



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO
UNIDADE ACADÊMICA DO CABO DE SANTO AGOSTINHO
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLAUDIO PAZ DA SILVA FILHO

Análise do impacto da geração distribuída sobre um sistema de proteção de sobrecorrente
aplicado ao alimentador teste de 13 barras do IEEE

Cabo de Santo Agostinho - PE

2023

CLAUDIO PAZ DA SILVA FILHO

Análise do impacto da geração distribuída sobre um sistema de proteção de sobrecorrente aplicado ao alimentador teste de 13 barras do IEEE

Trabalho apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural de Pernambuco como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marcel Ayres de Araújo

Cabo de Santo Agostinho - PE

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal Rural de Pernambuco
Sistema Integrado de Bibliotecas
Gerada automaticamente, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- F481a Filho, Claudio Paz da Silva
Análise do Impacto da Geração Distribuída sobre um Sistema de Proteção de Sobrecorrente Aplicado ao Alimentador
Teste de 13 barras do IEEE / Claudio Paz da Silva Filho. - 2023.
126 f. : il.
- Orientador: Marcel Ayres de Araujo.
Inclui referências e apêndice(s).
- Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal Rural de Pernambuco, Bacharelado em
Engenharia Elétrica, Cabo de Santo Agostinho, 2023.
1. Geração distribuída. 2. Sistema de proteção. 3. Redes de distribuição. I. Araujo, Marcel Ayres de, orient. II. Título

CDD 621.3

CLAUDIO PAZ DA SILVA FILHO

Análise do impacto da geração distribuída sobre um sistema de proteção de sobrecorrente aplicado ao alimentador teste de 13 barras do IEEE

Trabalho apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural de Pernambuco como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

Banca examinadora

Prof. Dr. Marcel Ayres de Araújo, UFRPE

Orientador

Profa. Dra. Ana Vitória de Almeida Macêdo, UFRPE

Examinador

Prof. Dr. Oureste Elias Batista, UFES

Examinador

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho a todos que contribuíram na minha trajetória acadêmica, profissional e pessoal, em especial aos meus pais, meu professor orientador e companheiros de projetos/pesquisas científicas.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter permitido que eu tivesse saúde e determinação para vencer todos os obstáculos enfrentados durante o curso.

Sou grato à minha família pelo apoio que sempre me deram durante toda a minha vida.

Aos professores da universidade que contribuíram para a realização deste trabalho, visto que com seus ensinamentos tornaram a minha formação acadêmica possível, em especial ao meu orientador por todo apoio dado durante minha trajetória acadêmica e agora também profissional.

Por fim, também agradeço a todos os meus colegas de curso e companheiros de projetos/pesquisas científicas, pela oportunidade do convívio e pela cooperação mútua durante estes anos.

RESUMO

O constante crescimento do consumo de energia elétrica, aliado à necessidade de utilização de novas formas de geração, traz grandes desafios ao tradicional Sistema Elétrico de Potência (SEP), contexto no qual a busca pela modernização do mesmo tem se dado pelo desenvolvimento e implementação de fontes de Geração Distribuída (GD) e das Redes Elétricas Inteligentes (REIs), ou *Smart Grids*. Nesta conjuntura, o objetivo geral do presente trabalho é o estudo e avaliação dos sistemas de proteção de redes de distribuição de energia frente aos impactos da conexão e desconexão de geradores distribuídos. Visando o desenvolvimento da pesquisa, inicialmente, realizou-se o estudo teórico para embasamento sobre o funcionamento e requisitos básicos dos sistemas de proteção. Além disso, foi feito um estudo sobre a geração distribuída abordando os impactos causados pela sua conexão na rede, tais como bidirecionalidade do fluxo de potência, sobretensão, nível de desbalanço de tensão, etc. Conjuntamente, realizou-se o estudo e modelagem de geração solar fotovoltaica como fonte de GD, na qual empregaram-se dados reais de um módulo fotovoltaico para validar toda modelagem. Ainda na metodologia, objetivando realizar simulações para análise do comportamento do sistema de proteção frente a faltas e dos parâmetros de operação de rede de distribuição após a inserção da geração distribuída. Foram modelados no ambiente SIMULINK/MATLAB® o alimentador teste de 13 barras do IEEE e um sistema de proteção de sobrecorrente temporizado. Na sequência, foram realizadas simulações de vários cenários com variação na alocação da GD com diferentes níveis de potência, além da aplicação de faltas em diferentes pontos da rede. Posteriormente, teve-se um direcionamento de possíveis estratégias de melhoria da proteção da rede, abordando assuntos como mudanças no fator de potência da GD, visando evitar sobretensões no sistema, e utilização de dispositivos inteligentes para uma atuação mais assertiva dos relés. Por fim, pôde-se concluir que o trabalho obteve êxito nas pesquisas e estudos propostos acerca dos impactos no sistema de proteção em redes de distribuição causados pela inserção de geração distribuída, visto que, em 38,71% das simulações, houve atuação do equipamento de proteção para falta reversa a ele.

Palavras-chave: geração distribuída; sistema de proteção; redes de distribuição.

ABSTRACT

The constant growth in electricity consumption, combined with the need to use new forms of generation, brings great challenges to the traditional Electric Power System (EPS), a context in which the search for its modernization has been given by the development and implementation of energy sources. Distributed Generation (DG) and Intelligent Electric Networks, or Smart Grids. In this context, the main objective of the present work is the study and evaluation of the protection systems of energy distribution networks against the impacts of the connection and disconnection of distributed generators. Aiming at the development of the research, initially, a theoretical study was carried out to base the functioning and basic requirements of the protection systems. In addition, a study was carried out on distributed generation addressing the impacts caused by its connection to the grid, such as bidirectional power flow, overvoltage, level of voltage imbalance, etc. Together, the study and modeling of photovoltaic solar generation as a source of DG were carried out, in which real data from a photovoltaic module were used to validate all modeling. Still in the methodology, aiming to carry out simulations to analyze the behavior of the protection system against faults and the operating parameters of the distribution network after the insertion of distributed generation, the IEEE 13-bar test feeder and a timed overcurrent protection system was modeled in the SIMULINK/MATLAB® environment. Next, simulations of several test scenarios were carried out with variation in DG allocation with different power levels, in addition to the application of faults at different points in the network. Subsequently, possible strategies for improving network protection were addressed, addressing issues such as changes in the DG power factor, aiming to avoid overvoltages in the system, and the use of intelligent devices for a more assertive performance of the relays. Finally, it could be concluded that the work was successful in the research and studies proposed about the impacts on the protection system in distribution networks caused by the insertion of distributed generation, since, in 38.71% of the simulations, there was action of the protection equipment for the reverse fault.

Keywords: distributed generation; protection system; distribution networks.

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANSI - *American National Standards Institute*

CCC - Capacidade de curto-circuito

DOE - *United States Department of Energy*

FP - Fator de potência

FV - Painéis fotovoltaicos

G - Irradiância

GD - Geração Distribuída

GDFV - Geração distribuída fotovoltaica

I_{mp} - Corrente em Máxima Potência

I_{sc} - Corrente de Curto-Circuito

IEEE - *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

$P_{m\acute{a}x}$ - Potência Máxima

PC - Proteção convencional

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

QEE - Qualidade da energia elétrica

R_s - Resistência em Série

R_{sh} - Resistência em Paralelo ao Diodo

REIs - Redes Elétricas Inteligentes

SEP - Sistema Elétrico de Potência

SGED - Sistema de geração de energia distribuída

T – Temperatura

UC - Unidade consumidora

V - Tensão

V_{mp} - Tensão em Máxima Potência

V_{oc} - Tensão de Circuito Aberto

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Elementos de proteção e suas respectivas zonas de atuação	9
Figura 2 - Zonas de proteção de um sistema de potência.	11
Figura 3 - Seletividade Amperimétrica.	12
Figura 4 - Seletividade Cronológica.	13
Figura 5 - Seletividade Lógica.	14
Figura 6 - Cenário convencional de um sistema de distribuição.	19
Figura 7 - Cenário de um sistema de distribuição com geradores fotovoltaicos instalados ao final da linha.....	20
Figura 8 - Curva de carga comercial típica e curva de geração fotovoltaica representativa...	21
Figura 9 - UC com gerador fotovoltaico produzindo apenas potência ativa (FP =1).	21
Figura 10 - UC com gerador fotovoltaico produzindo potência ativa e reativa indutiva (FP = 0,92i).	22
Figura 11 - UC com gerador fotovoltaico produzindo potência ativa e reativa capacitiva (FP = 0,92c).....	22
Figura 12 - Perda de coordenação entre os elementos responsáveis pela desconexão do sistema devido a inserção da GD.	24
Figura 13 - Arranjo Fotovoltaico.	26
Figura 14 - Efeito Fotovoltaico.	26
Figura 15 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real.	27
Figura 16 - Subsistemas que representam as equações matemáticas de um módulo fotovoltaico.	29
Figura 17 - Representação da Corrente de Saída.	30
Figura 18 - Modelagem da Corrente de Saturação.	30
Figura 19 - Modelagem da Corrente de Saturação Reversa.....	31
Figura 20 - Representação da Corrente Fotogerada.....	31
Figura 21 - Representação da Corrente de Fuga.	31
Figura 22 - Módulo Fotovoltaico.	32
Figura 23 - Inversor utilizado para conversão da corrente contínua para alternada.	32
Figura 24 - Curva I-V do módulo fotovoltaico simulado.	33
Figura 25 - Curva P-V do módulo fotovoltaico simulado.	34
Figura 26 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE 13 Node Test Feeder.	35
Figura 27 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE 13 Node Test Feeder modificado.....	35

Figura 28 - Modelos de trechos de linhas de transmissão/distribuição presente no Simulink®.	36
Figura 29 - Espaçamentos de linha aérea	38
Figura 30 - Diagrama da modelagem do alimentador teste no ambiente gráfico Simulink®.	39
Figura 31 - Gráfico da tensão em regime permanente.....	41
Figura 32 - Diagrama unifilar do IEEE 13 Node Test Feeder com os dispositivos de proteção.	43
Figura 33 - Coordenograma dos relés de sobrecorrente	44
Figura 34 - Modelagem no ambiente de simulação do Simulink do relé de sobrecorrente. ...	45
Figura 35 - Cenários testes.	46
Figura 36 - Modelagem no ambiente de simulação do Simulink dos cenários testes.	47
Figura 37 - Overview dos resultados referentes à atuação do sistema de proteção.....	48
Figura 38 - Número de atuações reversas do sistema de proteção.	48
Figura 39 - Variação no ponto de aplicação de falta com a presença da GD em 611.	49
Figura 40 - Presença da GD no barramento 611 sem aplicação de falta na rede.	49
Figura 41 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.....	50
Figura 42 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase A na barra 632.	51
Figura 43 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.....	52
Figura 44 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.....	53
Figura 45 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase C na barra 646.	54
Figura 46 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.....	55
Figura 47 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.....	56
Figura 48 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase A na barra 633.	57
Figura 49 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.....	58
Figura 50 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.....	59
Figura 51 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase B na barra 671.	60
Figura 52 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.....	61
Figura 53 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.....	62
Figura 54 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase C na barra 611.	63

Figura 55 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.	64
Figura 56 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 6.	65
Figura 57 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase A na barra 675.....	66
Figura 58 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.	67
Figura 59 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 7.	68
Figura 60 - Variação no ponto de aplicação de falta com a presença da GD em 675.....	69
Figura 61 - Presença da GD no barramento 675 sem aplicação de falta na rede.	69
Figura 62 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.	70
Figura 63 - Presença da GD no barramento 675 com aplicação de uma falta bifásica entre as fases B e C na barra 632.....	71
Figura 64 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.	72
Figura 65 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.	73
Figura 66 - Presença da GD no barramento 675 com aplicação de uma falta bifásica entre as fases B e C na barra 646.....	74
Figura 67 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.	75
Figura 68 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.	76
Figura 69 - Presença da GD no barramento 675 com aplicação de uma falta bifásica entre as fases A e B na barra 633.	77
Figura 70 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.	78
Figura 71 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.	79
Figura 72 - Presença da GD no barramento 675 com aplicação de uma falta bifásica entre as fases B e C na barra 671.....	80
Figura 73 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.	81
Figura 74 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.	82
Figura 75 - Presença da GD no barramento 675 com aplicação de uma falta bifásica entre as fases B e C na barra 675.....	83
Figura 76 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.	84
Figura 77 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 6.	85
Figura 78 - Variação no ponto de aplicação de falta com a presença da GD em 675, 611 e 646.	86
Figura 79 - Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 sem aplicação de falta na rede.	86
Figura 80 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.	87

Figura 81 - Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 com aplicação de uma falta trifásica na barra 632.	88
Figura 82 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.....	89
Figura 83 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.....	90
Figura 84 - Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 com aplicação de uma falta trifásica na barra 633..	91
Figura 85 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.....	92
Figura 86 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.....	93
Figura 87 - Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 com aplicação de uma falta trifásica na barra 671.	94
Figura 88 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.....	95
Figura 89 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.....	96
Figura 90 - Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 com aplicação de uma falta trifásica na barra 675.	97
Figura 91 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.....	98
Figura 92 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.....	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características elétricas do Módulo Fotovoltaico.....	33
Tabela 2 - Constantes utilizadas na simulação.....	33
Tabela 3 - Distância entre os nós dos diferentes segmentos de linha.	36
Tabela 4 - Dados de configuração de linha aérea	37
Tabela 5 - Dados de configuração de linha subterrânea	37
Tabela 6 - Dados dos Transformadores.	38
Tabela 7 - Distância entre os nós dos diferentes segmentos de linha.	38
Tabela 8 - Perfil de tensão do sistema com dados do IEEE e valores em [pu].....	40
Tabela 9 - Perfil de tensão do sistema com dados da simulação e valores em [pu].....	40
Tabela 10 - Correntes de curto-circuito do sistema com dados do IEEE e valores em [A]....	42
Tabela 11 - Correntes de curto-circuito do sistema com dados da simulação e valores em [A].	42
Tabela 12 - Correntes de <i>pick-up</i> e intervalos de atuação de R1, R2 e R3.....	44
Tabela 13 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.....	50
Tabela 14 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.....	53
Tabela 15 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.....	56
Tabela 16 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.....	59
Tabela 17 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.....	62
Tabela 18 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 6.....	65
Tabela 19 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 7.....	68
Tabela 20 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.....	70
Tabela 21 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.....	73
Tabela 22 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.....	76
Tabela 23 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.....	79
Tabela 24 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.....	82
Tabela 25 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 6.....	85
Tabela 26 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.....	87
Tabela 27 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.....	90
Tabela 28 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.....	93
Tabela 29 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.....	96
Tabela 30 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.....	99

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	- CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2	- ESTADO DA ARTE	2
1.3	- ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	6
2	REFERENCIAL TEÓRICO	8
2.1	- FUNDAMENTOS TEÓRICOS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO	8
2.1.1	- Requisitos Básicos de um Sistema de Proteção	8
2.1.2	- Tipos de Proteção dos Sistemas Elétricos	14
2.2	- GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	16
2.2.1	- Impactos da Inserção da Geração Distribuída nos Sistemas Elétricos de Potência	18
2.3	- ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	25
2.3.1	- Efeito Fotovoltaico	25
2.3.2	- Modelo Real de uma Célula Fotovoltaica	26
3	MODELAGEM PARA AS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS.....	29
3.1	- MÓDULO FOTOVOLTAICO	29
3.2	- ALIMENTADOR TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	34
3.3	- SISTEMA DE PROTEÇÃO	42
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	46
4.1	- ANÁLISE DA TENSÃO E CORRENTE EM REGIME PERMANENTE DA REDE APÓS VARIAÇÃO NO PONTO DE FALTA MONOFÁSICA APLICADA COM A PRESENÇA DE GD NO BARRAMENTO 611	48
4.1.1	- Cenário 1: Presença da GD no barramento 611 sem aplicação de falta na rede	49
4.1.2	- Cenário 2: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na barra 632	50
4.1.3	- Cenário 3: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na barra 646	53
4.1.4	- Cenário 4: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na barra 633	56
4.1.5	- Cenário 5: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na barra 671	59
4.1.6	- Cenário 6: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta na barra 611	62

4.1.7 - Cenário 7: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta na barra 675	65
4.2 - ANÁLISE DA TENSÃO E CORRENTE EM REGIME PERMANENTE DA REDE APÓS VARIAÇÃO NO PONTO DE FALTA BIFÁSICA APLICADA COM A PRESENÇA DE GD NO BARRAMENTO 675	68
4.2.1 - Cenário 1: Presença da GD no barramento 675 sem aplicação de falta na rede	69
4.2.2 - Cenário 2: Presença da GD no barramento 675 com aplicação de falta bifásica na barra 632	70
4.2.3 - Cenário 3: Presença da GD no barramento 675 com aplicação de falta bifásica na barra 646	73
4.2.4 - Cenário 4: Presença da GD no barramento 675 com aplicação de falta bifásica na barra 633	76
4.2.5 - Cenário 5: Presença da GD no barramento 675 com aplicação de falta bifásica no barramento 671	79
4.2.6 - Cenário 6: Presença da GD no barramento 675 com aplicação de falta bifásica na barra 675	82
4.3 - ANÁLISE DA TENSÃO E CORRENTE EM REGIME PERMANENTE DA REDE APÓS VARIAÇÃO NO PONTO DE FALTA TRIFÁSICA APLICADA COM A PRESENÇA DE GD NOS BARRAMENTOS 675, 611 E 646	85
4.3.1 - Cenário 1: Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 sem aplicação de falta na rede	86
4.3.2 - Cenário 2: Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 com aplicação de falta trifásica na barra 632	87
4.3.3 - Cenário 3: Presença da GD no barramento 675, 611 e 646 com aplicação de falta trifásica na barra 633	90
4.3.4 - Cenário 4: Presença da GD no barramento 675, 611 e 646 com aplicação de falta trifásica na barra 671	93
4.3.5 - Cenário 5: Presença da GD no barramento 675, 611 e 646 com aplicação de falta trifásica na barra 675	96
CONCLUSÃO	100
REFERÊNCIAS	102
APÊNDICE: TABELA COM OS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES REFERENTES À ATUAÇÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO	106

1 INTRODUÇÃO

1.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO

O constante crescimento do consumo de energia elétrica no mundo traz grandes desafios ao tradicional Sistema Elétrico de Potência (SEP), no qual é necessária uma modernização em busca de ganhos em confiabilidade, eficiência energética, participação dos consumidores e geração de uma energia mais limpa, ocasionando assim o aparecimento de um novo modelo de sistema elétrico, as Redes Elétricas Inteligentes (REIs), em inglês *smart grids*.

A definição de *smart grids* apresenta-se aberta e tem diferentes conceituações, mas o *United States Department of Energy* (DOE) sinaliza que, de forma resumida, a tecnologia digital que permite a comunicação de duas vias entre a concessionária e os seus clientes, e o sensoriamento ao longo das linhas de transmissão e distribuição é o que faz a rede inteligente (DOE, 2017).

Neste contexto, em busca de modernização, esse novo modelo de sistema elétrico proporciona a descentralização da geração de energia elétrica presente no atual SEP, surgindo assim o conceito de geração distribuída (GD). Vale ressaltar que este conceito vai além das construções de parques e plantas para geração de energia eólica e usinas para lidar com a variação das marés, nele está presente também a geração desenvolvida pelo próprio cliente.

A presença da GD em redes de distribuição, embora com muitas vantagens e benefícios, deve ser considerada somente após a realização de estudos detalhados, visto que sua inserção, dependendo da sua localização, potência de geração e de curto-circuito, tende a provocar alguns impactos, dentre os quais destacam-se as alterações nos esquemas clássicos de proteção, resultantes de mudanças na topologia da rede (conexão/desconexão dos geradores distribuídos) e da reversão no fluxo de potência devido à ocorrência de distúrbios no sistema.

Diante desse cenário, o presente trabalho tem como objetivos o estudo, avaliação e identificação de pontos críticos do impacto da integração de GD em um sistema de proteção de sobrecorrente aplicado ao alimentador teste de 13 barras do IEEE frente à ocorrência de diferentes tipos de faltas a partir de modelagens e simulações no ambiente SIMULINK/MATLAB®. Visando realizar as simulações para análise do comportamento do sistema de proteção e dos parâmetros de operação de rede de distribuição, foram modelados o alimentador teste de 13 barras do IEEE, um sistema de proteção de sobrecorrente temporizado, este último advindo de um estudo de curto-circuito junto a utilização de uma macro aplicada por concessionárias de energia para o esboço da coordenação do sistema em questão, e a

modelagem de geração solar fotovoltaica como fonte de GD, na qual empregaram-se dados reais de um módulo fotovoltaico para validar toda modelagem. Na sequência, foram realizadas simulações de vários cenários testes com variação na alocação da GD com diferentes níveis de potência, além da aplicação de diferentes tipos de faltas em diferentes pontos da rede.

