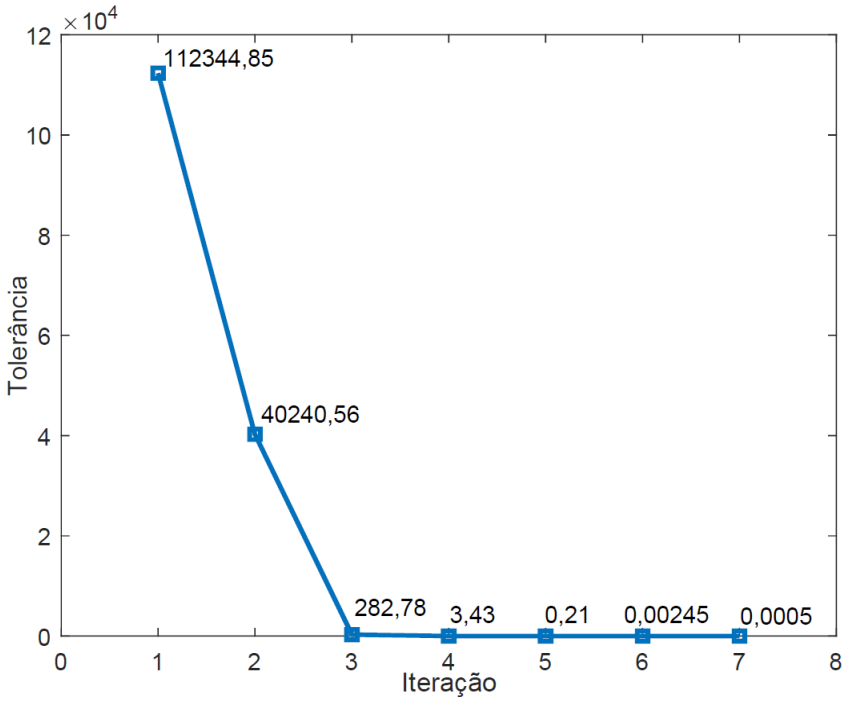

Fonte: Próprio autor.

Figura 64 – Valores da tolerância por iteração para o 34 nós, com máxima penetração.



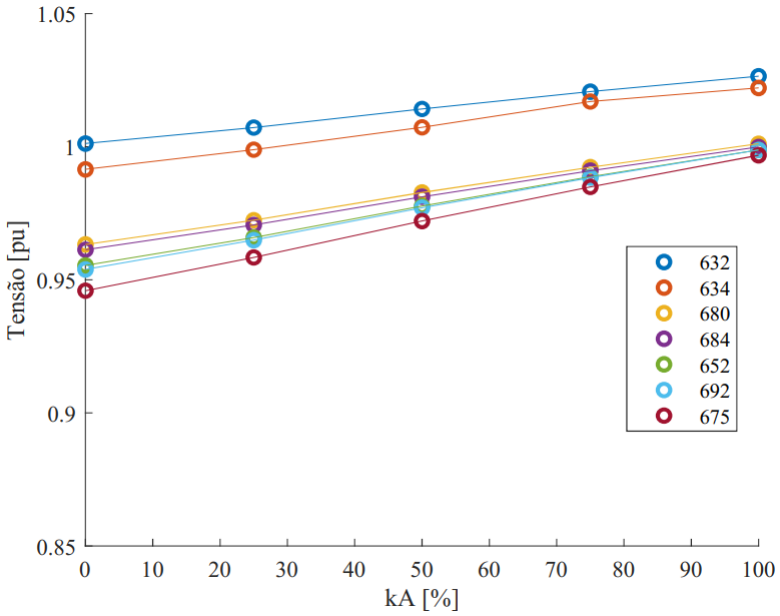

Fonte: Próprio autor.

Figura 65 – Valores da tolerância por iteração para o 123 nós, com máxima penetração.



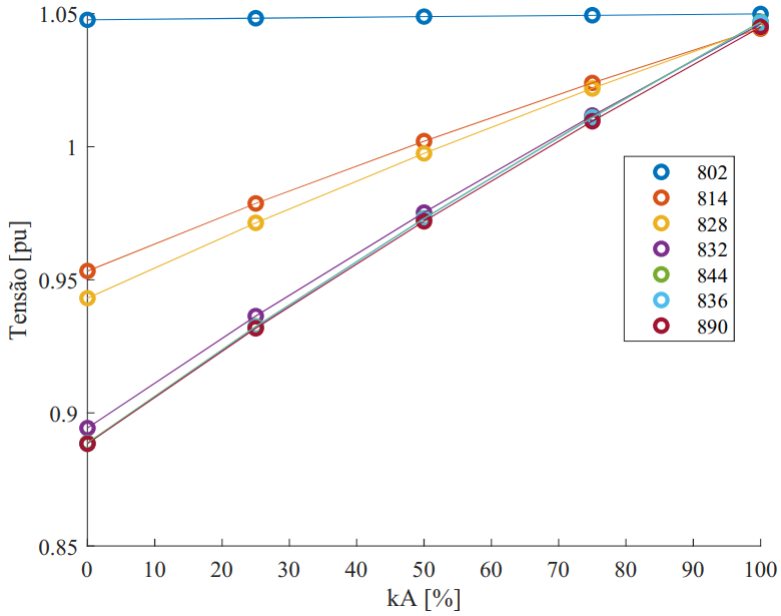

Fonte: Próprio autor.

Figura 66 – Sensibilidade do $\kappa_A$ por tensão, em pontos intermediários do 13 nós



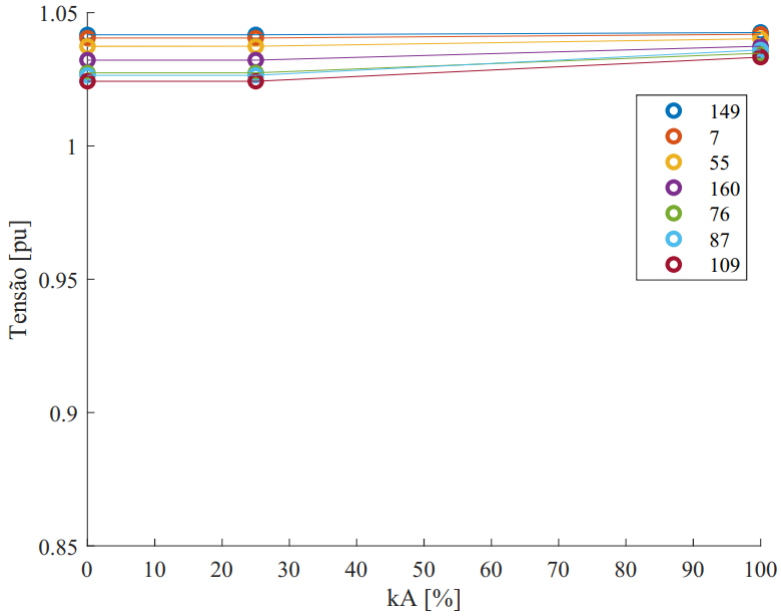

Fonte: Próprio autor.

Figura 67 – Sensibilidade do $\kappa_A$ por tensão, em pontos intermediários do 34 nós




Fonte: Próprio autor.

Figura 68 – Sensibilidade do $\kappa_A$ por tensão, em pontos intermediários do 123 nós




Fonte: Próprio autor.

## 5.4 Análise da intermitência da potência nas unidades de GDBI

Nos itens anteriores foi abortada a aplicação da metodologia em situações onde a injeção de potência ativa pelas unidades de GDBI era fixa. Inicialmente como zero para validação do cálculo do fluxo de potência e curto-circuito, com o intuito de comparar o modelo proposto com o do MATLAB/Simulink. Em seguida, foi utilizado 25% e 100% para estudo do impacto do aumento da injeção em sistemas com grande penetração de GDBI, por meio de faltas nos nós mais distantes de cada alimentador.

O presente item busca analisar o comportamento das mesmas redes do IEEE: 13 e 34 nós considerando a variação de potência que ocorre tanto na geração solar quando nas potências das cargas. Essa análise da injeção e do consumo intermitentemente permitirá a avaliação dos instantes de maior impacto nas redes, fornecendo informações para estudos de proteção mais adequados.

### 5.4.1 Curva de geração e carga

O estudo da irradiação solar é um tópico necessário para definir o comportamento da geração em painéis fotovoltaicos. Pesquisas neste assunto usam dados reais de registros meteorológicos, seja de regiões com abrangência municipal [92], nacional [93] ou com foco em áreas densamente urbanizadas [94], para avaliar eficiência energética, desempenho das placas e desenvolver modelos que representem o comportamento destes componentes.

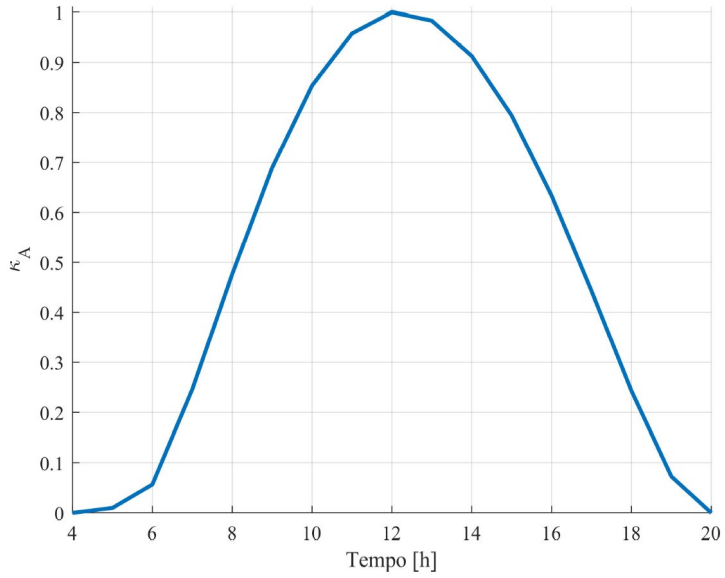
Usando os artigos citados foi possível identificar características em comuns entre as curvas de geração, como valores nulos de potência ativa nos horários fora do intervalo de 4 às 20 horas e pico de geração ao meio dia, e assim equacionar uma versão unificada delas, cuja função foi obtida usando a ferramenta *Curve Fitting* do MATLAB [95]. A equação desta curva é dada em (5.1) e representa a variação temporal de $\kappa_A[t]$, que define a potência ativa percentual gerada pelas unidades de GDBI ao longo de um dia. A função é um polinômio de sétimo grau cujos parâmetros estão presentes na Tabela 5, enquanto a Fig. 69 é a representação gráfica.

$$\kappa_A[t] = \begin{cases} 0, & 4 > t > 20 \\ P_{G_1} \cdot t^6 + P_{G_2} \cdot t^5 + P_{G_3} \cdot t^4 + P_{G_4} \cdot t^3 + P_{G_5} \cdot t^2 + P_{G_6} \cdot t + P_{G_7}, & 4 \leq t \leq 20 \end{cases} \tag{5.1}$$

Tabela 5 – Parâmetros da curva diária de geração da unidade de GDBI ($\kappa_A$)

| n | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $P_{G_n}$ | 0.80344 | -0.54803 | 0.14589 | 2.0557 | -14.261 | -1.7964 | 22.323 |

Figura 69 – Curva diária de geração da unidade de GDBI.




Fonte: Próprio autor.

O comportamento do consumo de potência é um tópico necessário para avaliar a estabilidade dos sistemas elétricos e engloba, como na etapa de geração, a modelagem baseada em dados reais [96]. O estudo deste ramo também compreende a análise da influência da não linearidade das cargas [97] e o desenvolvimento de metodologias de cálculos do fluxo de potência neste cenário, visando ganho computacional e aplicação em redes extensas [98].