1.2 - ESTADO DA ARTE

Esta seção apresenta algumas referências relevantes sobre o tema central da presente pesquisa, cujo foco é o estudo do impacto da geração distribuída sobre o sistema de proteção de redes de distribuição no contexto das modernizações que vêm ocorrendo nos SEPs. As referências são apresentadas com um breve resumo do conteúdo e suas conclusões com o objetivo de abordar os principais conceitos, tendências, ferramentas e metodologias aplicadas em pesquisas correlatas.

O estudo apresentado em Funmilayo et al. (2012) tem como objetivo central o dimensionamento da proteção de sobrecorrente para o alimentador teste radial IEEE 34 nós. Para se alcançar os resultados desejados, a princípio apresenta-se alocação dos dispositivos de proteção de sobrecorrente, sendo eles religadores para os ramais principais e fusíveis para os laterais. Após isso, obtém-se dados em Regime Permanente (RP) do fluxo de carga e curto-circuito da rede em questão em conjunto com a definição das configurações dos equipamentos protetivos. Além disso, foi feito um estudo de coordenação, para que assim, utilizando o software *DIgSILENT Power Factory* 13.1, fosse possível a seleção do equipamento de proteção com base em suas curvas de operação. Dessa forma, na análise dos resultados foram aplicados diferentes tipos de faltas em nós distintos, analisando assim a atuação ou não dos dispositivos de proteção e a coordenação entre eles. Logo, com base nos resultados obtidos, concluiu-se que a implementação do sistema de proteção de sobrecorrente convencional foi um sucesso, visto que se observou que todos os dispositivos atuaram de acordo com o esperado e respeitando a coordenação implementada.

O artigo proposto em Blaabjerg et al. (2017) tem como objetivo central apresentar as características fundamentais da estrutura de um sistema de geração de energia distribuída (SGED), neste caso, com ênfase nos sistemas de energia eólica e solar fotovoltaica. Expõe-se uma visão geral das tecnologias eletrônicas para SGEDs eólicos e fotovoltaicos abordando também o fato de que se tratam de sistemas de geração variável e incerta, e conseqüentemente conectá-los à rede de distribuição pode causar instabilidade. Por fim, observou-se que os

SGDEs que seguem os fundamentos básicos, tais como a tecnologia dos conversores eletrônicos de potência, tipos de controle do sistema e métodos de proteção, tem como forte característica a confiabilidade, ou seja, o quanto ele é capaz de identificar o mais cedo possível a interrupção, monitorando todo sistema em tempo real e, no período pós evento, aprender com essas interrupções e se adaptar para evitar eventos futuros semelhantes.

O estudo apresentado em Li et al. (2017) aborda métodos para viabilizar economicamente a implementação de um sistema de proteção voltado a uma rede distribuição com inserção de energia proveniente da geração distribuída. Com a utilização de técnicas para a proteção do sistema baseadas na variação do ângulo de fase e na componente de sequência positiva da corrente de falta, tem-se uma economia devido ao não uso de um transformador de potência, visto que as informações necessárias dependem apenas dos valores da corrente. Além disso, em relação a este sistema de proteção, destacam-se as características que não são afetadas pela corrente de carga e pela resistência de falta, visto que foram aplicadas faltas francas com e sem impedância, tanto internas quanto externas a um trecho do sistema, monitorando o comportamento da defasagem das correntes de faltas com componente de sequência positiva.

O artigo exposto em Song et al. (2017) tem como objetivo central propor um novo método de proteção adaptativa para rede de distribuição, adequado para acesso à geração distribuída (GD), dado que neste utiliza-se de análises na topologia da rede para correções de valores de atuação do dispositivo de proteção, sendo esse o principal ou de *backup*. Para alcançar os resultados almejados, de acordo com o modo de operação do sistema e a topologia de rede, esse método executa uma transformação equivalente na rede localizada atrás da proteção e elimina a influência da GD em cada corrente de ramificação de acordo com a matriz do fator de contribuição da ramificação. Nesta base, os principais critérios da proteção principal e de *backup* são construídos. Finalmente, foi verificado que esse esquema de proteção adaptativa com base na inserção da GD em rede distribuição é de boa eficácia e independe do tipo de falta, podendo ela ser simétrica ou assimétrica. Como limitação do trabalho, não foi abordado o impacto causado ao método com base na impedância da falta.

A pesquisa desenvolvida em Vargas et al. (2018) tem por objetivo principal analisar e comparar as normas vigentes atualmente nas concessionárias de energia em relação as proteções exigidas para conexões de geradores distribuídos com base em sua potência instalada. Para se ter um maior entendimento sobre o que é abordado em normas brasileiras em relação as proteções requisitadas para instalações de GD's foi gerada uma tabela descrevendo a função protetiva do equipamento junto ao seu código *American National Standards Institute* (ANSI) correlacionando-a a potência instalada da GD com base nas exigências da ANEEL. A

partir desta tabela, analisaram-se as normas das concessionárias associadas à ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) e quantificou-se quais seguem os requisitos mínimos impostos pela ANEEL em relação ao sistema de proteção necessário para inserção de geradores distribuídos. A partir das análises descritas na metodologia, os autores concluem que atualmente no Brasil há a falta de um padrão nas normas das concessionárias em relação ao sistema de proteção requisitado para inserção de geração distribuída, assim ocasionando dificuldades para a conexão dos geradores distribuídos devido à carência de clareza sobre a verdadeira necessidade de certas funções protetivas.

Já em Nascimento et al. (2018) segue-se a ideia de proposição de um novo método de proteção adaptativa para rede de distribuição com geração distribuída, o qual utiliza um algoritmo responsável pela mudança do grupo de ajustes dos relés com base no estado de operação dos disjuntores associados às GD's. Para alcançar os resultados almejados, de acordo com o modo de operação do sistema e a topologia de rede, esse método executa um algoritmo que é dividido em duas partes, a primeira é *offline*, em que se tem a análise do cenário de operação da rede com objetivo de detectar alguma mudança no próprio. A segunda parte é feita de forma *online*, visto que se tem o monitoramento da rede objetivando-se a detecção de mudança da sua topologia. Finalmente, foi verificado que esse esquema de proteção adaptativa com base na inserção da GD em rede distribuição é de boa eficácia, dado que foi comparado, com base nos resultados do estudo de caso, com um sistema de proteção convencional (PC) simulando 120 cenários testes, obtendo como resposta um algoritmo mais assertivo e veloz. Um ponto a ser destacado no artigo é que não houve um aprofundamento em relação a cálculos matemáticos. Além disso, não se detalhou a composição da rede em relação a valores de cargas e suas respectivas posições, faltando assim uma apresentação mais elaborada em relação a modelagem da rede.

O estudo apresentado em Suriya Priya et al. (2018) desenvolve um método de proteção para ajuste do comportamento de disparo de relés visando garantir a coordenação da proteção entre o sistema de energia convencional e o sistema de geração distribuída de energia eólica. O sistema de energia interconectado é considerado com condição normal e de falta (fase-fase), e a zona com falta é detectada com base no método de cálculo de impedância de falta. O sistema de energia interconectado com proteção de distância é modelado no ambiente SIMULINK/MATLAB®, os resultados da simulação são analisados e verifica-se que o comprimento da linha de transmissão e a potência da GD não afetam as características do relé.

O artigo proposto por Meskin et al. (2020), tem como objetivo estudar os impactos causados pela geração distribuída no sistema de proteção de redes de distribuição, apresentando

análise e possíveis soluções. Inicialmente, é analisado o efeito que a geração distribuída causa na corrente de falta, estudando a contribuição desenvolvida para o aumento da corrente no terminal do gerador para diferentes tipos de GD, tais como as com interface com inversor de frequência (solar fotovoltaica), gerador síncrono com fonte de excitação independente ou gerador de indução (aerogeradores). Na sequência do trabalho, foram apresentados os impactos causados ao sistema de proteção da rede, nos quais estão o fluxo de potência reverso, falsa atuação dos dispositivos de proteção, ilhamento indesejado e etc. Na seção seguinte, os autores aprofundaram o estudo em relação ao efeito da perda de coordenação dos dispositivos de proteção causado pela presença da geração distribuída. Por fim, foram apresentadas algumas melhorias para o sistema de proteção visando mitigar tais impactos, dentre elas estão a desconexão da GD, o redimensionamento dos dispositivos de proteção, proteção direcional e etc.

O trabalho desenvolvido por Haider et al. (2021), objetiva apresentar um algoritmo de otimização para alocação de geração distribuída na rede de distribuição, melhorando assim o perfil de tensão da mesma. Inicialmente, o artigo expõe o problema de perda de energia em grandes redes de distribuição, no qual ocasiona em uma diminuição no nível de tensão para os barramentos mais distantes do gerador central. Em cima dessa problemática, é apresentado um algoritmo que ajuda a encontrar um local ideal para inserção de geração distribuída visando melhorar o perfil de tensão da rede como um todo. Os resultados da simulação mostraram uma melhora significativa na redução percentual de perda de potência (32% e 68,05% antes e depois da reconfiguração, respectivamente) com a inclusão de unidades GD no sistema de teste. Da mesma forma, a tensão mínima do barramento do sistema é melhorada em 4,9% e 6,53% antes e depois da reconfiguração, respectivamente.

O estudo realizado por Souza et al. (2022) apresenta e discute a aplicação da eletrônica de potência para a integração de diversas fontes de geração distribuída, bem como aquelas relacionadas a ela, as microrredes e as redes inteligentes, ao setor elétrico. Dessa forma, neste trabalho, é detalhada a relação entre eletrônica de potência e geração distribuída, com o papel e a classificação de cada conversor estático para o melhor funcionamento de energia eólica, sistemas fotovoltaicos, células de combustível, pequenas hidrelétricas e microturbinas expostas.

Dessa forma, com base nas pesquisas detalhadas, o presente trabalho se encaixa no âmbito de apresentar um modelo computacional que ajudará a entender de forma prática os impactos causados pela geração distribuída no sistema de proteção da rede de distribuição. Para tanto, são utilizados cenários com variação de posicionamento e potência das gerações

distribuídas, bem como a variação da localização e tipo de falta aplicada na rede. Logo, o estudo em questão apresenta pontos relevantes que não foram abordados de forma aprofundada na literatura técnica pesquisada, tais como o detalhamento do dimensionamento e modelagem de um sistema de proteção, geração distribuída e alimentador teste, no qual foi utilizado o alimentador teste de 13 barras do IEEE.

1.3 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A fim de alcançar os objetivos propostos, este trabalho de conclusão de curso está organizado em cinco capítulos como descrito a seguir.

No primeiro capítulo apresenta-se a introdução com a contextualização sobre a evolução e integração de GD juntos aos SEPs, bem como o estado da arte relativo ao estudo do impacto da geração distribuída sobre o sistema de proteção de redes de distribuição, a relevância do tema deste estudo e seus objetivos.

No segundo capítulo aborda-se o referencial teórico expondo a fundamentação e requisitos básicos sobre os sistemas de proteção, conceitos relacionados a geração distribuída e os impactos da mesma frente a sua integração no sistema elétricos, e por fim o embasamento sobre energia solar fotovoltaica.

No terceiro capítulo são expostas as etapas de modelagem no SIMULINK/MATLAB® de um módulo fotovoltaico que irá representar a geração distribuídas nas etapas de simulação, bem como o processo de validação desta modelagem utilizando dados de um módulo real. Também são descritas as etapas de modelagem do alimentador teste de distribuição IEEE 13 barras e seus resultados em comparação com a referência do IEEE, e por fim apresenta-se a modelagem do sistema de proteção por meio de um relé de sobrecorrente temporizado em conjunto o coordenograma dos relés necessários para o presente estudo.

No quarto capítulo são expostos e analisados os resultados das simulações com diferentes cenários de ocorrência de faltas com tipos e localizações distintas, assim como alocação de GD em pontos e com potências também diversas com a finalidade de avaliar o comportamento dos níveis de tensão ao longo do alimentador, as variações das correntes de falta e a atuação dos dispositivos de proteção.

Por fim, apresentam-se as conclusões sobre os resultados obtidos e as sugestões de trabalhos para seguimento desta pesquisa, e no sexto capítulo as referências bibliográficas.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 - FUNDAMENTOS TEÓRICOS DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Na operação dos sistemas elétricos de potência surgem, com certa frequência, falhas nos seus componentes que resultam em interrupções no fornecimento de energia aos consumidores conectados a esses sistemas, com a conseqüente redução da qualidade do serviço prestado e do produto fornecido. A falta mais comum em qualquer sistema de potência é o curto-circuito, que dá origem a correntes elevadas circulando nos elementos energizados, tendo como resultado severos distúrbios de tensão ao longo de todo o sistema elétrico, ocasionando, muitas vezes, danos irreparáveis ao sistema e às instalações das unidades consumidoras. Além do curto-circuito, a sobrecarga é outro fator de anormalidade nos sistemas de potência que pode originar danos materiais significativos. Há ainda outros dois fenômenos, não menos severos, que podem ocorrer nos sistemas elétricos: as sub e sobretensões com diferentes origens, como por exemplo, descargas atmosféricas e surtos decorrentes de manobras de equipamentos, os quais também podem acarretar curtos-circuitos (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Caso alguma anormalidade ou defeito, como os citados no parágrafo acima, venha a ocorrer no sistema elétrico, a proteção é encarregada de assegurar a desconexão do respectivo trecho do sistema sob falta o mais rápido possível, evitando, assim, maiores danos. Ademais, o sistema de proteção é projetado para que se forneça informações necessárias aos responsáveis por sua operação, caso o próprio venha a atuar, facilitando a identificação dos defeitos juntamente com sua recuperação (ANDERSON, 1999).

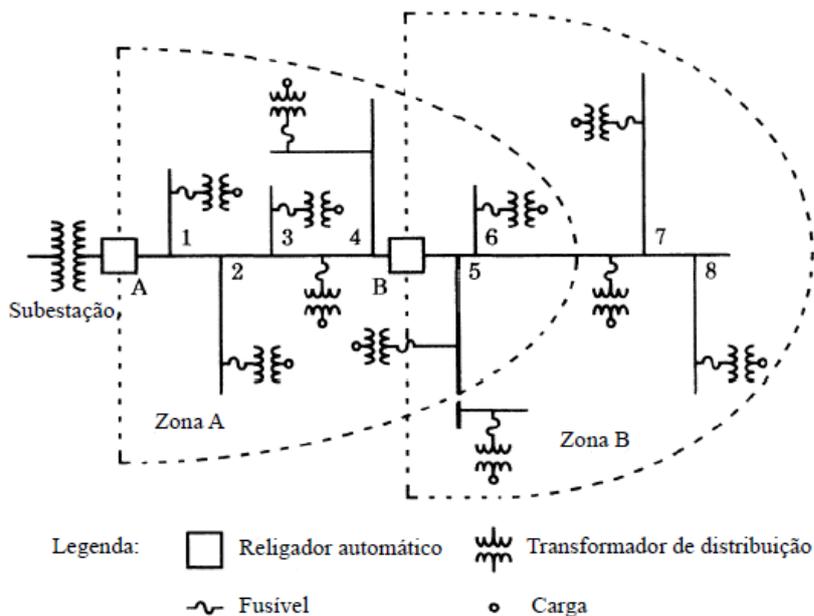
2.1.1 - Requisitos Básicos de um Sistema de Proteção

Visando a correta atuação de um sistema de proteção para isolar o mais rápido possível um trecho de uma linha de transmissão ou rede de distribuição de energia em que ocorra uma anomalia, faz-se necessária a definição de requisitos básicos para tal sistema. Nesta conjuntura, baseando em (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011), a seguir são expostos os requisitos de maior relevância para as pesquisas a serem desenvolvidas no presente estudo.

ZONAS DE ATUAÇÃO

Trata-se de limitar o alcance de “vigilância” elemento de proteção, ou seja, se o defeito estiver entre esses limites, o dispositivo deve acionar o elemento de desconexão do SEP (disjuntor) mais próximo a ele, como apresentado na Figura 1.

Figura 1 - Elementos de proteção e suas respectivas zonas de atuação



Fonte: Adaptado de Anderson, 1999.

VELOCIDADE

O elemento de proteção, dependendo do projeto e de como foi ajustado, deve atuar de forma mais rápida possível, evitando, assim, maiores danos ao sistema.

SENSIBILIDADE

Representa a capacidade de reconhecer com precisão a faixa e os valores indicados para operação e não operação.

CONFIABILIDADE

O dispositivo de proteção deve atuar com segurança e exatidão no mais alto nível, evitando, por exemplo, acionamentos dos dispositivos de desconexão devido à sobrecarga de curto período de tempo.

AUTOMAÇÃO

É automatizar o *reset* do sistema de proteção após a sua atuação, ou seja, ter seu retorno à posição de operação sem auxílio humano. A utilização desses sistemas deve garantir a viabilidade econômica ao setor e o retorno adequado aos acionistas das empresas. Com isso, sua implementação traz alguns benefícios, tais como:

- Aumento no uso e vida útil dos ativos;
- Redução das perdas técnicas nos sistemas de distribuição;
- Melhora nos sistemas de localização de faltas;
- Redução dos tempos de interrupção do fornecimento de energia elétrica;
- Ampliação da satisfação do consumidor.

SELETIVIDADE

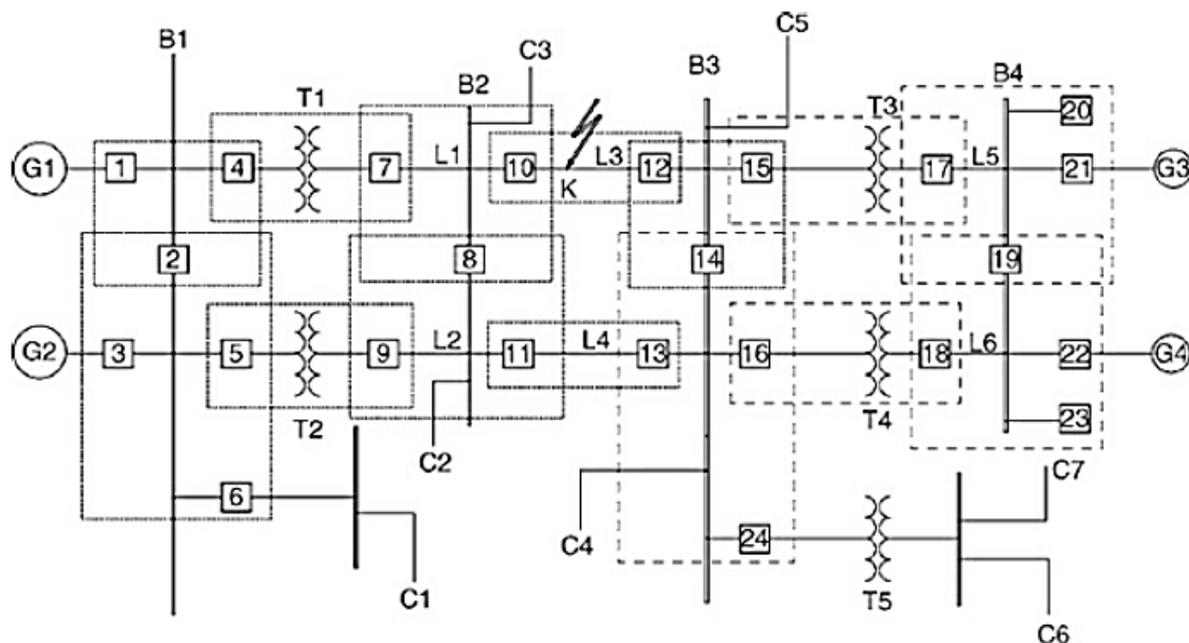
Neste requisito, o elemento de proteção mais próximo à falta, retira de operação a menor parte possível do sistema submetido a um distúrbio (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011). Assim, têm-se a presença de uma zona de proteção para cada dispositivo protetor, tendo-se dois casos a considerar.

- Proteção de primeira linha: corresponde ao elemento de proteção para o qual é definida uma zona de responsabilidade dentro de limites predefinidos, devendo atuar em um tempo previamente ajustado, sempre que ocorrer um defeito nessa zona;
- Proteção de segunda linha ou de retaguarda: corresponde ao elemento de proteção responsável pela desconexão do sistema caso haja uma falta na proteção de primeira linha, dentro de um intervalo de tempo definido no projeto de coordenação.

Como mostrado na Figura 2, em caso de uma falta no ponto K presente no trecho L3 do sistema em questão, os dispositivos responsáveis pela desconexão do respectivo trecho

(proteção de primeira linha), seguindo os critérios da seletividade, serão o 10 e o 12. Para a proteção de retaguarda, caso haja uma falta na proteção primária, tem-se a atuação dos dispositivos 7, 8, 14 e 15, devido a presença de geradores em ambos os lados do sistema.

Figura 2 - Zonas de proteção de um sistema de potência.



Fonte: MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011.

- **Seletividade Amperimétrica**

Neste tipo de seletividade a corrente de curto-circuito no sistema elétrico é menor à medida que o ponto sob análise se distancia do sistema de geração, dado que a impedância da linha varia com a distância. Logo, seriam dimensionados dispositivos com base na amplitude da corrente, visto que quanto mais próximo à geração, maior seria a corrente de acionamento do equipamento.

Para a correta seletividade amperimétrica os ajustes das proteções devem levar em conta alguns critérios que podem ser melhor expressos analisando a Figura 3, na qual observa-se a ocorrência de uma falta no ponto A, o que faz com que exista uma corrente de curto-circuito (I_{cc}). Sendo $P1$ e $P2$ dispositivos de proteção que estão ajustados, respectivamente, para as correntes I_{p1} e I_{p2} tem-se:

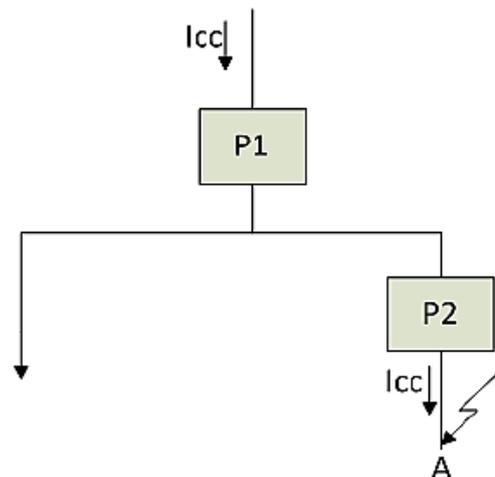
- A proteção à montante ao local da falta deve ser ajustada com um valor inferior à corrente de curto-circuito ocorrido dentro da zona de proteção, como apresentado na eq. 1:

$$I_{P2} \leq 0,8 \times I_{cc} \quad (1)$$

- As proteções posicionadas fora da zona de proteção devem ser ajustadas com valores superiores à I_{cc}

$$I_{P1} > I_{cc} \quad (2)$$

Figura 3 - Seletividade Amperimétrica.

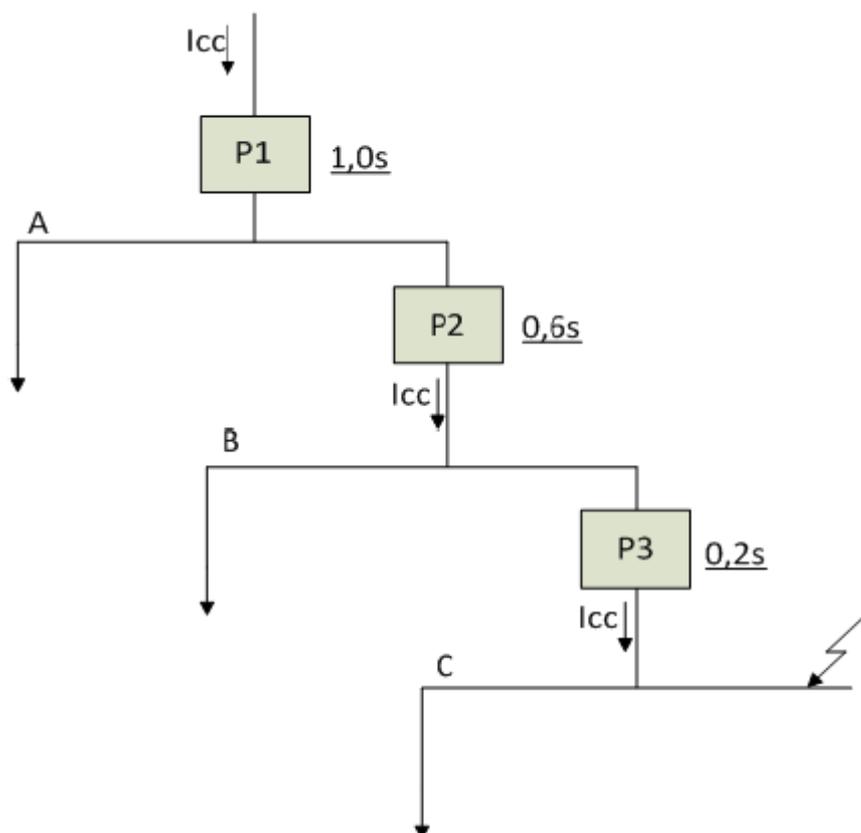


Fonte: MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011.

- **Seletividade Cronológica**

Para esta seletividade, os relés de proteção, muitas vezes, são conectados em série e a depender do local do defeito, o relé mais próximo à falta deve ter um retardo de tempo intencional menor do que os relés situados a montante a ele. Este retardo, segundo (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011) é chamado de intervalo de coordenação, assumindo valores entre 200 e 400 ms, e existe para que a proteção instalada a montante espere o tempo de atuação do dispositivo a jusante. Além disso, têm-se algumas desvantagens neste tipo de seletividade, como ilustrado na Figura 4, por exemplo, para relés situados próximo à geração atuarem como proteção de *backup* em caso de um defeito próximo da carga, teríamos um intervalo de tempo consideravelmente alto, podendo prejudicar elementos conectados ao longo da linha.

Figura 4 - Seletividade Cronológica.

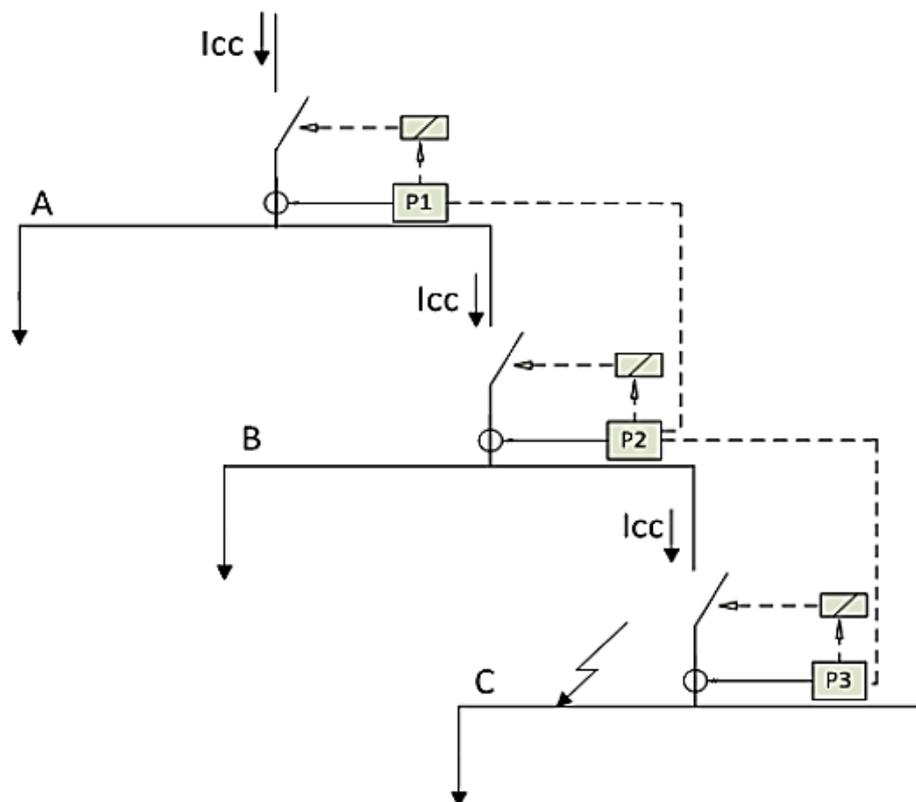


Fonte: MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011.

- **Seletividade Lógica**

É um tipo de seletividade mais moderna devido à utilização dos relés digitais e seu funcionamento foi pensado buscando suprir as desvantagens que as seletividades amperimétrica e cronométrica trazem consigo. Nela, têm-se os relés conectados por meio de um sistema de comunicação (fio piloto, fibra óptica e etc.), visto que será enviado um sinal lógico por este caminho. Por sua vez, como apresentado na Figura 5, esse sinal lógico pode corresponder a vários comandos, sendo um deles o de bloqueio, este emitido pelo dispositivo mais próximo à falta e é recebido pelo equipamento a montante, reduzindo, assim, o intervalo de tempo de atuação entre os dispositivos. Na sua estrutura de funcionamento, existem dois tipos de ajuste de tempo, são eles: ajuste de tempo de proteção (variando entre 50 e 100 ms) e o ajuste de tempo de seletividade lógica (valor típico é de 200 ms).

Figura 5 - Seletividade Lógica.



Fonte: MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011.

2.1.2 - Tipos de Proteção dos Sistemas Elétricos

Os sistemas elétricos estão sujeitos a eventos que devem ser controlados, monitorados ou simplesmente eliminados. Assim, nesta subseção, serão abordados os tipos de proteções para esses eventos. Primeiramente, detalha-se a proteção dos SEP's devido a sobrecorrentes e, em seguida, são apresentadas algumas particularidades na proteção contra sobretensões, subtensões, sub e sobrefrequência, e sobre-excitação.

As sobrecorrentes podem ter origens diferentes, dentre as quais destacam-se:

- **Sobrecargas** - caracterizadas pela elevação moderada da corrente. Tem como ocorrência, por exemplo, a ligação de motores, visto que em sua partida tem-se uma considerável elevação da corrente em um curto período de tempo. A proteção contra sobrecargas normalmente é projetada para suportá-las durante um certo período de tempo, visto que na maioria das vezes trata-se de um evento transitório. Assim, têm-se como elementos de proteção os relés térmicos, eletromecânicos (retardo de tempo consequente de sua estrutura física), eletrônicos e digitais com temporizações moderadas;

- **Curtos-Circuitos** - caracterizados pelos valores de correntes extremamente elevadas. Nele, a proteção deve atuar o mais rápido possível, visto que os tempos permitidos para os curtos-circuitos não devem superar dois segundos. Assim, os dispositivos de acionamento juntamente com os de desconexão devem ser extremamente rápidos, tais como fusíveis.

Para as sobretensões, têm-se quatro eventos como principais responsáveis, a saber:

- **Descargas atmosféricas diretas** - como proteção contra descargas diretas têm-se os cabos-guardas que são instalados acima dos condutores vivos. Em subestações, a proteção é feita por meio de hastes metálicas;
- **Descargas atmosféricas indiretas** - para se ter uma sobretensão, não é necessário que a descarga atinja a rede, visto que em caso de descargas próximas a região do sistema elétrico tem-se uma variação de corrente no ar e que, por consequência, gerará um campo magnético variante, logo de acordo a lei de Faraday haverá uma tensão induzida no SEP, visto que

$$e_{ind} = - \frac{d\lambda}{dt} \quad (3)$$

dados que e_{ind} é a tensão induzida [V]; λ é o fluxo magnético concatenado [Wb.e]; e t é o tempo [s]. Neste caso, os condutores de aterramento são um dos responsáveis pela proteção de toda rede elétrica.

- **Chaveamento** - está interligado com as desconexões e conexões do sistema. Como exemplos, a retirada de um grande bloco de carga abruptamente, chaveamento de um banco de capacitores, e extinção de um curto-circuito, entre outros. A sobretensão dar-se-á devido as linhas do SEP serem conectadas por indutâncias mútuas, assim quando se tem uma elevada variação na corrente em um curto intervalo de tempo, há o surgimento de uma tensão extremamente elevada, independentemente do valor da indutância, visto que

$$v = L \frac{di}{dt} \quad (4)$$

dados que v é a tensão [V]; L é a indutância [H]; i é a corrente elétrica [A]; e t é o tempo [s]. Para a proteção do sistema elétrico, há algumas medidas, tais como desconectar as fontes de geração de energia mais próximas ao ponto onde ocorreu a sobretensão, ajustar os relés de sobretensão de forma seletiva, os ajustes dos relés de proteção devem

considerar tanto as sobretensões em regime de máximo carregamento como em regime em carga leve, dentre outras.

- **Defeitos monopolares** - em sistemas aterrados com alta impedância, caso aja um defeito fase-terra, mesmo de baixa intensidade, pela lei de ohm, devido à alta impedância, tem-se o surgimento de sobretensões que podem chegar ao valor da tensão de fase do sistema.

Em relação as subtensões, a proteção deve atuar, segundo (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011) em caso de tensão abaixo de 80% da nominal. Essa proteção evita danos maiores aos motores e geradores, visto que, por exemplo, com a diminuição da tensão terminal do motor pode-se ter uma velocidade mecânica do rotor maior que a velocidade base.

Na frequência elétrica, a variação permitida pela proteção chega a um valor de 2 Hz acima e abaixo da nominal (60 Hz). Da mesma forma que as subtensões, a proteção atua para segurança de geradores, neste caso, síncronos. Visto que, tem-se a seguinte relação entre frequência e velocidade,

$$v = \frac{120f}{p} \quad (5)$$

dado que v é a velocidade mecânica do rotor da máquina [rpm]; f é a frequência elétrica [Hz]; e p é o número de polos da máquina.

Assim, observando a eq. 5 nota-se que a elevação da frequência ou sua redução drástica, reflete diretamente na velocidade mecânica do rotor, uma vez que há uma proporcionalidade direta entre ambas.

Como consequência de sobrefrequência e/ou elevadas tensões, tem-se um nível de indução maior, logo haverá a circulação de uma maior corrente elétrica que, por consequência, aumentará o fluxo magnético, saturando o núcleo de ferro. Essa saturação, ocasiona perdas excessivamente elevadas por correntes parasitas e uma elevação inadmissível do nível de temperatura da máquina, sendo chamada de sobre-excitação. A proteção é determinada a partir do quociente entre a tensão máxima do sistema e da frequência a que está submetido.

2.2 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Há cerca de 20 anos, o modelo que predominava na estrutura energética mundial para fornecimento de energia elétrica baseava-se em quase sua totalidade na Geração Centralizada (GC). Neste modelo os sistemas de distribuição eram projetados e operados para a topologia radial sem a presença de fontes de energia em seus centros de carga, sendo que o fluxo de

potência fluía somente em uma direção, no sentido da fonte para a carga (BITTENCOURT, 2011).

Neste contexto, a Geração Distribuída nasceu e vem crescendo com objetivo de suprir o aumento da demanda de energia, reduzir o custo de investimento no sistema de transmissão, evitar grandes perdas na rede e utilizar recursos renováveis para geração, assim contribuindo para um fornecimento energético de forma menos agressiva ao meio ambiente e descentralizado.

A primeira versão da regulamentação que trata do acesso de micro e minigeração distribuída no Brasil surgiu no final de 2008. O Módulo 3, dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), estabelece condições para o acesso, incluindo conexão e uso da GD conectada à rede de distribuição. Também define os critérios técnicos e operacionais, além dos requisitos de projeto, informações e a implementação da conexão (ANEEL, 2020).

Contudo, foi a partir de 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que o consumidor brasileiro pôde gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

Com o passar dos anos, notou-se a necessidade de modificar as normas e resoluções para aprimorar alguns pontos que eram imprecisos e assim atender melhor às necessidades dos geradores residenciais e das concessionárias de energia. De 2008 até 2017 o Módulo 3 do PRODIST passou por sete revisões e a resolução 482/2012 por três revisões, a REN 517/2012, a REN 687/2015 e a REN 786/2017. Dentre as principais modificações propostas pode-se destacar a mudança da definição de microgeração, que atualmente representa sistemas com potência menor ou igual a 75 kW, e minigeração que abrange centrais geradoras com potência superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, devendo utilizar cogeração qualificada ou fontes renováveis em ambos os casos (VARGAS et al., 2018).

As unidades geradoras que fazem parte da geração distribuída, utilizando na sua maioria recursos renováveis, podem ser caracterizadas como:

- Geradores Eólicos;
- Geradores a Combustíveis;
- Células Fotovoltaicas;
- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's.

Diante deste cenário, estão sendo desenvolvidos diferentes estudos sobre a inserção e integração de fonte de geração distribuída na rede distribuição, uma vez que traz consigo vantagens e desafios, podendo alterar as condições de operação do respectivo sistema, cabendo ao acessante da rede seguir alguns requisitos que envolvem a conexão destas unidades. Sendo assim, a próxima seção dará ênfase aos impactos da inserção da geração distribuída nos sistemas elétricos de potência.

2.2.1 - Impactos da Inserção da Geração Distribuída nos Sistemas Elétricos de Potência

A inserção da GD nas redes de distribuição pode afetar seu desempenho e alterações nos seus índices de qualidade, confiabilidade, e continuidade, requerendo alterações e desenvolvimento de novas estratégias de monitoramento, controle, operação, proteção, e gestão dos ativos da rede, entre outros. Entre os parâmetros e indicadores da rede elétrica afetados pela presença de geradores distribuídos, a seguir são apresentadas as consequência e desafios relativos a:

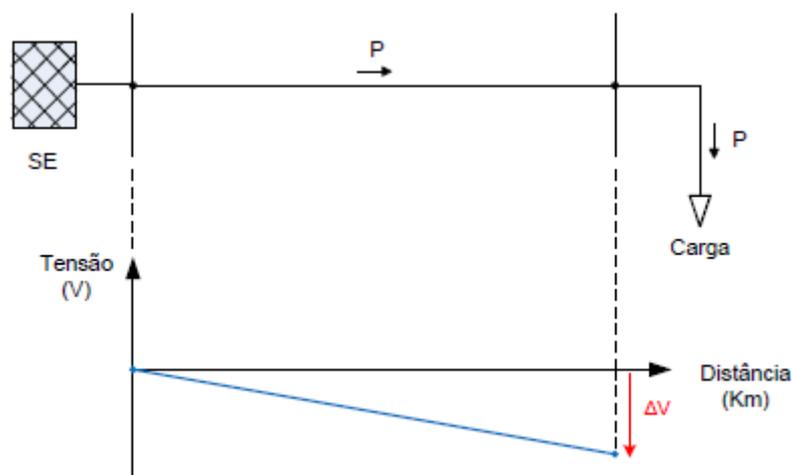
- Fluxo de potência;
- Fator de potência;
- Sobretensão;
- Nível de desbalanço de tensão;
- Aumento dos níveis de curto-circuito;
- Harmônicos.

FLUXO DE POTÊNCIA

Uma das principais mudanças trazidas pela inserção de fontes de GD na rede elétrica é a alteração no seu comportamento, levando-a de uma característica passiva com fluxo unidirecional da subestação para os consumidores, para uma posição mais ativa com fluxo bidirecional devido a ramais que consomem, geram e armazenam energia (BATISTA, 2016). Tal fato torna possível que sistemas com geradores distribuídos auxiliem no suprimento de cargas locais, reduzindo a demanda de potência provinda do transformador da subestação.

Neste contexto, em um cenário convencional de um sistema de distribuição, tem-se a presença de fluxos de potência (P) ativa e reativa unidirecionais na linha (da subestação para a carga), como pode ser observado na Figura 6. Em função disso, há também uma queda de tensão (V) ao longo da mesma (PALUDO, 2014).