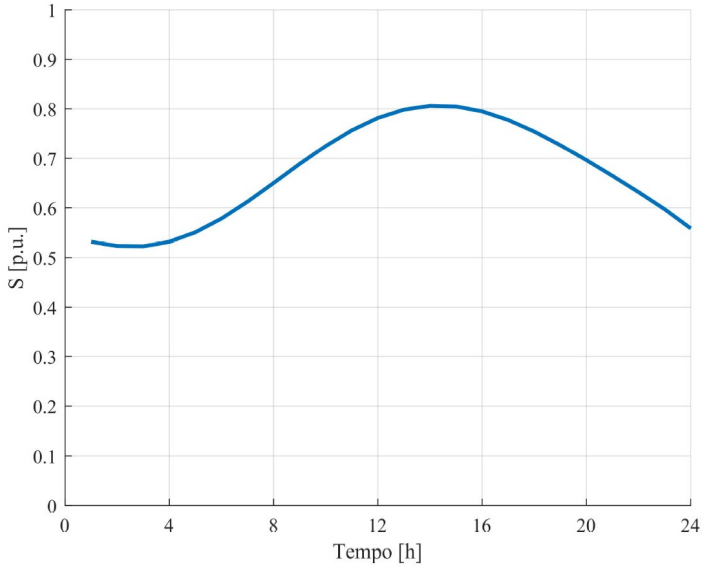
Usando a curva de consumo de potência pelo tempo citada em [98], referenciando para um intervalo de tempo diário e para o valor percentual da potência aparente, variável $C[t]$, é encontrado a equação (5.2), usando a mesma metodologia da equação anterior, referente a geração. Assim os parâmetros deste poliônimo de sétima ordem estão presentes na Tabela 6, com a forma gráfica na Fig. 70.

$$C[t] = P_{C_1} \cdot t^6 + P_{C_2} \cdot t^5 + P_{C_3} \cdot t^4 + P_{C_4} \cdot t^3 + P_{C_5} \cdot t^2 + P_{C_6} \cdot t + P_{C_7}, 0 \leq t \leq 24 \qquad (5.2)$$

Tabela 6 – Parâmetros da curva diária de carga da unidade de GDBI

| n | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $P_{C_n}$ | -7.6111·10⁻8 | 5.8157·10⁻6 | -0.00015598 | 0.0015525 | -0.0020837 | -0.010793 | 0.54312 |

Figura 70 – Curva diária de carregamento da unidade de GDBI.




Fonte: Próprio autor.

Assim, para que a metodologia proposta consiga realizar os cálculos de fluxo de potência, e em consequência curto-circuito, englobando as curvas de geração e consumo pelo tempo faz-se necessário modificar respectivamente as equações do $\kappa_R$ e da potência aparente do nó, $\dot{S}$, definidas anteriormente em (4.7) e (4.9) para (5.3) e (5.4).

$$\kappa'_{R_{n_{abc}}} = \frac{\kappa_{A_{n_{abc}}}[t] \cdot P_{n_{abc}} \cdot (1 - pf_{n_{abc}})}{pf_{n_{abc}} \cdot j \cdot Q_{n_{abc}}} \tag{5.3}$$

$$\dot{S}_{n_{abc}} = (1 - \kappa_{A_{n_{abc}}}[t]) \cdot P_{n_abc} \cdot C[t] + j \cdot (Q_{n_{abc}} \cdot C[t] - Q_{cp_{abc}}) \cdot (1 - \kappa_{R_{n_{abc}}}) \tag{5.4}$$

Destaca-se que o $\kappa_A$ influência na potência ativa instalada na carga, enquanto o cálculo de $\dot{S}$ usará a potência real consumida pela carga, que é o produto da instalada pela variável $C$, não sendo aplicada aos capacitores.

O uso da metodologia apresentada nesse item foi o tema do artigo *Assessing the Effect of Intermittency on Calculations of Load Flow and Short-Circuit for Grids Dominated by PV Distributed Generation*, submetido ao *23° Power Systems Computation Conference*, que dá direito a publicação na revista *Electric Power Systems Research* (Qualis A1), para cumprimento de requisito de defesa. No documento se avaliou o impacto das curvas diárias de geração e consumo nos sistemas de 13 e 34 nós, com elevada presença de geração distribuída fotovoltaica, cujos resultados serão evidenciados nos itens seguintes: 5.4.2 e 5.4.3.

### 5.4.2 Alimentador de 13 nós

Submetendo os dados do sistema IEEE de 13 nós a metodologia apresentada neste capítulo, abrangendo as curvas de geração e carga do item 5.4.1, nas condições de atendimento a norma IEEE 1547-2020, obtém-se o perfil de tensão mostrado na Fig. 71.

Pelo gráfico nota-se para as fases A e C, respectivamente as com as maiores cargas instaladas, há um esperado pico de tensão em todos os nós ao meio dia, horário de máxima geração, e vales no horário das 18 às 22 horas, marcados pela geração próxima de zero mas com carga significativa. Já para a fase B, a de menor carga instalada, os picos de tensão ocorre próximo das 6 e 20 horas, mostrando que nessa topologia: cargas menores sofrem menos influência da injeção de potência das unidades de GDBI. A Fig. 71 evidencia também decaimento de tensão nas fases A e C após o pico de consumo, 15 horas, reforçando que cargas com maiores potências instaladas sofrem mais influência da curva de consumo.

Os resultados encontrados demonstram também que as unidades de GDBI não conseguem regular a tensão de forma satisfatória para garantir o comprimento do intervalo de tensão de 0,88 à 1,1 pu da norma IEEE 1547-2020. Atento que os limites da norma local: presente no módulo 8, referente a qualidade da energia, do Prodist (Regras e procedimentos da distribuição) [99] estabelece o limite de 0,95 à 1,05 pu. O referente documento foi desenvolvido pela ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, que é a responsável por regulamentar as operações do sistema elétrico no território brasileiro.

Para atender a norma do IEEE é preciso aumentar a tensão de referência da barra alimentadora, cujo valor inicial passará de 1 pu para 1,05 pu, que é o TAP máximo positivo em transformadores de distribuição, simulando assim a operação do regulador de tensão nesta barra. O efeito dessa modificação está presente na Fig. 72, onde no período com não injeção de energia pela GDBI e consumo médio de potência, horários entre 19 e 22 horas, a tensão nas fases A e C nos nós mais distantes: 652, 675, 684 e 692; não há o atendimento ao limite inferior de 0,88 pu de tensão. Essa situação pode ser resolvido com integração de reguladores de tensão em pontos específicos da rede, com funcionamento intermitente. Reforça-se que esta sugestão não é objetivo do presente trabalho e será indicado como proposta futura.

Assim, seguindo a sequência de simulações de curto-circuito do 5.2.1, onde o ponto de falta é no nó de carga mais distante do alimentador, nó 680, aplica-se uma falta trifásica usando como tensões de pré faltas os valores presente na Fig. 72, obtendo assim: Fig. 73 para as tensões de nó, Fig. 74 para a corrente de falta no nó 680, Fig. 75 para os modos de operação e Fig. 76 para as correntes fornecidas pelas unidades de GDBI.

A Fig. 73 está condicentes com o esperado, pois ocorre decaimento das tensões nas 3 fases, ficando abaixo de 0,5 pu e mais próximo de zero a medido que se aproxima do ponto de falta, com leve aumento para fases A e C e decaimento para B, em torno

do meio dia. Esses comportamentos em torno do pico de geração se repetiram na falta trifásica. Enquanto a corrente de falta no nó 680 (Fig. 74) ficou em torno de 4 pu nas 3 fases, com leve variação pelo tempo similar ao gráfico anterior. Comparando as duas figuras, os instantes de decaimento de tensão são nos momentos de subidas da corrente de falta, com destaque para o intervalo de 5 a 8 horas na fase B, onde tem-se o maior valor de corrente de falta.

Como os valores de tensão pós falta nas barras com unidades de GDBI estão no intervalo 0,1 a 0,5 pu, os modos de operação durante o tempo permaneceram no modo 2, Fig. 75, onde a injeção de corrente pelas unidades de geração é máxima: 2 pu, Fig. 76.

Ao repetir o procedimento para falta monofásica em A no nó referente, ocorre o já esperado decaimento da tensão e o pico de corrente na fase de falta, além do um aumento das tensões nas fases vizinhas a medida que se aproxima do ponto de curto-circuito, Fig. 77 e Fig. 78. Para a fase A ocorre um perceptível decaimento de tensão no horário após o pico de consumo, 15 horas, percebível com a mudança nos modos de operação de 3 para 2 das 18 as 22 horas, Fig. 79 e pico na injeção de corrente pelas unidades de GDBI, Fig. 80.

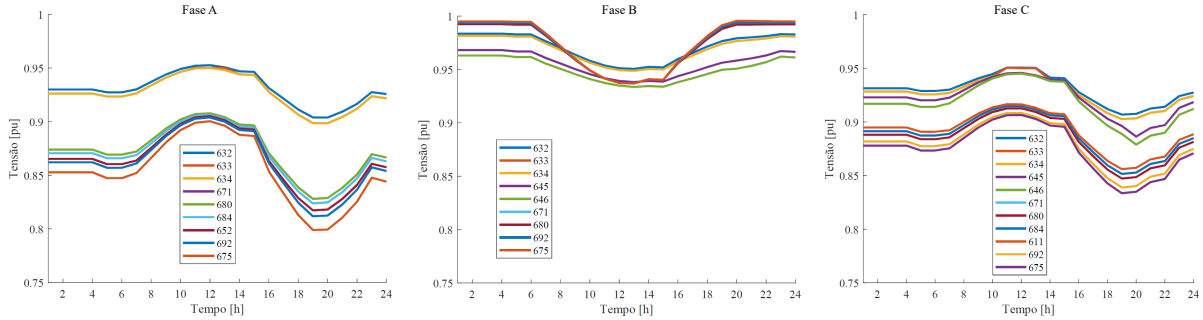
Nas fases vizinhas, ocorre extrapolação fora do período de pico de geração para B, enquanto situação contrária ocorre em C, onde a medida que se aproxima do meio dia, os modos de operação migram de 4 e 5 para 6 e a medida que se distanciam vão de 6 para 4 e 5. Esse comportamento é condicente com o presente na Fig. 80, pois nesses intervalos operando no modo 6, a corrente injetada pelas unidades é zero.

Para a fase B, o comportamento de decaimento de tensão e pico de corrente na fase da falta se repete, com aumento na tensão das vizinhas, conforme respectivas Fig. 81 e Fig. 82, similar ao presente na falta na fase A.

Em relação aos modos de operação nessa condição de falta, Fig. 83, ocorre mudança na Fase A, seguindo a curva de consumo, onde o modo varia de 5 para 4 nos horários 5 as 7 e horas, no nó com unidade de GDBI mais próximo da referência, nó 632, e nos mais distantes, nós 652 e 675, enquanto na fase C, o comportamento é similar ao da falta em A: modificação do modo dependendo da distância ao ponto de máxima geração. Os cenários acima se refletem em relação a corrente injetada pelas unidades de GDBI na Fig. 84.

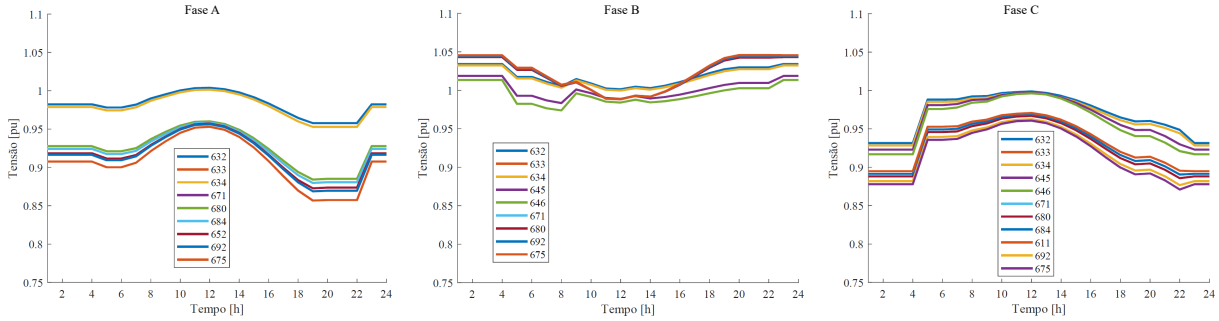
Por fim, na fase C, o comportamento das tensões de nó e corrente de falta, respectivas Fig. 85 e Fig. 86, foram similares aos da fase A. Nos modos de operação ocorre mudança nos intervalos próximos ao pico de geração para as fases A e C, enquanto na Fase B permanece no modo 5, conforme Fig. 87. O destaque é na fase A onde próximo do horário de menor consumo, 3 horas, ocorre mudança de 5 para 4. Essa situação também ocorreu na fase A. As correntes injetadas pelas unidades de GDBI, presentes na Fig. 88, seguem ao padrão do modo de operação citado.

Figura 71 – Perfis de tensão de 13 nós considerando as curvas diárias de geração e carga das unidades de GDBI.



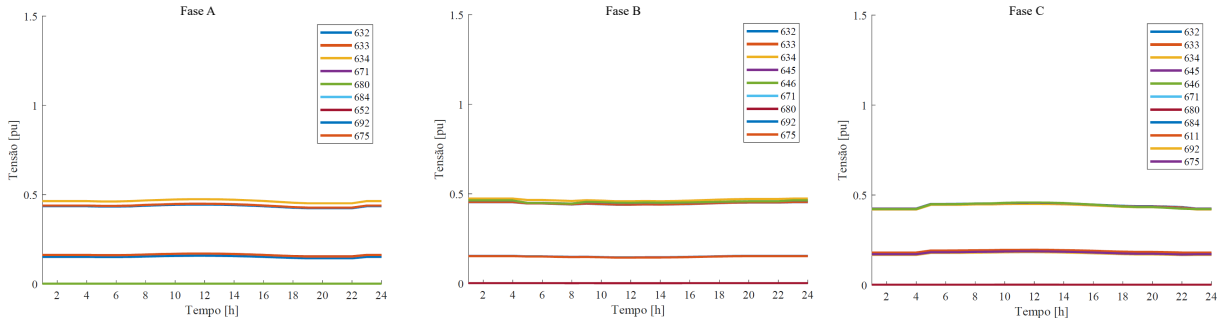

Fonte: Próprio autor.