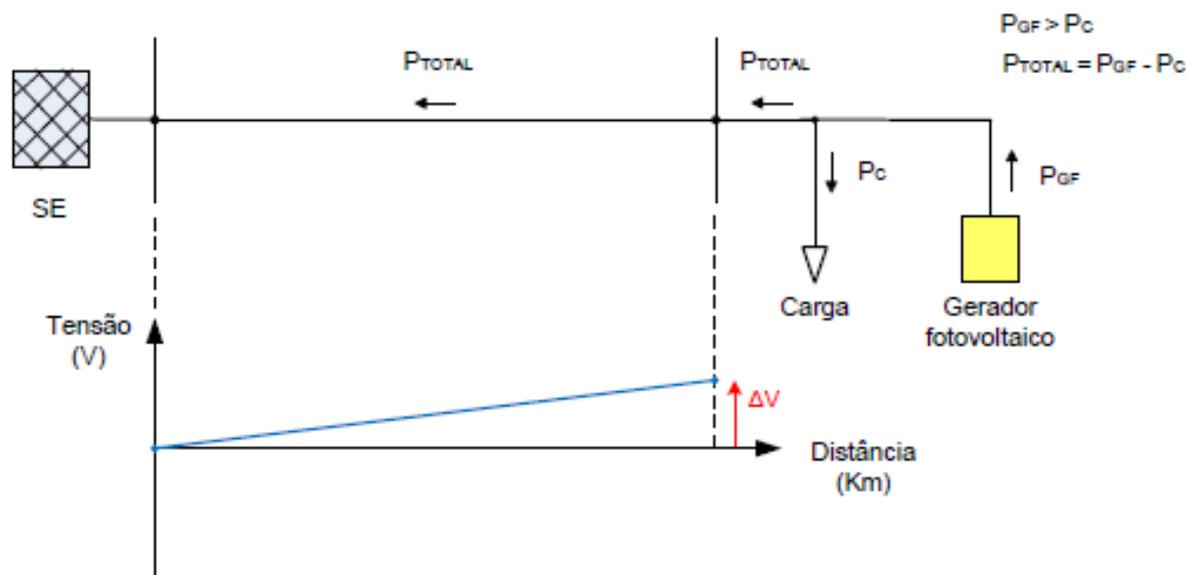
Figura 6 - Cenário convencional de um sistema de distribuição.



Fonte: PALUDO, 2014.

Contudo, com a injeção de GD em uma rede de distribuição voltada para a alimentação de cargas locais, pode haver períodos em que a energia gerada (P_{GF}) será maior que a consumida (P_C), tendo-se o despacho dessa energia sobressalente no sistema de distribuição (P_{TOTAL}). Consequentemente haverá bidirecionalidade no fluxo de potência, como observado na Figura 7, podendo, assim, ocasionar problemas como sobretensão no ramo da rede em que está presente o gerador distribuído.

Figura 7 - Cenário de um sistema de distribuição com geradores fotovoltaicos instalados ao final da linha.



Fonte: PALUDO, 2014.

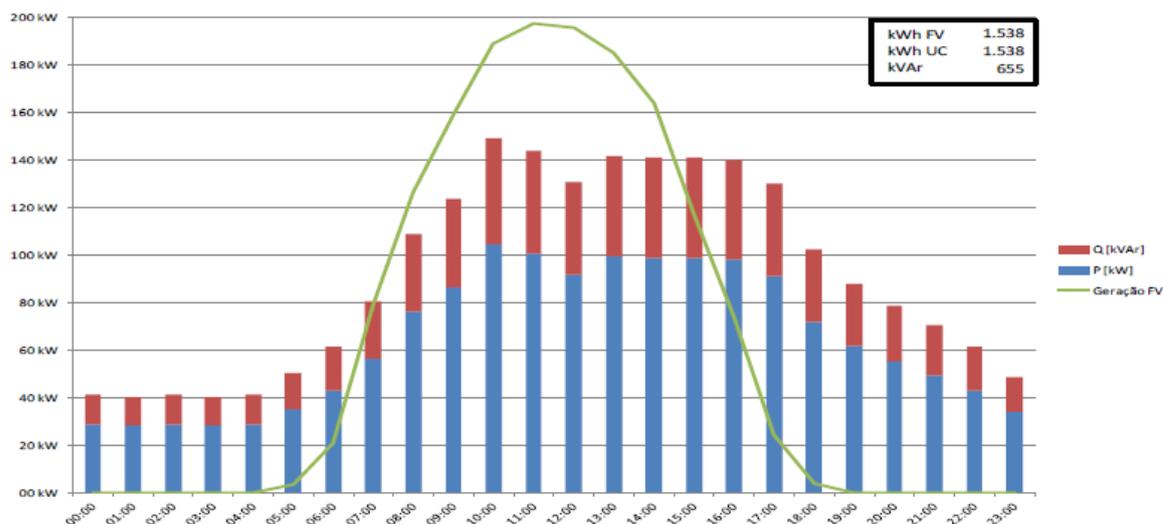
FATOR DE POTÊNCIA

O controle do fator de potência (FP) é um dos desafios enfrentados pelo sistema de distribuição após a injeção da GD, visto que frequentemente têm-se unidades geradoras com fator de potência unitário que são utilizadas para suprir uma unidade consumidora (UC) dado que, na maioria dos casos, apresentam um FP indutivo. Logo, uma vez que não se tem o pico de consumo da carga no mesmo horário do pico de geração de energia, têm-se momentos do dia em que a potência ativa fornecida pela unidade geradora será maior em relação a consumida pela carga, fazendo com que a UC consuma apenas potência reativa da rede, impactando diretamente no fator de potência.

Diante desse contexto, em (PINTO, 2012) apresenta-se um modelo de UC, ilustrado na Figura 8 com FP = 0.92 indutivo, juntamente com uma GD que tem como unidade geradora um painel fotovoltaico. A partir disso, para analisar a mudança no FP visto pelo medidor desta unidade consumidora foram criados alguns cenários, tais como:

- UC com gerador fotovoltaico produzindo apenas potência ativa (FP = 1);
- UC com gerador fotovoltaico produzindo potência ativa e reativa indutiva (FP = 0,92i);
- UC com gerador fotovoltaico produzindo potência ativa e reativa capacitiva (FP = 0,92c).

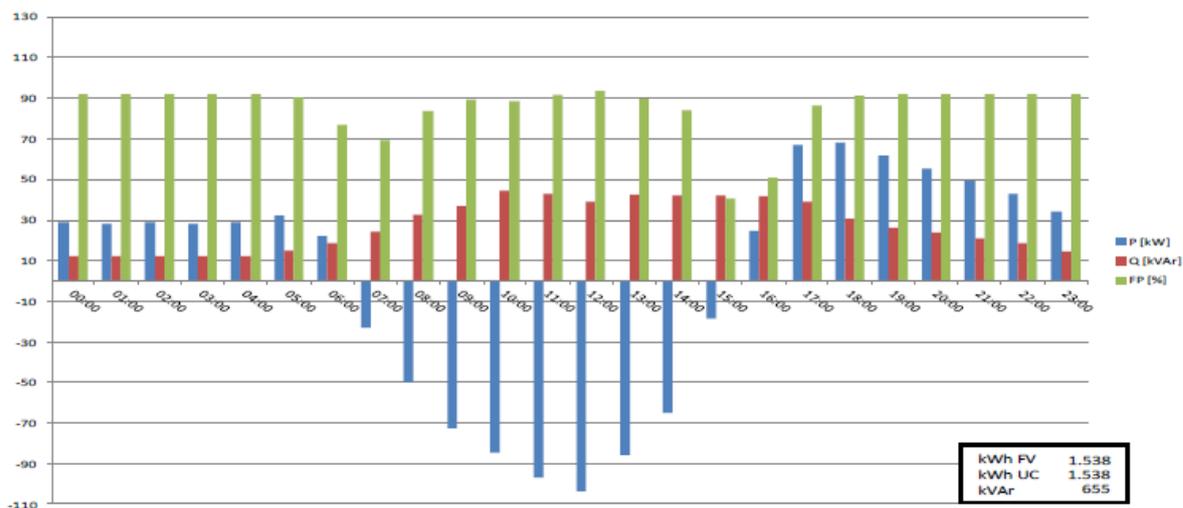
Figura 8 - Curva de carga comercial típica e curva de geração fotovoltaica representativa.



Fonte: PINTO, 2012.

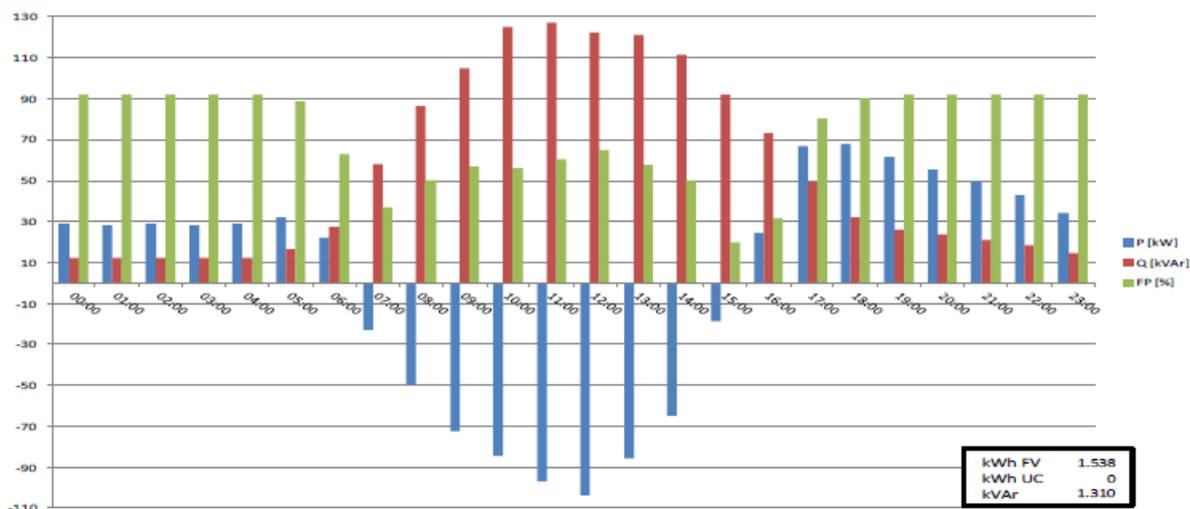
Os resultados dos cenários citados acima são apresentados respectivamente pela Figura 9, Figura 10 e Figura 11, por meio das quais observa-se que a unidade geradora com $FP = 0,92c$ foi a que conseguiu manter o fator de potência da carga fixo em relação a rede de distribuição, dado que foi fornecida potência ativa e reativa pela GD. Esta prática é a que agrega mais benefícios às distribuidoras de energia, pois reduz a circulação de potência reativa na rede, e pode ser utilizada até para compensar os reativos de outras unidades consumidoras respeitando os limites dos inversores utilizados, porém influencia na tensão da rede no ponto de conexão, assunto este que será discutido com mais detalhes na próxima seção.

Figura 9 - UC com gerador fotovoltaico produzindo apenas potência ativa ($FP = 1$).



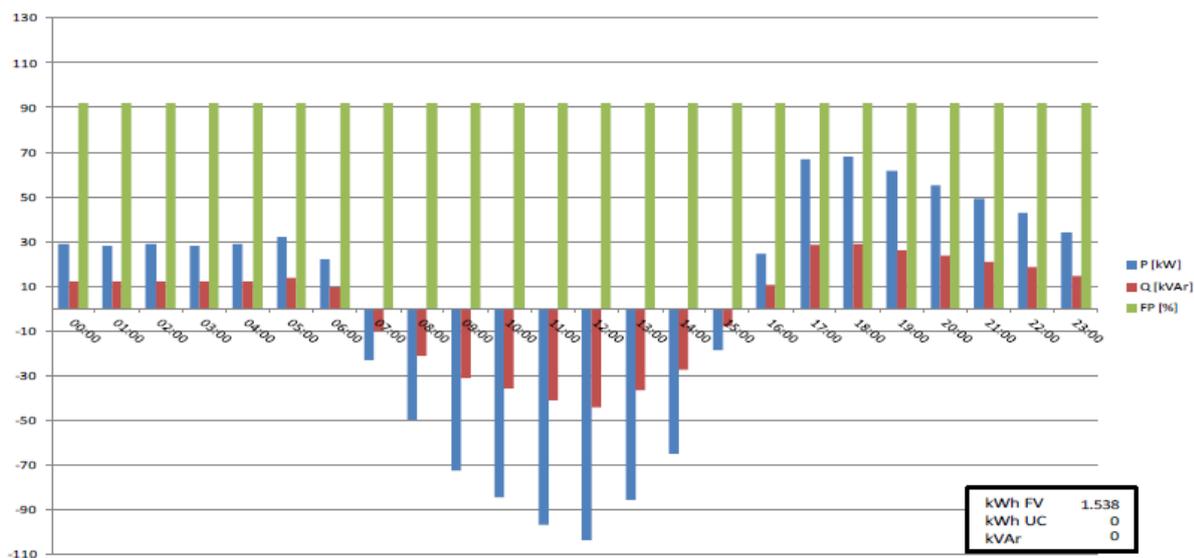
Fonte: PINTO, 2012.

Figura 10 - UC com gerador fotovoltaico produzindo potência ativa e reativa indutiva (FP = 0,92i).



Fonte: PINTO, 2012.

Figura 11 - UC com gerador fotovoltaico produzindo potência ativa e reativa capacitiva (FP = 0,92c).



Fonte: PINTO, 2012.

SOBRETENSÃO

Diante dos impactos já descritos, a sobretensão é um desafio que ocorre em paralelo aos supracitados, dado que, como citado na seção 2.2.1.1, as sobretensões podem advir de situações nas quais há picos de geração devido a inserção de GD e baixo consumo das cargas locais. Além disso, na seção 2.2.1.2, foram apresentados três cenários testes com o objetivo de se ter uma melhoria no quesito fator de potência, contudo, dos resultados obtidos, apenas um cenário não causaria uma sobretensão no ponto de conexão da GD, cenário este que apresenta

uma UC com gerador fotovoltaico produzindo potência ativa e reativa indutiva ($FP = 0,92i$), visto que, no respectivo contexto, tem-se um consumo de potência por parte da unidade geradora, evitando, assim, sobretensões no sistema.

NÍVEL DE DESBALANÇO DE TENSÃO

O desequilíbrio em um sistema elétrico trifásico é uma condição na qual as três fases apresentam diferentes valores dos módulos das tensões ou defasagem angular entre fases diferente de 120° elétricos, além de poder ter essas duas condições simultaneamente. Com isso, o desbalanço de tensão é um aspecto que precisa ser monitorado quando se trata da conexão de geradores distribuídos mono e bifásicos em sistemas de distribuição.

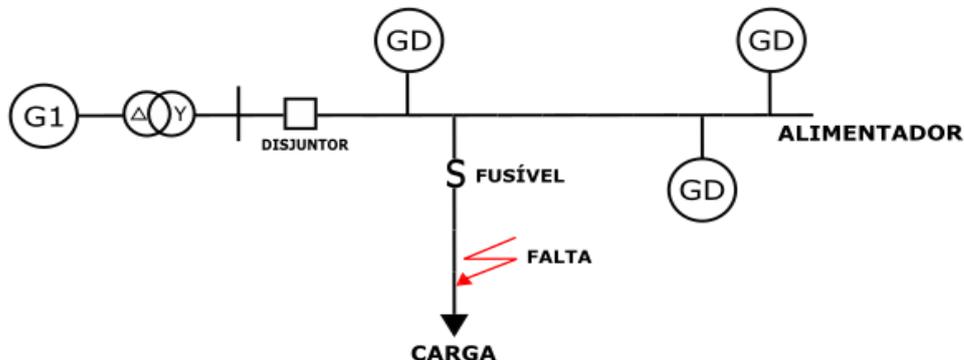
Devido à natureza desbalanceada das cargas e da disposição assimétrica dos condutores em grande parte das linhas aéreas de distribuição, se houver a presença de uma grande quantidade de geradores fotovoltaicos mono e bifásicos no sistema elétrico, os níveis de desbalanço podem ser elevados, acarretando outras consequências para a rede elétrica, como aumento da corrente de neutro e elevações de tensão no ponto de conexão (NUNES, 2017; PALUDO, 2014).

AUMENTO DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO

No projeto de um sistema de distribuição, a capacidade de curto-circuito (CCC) é usada para especificar equipamentos, tais como: disjuntores, religadores e fusíveis, dado que essa significa o maior valor eficaz da corrente elétrica simétrica que o dispositivo de proteção é capaz de interromper sem ser danificado. Esta medida também é considerada na coordenação dos equipamentos de proteção. Nesse contexto, a instalação de geradores distribuídos em sistemas de distribuição pode alterar o nível de curto-circuito de forma a provocar efeitos indesejados, tais como: perda de coordenação dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, violação da capacidade de interrupção de disjuntores, superação dos limites térmicos e mecânicos de equipamentos, entre outros efeitos (PETEAN, 2014).

Em relação a coordenação dos equipamentos, tem-se ilustrado na Figura 12 um sistema em que a injeção de geradores distribuídos torna a CCC suficientemente grande para que o fusível perca a coordenação com o disjuntor de alimentação durante uma falta, levando-o atuar desnecessariamente (LUIZ, 2012).

Figura 12 - Perda de coordenação entre os elementos responsáveis pela desconexão do sistema devido a inserção da GD.



Fonte: O autor, 2022

HARMÔNICOS

Antes de inserir na rede elétrica uma fonte de geração distribuída fotovoltaica (GDFV), por exemplo, faz-se necessário a utilização de dispositivos de eletrônica de potência, como os inversores para a conversão de energia corrente contínua (CC) – corrente alternada (CA), como um dos requisitos para se ter a unidade geradora acoplada ao ponto desejado. Contudo, a rede de distribuição poderá ser impactada pela qualidade da energia elétrica (QEE) proveniente destes equipamentos.

No trabalho desenvolvido em (FORTES, 2016) são apresentados alguns impactos causados na QEE devido a injeção de harmônicos no sistema de potência a partir da inserção de inversores para GDFV. As distorções harmônicas são geradas pelos inversores sobre dois aspectos:

- Durante o processo de chaveamento realizado pelas chaves eletrônicas (normalmente IGBT's ou MOSFETS) no tempo de composição da onda senoidal de saída. As harmônicas geradas no chaveamento são devido ao controle de modulação por largura de pulso (PWM - *Pulse Width Modulation*) necessitar de um tempo de sobreposição entre as ordens de comutação das chaves do conversor como fonte de corrente, a fim de assegurar um fluxo de Corrente Contínua (CC) no barramento;
- Devido aos momentos em que a produção de energia entregue pelo inversor está muito abaixo da sua capacidade nominal, notadamente nos momentos de baixa insolação, que ocorrem com maior intensidade no início da manhã, no final da tarde, bem como na presença de sombreamentos sobre todo ou parte do arranjo fotovoltaico.

2.3 - ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Nas últimas décadas a energia solar fotovoltaica foi a forma de geração com maior crescimento mundial e a mais visada em projetos de pesquisa e desenvolvimento. Dado que a radiação solar é relativamente bem distribuída pela superfície habitada da Terra e possui intensidade com potencial para conversão de energia solar em elétrica na maior parte do planeta, mostra-se como uma das fontes mais promissoras de energia renovável (LOPES, 2013).

Neste contexto, a presente seção objetiva expor a forma com que se converte energia solar em elétrica a partir de um módulo fotovoltaico e, por fim, um modelo representativo da geração solar fotovoltaica baseado no seu circuito elétrico equivalente e suas equações correspondentes.

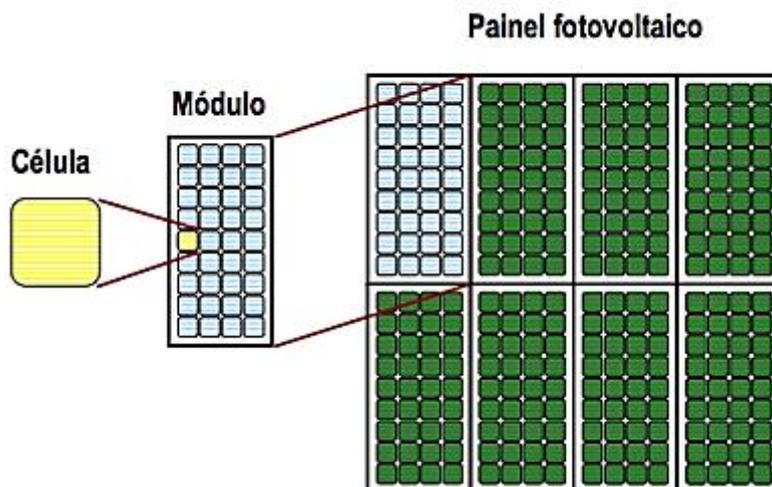
2.3.1 - Efeito Fotovoltaico

Os painéis fotovoltaicos (FV), como mostrado na Figura 13, são formados por células fotovoltaicas de materiais semicondutores cuja pureza e dopagem influenciam diretamente a eficiência de conversão da energia luminosa em elétrica. O silício é o composto químico mais utilizado na fabricação das células fotovoltaicas, entretanto, a sua forma pura não possui elétrons livres em sua camada de valência, tornando-o um mau condutor elétrico. Com isso, ao se introduzir átomos de um elemento em outro, pode-se ter excesso de elétrons ou falta de elétrons.

Quando há elétrons em excesso, pode-se dizer que estes estão fracamente ligados ao átomo, logo, com pouca energia, e podem entrar na faixa de condução. Neste caso, diz-se que a dopagem é tipo N, dado que se utiliza usualmente o fósforo como elemento químico dopante. Por outro lado, quando há falta de elétrons para satisfazer as ligações necessárias, pode-se dizer que existem lacunas, e que a dopagem é tipo P, tendo o boro como dopante na maioria dos casos (MARQUES, 2017). Desta maneira, são utilizadas duas dopagens, uma P e outra N, em duas finas camadas da célula fotovoltaica, obtendo-se uma junção semicondutora PN.

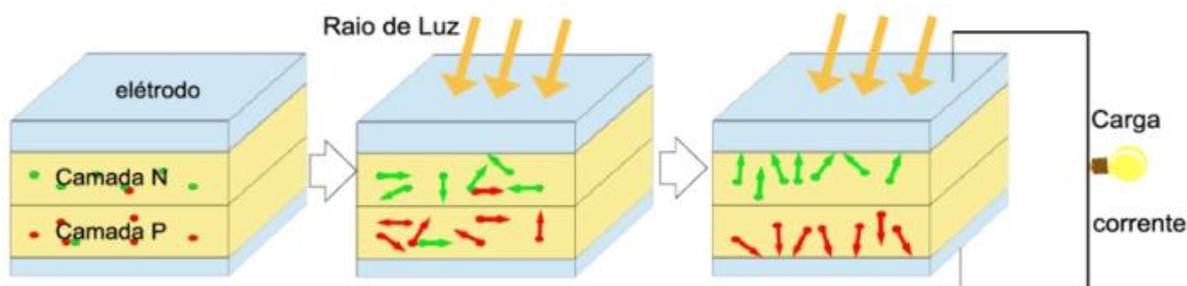
Diante deste cenário, quando as células fotovoltaicas são expostas a radiação solar, como mostrado na Figura 14, ocorre um movimento de cargas na junção PN das células expostas aos fótons. Esse movimento de cargas, ou corrente elétrica, devido à presença da luz solar é chamado de efeito fotovoltaico.

Figura 13 - Arranjo Fotovoltaico.



Fonte: MARQUES, 2017.

Figura 14 - Efeito Fotovoltaico.

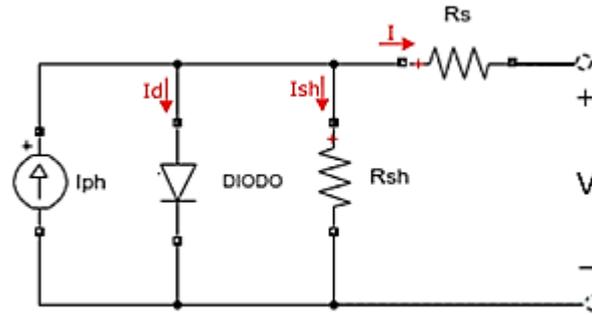


Fonte: SURICHAQUI, 2015.

2.3.2 - Modelo Real de uma Célula Fotovoltaica

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica é apresentado na Figura 15, no qual tem-se uma fonte de corrente I_{ph} , representando a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico, em paralelo com um diodo, este último ilustrando a junção PN da célula. Além disso, tem-se a presença de duas resistências, a resistência *shunt* R_{sh} que modela a corrente de fuga, enquanto a resistência em série R_s representa as perdas internas devido ao fluxo de corrente e as conexões elétricas, além de contribuir para a eficiência do modelo (MARQUES, 2017).

Figura 15 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real.



Fonte: O autor, 2022.

Aplicando a Lei de Kirchhoff das correntes obtêm-se:

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (6)$$

dado que I - Corrente de Saída; I_{ph} - Corrente Fotogerada; I_{sh} - Corrente através do resistor *shunt* (Corrente de fuga); I_d - Corrente através do diodo.

As varáveis da Eq.(6) são obtidas a partir das equações (7), (8) e (9) abaixo:

$$I_{ph} = N_p \times [I_{sc} + k_i \times (T - T_n)] \times \left(\frac{G}{G_n}\right) \quad (7)$$

dado que I_{sc} - Corrente de Curto-Circuito (corrente obtida quando se curto-circuita os terminais da célula fotovoltaica); k_i - Corrente De Curto-Circuito a 25°C e 1000W/m²; T - Temperatura de operação; T_n - Temperatura de referência; G - Irradiância de operação; G_n - Irradiância de referência; N_p - Número de células em paralelo.

$$I_{sh} = \frac{(V + I \times R_s)}{R_{sh}} \quad (8)$$

dado que V - Tensão de Saída; R_s - Resistência em Série; R_{sh} - Resistência *Shunt*; N_s - Número de células em série.

$$I_d = N_p \times I_0 \left[\exp \left(\frac{q \times (V + I \times R_s) / N_p}{n \times K \times T \times N_s} \right) - 1 \right] \quad (9)$$

dado que I_0 - Corrente de saturação; q - Carga do elétron; n - Fator de idealidade do diodo; K - Constante de Boltzman.

Contudo, a corrente de saturação pode ser expressa por (10):

$$I_0 = I_{rs} \times \left(\frac{T}{T_n}\right)^3 \times \exp \left\{ N_{cell} \times \left[\frac{q \times E_{go} \times \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T}\right)}{n \times K} \right] \right\} \quad (10)$$

dado que I_{rs} - Corrente de Saturação Reversa; E_{go} - Energia da banda do semiconductor; N_{cell} - Número de células em no total.

A corrente de saturação reversa é dada pela equação (11):

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}/N_p}{\exp\left(\frac{q \times V_{oc}}{n \times N_s \times K \times T}\right) - 1} \quad (11)$$

dado que V_{oc} - Tensão de circuito aberto (obtida com o terminal de saída da célula fotovoltaica em aberto).

Dessa forma, no presente capítulo, foi apresentado de forma geral a teoria por trás dos componentes mais importantes para o estudo e análise do impacto da geração distribuída no sistema de proteção, tais como os requisitos básicos para projeto e atuação de um sistema de proteção, os impactos causados pela inserção da GD na rede de distribuição (tópico relevante para a análise dos resultados que será apresentada nos capítulos seguintes), e, por fim, um estudo acerca da energia solar fotovoltaica, visto sua presença como fonte de energia em alguns geradores distribuídos.

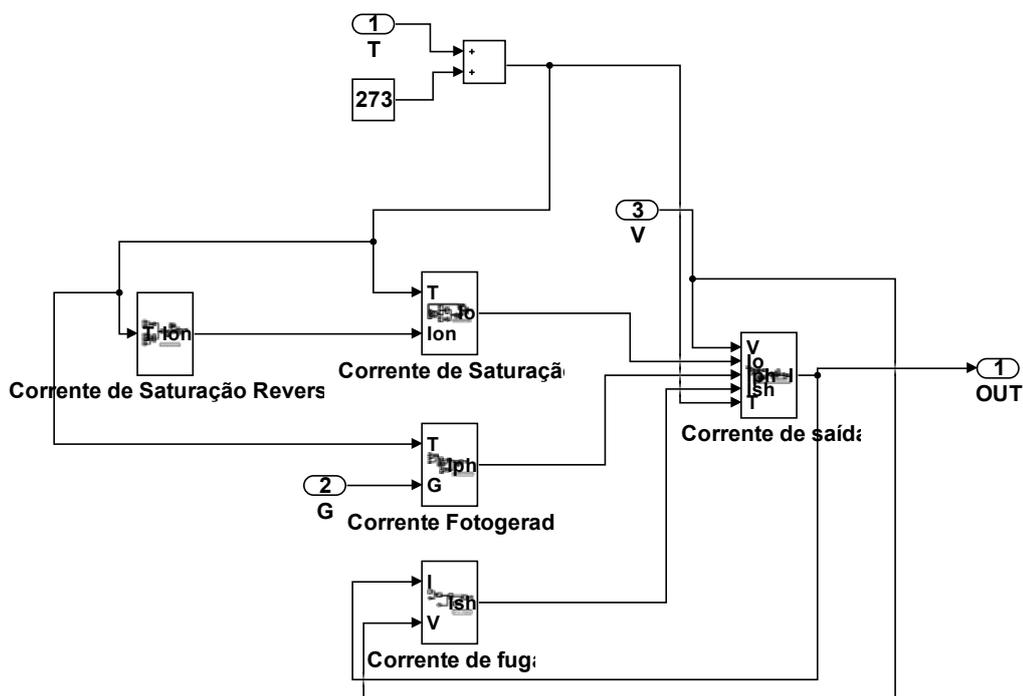
3 MODELAGEM PARA AS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Nas seções a seguir são apresentados os desenvolvimentos realizados para modelagem dos módulos fotovoltaicos representativos de fontes de geração distribuída, do sistema de distribuição, conforme alimentador IEEE 13 barras, e do relé de sobrecorrente empregado como dispositivo de proteção desta pesquisa.

3.1 - MÓDULO FOTOVOLTAICO

O estudo realizado por (YADAV; SAMBARIYA, 2018) demonstra um modelo computacional de um módulo fotovoltaico, logo, tomando-o como base, a modelagem do painel fotovoltaico foi desenvolvida no ambiente SIMULINK/MATLAB® a partir das equações demonstradas na seção 2.3.2, e é apresentada no decorrer da presente seção. Inicialmente, como ilustrado na Figura 16, têm-se todos os subsistemas utilizados para representar as equações do modelo supracitadas na seção anterior.

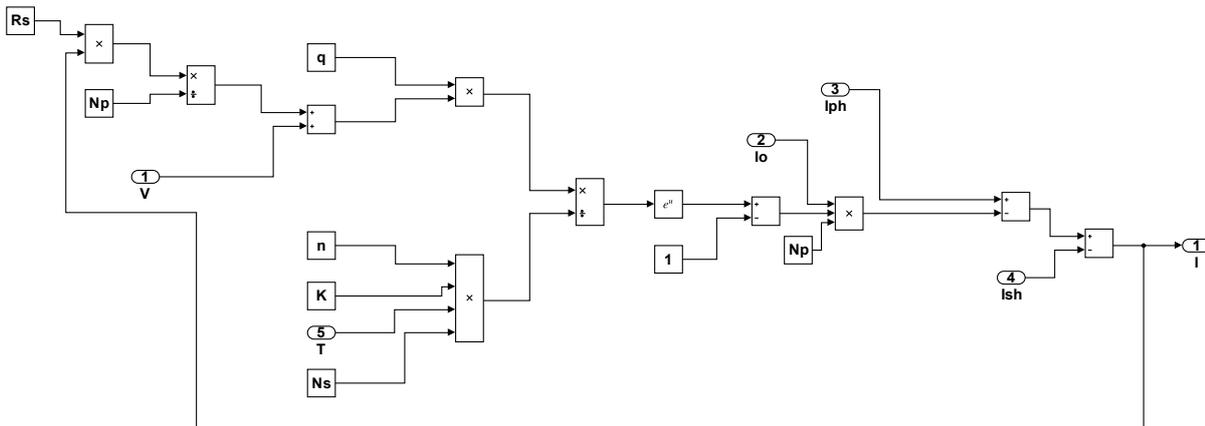
Figura 16 - Subsistemas que representam as equações matemáticas de um módulo fotovoltaico.



Fonte: O autor, 2022.

Em seguida, na Figura 17, é demonstrado o arranjo computacional utilizado no subsistema que simboliza a corrente de saída.

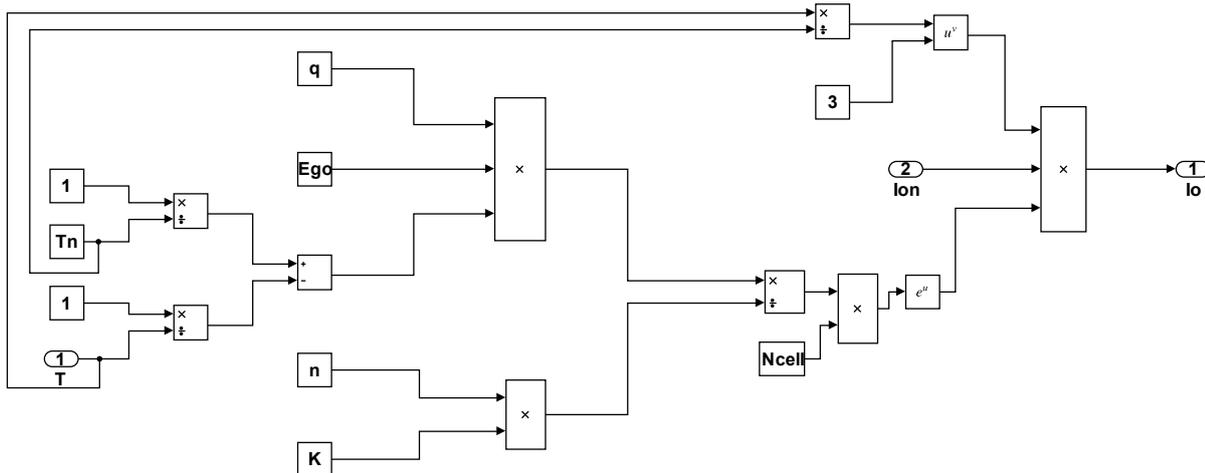
Figura 17 - Representação da Corrente de Saída.



Fonte: O autor, 2022.

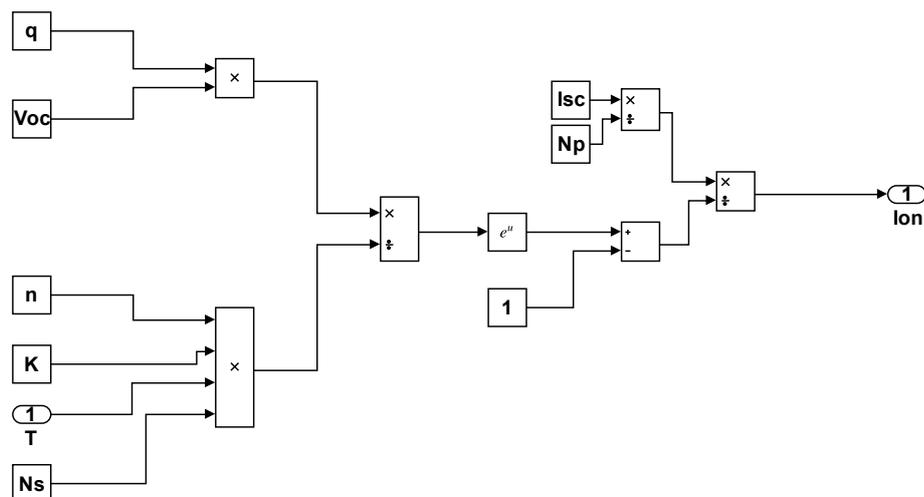
Dando sequência à modelagem computacional das equações, nas Figuras 18 e 19, têm-se a representação das correntes de saturação e saturação reversa, respectivamente.

Figura 18 - Modelagem da Corrente de Saturação.



Fonte: O autor, 2022.

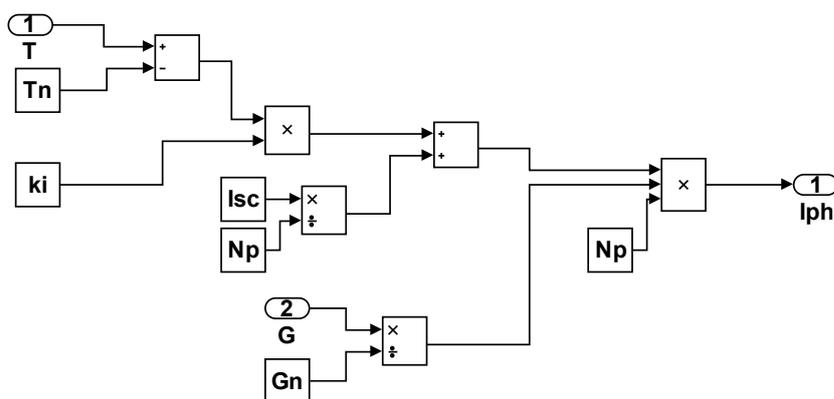
Figura 19 - Modelagem da Corrente de Saturação Reversa.



Fonte: O autor, 2022.

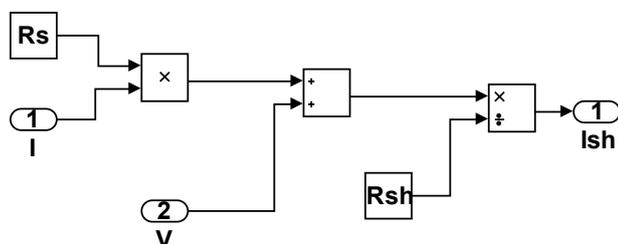
Por fim, os últimos dois subsistemas modelados estão ilustrados nas Figuras 20 e 21, sendo essas as representações das correntes fotogerada e de fuga, respectivamente.

Figura 20 - Representação da Corrente Fotogerada.



Fonte: O autor, 2022.

Figura 21 - Representação da Corrente de Fuga.

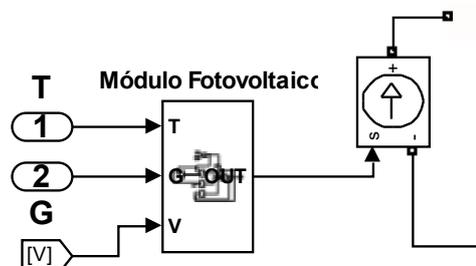


Fonte: O autor, 2022.

Assim, como mostrado na Figura 22, todo sistema apresentado acima tem como parâmetros de entrada a irradiância (G), a temperatura (T) e a tensão (V), e como saída um

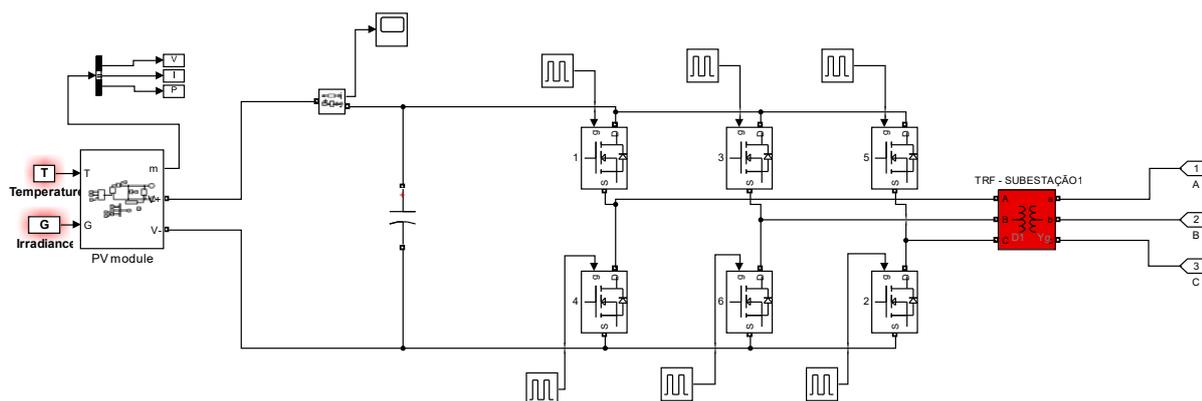
sinal de corrente utilizado em uma fonte de corrente controlada, na qual será convertida em corrente alternada a partir de um inversor controlado por PWM juntamente com um transformador isolador como interface de conexão para rede, como demonstrado na Figura 23.

Figura 22 - Módulo Fotovoltaico.



Fonte: O autor, 2022.

Figura 23 - Inversor utilizado para conversão da corrente contínua para alternada.



Fonte: O autor, 2022.

Diante deste cenário, visando a validação de toda modelagem apresentada no ambiente SIMULINK, utilizaram-se dados das características elétricas do módulo 1Soltech 1STH-215-P, em condições de teste padrão, o que significa a irradiação solar $G=1000 \text{ W/m}^2$ e a temperatura $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. As características elétricas do módulo estão apresentadas na Tabela 1 com os referentes dados obtidos a partir do ambiente SIMULINK/MATLAB®.

Tabela 1 - Características elétricas do Módulo Fotovoltaico.

1Soltech 1STH-215-P	
Potência Máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	213,15 W
Tensão em Máxima Potência (V_{mp})	29 V
Corrente em Máxima Potência (I_{mp})	7,35 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	36,3 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	7,84 A
Resistência em Paralelo ao Diodo (R_{sh})	313,4 Ω
Resistência em Série (R_s)	0,39 Ω

Fonte: O autor, 2022.