Figura 72 – Perfis de tensão de 13 nós considerando as curvas diárias de geração e carga das unidades de GDBI, com tensão de referência de 1,05 pu.



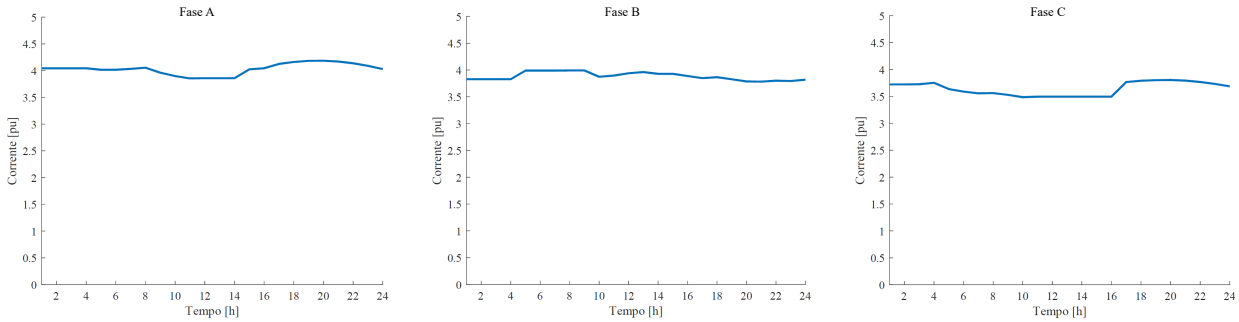

Fonte: Próprio autor.

Figura 73 – Perfis de tensão de 13 nós com falta trifásica no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



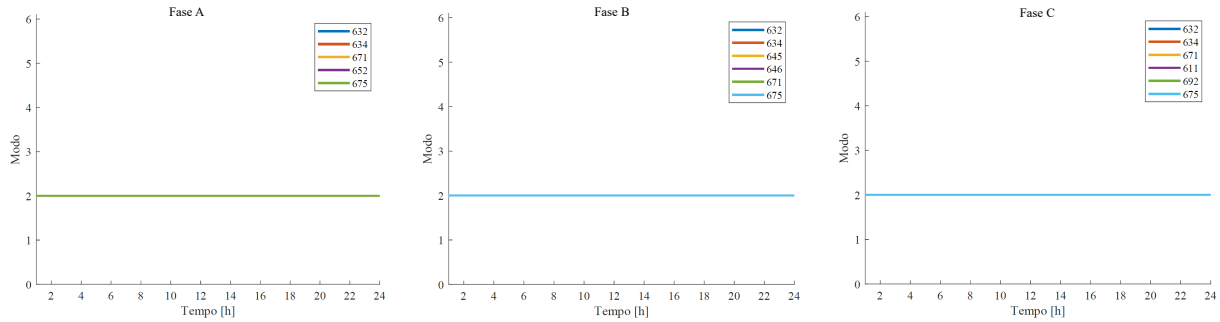

Fonte: Próprio autor.

Figura 74 – Corrente de falta trifásica no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



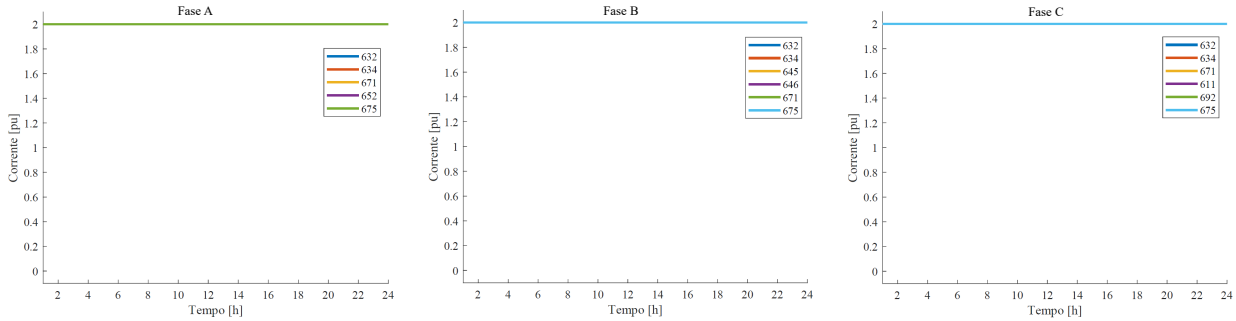

Fonte: Próprio autor.

Figura 75 – Modos de operação para falta trifásica no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



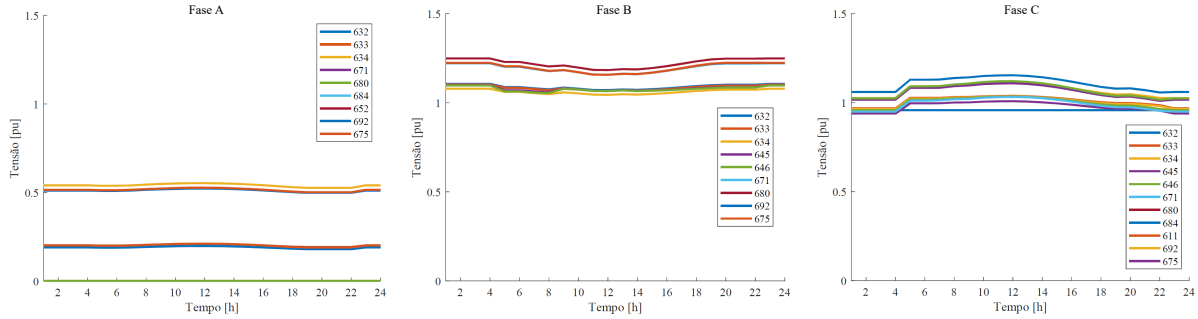

Fonte: Próprio autor.

Figura 76 – Correntes da GDBI para falta trifásica no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



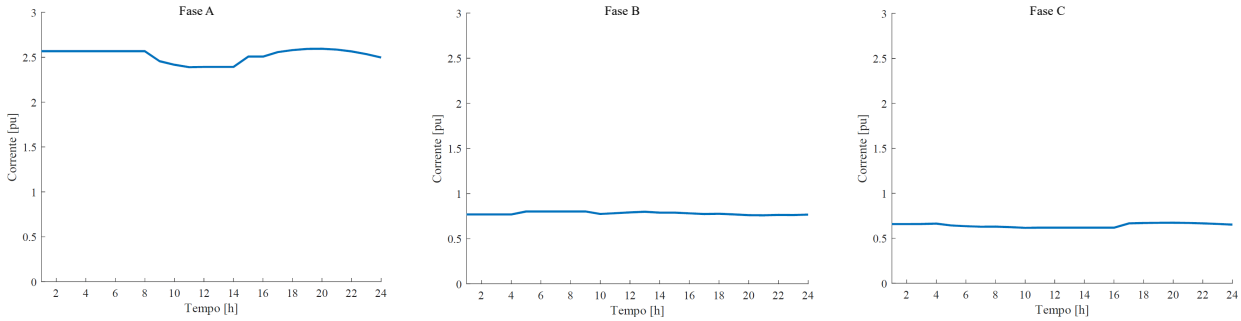

Fonte: Próprio autor.

Figura 77 – Perfis de tensão de 13 nós com falta monofásica em A no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



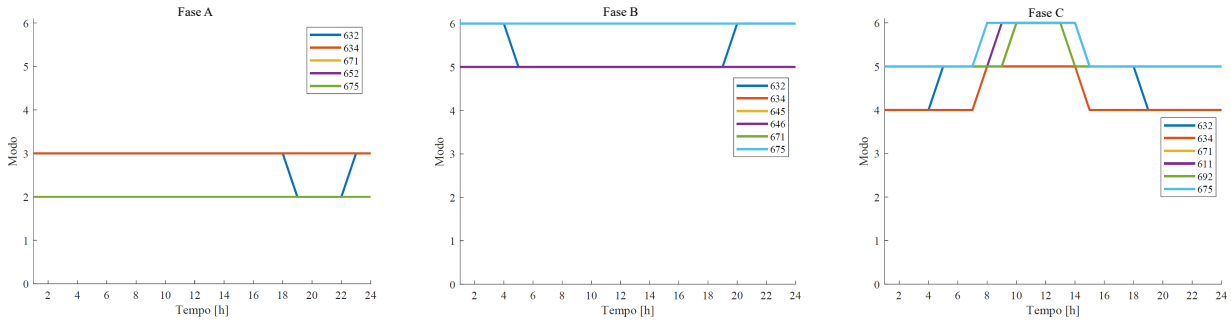

Fonte: Próprio autor.

Figura 78 – Corrente de falta monofásica em A no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



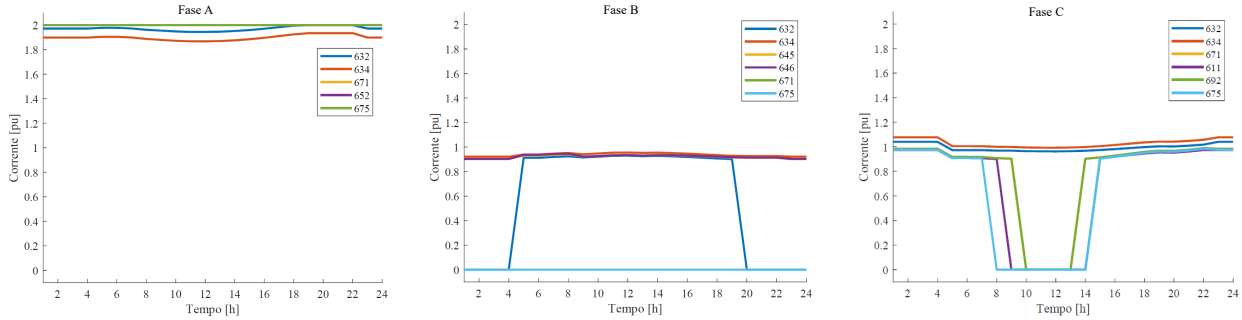

Fonte: Próprio autor.

Figura 79 – Modos de operação para falta monofásica em A no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



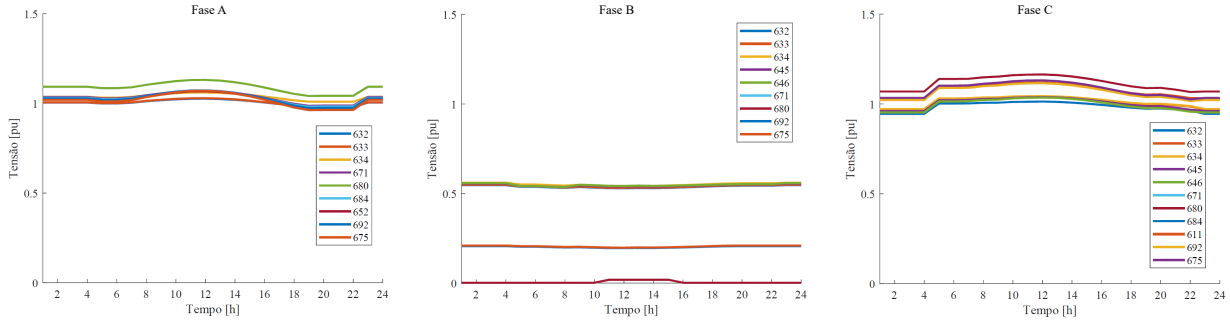

Fonte: Próprio autor.

Figura 80 – Correntes da GDBI para falta monofásica em A no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



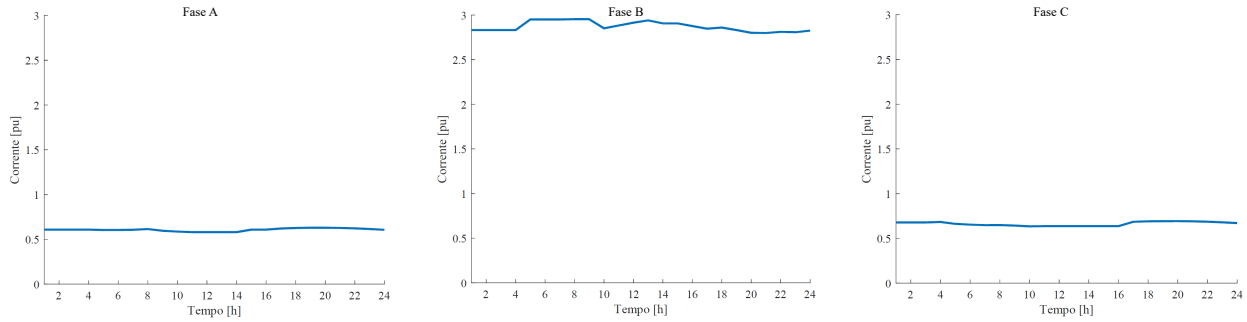

Fonte: Próprio autor.