Além disso, na Tabela 2 são mostrados os valores das constantes envolvidas nas equações apresentadas na seção 2.3.2, (MARQUES, 2017).

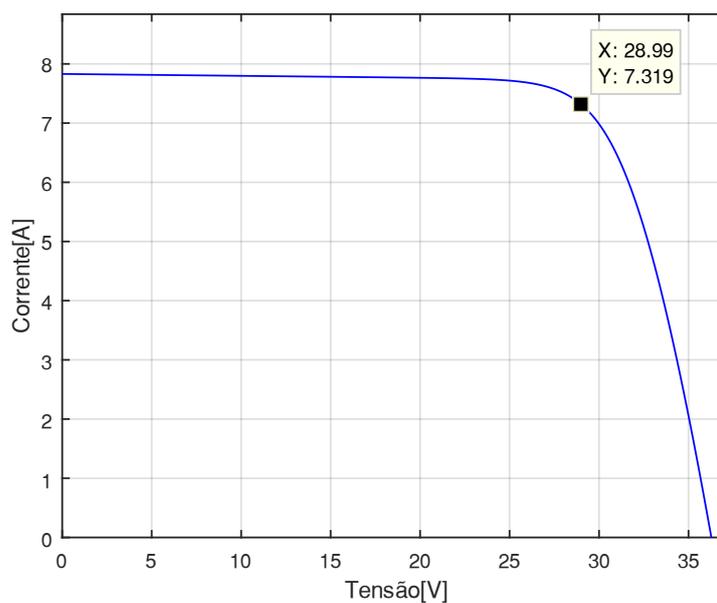
Tabela 2 - Constantes utilizadas na simulação.

Constantes	
k_i	0,102
T_n	298 K
G_n	1000 W/m ²
q	1,6.10 ⁻¹⁹ C
n	0,98117
K	1,38.10 ⁻²³ J/K
E_{go}	1.1 eV

Fonte: O autor, 2022.

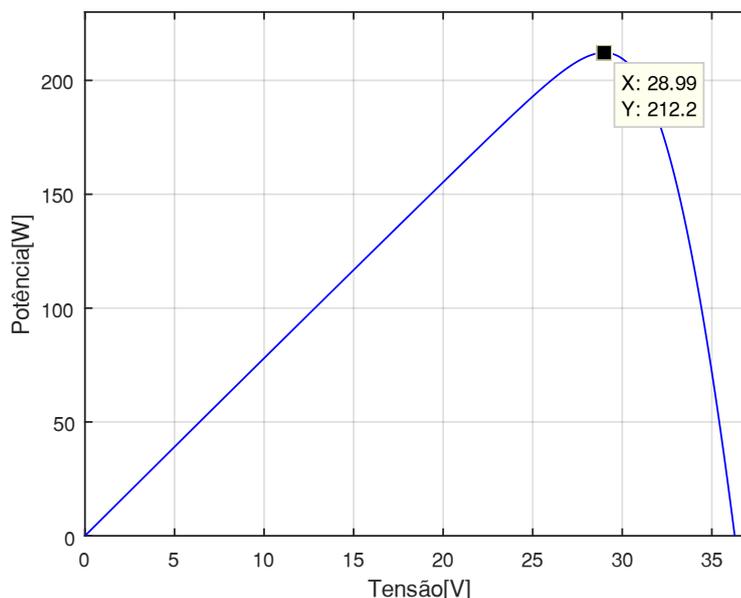
Com base nos dados apresentados, o resultado obtido na simulação do modelo pode ser observado nas Figuras 23 e 24, dado que se apresentam as curvas I-V e P-V, respectivamente, do módulo em questão.

Figura 24 - Curva I-V do módulo fotovoltaico simulado.



Fonte: O autor, 2022.

Figura 25 - Curva P-V do módulo fotovoltaico simulado.



Fonte: O autor, 2022.

Como mostrado nas figuras acima, o modelo numérico evidenciou sua equivalência com o modelo analítico, visto que teve resultados muito próximos aos expostos na Tabela 1.

3.2 - ALIMENTADOR TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

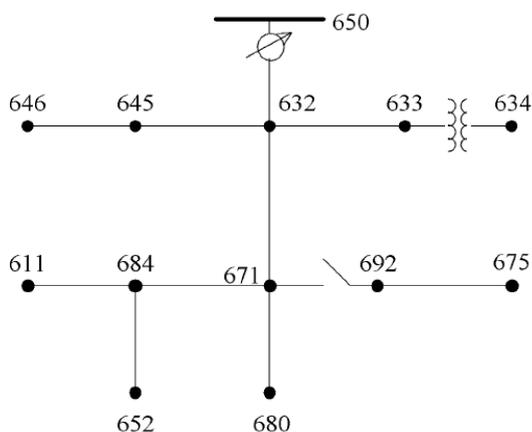
Objetivando realizar simulações para avaliação do comportamento e verificação de parâmetros importantes para uma rede de distribuição após a inserção da geração distribuída, foi modelado no ambiente SIMULINK/MATLAB® o alimentador teste de 13 barras do IEEE (IEEE 13 *Node Test Feeder*), cujas características são expostas a seguir (KERSTING, 2001; IEEE, 2020).

Neste contexto, para os elementos constituintes deste alimentador, têm-se 1 regulador de tensão, 1 transformador rebaixador de linha, 1 dispositivo de desconexão, 2 modelos de bancos de capacitores em derivação, 8 tipos de cargas concentradas e 1 tipo de carga distribuída conforme apresentado em (KERSTING, 2001; IEEE, 2020) os quais compõem a topologia ilustrada na Figura 26.

Ressalta-se que para a presente pesquisa o regulador de tensão não foi modelado, uma vez que se pretende analisar os efeitos da inserção de fontes de GD sem a influência da melhora do perfil de tensão exercida pelo regulador. Além disso, assumiu-se que o dispositivo de

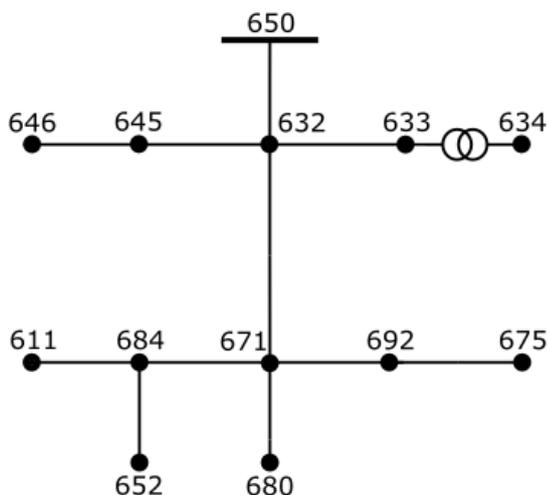
desconexão da linha entre os nós 671 e 692 estivesse sempre fechado, e assim a topologia do referido alimentador nas simulações realizadas é como mostrado na Figura 27.

Figura 26 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE 13 Node Test Feeder.



Fonte: KERSTING, 2001.

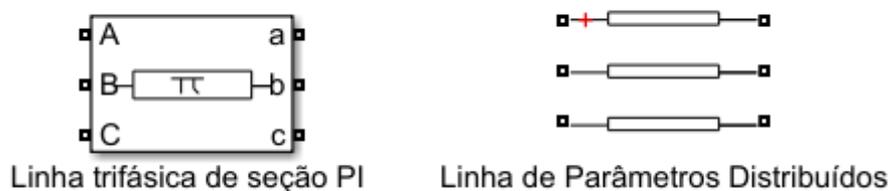
Figura 27 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE 13 Node Test Feeder modificado.



Fonte: O autor, 2022.

Antes do início da modelagem, foi feito um estudo com base nos trechos de linhas disponibilizados pelo SIMULINK®, sendo eles os modelos de linha trifásica de seção PI e de parâmetros distribuídos, como apresentados na Figura 28.

Figura 28 - Modelos de trechos de linhas de transmissão/distribuição presente no Simulink®.



Fonte: O autor, 2022.

Diante disso, devido ao comprimento dos trechos das linhas presentes no IEEE 13 Nodes, apresentados na Tabela 3, foi escolhido como modelo para simulação a linha trifásica de seção PI, visto que essa se adequa a linhas curtas, ou seja, menores que 80 km (STEVENSON, 1986). Para se ter a escolha do modelo de linha de parâmetros distribuídos, na maioria das vezes, deve-se ter trechos maiores que um décimo de comprimento de onda, ou seja, para uma rede que opera em uma frequência de 60 Hz isto equivale a um trecho de 500 km.

Tabela 3 - Distância entre os nós dos diferentes segmentos de linha.

Nó A	Nó B	Comprimento [m]	Configuração	Fase
632	645	152,4	603	C B N
632	633	152,4	602	C A B N
633	634	0	XFM-1 (trafo)	- -
645	646	91,44	603	C B N
650	632	609,6	601	B A C N
684	652	243,84	607	A N
632	671	609,6	601	B A C N
671	684	91,44	604	A C N
671	680	304,8	601	B A C N
671	692	0	Switch	
684	611	91,44	605	C N
692	675	152,4	606	A B C N

Fonte: Adaptada de (IEEE, 2020).

Os cálculos dos parâmetros RLC dos trechos do alimentador foram feitos a partir de uma ferramenta matemática presente no bloco powergui do SIMULINK®, dado que neste

utilizam-se dados da estrutura da torre e espaçamento dos condutores para se obter, a partir do método da imagem, os parâmetros necessários. Em relação aos dados dos condutores e torres presentes no alimentador teste de 13 barras do IEEE, estes são apresentados na Tabela 4 e Tabela 5, abaixo.

Tabela 4 - Dados de configuração de linha aérea

Config.	Fases	Cabo	Neutro	Espaçamento
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Fonte: IEEE, 2020.

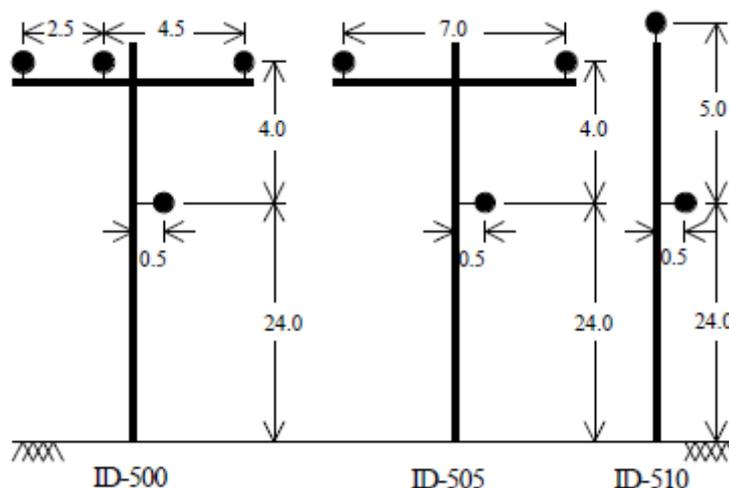
Tabela 5 - Dados de configuração de linha subterrânea

Config.	Fases	Cabo	Neutro	Espaço ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	Nenhum	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Fonte: IEEE, 2020.

Com isso, como apresentado nas tabelas acima, há presente na rede trechos com linhas subterrâneas e aéreas, contudo no respectivo trabalho considerou-se na modelagem todos os trechos como linhas aéreas e trifásicas, visto que o modelo PI no SIMULINK® só pode ser utilizado em trechos trifásicos ou monofásicos. Além disso, utilizou-se um espaçamento comum a todos, o ID 500, sendo esse apresentado na Figura 29.

Figura 29 - Espaçamentos de linha aérea



Fonte: KERSTING, 2001.

Por fim, com base nos dados obtidos nas etapas acima e nos dados e modelos das cargas conforme a Tabela 6 e Tabela 7 logo abaixo, modelou-se o alimentador no ambiente computacional SIMULINK/MATLAB®, como ilustrado na Figura 30.

Tabela 6 - Dados dos Transformadores.

	kVA	kV-alta	kV-baixa	R - %
XFM -1	500	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W	1.1

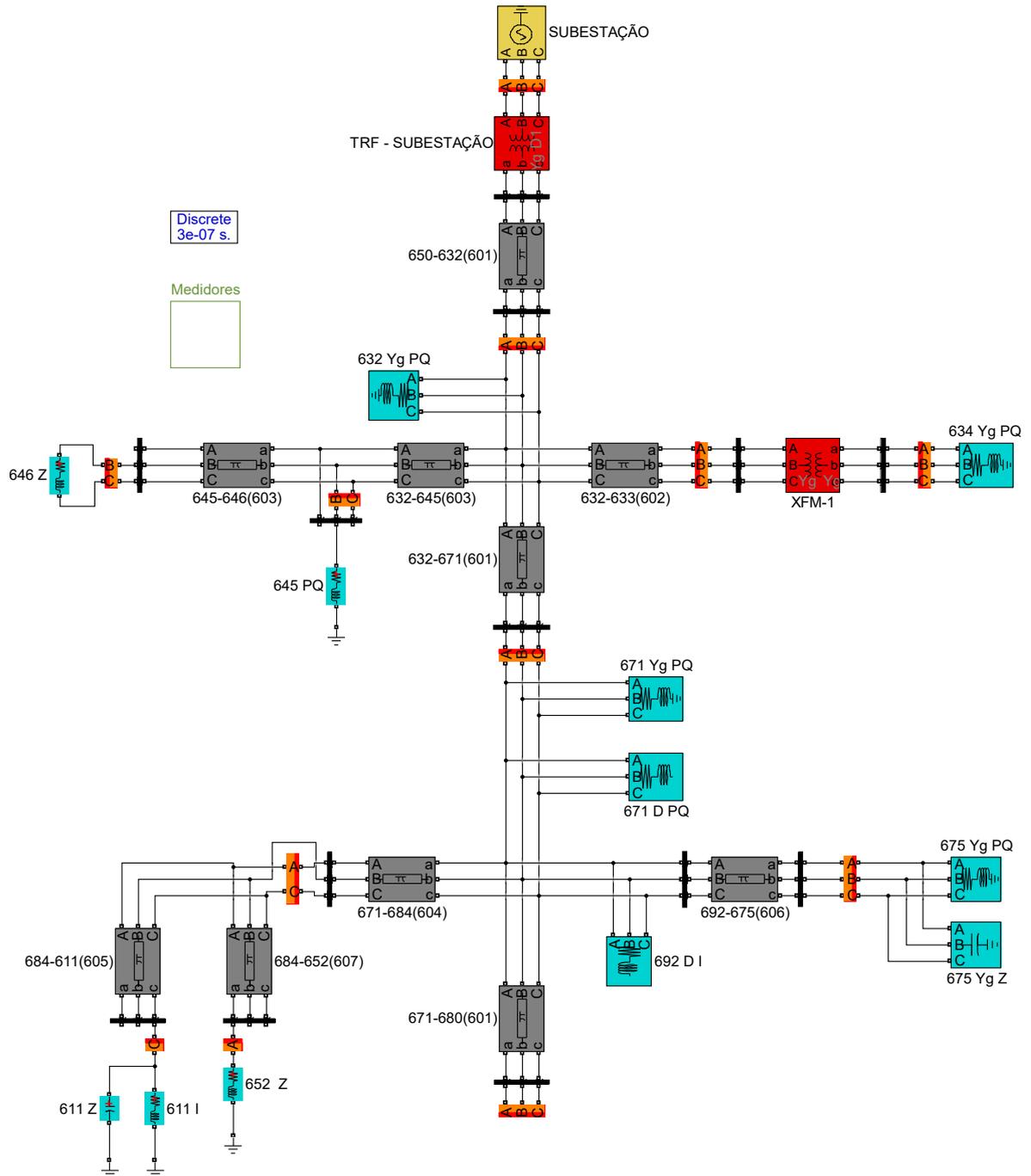
Fonte: IEEE, 2020.

Tabela 7 - Distância entre os nós dos diferentes segmentos de linha.

Nó	Modelo da carga	Fase-1	Fase-1	Fase-2	Fase-2	Fase-3	Fase-3
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
Total		1.158	606	973	627	1.135	753

Fonte: IEEE, 2020.

Figura 30 - Diagrama da modelagem do alimentador teste no ambiente gráfico Simulink®.



Fonte: O autor, 2023.

Para validação do sistema modelado, foram simulados 2 cenários testes, sendo o primeiro analisando a tensão em regime permanente da rede, dado que a Tabela 8 apresenta os resultados do artigo do IEEE, enquanto na Tabela 9 tem-se os valores obtidos na simulação.

Tabela 8 - Perfil de tensão do sistema com dados do IEEE e valores em [pu].

Nó	Fase	A	B	C
692	ABC	0,99	1,0529	0,9777
680	ABC	0,99	1,0529	0,9777
675	ABC	0,9835	1,0553	0,9758
671	ABC	0,99	1,0529	0,9777
652	A	0,9825	-	-
646	BC	-	1,0311	1,0134
645	BC	-	1,0329	1,0155
634	ABC	0,994	1,0218	0,996
633	ABC	1,018	1,0401	1,0148
632	ABC	1,021	1,042	1,0174
611	C	-	-	0,9738

Fonte: KERSTING, 2001.

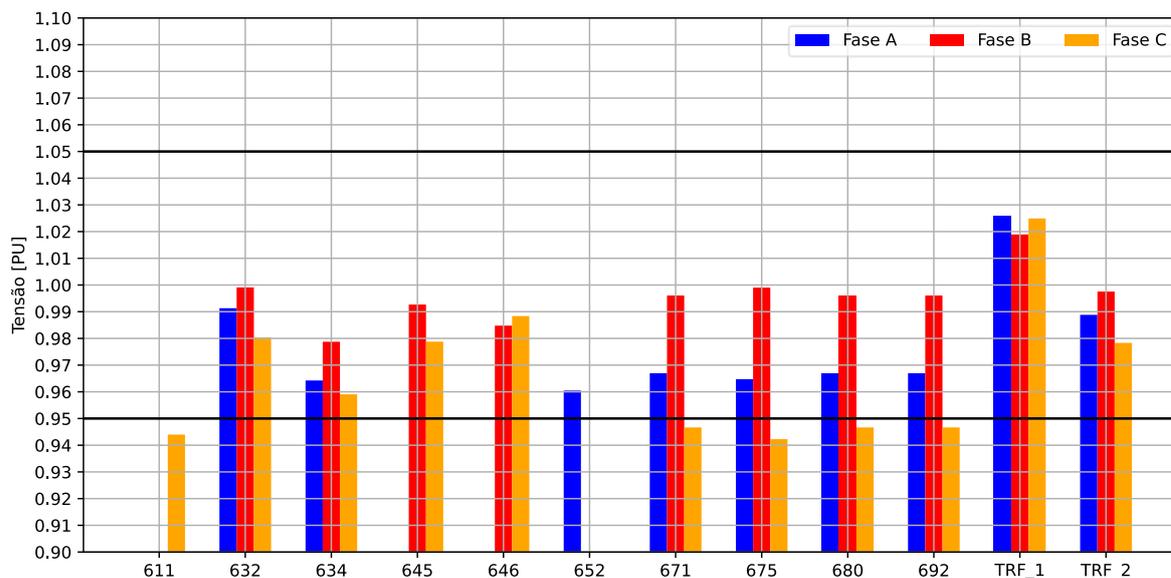
Tabela 9 - Perfil de tensão do sistema com dados da simulação e valores em [pu].

Nó	Fase	A	B	C
692	ABC	0,9669	0,9961	0,9467
680	ABC	0,9669	0,9961	0,9467
675	ABC	0,9647	0,9990	0,9422
671	ABC	0,9669	0,9961	0,9467
652	A	0,9605	-	-
646	BC	-	0,9848	0,9884
645	BC	-	0,9927	0,9788
634	ABC	0,9642	0,9787	0,9590
633 (TRF_2)	ABC	0,9888	0,9975	0,9783
632	ABC	0,9913	0,9991	0,9803
611	C	-	-	0,9440

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Assim, a partir dos resultados apresentados acima, para a tensão, o erro médio foi de – 2,88 %. Além disso, a partir da Figura 31, observa-se que, para as cargas mais distantes da subestação, os resultados obtidos em relação a fase C estão abaixo dos limites requerido por norma (ANEEL, 2021), dado que os valores devem variar entre 0,95 e 1,05 pu.

Figura 31 - Gráfico da tensão em regime permanente.



Fonte: O autor, 2023.