Figura 81 – Perfis de tensão de 13 nós com falta monofásica em B no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



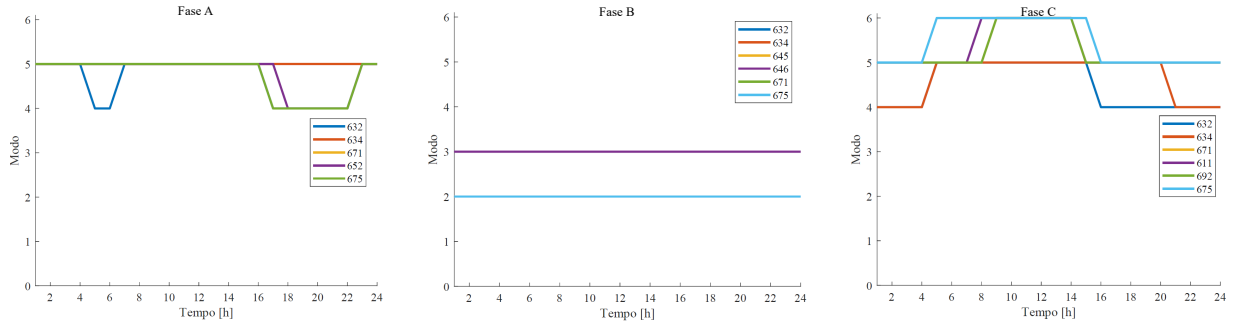

Fonte: Próprio autor.

Figura 82 – Corrente de falta monofásica em B no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



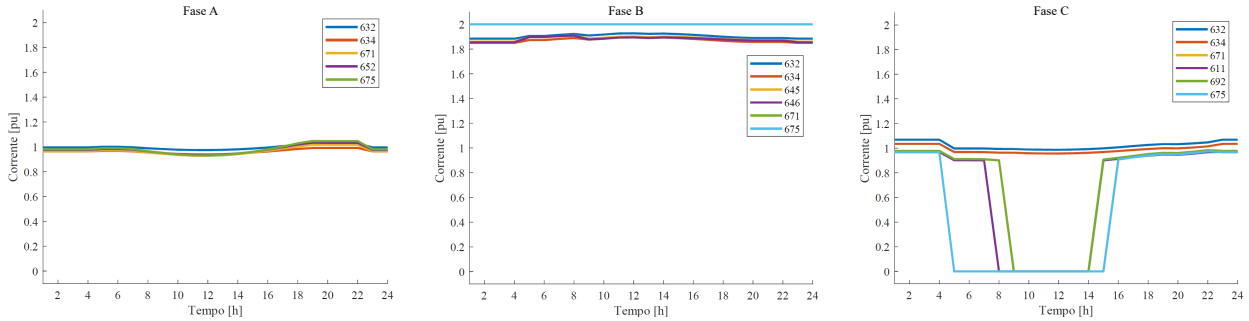

Fonte: Próprio autor.

Figura 83 – Modos de operação para falta monofásica em B no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



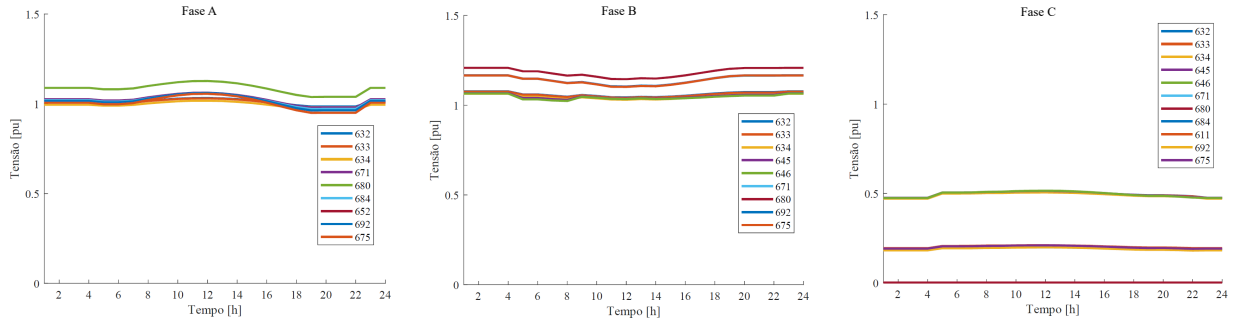

Fonte: Próprio autor.

Figura 84 – Correntes da GDBI para falta monofásica em B no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



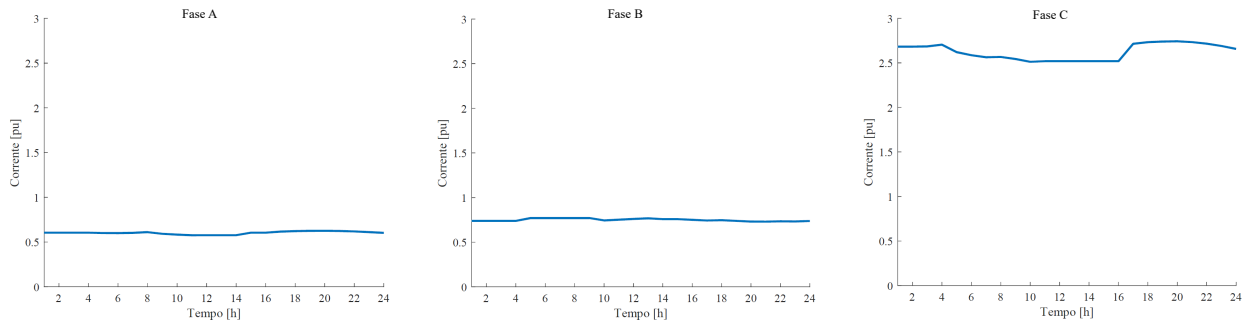

Fonte: Próprio autor.

Figura 85 – Perfis de tensão de 13 nós com falta monofásica em C no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



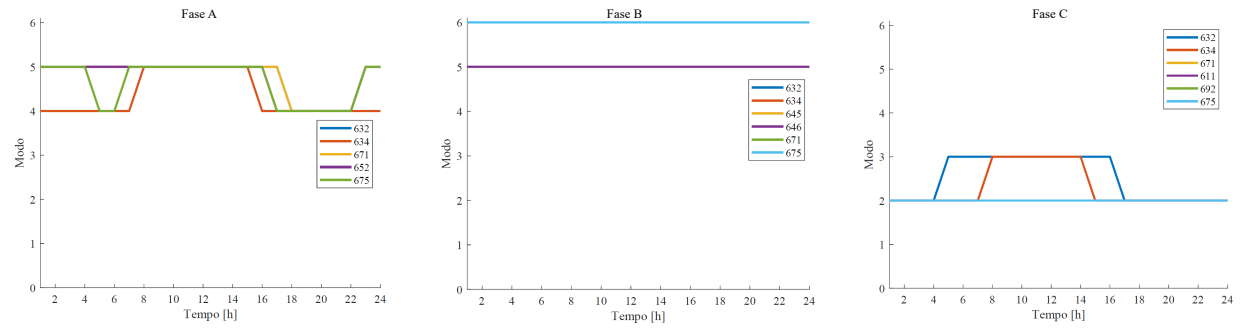

Fonte: Próprio autor.

Figura 86 – Corrente de falta monofásica em C no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.



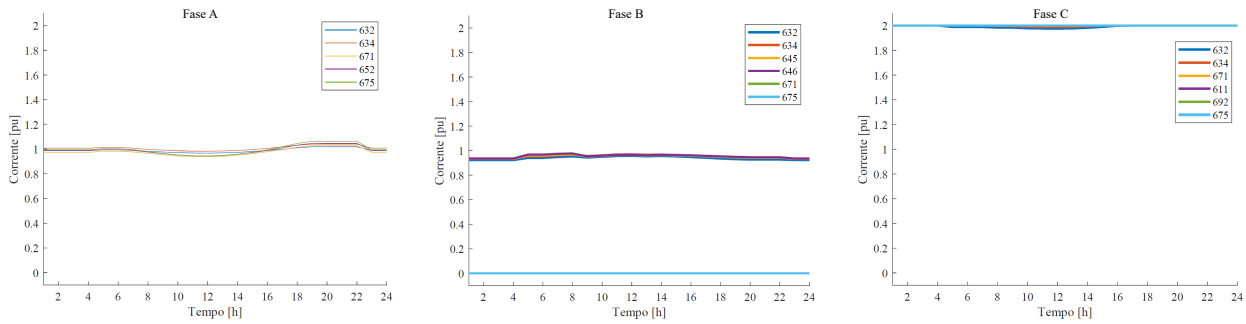

Fonte: Próprio autor.

Figura 87 – Modos de operação para falta monofásica em C no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.




Fonte: Próprio autor.

Figura 88 – Correntes da GDBI para falta monofásica em C no nó 680, com as condições de pré falta da Fig. 72.




Fonte: Próprio autor.

### 5.4.3 Alimentador de 34 nós

Aplicando os dados do sistema IEEE de 34 nós a mesma metodologia do item 5.4.2 obtém-se o perfil de tensão mostrado na Fig. 89. O comportamento é similar ao presente no sistema de 13 nós para as fases A e C, onde o comportamento da tensão segue o da curva de consumo, com o pico ocorrendo no ponto máximo de geração. Para a fase B, o comportamento se diferencia, pois não há a elevação de tensão nas extremidades da curva, sendo similar em forma as fases vizinhas.

Os valores obtidos demonstram que, assim como o anterior, para horários de geração nula, a tensão apresenta módulo inferior ao limite da norma IEEE 1547-2020; exigindo a instalação de reguladores de tensão para garantir o mínimo de 0,88 pu.

A aplicação deste regulador na barra de alimentação, modificando a tensão de 1 para 1.05 pu, máximo permitido em norma, está presente na figura Fig. 90. Onde, com exceção do horário de baixa geração e consumo significativo (19 horas), o perfil de tensão se encontra dentro do intervalo de 0,88 a 1,05 pu.

Ao aplicar uma falta trifásica no nó 848, mesmo ponto da análise percentual de potência (item 5.2.2), são obtidos os perfis de tensão da Fig. 91, onde ocorre o comportamento já esperado de decaimento de tensão a medida que se aproxima do ponto de falta. Destaca-se que nos nós intermediários, localizados entre a barra de geração e a falta, ocorre perceptível elevação da tensão em torno do meio dia, horário de máxima geração.

Para esta falta, a menos frequente e de maior impacto no sistema elétrico, visto os valores de corrente presente na Fig. 92, o intervalo em destaque, em torno de 12 horas, é quando a falta é menos nociva a rede, já que circula corrente de falta de menor módulo. Em contra-partida no horário de menor geração e demanda significativa, a corrente atinge seu maior valor, próximo de 4,5 pu.

Os modos de operação e correntes injetadas pelas unidades de GDBI, presente respectivamente em Fig. 93 e Fig. 94 mostram que nas fases B e C, a tensão nos nós mais próximos do nó alimentador (800) ficam no modo 3 e a medida que se aproximam do ponto de falta, passam para 2 e 1; como ocorre na fase A. Destaca-se que a variação diária de potência gerada e consumida não modificou o comportamento dessas variáveis.

Quando a falta é do tipo monofásica em A, os perfis de tensão são conforme a Fig. 95, onde ocorre o mesmo comportamento de pico de tensão na máxima geração e decaimento no intervalo de consumo considerável e geração próxima da nula, visto no sistema de 13 nós. Este comportamento se repete na corrente de falta, conforme Fig. 96.

Em relação aos modos de operação, Fig. 97, nota-se a mudança de modo de 2 para 3 na fase da falta, nos nós 820 e 822, no intervalo de máxima geração, evidenciando que a tensão atingiu valores superiores 0,5 pu. Enquanto nas fases vizinhas ocorre mudança

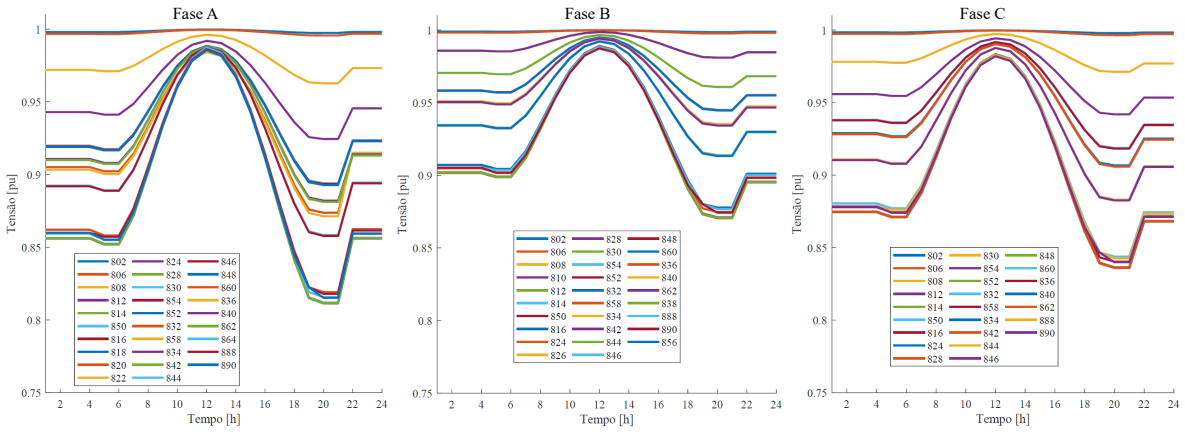
neste intervalo e no de decaimento, de forma mais expressiva na fase C, principalmente no nó 802, que é o mais próximo da referência.