No segundo cenário, foram aplicadas faltas trifásicas e trifásicas para terra, dado que os resultados foram comparados com a documentação de curto-circuito do IEEE (KERSTING, 2012), sendo elas apresentadas na Tabela 10 e Tabela 11, cuja comparação resultou em um erro médio de 5,642 %. Além disso, para a simulação em questão, foram feitas algumas considerações, sendo elas:

- Subestação balanceada com 115 kV;
- Bancos de capacitores negligenciados;
- Cargas negligenciadas;
- Impedância de falta igual a zero.

Tabela 10 - Correntes de curto-circuito do sistema com dados do IEEE e valores em [A].

Nó	Fase	Falta trifásica (Linha a linha)			Falta trifásica para terra		
		A	B	C	A	B	C
692	ABC	3350,4	3271,6	2964,7	3317,5	3268,1	3009,6
684	AC	0	0	0	0	0	0
680	ABC	2909,9	2839,5	2549,7	2880,6	2836,9	2589,6
675	ABC	3121,1	3088,8	2778,2	3091,6	3087,1	2816,4
671	ABC	3350,4	3271,6	2964,7	3317,5	3268,1	3009,6
652	A	0	0	0	0	0	0
646	BC	0	0	0	0	0	0
645	BC	0	0	0	0	0	0
634	ABC	15276	15135	14720	15191	15150	14796
633	ABC	4150,2	4023,2	3802,5	4115,6	4028,3	3837,1
632	ABC	4801,3	4705,2	4392,2	4759,2	4698,3	4449,3
611	C	0	0	0	0	0	0

Fonte: KERSTING, 2012.

Tabela 11 - Correntes de curto-circuito do sistema com dados da simulação e valores em [A].

Nó	Fase	Falta trifásica (LLL)			Falta trifásica para terra		
		A	B	C	A	B	C
692	ABC	3365,61	3365,25	3364,91	3365,61	3365,25	3364,91
684	AC	0	0	0	0	0	0
680	ABC	3014,31	3014,02	3013,77	3014,31	3014,02	3013,77
675	ABC	3149,87	3149,61	3149,37	3149,87	3149,61	3149,37
671	ABC	3365,51	3365,21	3364,91	3365,51	3365,21	3364,91
652	A	0	0	0	0	0	0
646	BC	0	0	0	0	0	0
645	BC	0	0	0	0	0	0
634	ABC	17805,3	17803,9	17802,49	17805,3	17803,9	17802,49
633	ABC	4020,68	4020,40	4020,14	4020,68	4020,40	4020,14
632	ABC	4388,14	4387,64	4387,24	4388,14	4387,64	4387,24
611	C	0	0	0	0	0	0

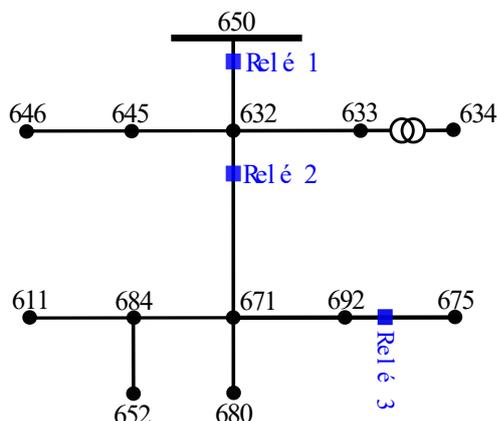
Fonte: O autor, 2023.

3.3 - SISTEMA DE PROTEÇÃO

Visando a implementação do sistema de proteção, o primeiro passo dado foi o estudo e análise para definição do dispositivo de proteção e sua alocação na rede em questão. Com isso, o dispositivo adotado para o presente trabalho foi o relé de sobrecorrente temporizado (51), dado que se trata de um equipamento muito utilizado pelos sistemas tradicionais de proteção (MAJI; GHOSH, 2017). Em sequência, o posicionamento dos relés de sobrecorrente, como

ilustrado na Figura 32, foi pensando de forma em que se tivesse uma proteção no tronco principal da rede para cada ramal lateral da mesma, além disso, devido a alta demanda da carga 675, foi alocado um dispositivo de proteção no presente barramento.

Figura 32 - Diagrama unifilar do IEEE 13 Node Test Feeder com os dispositivos de proteção.



Fonte: O autor, 2022.

Após a definição dos equipamentos de proteção, foi realizada a etapa de estudo para coordenação dos relés a partir da qual inicialmente, para o esboço do coordenograma, foi utilizado como ferramenta uma macro de uma concessionária de energia no *software* Microsoft® Excel®, visto que continha dados de curvas de proteção e parâmetros de diversos fabricantes. Na utilização dessa macro, o usuário define o dispositivo de proteção (relé, fusível e etc.) e qual tipo de curva será implementada (normal, muito ou extremamente inversa), além disso necessita-se da especificação da corrente de *pick-up*, intervalo mínimo de atuação entre os equipamentos e o *dial* de tempo (DT) (VARGAS, 2018).

Assim, com base no que foi apresentado na fundamentação teórica, foi adotado um intervalo de 200 ms para coordenação dos relés, e para definição da corrente de *pick-up* utilizaram-se os dados obtidos nas simulações de curto-circuito da seção 3.2 em conjunto com os requisitos apresentados por (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011), visto que no mesmo requer uma corrente de projeto 30% superior a nominal do sistema, conforme apresentado na Tabela 12.

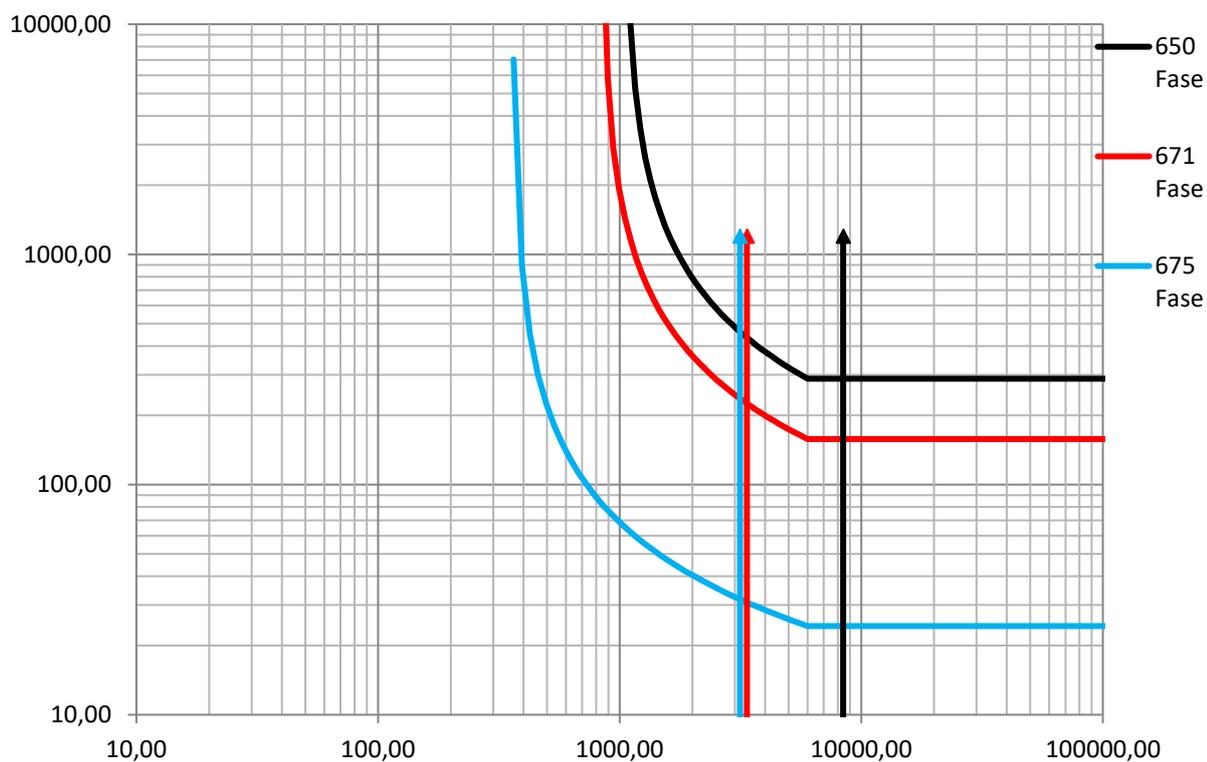
Tabela 12 - Correntes de *pick-up* e intervalos de atuação de R1, R2 e R3.

	Fase A	Fase B	Fase C		
Curto – Circuito (Máxima) [A]	Corrente de <i>pick-up</i> [A]	Corrente de <i>pick-up</i> [A]	Corrente de <i>pick-up</i> [A]	Intervalo	
R1	8416,8	1021,57	752,41	1066,9	-
	3365,2				225 ms
R2	865,61	364,6	816,06		
R3	3149,616	392,77	126,64	237,22	236 ms

Fonte: O autor, 2023.

Utilizando a curva *International Electrotechnical Commission* (IEC) normal inversa para todos os equipamentos de proteção, obteve-se o coordenograma apresentado na Figura 33, em que se tem nas linhas verticais as correntes de curto-circuito máximas.

Figura 33 - Coordenograma dos relés de sobrecorrente



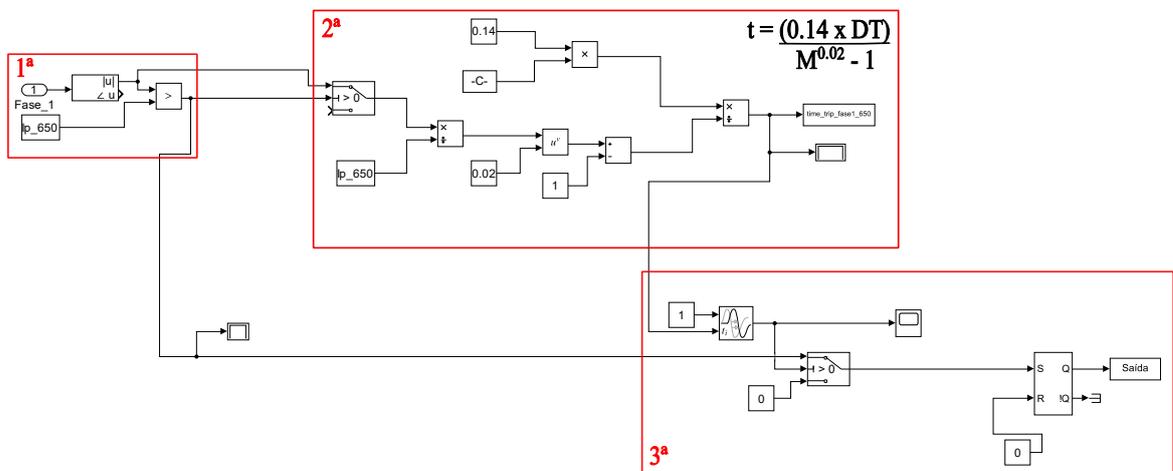
Fonte: O autor, 2023.

Por fim, a modelagem no ambiente de simulação SIMULINK® do relé de sobrecorrente que compõe o sistema de proteção, baseou-se na seguinte equação da curva IEC normal inversa:

$$t = \frac{0,14 \times DT}{M^{0,02} - 1} \quad (12)$$

dados que t – Tempo de atraso; DT - Dial de tempo; M – Corrente medida/Corrente de *pick-up*. Para tanto, foi desenvolvido o subsistema ilustrado na Figura 34, o qual foi dividido em 3 partes, sendo a primeira a comparação entre a corrente medida e a corrente de *pick-up*, na segunda a implementação da curva IEC normal inversa e, por fim, na terceira os componentes responsáveis pela temporização e retenção do sinal de *trip* do relé.

Figura 34 - Modelagem no ambiente de simulação do Simulink do relé de sobrecorrente.



Fonte: O autor, 2023.

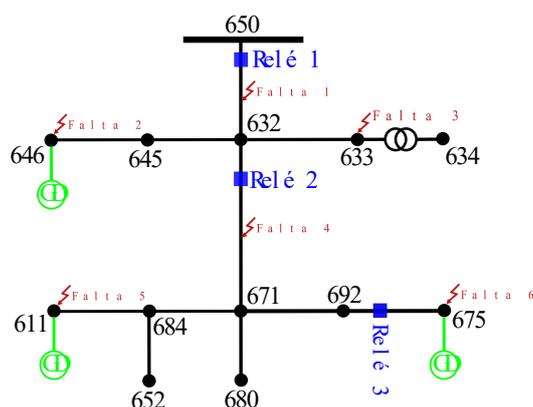
Assim, para o presente capítulo, foi apresentada a modelagem do módulo fotovoltaico, da rede de distribuição de energia elétrica (IEEE 13 *Node Test Feeder*) e também do relé de sobrecorrente como dispositivo de proteção. Vale ressaltar que, na modelagem do módulo fotovoltaico, a teoria apresentada no Capítulo 2, acerca da energia solar fotovoltaica, foi de suma importância para o desenvolvimento do sistema citado, visto a utilização das equações apresentadas. Dito isso, no próximo capítulo, as modelagens desenvolvidas serão utilizadas em conjunto para avaliar o impacto da GD no sistema de proteção da rede de distribuição, traçando assim um paralelo dos resultados obtidos em relação aos esperados a partir da teoria apresentada.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

No presente capítulo, serão discutidos os resultados obtidos em diferentes cenários de simulação com a finalidade de analisar o comportamento dos níveis de tensão ao longo do alimentador, as variações das correntes de falta e a atuação dos dispositivos de proteção.

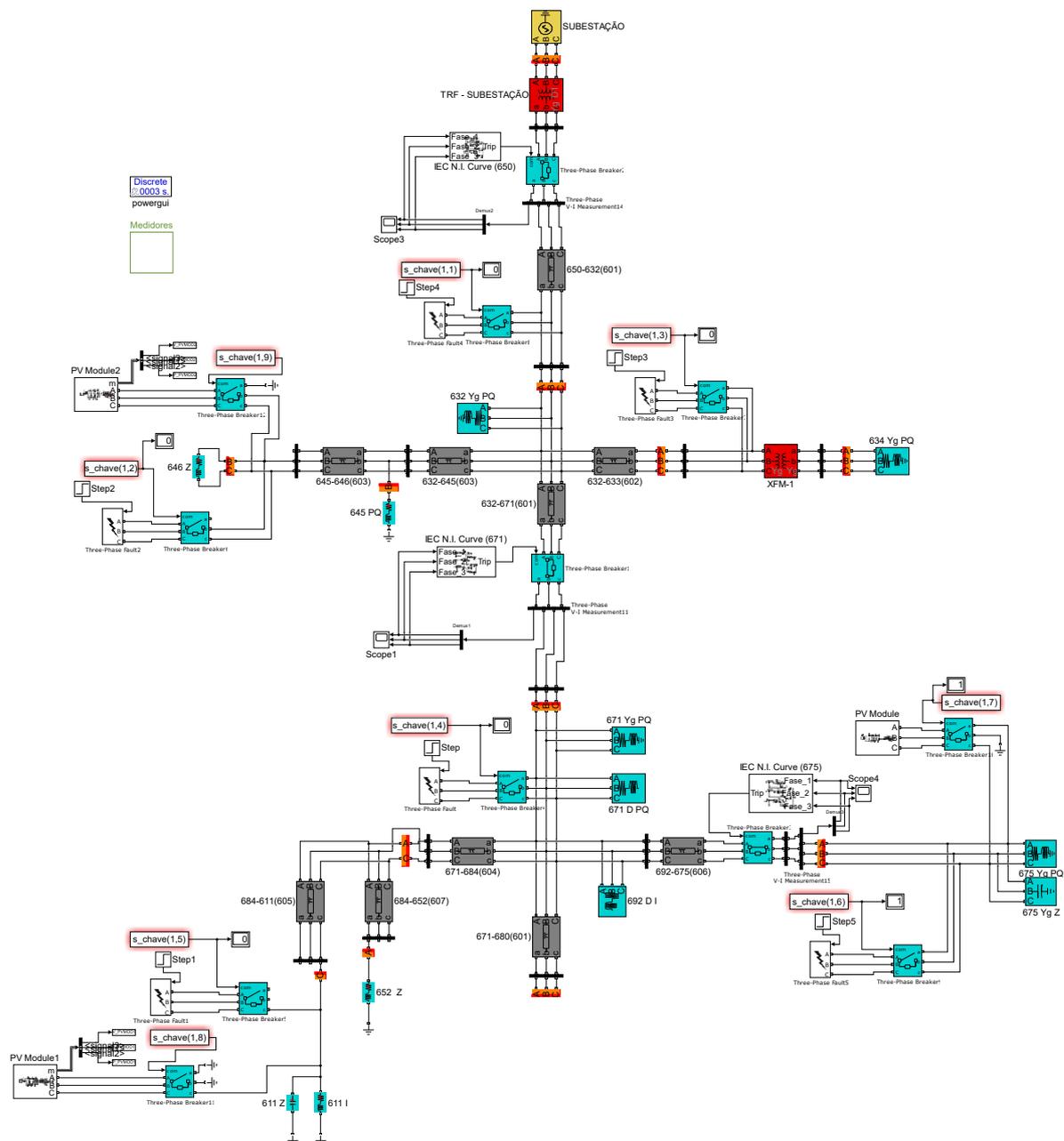
Inicialmente, é avaliado o comportamento da rede modelada em 3.2, seguido de testes nos quais se tem a variação do ponto de conexão da GD e posteriormente a simulação de ocorrência de faltas em diferentes locais da rede com a geração distribuída, como ilustrado nas Figuras 34 e 35, tendo um total de 93 simulações. Ressalta-se que as faltas simuladas são trifásicas, bifásicas e monofásicas francas a terra, e a potência das GDs integradas serão equivalentes ao consumo das cargas conectadas a sua barra de inserção, além de que foram escolhidas as barras mais distantes da rede para alocação dos geradores. Destaca-se ainda que todos os resultados referentes a tensão são apresentados em p.u. (por unidade) tendo como base a tensão de saída da subestação, cujo valor é 4,16 kV, assim como os resultados relativos à carga 634, cujo valor base é 480 V. Além disso, os resultados obtidos em relação a tensão, são observados de acordo com a norma (ANEEL, 2021), dado que se exige que os valores obtidos estejam entre os limites de 0,95 a 1,05 pu.

Figura 35 - Cenários testes.



Fonte: O autor, 2023.

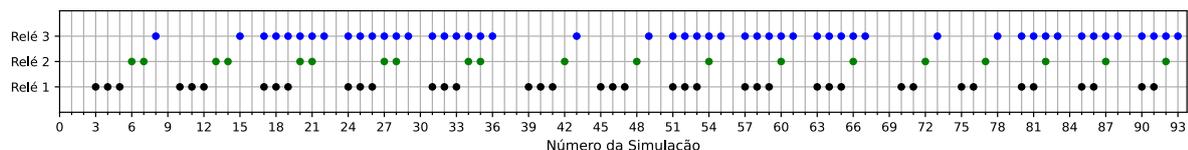
Figura 36 - Modelagem no ambiente de simulação do Simulink dos cenários testes.



Fonte: O autor, 2023.

Um *overview* dos resultados das simulações, referente à atuação do sistema de proteção, pode ser visto na tabela presente no Apêndice e na Figura 37, nesta última cada ponto do gráfico representa à atuação do relé. Vale ressaltar que é observado a partir da imagem um padrão para atuação dos relés, assim inferindo uma certa independência do funcionamento do sistema de proteção modelado em relação ao tipo de falta aplicada, dado que as faltas monofásicas são as simulações 1 – 36, bifásicas estão no intervalo 37 – 67 e trifásicas 68 - 93.

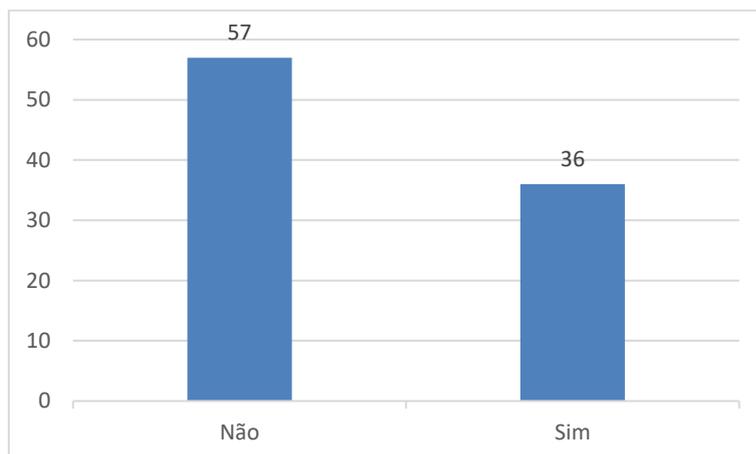
Figura 37 - Overview dos resultados referentes à atuação do sistema de proteção.