Para a corrente injetadas pelas unidades de GDBI, o destaque ocorre nas fases vizinhas, pois em torno do ponto de máxima geração, 10-14 horas, ocorre o fornecimento nulo do maior número de elemento, modo 6, conforme Fig. 98.

Na falta monofásica em B, o comportamento é similar ao anterior, na fase A, conforme perfis de tensão em Fig. 99 e corrente de falta em Fig. 100. Já para os modos de operação, Fig. 101, destaca-se na fase B que: os nós mais próximos da referência permanecendo no modo de operação 4 durante o intervalo diário, enquanto nas fases vizinhas: nós mais próximos do ponto de falta oscilam entre modos 4 e 5 dependendo da curva de geração. O gráfico das corrente, Fig. 102, reforça os diferentes modos encontrados na Fase B. Na fase C, no nó 802, ocorre extrapolação, ou seja modo 6 e injeção de corrente nula.

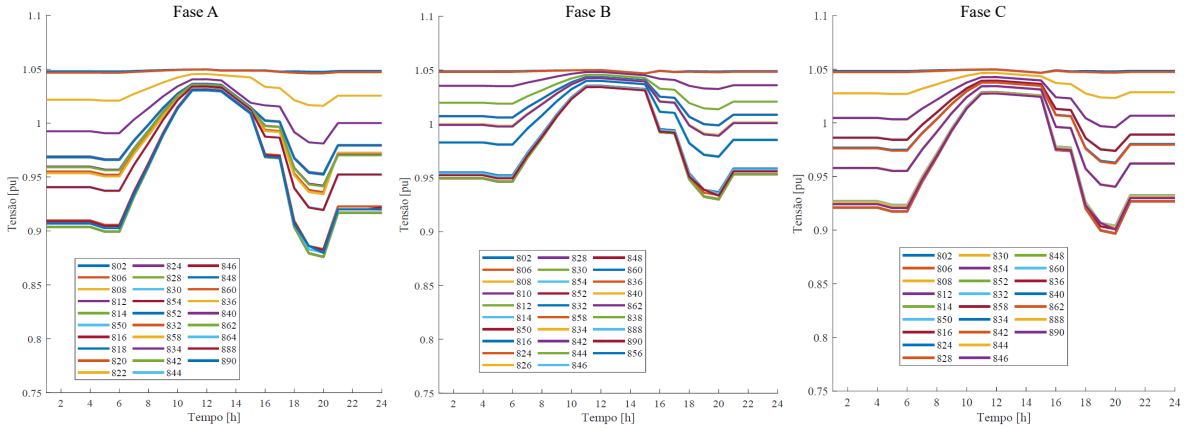
Para falta monofásica em C, cujos gráficos referentes a: perfis de tensão, corrente de falta, modos de operação e injeção de corrente pelas unidades de GDBI estão presentes respectivamente em: Fig. 103, Fig. 104, Fig. 105 e Fig. 106. Os gráficos de corrente e tensão se assemelham aos das faltas anteriores, porém no de modos de operação: não ocorre na fase C operação no modo 3, onde a tensão se encontra entre 0,5 e 0,8 pu.

Figura 89 – Perfis de tensão de 34 nós considerando as curvas diárias de geração e carga das unidades de GDBI.



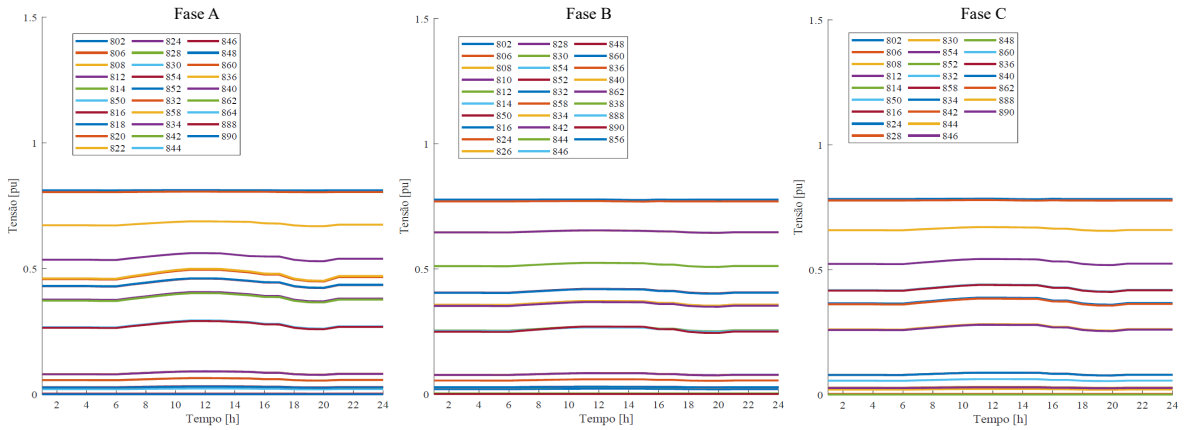

Fonte: Próprio autor.

Figura 90 – Perfis de tensão de 34 nós considerando as curvas diárias de geração e carga das unidades de GDBI, com tensão de referência de 1,05 pu.



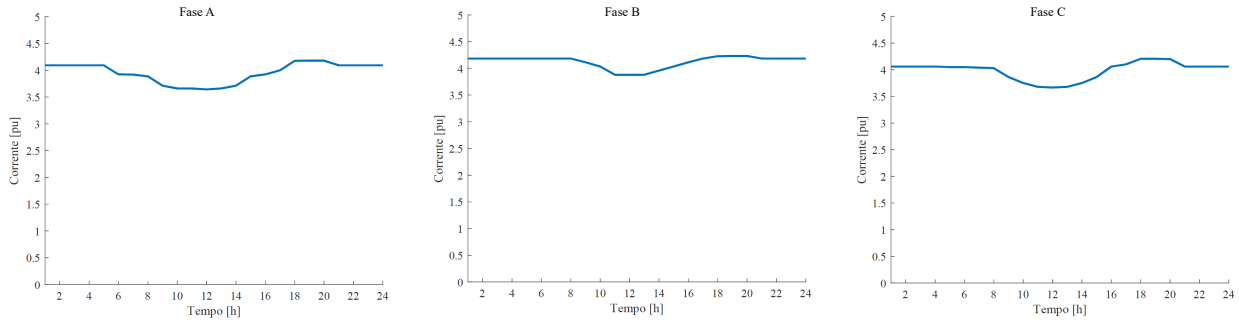

Fonte: Próprio autor.

Figura 91 – Perfis de tensão de 34 nós com falta trifásica no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



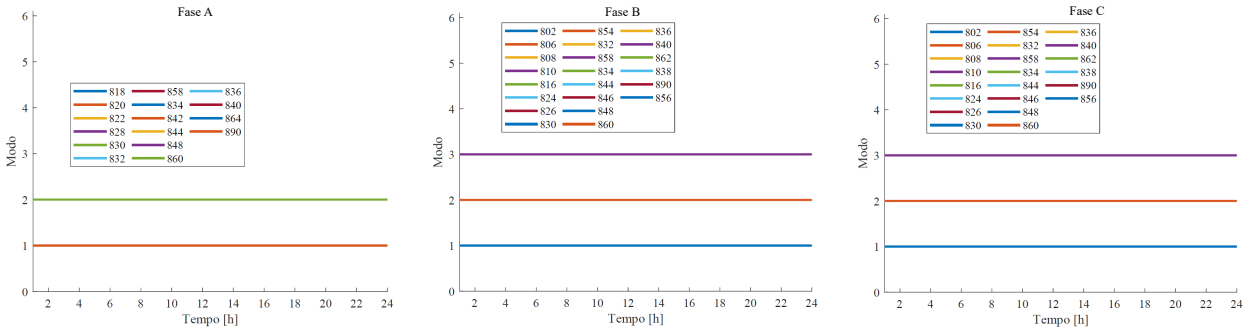

Fonte: Próprio autor.

Figura 92 – Corrente de falta trifásica no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



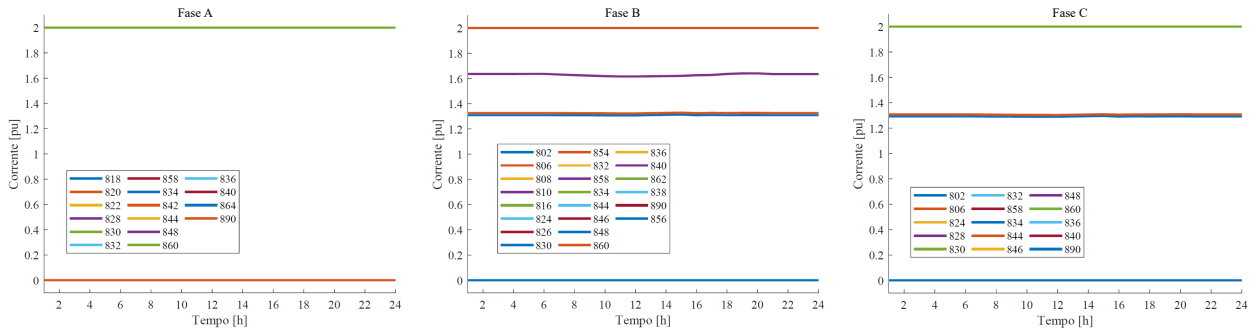

Fonte: Próprio autor.

Figura 93 – Modos de operação para falta trifásica no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



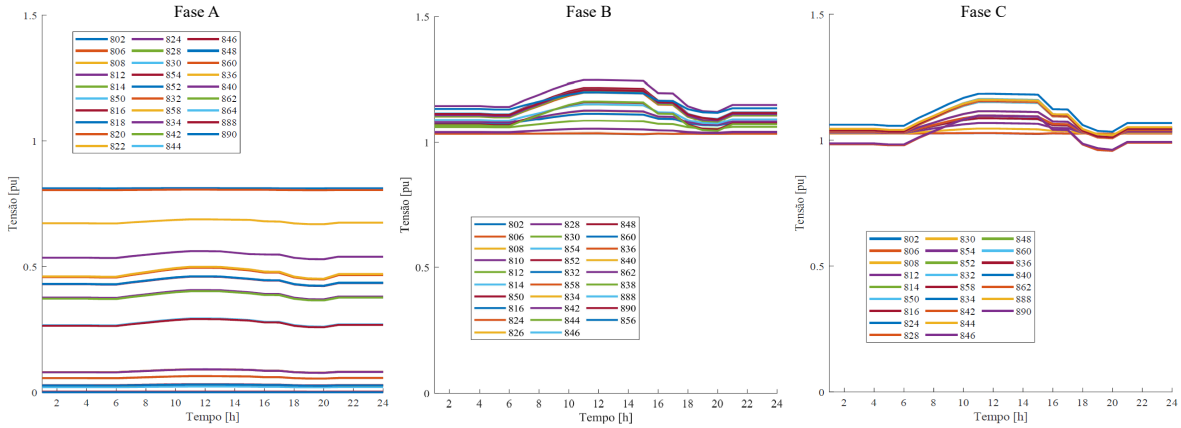

Fonte: Próprio autor.

Figura 94 – Correntes da GDBI para falta trifásica no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



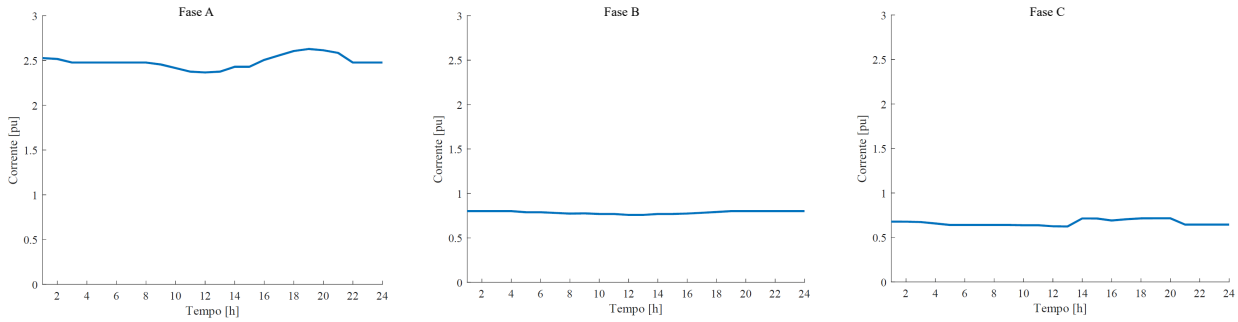

Fonte: Próprio autor.

Figura 95 – Perfis de tensão de 34 nós com falta monofásica em A no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



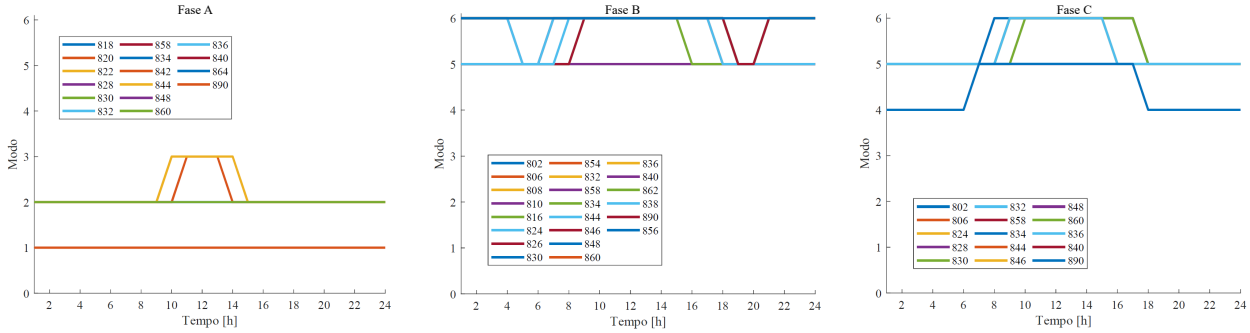

Fonte: Próprio autor.

Figura 96 – Corrente de falta monofásica em A no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



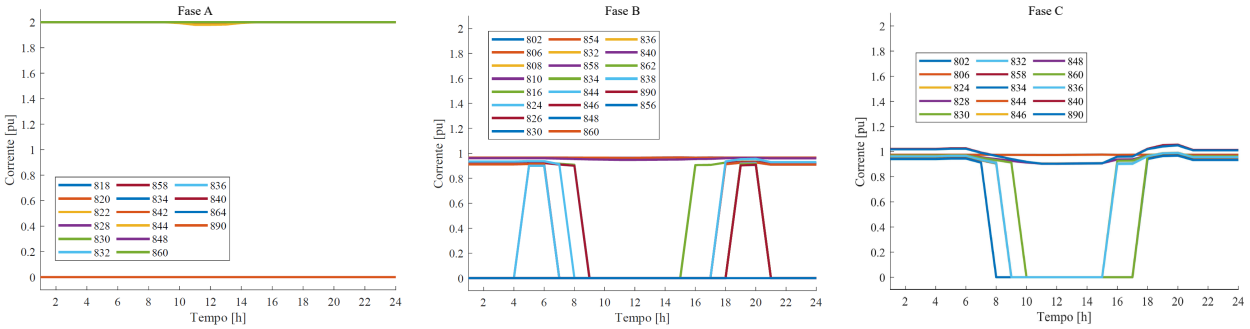

Fonte: Próprio autor.

Figura 97 – Modos de operação para falta monofásica em A no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



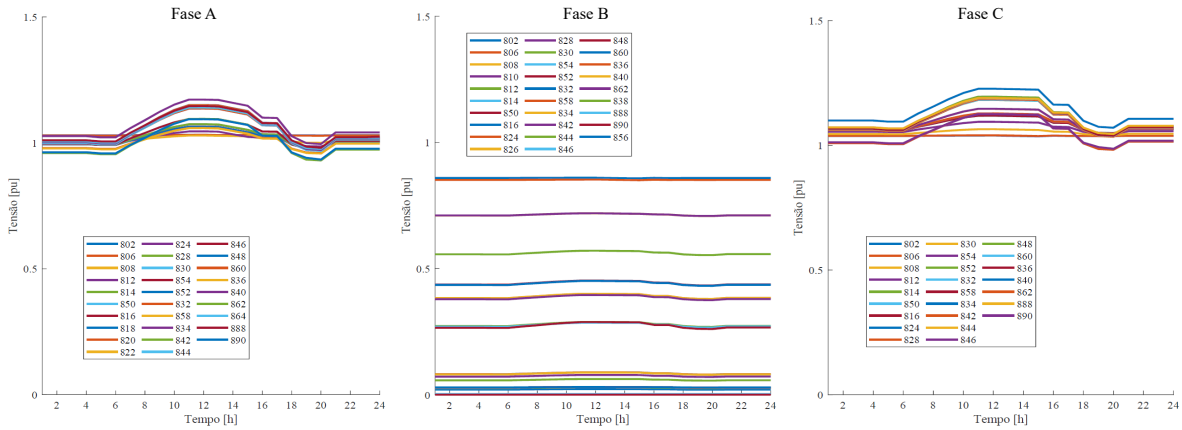

Fonte: Próprio autor.

Figura 98 – Correntes da GDBI para falta monofásica em A no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



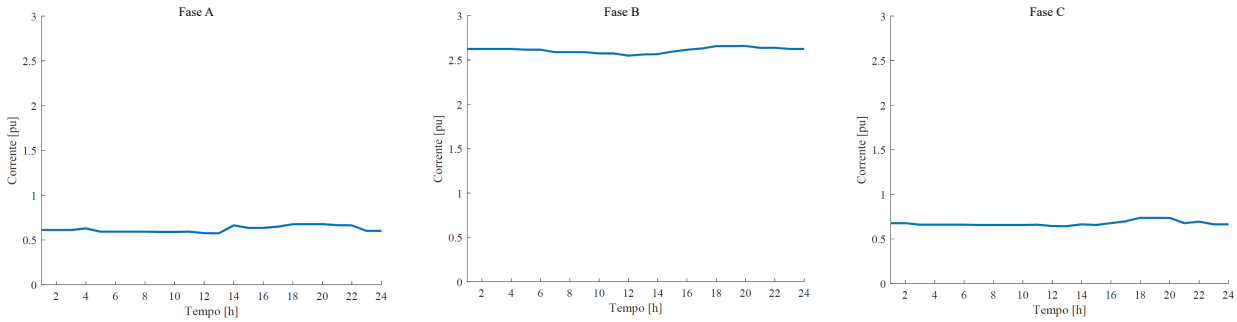

Fonte: Próprio autor.

Figura 99 – Perfis de tensão de 34 nós com falta monofásica em B no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



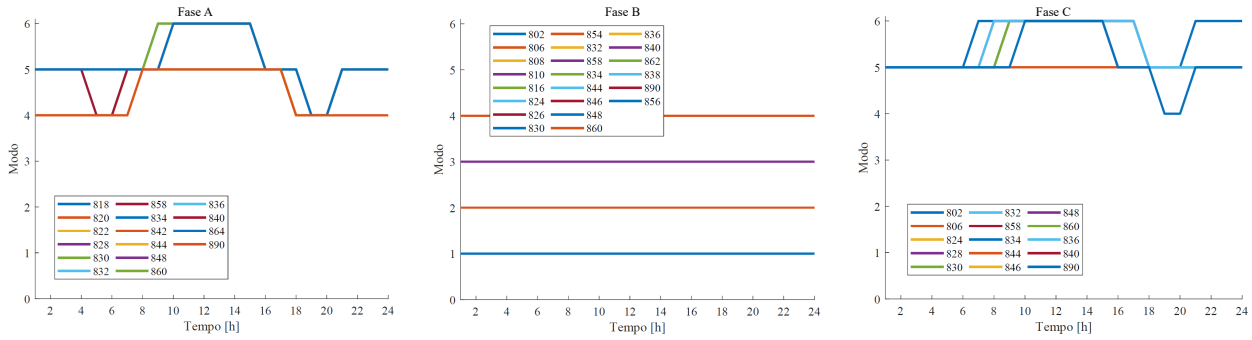

Fonte: Próprio autor.

Figura 100 – Corrente de falta monofásica em B no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



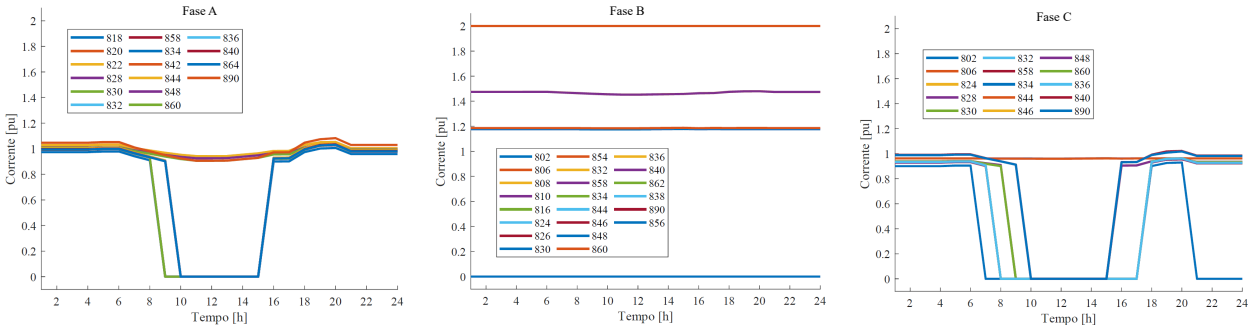

Fonte: Próprio autor.

Figura 101 – Modos de operação para falta monofásica em B no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



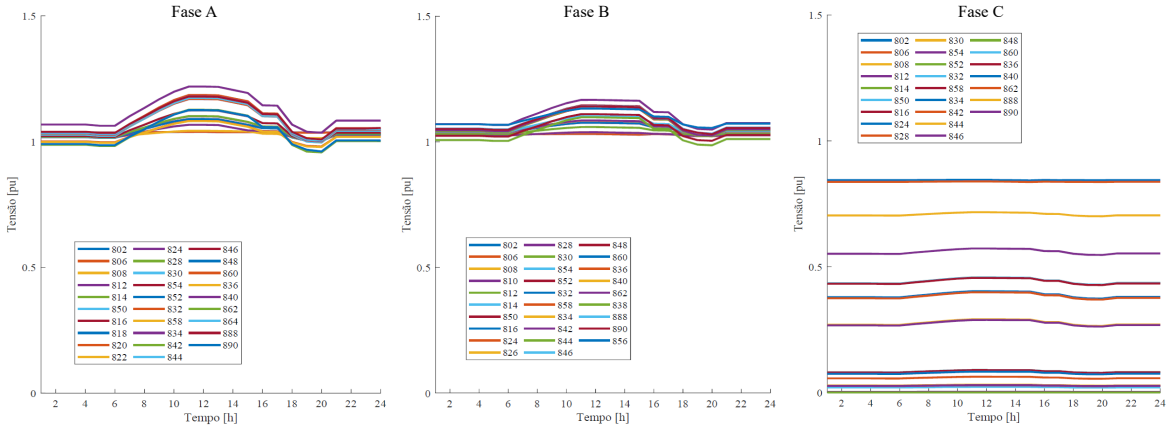

Fonte: Próprio autor.

Figura 102 – Correntes da GDBI para falta monofásica em B no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



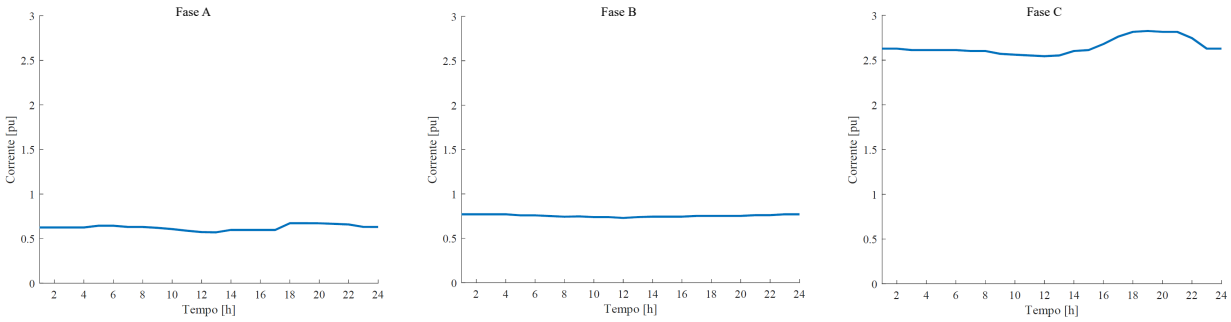

Fonte: Próprio autor.

Figura 103 – Perfis de tensão de 34 nós com falta monofásica em C no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



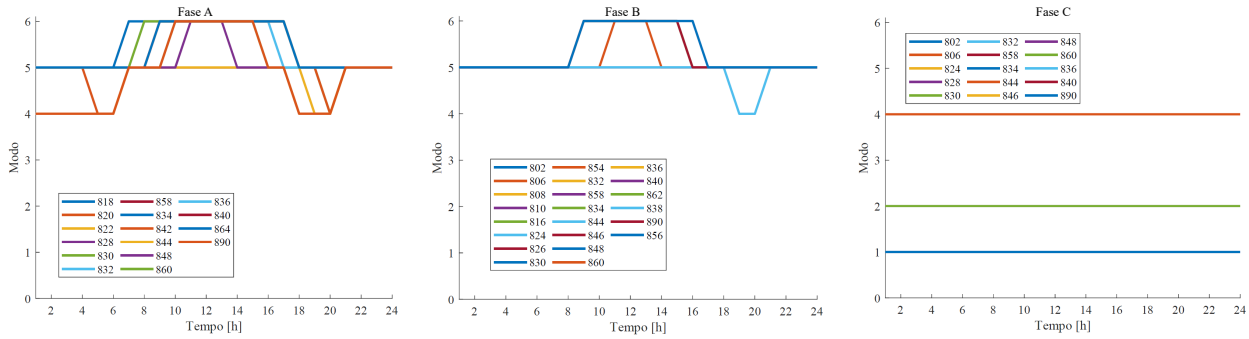

Fonte: Próprio autor.

Figura 104 – Corrente de falta monofásica em C no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.



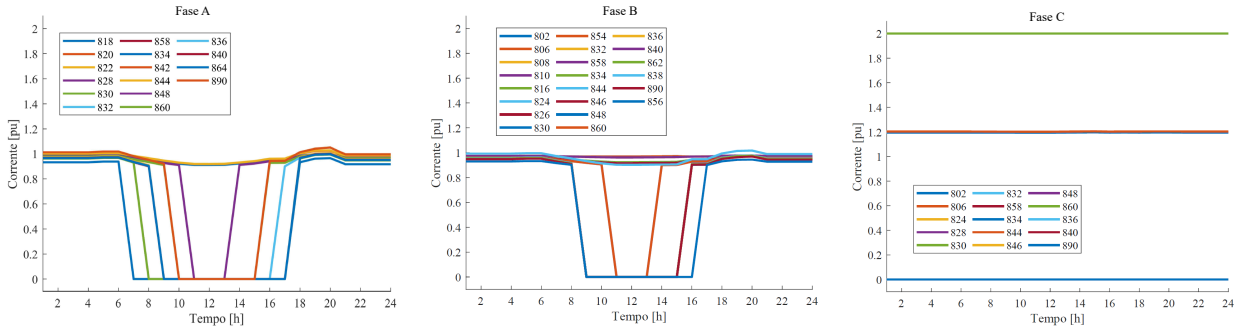

Fonte: Próprio autor.

Figura 105 – Modos de operação para falta monofásica em C no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.




Fonte: Próprio autor.

Figura 106 – Correntes da GDBI para falta monofásica em C no nó 848, com as condições de pré falta da Fig. 89.




Fonte: Próprio autor.

# 6 Conclusões

A proposta deste trabalho foi mostrar a implementação de uma plataforma de simulação, que aplica uma metodologia para obter o fluxo de potência e análise de curto-circuito, em situações normais e anormais, para sistemas de energia elétrica com alta penetração de GDBI, considerando os limites e modos de operação associados a eles.

As simulações demonstraram que, no caso do fluxo de potência no sistema de 34 nós com máximo fornecimento de potência, o limite de injeção de potência reativa na categoria B é atingido no nó 844. Situação que não se repetiu no sistema de 123 nós, nas mesmas condições, indicando que o aumento do número de cargas da malha não garante que o limite seja atingido. Assim, devesse investigar o comportamento em alimentadores com distribuição mais extensos, e menos balanceado que o de 123 nós, para identificar os fatores que geram esse cenário e assim avaliar a necessidade de revisão nos limites.

No curto-circuito, para faltas monofásicas, é perceptível que caso o curto ocorra na fase vizinha a uma de maior potência ocorrerá extrapolação do limite do modo de operação da GDBI, mesmo em sistemas menores, como o 13 nós. Para sistemas maiores, a injeção de máxima potência ativa já causa a saída dos geradores em caso de falta monofásica, independente da fase. Destacasse que no sistema de 123 nós, devido a topologia não radial, se comparado ao de 13 e 34 nós, a tensão da barra de referência é inferior aos dos alimentadores que estão mais distantes do ponto de falta, indicando uma adversidade maior nos estudos de coordenação e seletividade.

A metodologia apresentou erro relativamente baixo, 1,94% e 2,39%, para respectivamente o alimentador de 13 e 34 nós, quando em comparação com o, já consolidado, modelo do MATLAB/Simulink, enquanto o ganho no tempo de processamento foi 1209,43% e 2185,24%, em relação ao perfil de tensão; tornando seu uso consistente para maiores sistemas. Ao comparar com o modelo no OpenDSS, que é uma plataforma dedicada ao processamento de dados, o tempo de processamento fica bastante superior: demonstrando que não substitui sistemas consolidados a este fim.

A análise da intermitência demonstrou que em horários de baixa geração e alto consumo, dependendo da potência instalada e da topologia da rede, faz-se necessário instalar reguladores de tensão para evitar tensões inferiores ao limite da IEEE-1547 (0,88 pu) e que a curva de geração e consumo influenciam mais significativamente nas fases com maior potência ativa instalada, com picos de corrente de falha, onde por extrapolarem as curvas de modo de operação (modo 6): deve ocorrer a desconexão dos geradores com a rede. O cenário descrito ocorre principalmente em fases de menor potência durante o pico de geração e em fases de maior potência devido a uma combinação de não geração e maior

consumo.

Como proposta futura há a melhoria da entrada de dados, de forma que permita a leitura diretamente dos arquivos do alimentadores do IEEE e que a matriz de configuração de malha seja feita por interface visual e didática. Quanto a metodologia, propõem-se inserir os parâmetros da zona de radiação. De forma que seja possível simular o comportamento do sistema mediante variação da potência ativa pela radiação solar da região.

# Referências


[1] ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SöDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779601001018>. Citado na página 21.

[2] KUANG, H.; LI, S.; WU, Z. Discussion on advantages and disadvantages of distributed generation connected to the grid. In: *2011 International Conference on Electrical and Control Engineering*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 170–173. Citado na página 21.

[3] BARKER, P.; MELLO, R. D. Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems. In: *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 3, p. 1645–1656 vol. 3. Citado na página 21.

[4] NASCIMENTO, J. P.; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A. de. An adaptive protection algorithm for distribution systems with distributed generation. In: *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 165–170. Citado na página 21.

[5] MATOS, S. et al. Protection philosophy for distribution grids with high penetration of distributed generation. *Electric Power Systems Research*, v. 196, p. 107203, 2021. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877962100184X>. Citado na página 21.

[6] TU, D. V.; CHAITUSANEY, S. Impacts of inverter-based distributed generation control modes on short-circuit currents in distribution systems. In: *2012 7th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1645–1650. Citado na página 21.

[7] YANG, S.; TONG, X. Continuation power flow for distribution network considering current limiting status of inverter based distributed generation. In: *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5. Citado na página 21.

[8] LI, S. et al. A novel control algorithm for inverter-based distributed generation in unbalanced three-phase power systems. In: *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6. Citado na página 21.

[9] 1547-2018, I. S. *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. 2018. 138 p. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 31.

[10] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces–Amendment 1: To Provide More Flexibility for Adoption of Abnormal Operating Performance Category III. *IEEE Std 1547a-2020 (Amendment to IEEE Std 1547-2018)*, p. 1–16, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 31.

[11] TU, D. V.; CHAITUSANEY, S.; YOKOYAMA, A. Fault current calculation in distribution systems with inverter-based distributed generations. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, v. 8, n. 5, p. 470–477, 2013. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/tee.21882>. Citado 3 vezes nas páginas 22, 29 e 30.

[12] TONINI, L. G. R. *Plataforma Online para Ensino de Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Federal University of Espírito Santo, Vitória (ES), Brazil, 2018. Acesso em: 14 set. 2018. Citado na página 23.

[13] GRAINGER, J.; STEVENSON, W. *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1994. (McGraw-Hill series in electrical and computer engineering: Power and energy). ISBN 9780070585157. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=74NB91nQSTEC>. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 28.

[14] MONTICELLI, A. *State Estimation in Electric Power Systems*. New York, NY, USA: Springer New York, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 28.

[15] JUNIOR, L. C. Z. *Fundamentos de sistemas elétricos de potência*. [S.l.]: Editora Livraria da Física, 2006. ISBN 85-88325-41-1. Citado na página 23.

[16] PANIGRAHI, R. et al. Grid integration of small-scale photovoltaic systems in secondary distribution network—a review. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 56, n. 3, p. 3178–3195, 2020. Citado na página 27.

[17] MATHUR, A.; DAS, B.; PANT, V. Fault analysis of unbalanced radial and meshed distribution system with inverter based distributed generation (ibdg). *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 85, p. 164 – 177, 2017. ISSN 0142-0615. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516306202>. Citado na página 27.

[18] HAN, Y.; HU, X.; ZHANG, D. Study of adaptive fault current algorithm for microgrid dominated by inverter based distributed generators. In: *The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 852–854. Citado na página 27.

[19] GABR, M. A. et al. Optimal settings of multiple inverter-based distributed generation for restoring coordination of docrs in mesh distribution networks. *Electric Power Systems Research*, v. 213, p. 108757, 2022. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622008136>. Citado na página 27.

[20] PANDI, V. R. et al. Optimal penetration levels for inverter-based distributed generation considering harmonic limits. *Electric Power Systems Research*, v. 97, p. 68–75, 2013. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779612003550>. Citado na página 27.

[21] SANNI, S. O.; AKOREDE, M. F.; OLARINOYE, G. A. Strength assessment of electric power systems containing inverter-based distributed generation. *Electric Power Systems Research*, v. 207, p. 107825, 2022. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622000554>. Citado na página 27.

[22] PUUKKO, J. et al. Photovoltaic generator as an input source for power electronic converters. In: *2012 15th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. LS1d.2–1–LS1d.2–8. Citado na página 27.

[23] VAN, T. V.; BELMANS, R. *Overview and comparison of international and national standards of DG connection*. 2005–01–01. Citado na página 27.

[24] MEDRANO, M. et al. Integration of distributed generation systems into generic types of commercial buildings in california. *Energy and Buildings*, v. 40, n. 4, p. 537–548, 2008. ISSN 0378-7788. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778807001363>. Citado na página 27.

[25] COSTER, E. J. et al. Integration issues of distributed generation in distribution grids. *Proceedings of the IEEE*, v. 99, n. 1, p. 28–39, 2011. Citado na página 27.

[26] FRíAS, P. et al. Improvements in current european network regulation to facilitate the integration of distributed generation. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 31, n. 9, p. 445–451, 2009. ISSN 0142-0615. Power Systems Computation Conference (PSCC) 2008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061509000349>. Citado na página 27.

[27] BOLLEN, M.; YANG, Y.; HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach. In: *2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–8. Citado na página 27.

[28] HUDA, A.; ŽIVANOVIć, R. Large-scale integration of distributed generation into distribution networks: Study objectives, review of models and computational tools. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 76, p. 974–988, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117303842>. Citado na página 27.

[29] LATRECHE, Y. et al. Comprehensive review on the optimal integration of distributed generation in distribution systems. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 10, p. 055303, 09 2018. Citado na página 27.

[30] ABDMOULEH, Z. et al. Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources. *Renewable Energy*, v. 113, p. 266–280, 2017. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117304822>. Citado na página 27.

[31] BARR, J.; MAJUMDER, R. Integration of distributed generation in the volt/var management system for active distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 2, p. 576–586, 2015. Citado na página 27.

[32] DONDI, P. et al. Network integration of distributed power generation. *Journal of Power Sources*, v. 106, n. 1, p. 1–9, 2002. ISSN 0378-7753. Proceedings of the Seventh Grove Fuel Cell Symposium. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877530101031X>. Citado na página 27.

[33] KING, R. Transmission-line theory and its application. *Journal of Applied Physics*, American Institute of Physics, v. 14, n. 11, p. 577–600, 1943. Citado na página 28.

[34] SCHNEIDER, K. P. et al. Analytic considerations and design basis for the ieee distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 3, p. 3181–3188, 2018. Citado na página 28.

[35] ALAM, M. S. et al. Solar pv integrated distributed generation system protection with bridge current limiter controller. In: *2020 11th International Conference on Electrical and Computer Engineering (ICECE)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 73–76. Citado na página 29.

[36] TURNER-BANDELE, N.; PANDEY, A.; PILEGGI, L. Analytical inverter-based distributed generator model for power flow analysis. In: IEEE. *2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.], 2021. p. 1–5. Citado na página 29.

[37] TONINI, L. G. R. et al. Power flow analysis on networks with high integration of distributed photovoltaic generation. In: *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado 3 vezes nas páginas 29, 35 e 44.

[38] VARGAS, M. C.; MENDES, M. A.; BATISTA, O. E. Impacts of high pv penetration on voltage profile of distribution feeders under brazilian electricity regulation. In: *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 38–44. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 55.

[39] ZUO, Y. et al. Performance assessment of grid-forming and grid-following converter-interfaced battery energy storage systems on frequency regulation in low-inertia power grids. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, v. 27, p. 100496, 2021. ISSN 2352-4677. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467721000679>. Citado na página 30.

[40] GUTIéRREZ-ESCALONA, J. et al. Three-level t-type qz source inverter as grid-following unit for distributed energy resources. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, v. 10, n. 6, p. 7772–7785, 2022. Citado na página 30.

[41] LI, Y.; GU, Y.; GREEN, T. C. Revisiting grid-forming and grid-following inverters: A duality theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 37, n. 6, p. 4541–4554, 2022. Citado na página 31.

[42] YAZDANI, S. et al. Advanced current-limiting and power-sharing control in a pv-based grid-forming inverter under unbalanced grid conditions. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, v. 8, n. 2, p. 1084–1096, 2020. Citado na página 31.

[43] TU, D. V.; CHAITUSANEY, S. Impacts of inverter-based distributed generation control modes on short-circuit currents in distribution systems. In: *2012 7th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1645–1650. Citado na página 31.

[44] SONG, Y.; HILL, D. J.; LIU, T. Impact of dg connection topology on the stability of inverter-based microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 34, n. 5, p. 3970–3972, 2019. Citado na página 31.

[45] RAMPOKANYO, M.; KAMERA, P. Impact of increased penetration levels of distributed inverter-based generation on transient stability. In: *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 573–578. Citado na página 31.

[46] VARGAS, M. C.; MENDES, M. A.; BATISTA, O. E. Fault current analysis on distribution feeders with high integration of small scale pv generation. In: *2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 43.

[47] VARGAS, M. C. et al. Grid support of small-scale pv generators with reactive power injection in distribution systems. In: *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 68.

[48] SANTOS, R. M. dos. *Simulação da rede de distribuição de 123 nós do IEEE sob elevada integração de geração distribuída*. Monografia (Projeto de graduação) — Universidade Federal do Espírito Santo, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 31, 55 e 68.

[49] BALAMURUGAN, K.; SRINIVASAN, D. Review of power flow studies on distribution network with distributed generation. In: *2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 411–417. Citado na página 35.

[50] KERSTING, W. H.; SHIREK, G. Short circuit analysis of ieee test feeders. In: *PES T D 2012*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–9. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 39.

[51] KIM, I. Short-circuit analysis models for unbalanced inverter-based distributed generation sources and loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 34, n. 5, p. 3515–3526, 2019. Citado na página 35.

[52] FERRAZ, R. S. F. et al. Genetic optimization-based overcurrent relay coordination in a feeder with high distributed generation integration. In: *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 35.

[53] MOSBAH, M. et al. Optimal power flow for transmission system with photovoltaic based dg using biogeography-based optimization. In: *2018 International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6. Citado na página 35.

[54] YOON, K. et al. Optimal placement algorithm of multiple dgs based on model-free lyapunov exponent estimation. *IEEE Access*, v. 8, p. 135416–135425, 2020. Citado na página 35.

[55] BOUHOURAS, A. S. et al. Optimal active and reactive nodal power requirements towards loss minimization under reverse power flow constraint defining dg type. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 78, p. 445–454, 2016. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515005669>. Citado na página 35.

[56] MOHAMMADI, Y.; LEBORGNE, R. C. A new approach for voltage sag source relative location in active distribution systems with the presence of inverter-based distributed generations. *Electric Power Systems Research*, v. 182, p. 106222, 2020. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620300298>. Citado na página 35.

[57] MATHUR, A.; DAS, B.; PANT, V. Fault analysis of unbalanced radial and meshed distribution system with inverter based distributed generation (ibdg). *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 85, p. 164–177, 2017. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516306202>. Citado na página 35.

[58] QUAN, H. et al. Impact analysis for high-penetration distributed photovoltaic generation integrated into grid based on digsilent. In: *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado na página 35.

[59] BAGGU, M.; AYYANAR, R.; NARANG, D. Feeder model validation and simulation for high-penetration photovoltaic deployment in the arizona public service system. In: *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 2088–2093. Citado na página 35.

[60] YAGAMI, M.; TAMURA, J. Impact of high-penetration photovoltaic on synchronous generator stability. In: *2012 XXth International Conference on Electrical Machines*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 2092–2097. Citado na página 35.

[61] MOGHADDAS-TAFRESHI, S.; MASHHOUR, E. Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation. *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 4, p. 680–686, 2009. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608002769>. Citado na página 36.

[62] MOHAMMADI, P. et al. The impacts of distributed generation on fault detection and voltage profile in power distribution networks. In: *2014 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 191–196. Citado na página 38.

[63] MAQBOOL, U.; KHAN, U. A. Fault current analysis for grid-connected and islanded microgrid modes. In: *2017 13th International Conference on Emerging Technologies (ICET)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5. Citado na página 38.

[64] SIDHU, T. S.; BEJMERT, D. Short-circuit current contribution from large scale pv power plant in the context of distribution power system protection performance. In: *IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6. Citado na página 38.

[65] NEUMANN, T.; ERLICH, I. Short circuit current contribution of a photovoltaic power plant. *IFAC Proceedings Volumes*, v. 45, n. 21, p. 343–348, 2012. ISSN 1474-6670. 8th Power Plant and Power System Control Symposium. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1474667016319930>. Citado na página 38.

[66] TU, D. V.; CHAITUSANEY, S. Impacts of inverter-based distributed generation control modes on short-circuit currents in distribution systems. In: *2012 7th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1645–1650. Citado na página 38.

[67] MARGOSSIAN, H.; SACHAU, J.; DECONINCK, G. Short circuit calculation in networks with a high share of inverter based distributed generation. In: *2014 IEEE 5th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. Citado na página 38.

[68] SALEH, K. A.; ZEINELDIN, H. H.; AL-HINAI, A. A three-phase fault currents calculation method used for protection coordination analysis. In: *2014 IEEE PES T D Conference and Exposition*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. Citado na página 39.

[69] KERSTING, W. H. *Distribution system modeling and analysis*. [S.l.]: CRC press, 2006. Citado na página 39.

[70] SALEH, K. A.; ZEINELDIN, H. H.; AL-HINAI, A. A three-phase fault currents calculation method used for protection coordination analysis. In: *2014 IEEE PES T D Conference and Exposition*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. Citado na página 40.

[71] MENDES, M. A. et al. Simplified single-phase pv generator model for distribution feeders with high penetration of power electronics-based systems. In: *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–7. Citado na página 43.

[72] POMPERMAYER, D. C. et al. Extra reactive power analysis on a distribution grid with high integration of pv generation. In: *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 43.

[73] TONINI, L. G. R.; FERRAZ, R. S. F.; BATISTA, O. E. Load flow and short-circuit methods for grids dominated by inverter-based distributed generation. *Energies*, v. 15, n. 13, 2022. ISSN 1996-1073. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/13/4723>. Citado na página 51.

[74] KERSTING, W. Radial distribution test feeders. In: *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 908–912 vol.2. Citado na página 52.

[75] STREZOSKI, L. et al. The sub-transient, transient, and steady-state models for three-phase inverter based distributed generators for the purpose of real-time short-circuit analysis. In: *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2016)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–8. Citado na página 52.

[76] ADEOSUN, O. et al. Effect of inverter-interfaced distributed generation on negative sequence directional element using typhoon real-time hardware in the loop (hil). In: *2021 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 2097–2104. Citado na página 52.

[77] QI, C.; LIU, C.-C. Integrated outage management with feeder restoration for distribution systems with ders. *IEEE Access*, v. 9, p. 112978–112993, 2021. Citado na página 52.

[78] SURESH, A.; BISHT, R.; KAMALASADAN, S. A coordinated control architecture with inverter-based resources and legacy controllers of power distribution system for voltage profile balance. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 58, n. 5, p. 6701–6712, 2022. Citado na página 52.

[79] JUNIOR, A. C. C.; BRAVIM, M. d. R.; BATISTA, O. E. Alteração nas correntes de curto-circuito com elevada integração de geração distribuída fotovoltaica. In: *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 68.

[80] SCHNEIDER B. A. MATHER, B. C. P. C. W. T. G. J. S. H. Z. J. C. F. J. L. R. P. L. F. O. L. R. d. A. R. C. D. S. M. S. P. T. E. M. K. P.; KERSTING, W. Analytic considerations and design basis for the ieee distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP, n. 99, 2017. Citado na página 52.

[81] TIAN, Z. et al. A fully distributed power flow algorithm with exponentially fast convergence. In: *2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5. Citado na página 89.

[82] SUCHITE-REMOLINO, A.; RUIZ-PAREDES, H. F.; TORRES-GARCíA, V. A new approach for pv nodes using an efficient backward/forward sweep power flow technique. *IEEE Latin America Transactions*, v. 18, n. 06, p. 992–999, 2020. Citado na página 89.

[83] HONGFU, W. et al. An approximate power flow method to deal with the non-convergence problem of power flow calculation. In: *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 292–299. Citado na página 89.

[84] WANG, T. et al. Automatic adjustment method of power flow calculation convergence for large-scale power grid based on knowledge experience and deep reinforcement learning. In: *2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 694–699. Citado na página 89.

[85] SCHWIPPE, J.; SHAPOVALOV, A.; REHTANZ, C. Enhancement of load flow computation methods to improve the convergence with automated measures based on stability analyses. In: *2011 IEEE Trondheim PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–5. Citado na página 89.

[86] JANKOVIC, S.; IVANOVIC, B.; RAJAKOVIC, N. Algorithms for convergence improvement to large load flow and short-circuit simulation models. In: *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2016)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6. Citado na página 89.

[87] HONGFU, W. et al. A weighted average iteration method for improving convergence of short-circuit current calculation with controlled current source. In: *2023 5th Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 897–903. Citado na página 89.

[88] ZHU, T. et al. A sensitivity analysis method for unbalanced distribution network based on linearized power flow model. In: *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1558–1563. Citado na página 90.

[89] NDREKO, M. et al. Sensitivity analysis on short-circuit current contribution from vsc-hvdc systems connecting far and large offshore wind power plants. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6. Citado na página 90.

[90] YOUSSEF, K. H. A new method for online sensitivity-based distributed voltage control and short circuit analysis of unbalanced distribution feeders. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 3, p. 1253–1260, 2015. Citado na página 90.

[91] de Araujo, L. R. et al. Sensitivity analysis of convergence characteristics in power flow methods for distribution systems. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 97, p. 211–219, 2018. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517319634>. Citado na página 90.

[92] BACHER, P.; MADSEN, H.; NIELSEN, H. A. Online short-term solar power forecasting. *Solar Energy*, v. 83, n. 10, p. 1772–1783, 2009. ISSN 0038-092X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X09001364>. Citado na página 94.

[93] COSKUN, C.; OKTAY, Z.; DINCER, I. Estimation of monthly solar radiation distribution for solar energy system analysis. *Energy*, v. 36, n. 2, p. 1319–1323, 2011. ISSN 0360-5442. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544210006353>. Citado na página 94.

[94] HALU, A. et al. Data-driven modeling of solar-powered urban microgrids. *Science Advances*, v. 2, n. 1, p. e1500700, 2016. Disponível em: <https://www.science.org/doi/abs/10.1126/sciadv.1500700>. Citado na página 94.

[95] WEN, H. et al. The comparison research of nonlinear curve fitting in matlab and labview. In: *2012 IEEE Symposium on Electrical Electronics Engineering (EEESYM)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 74–77. Citado na página 94.

[96] BARTELS, R. et al. An end-use electricity load simulation model: Delmod. *Utilities Policy*, v. 2, n. 1, p. 71–82, 1992. ISSN 0957-1787. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/095717879290055N>. Citado na página 95.

[97] LI, S.-H.; CHIANG, H.-D. Continuation power flow with nonlinear power injection variations: A piecewise linear approximation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 4, p. 1637–1643, 2008. Citado na página 95.

[98] SOUZA, B. C. de; ARAUJO, L. R. de; PENIDO, D. R. R. Multi-area aggregation of multi-grounded unbalanced distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 36, n. 6, p. 5120–5130, 2021. Citado na página 95.

[99] ANEEL. Prodist — regras e procedimentos de distribuição - módulo 8 - qualidade da energia elétrica. *Agência Nacional de Energia Elétrica–ANEEL*, 2010. Citado na página 97.