Fonte: O autor, 2023.

Nas próximas seções, serão detalhadas algumas das simulações citadas, contudo a Figura 38 já adianta um dos impactos observado pela presença da geração distribuída junto ao sistema de proteção, a atuação reversa dos relés, dado que se teve esse impacto em 38,71% das simulações realizadas.

Figura 38 - Número de atuações reversas do sistema de proteção.

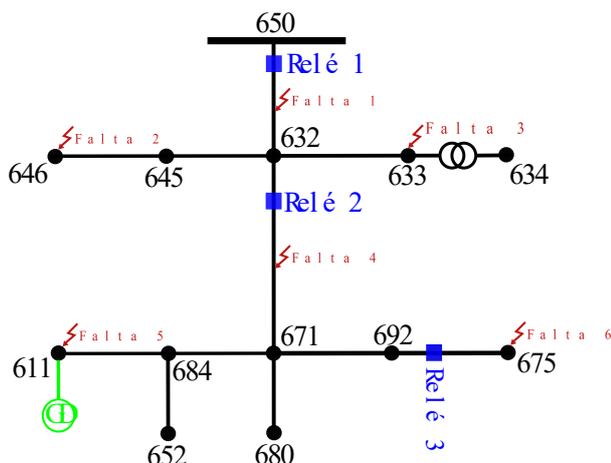


Fonte: O autor, 2023.

4.1 - ANÁLISE DA TENSÃO E CORRENTE EM REGIME PERMANENTE DA REDE APÓS VARIAÇÃO NO PONTO DE FALTA MONOFÁSICA APLICADA COM A PRESENÇA DE GD NO BARRAMENTO 611

Nesta seção, como apresentado na Figura 39, tem-se a variação no ponto de falta monofásica aplicada com a presença da geração distribuída em 611, analisando-se o impacto na tensão e corrente nos barramentos do sistema, obtendo um total de 7 cenários propostos, visto que se tem um cenário sem faltas aplicada a rede com objetivo de analisar a mesma em regime permanente. Além disso, vale ressaltar que a escolha da fase em qual será aplicada a falta foi feita de forma arbitrária para cada cenário.

Figura 39 - Variação no ponto de aplicação de falta com a presença da GD em 611.

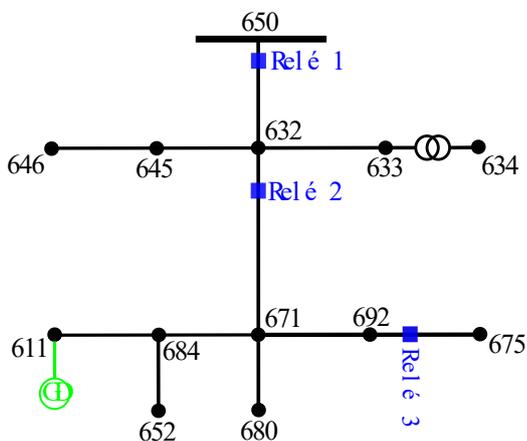


Fonte: O autor, 2023.

4.1.1 - Cenário 1: Presença da GD no barramento 611 sem aplicação de falta na rede

No presente cenário, como pode ser visto na Figura 40, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 611 sem a presença de faltas na rede de distribuição, analisando assim o impacto causado no perfil de tensão da rede.

Figura 40 - Presença da GD no barramento 611 sem aplicação de falta na rede.



Fonte: O autor, 2023.

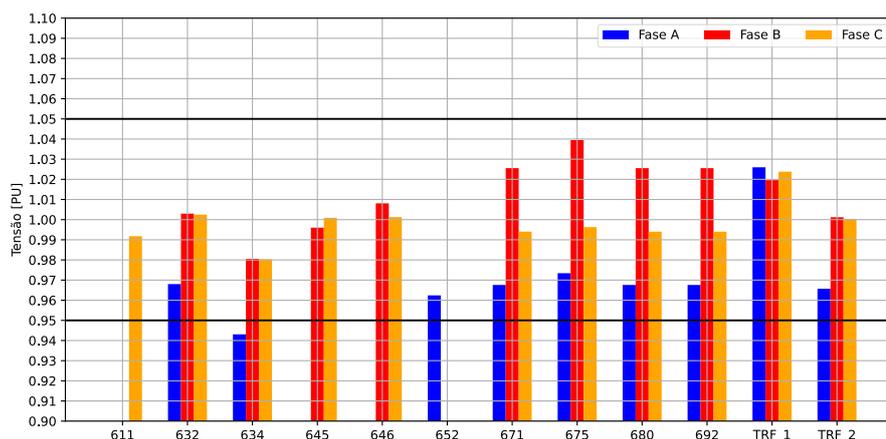
Os resultados obtidos em relação a tensão são demonstrados na Tabela 13 e na Figura 41, por meio dos quais é observada um melhoramento no perfil de tensão do sistema quando comparado ao de regime permanente sem GD, além de estar dentro dos limites estabelecidos por norma.

Tabela 13 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,9918
632	0,9680	1,003	1,0025
633 (TRF_2)	0,9657	1,0012	1,0002
634	0,9431	0,9805	0,9803
645	-	0,9960	1,0009
646	-	1,0081	1,0013
652	0,9624	-	-
671	0,9676	1,0255	0,9940
675	0,9734	1,0395	0,9963
680	0,9676	1,0255	0,9940
692	0,9676	1,0255	0,9940

Fonte: O autor, 2023.

Figura 41 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.

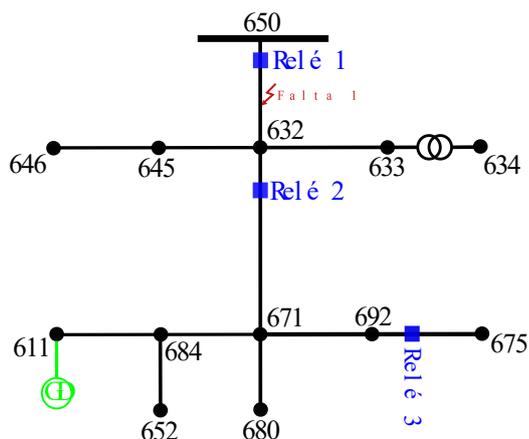


Fonte: O autor, 2023.

4.1.2 - Cenário 2: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na barra 632

Neste tópico, como pode ser visto na Figura 42, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 611 com a presença de uma falta monofásica na fase A (franca à terra) na barra 632, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

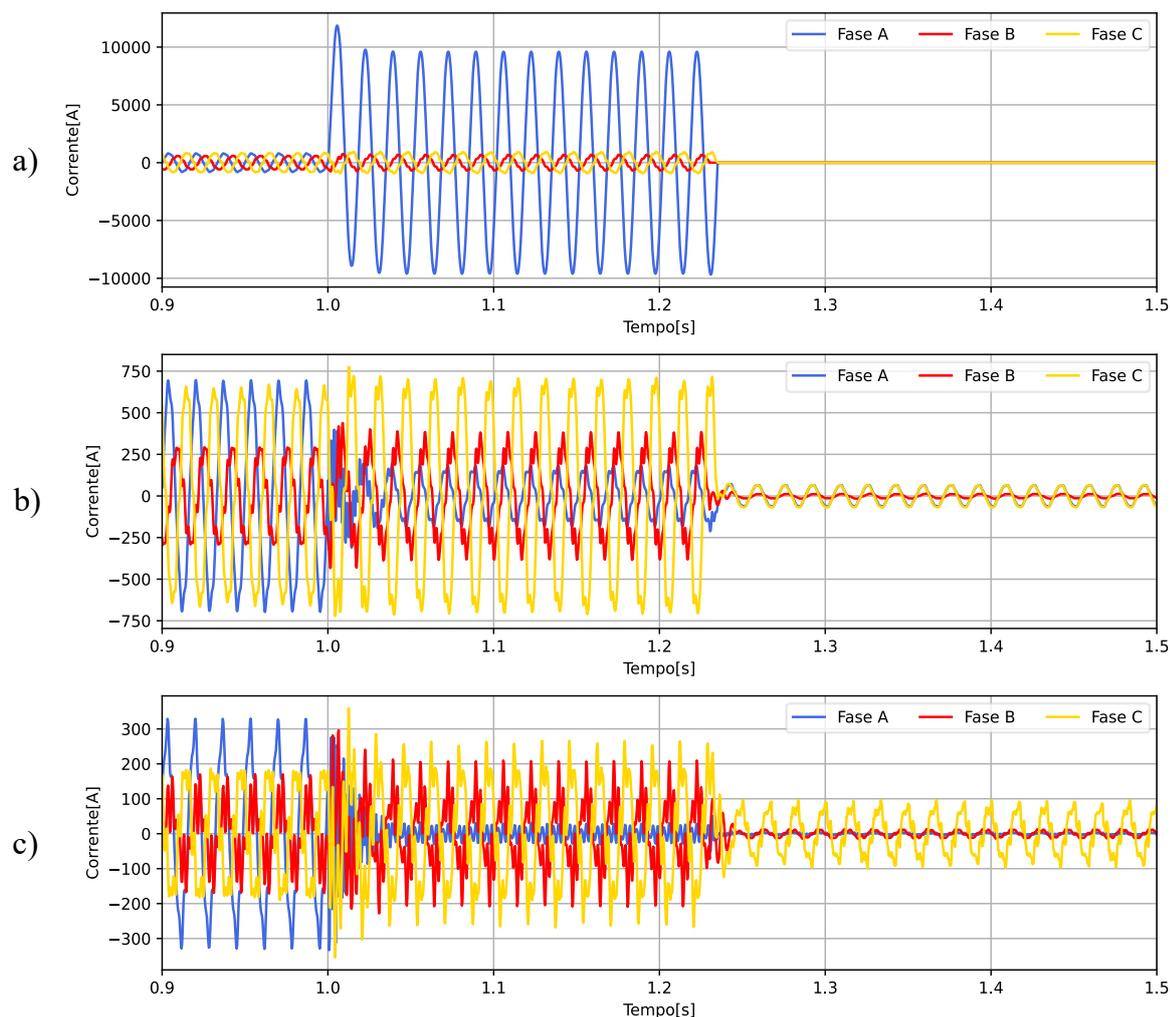
Figura 42 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase A na barra 632.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 43, observa-se que teve a atuação do relé 1, visto que a corrente no mesmo vai à zero após o período de tempo estabelecido junto ao coordenograma de proteção. Além disso, é evidenciado também que a GD conectada à carga monofásica de fase C no barramento 611 não alimentou a falta no sistema, visto que esta foi aplicada na fase A, logo tivemos um ilhamento da geração distribuída.

Figura 43 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

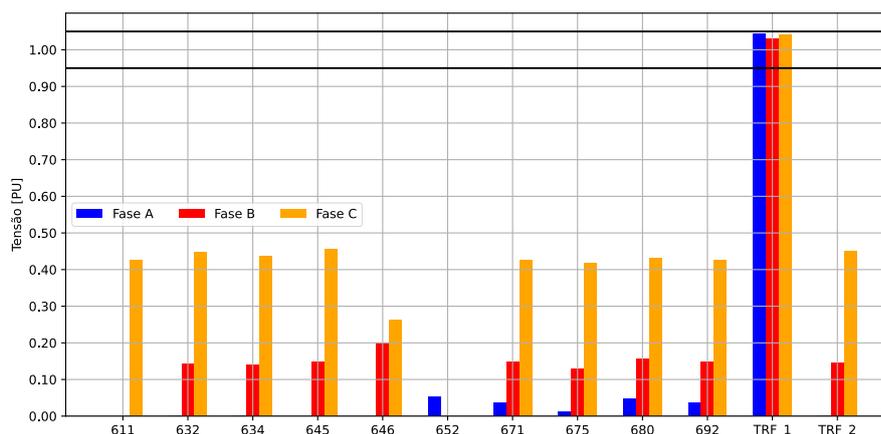
Os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão para o respectivo cenário são demonstrados na Tabela 14 e na Figura 44, por meio dos quais é observada a retirada de operação de toda rede de distribuição, dado que se tem a atuação do relé 1. Ademais, como já mencionado, a GD foi integrada junto à uma carga monofásica de fase C, assim houve um registro de tensão muito abaixo do limite inferior requerido por norma, mesmo tendo na fase C o maior perfil de tensão devido à geração distribuída.

Tabela 14 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,4265
632	0,0000	0,1441	0,4490
633 (TRF_2)	0,0014	0,1446	0,4502
634	0,0015	0,1412	0,4359
645	-	0,1471	0,4551
646	-	0,1998	0,2623
652	0,0521	-	-
671	0,0374	0,1479	0,4248
675	0,0125	0,1289	0,4191
680	0,0486	0,1564	0,4310
692	0,0374	0,1479	0,4248

Fonte: O autor, 2023.

Figura 44 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.

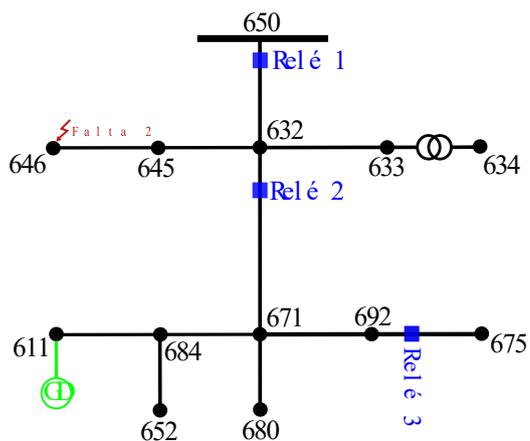


Fonte: O autor, 2023.

4.1.3 - Cenário 3: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na barra 646

Neste cenário, como pode ser visto na Figura 45, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 611 com a presença de uma falta monofásica na fase C (franca à terra) na barra 646, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

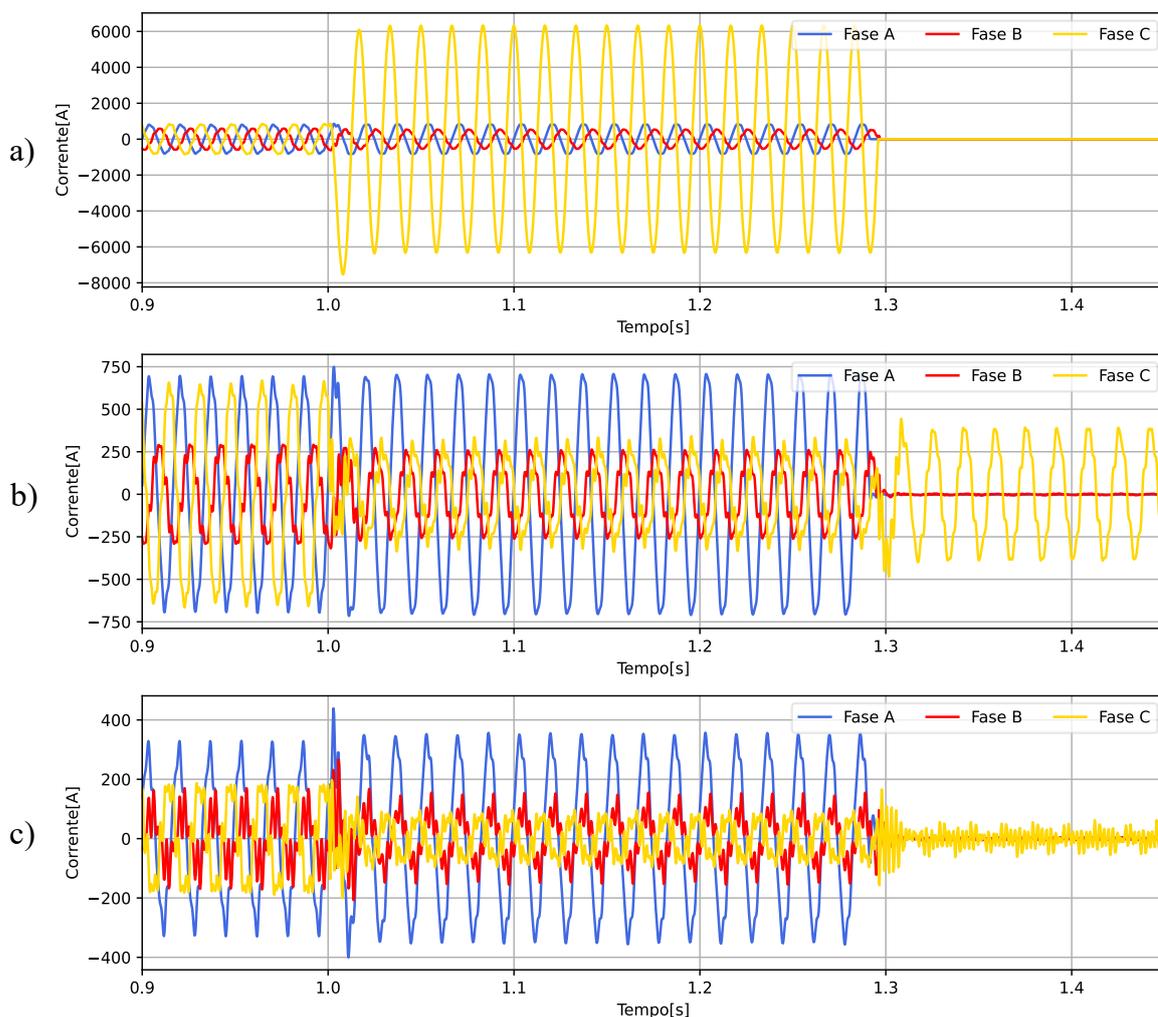
Figura 45 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase C na barra 646.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 46, observa-se novamente a atuação do relé 1. Ademais, é evidenciado também que a GD, no presente cenário, continuou alimentando a falta no sistema após a atuação, visto que a falta foi aplicada na fase C. Além disso, ressalta-se que a corrente fornecida pela geração distribuída não é maior que a de *pick-up* do relé 2 (845,34 A), por isso o mesmo não atuou para a falta reversa a ele.

Figura 46 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

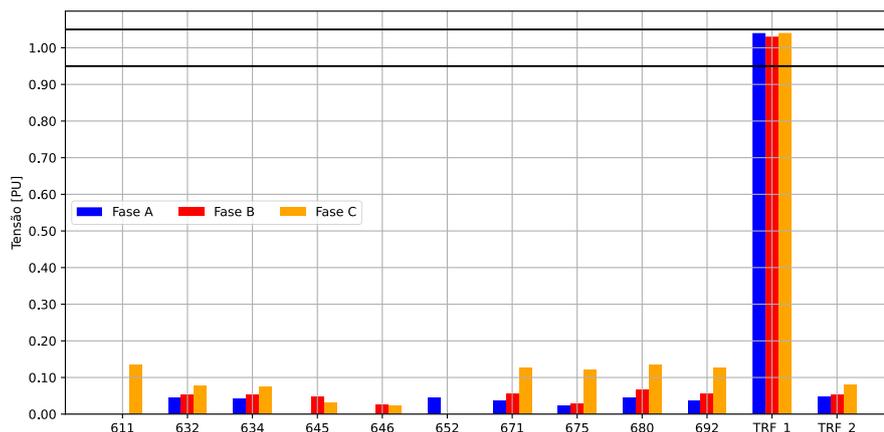
Para os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão, os mesmos são demonstrados na Tabela 15 e na Figura 47, por meio dos quais é observada a retirada de operação de toda rede de distribuição, dado que se tem a atuação do relé 1. Contudo, como pode ser observado, a GD foi integrada junto à uma carga monofásica de fase C, ou seja, mesmo a GD permanecendo no sistema, houve um registro de tensão de aproximadamente igual a 0 p.u. para todos os barramentos, visto que a falta demandou da geração distribuída uma alta corrente, ocasionando assim um afundamento de tensão em razão de sua modelagem com potência constante.

Tabela 15 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,1351
632	0,0463	0,0520	0,0786
633 (TRF_2)	0,0467	0,0532	0,0806
634	0,0427	0,0532	0,0760
645	-	0,0482	0,0306
646	-	0,0270	0,0237
652	0,0440	-	-
671	0,0371	0,0562	0,1261
675	0,0221	0,0286	0,1222
680	0,0441	0,0659	0,1356
692	0,0371	0,0562	0,1261

Fonte: O autor, 2023.

Figura 47 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.

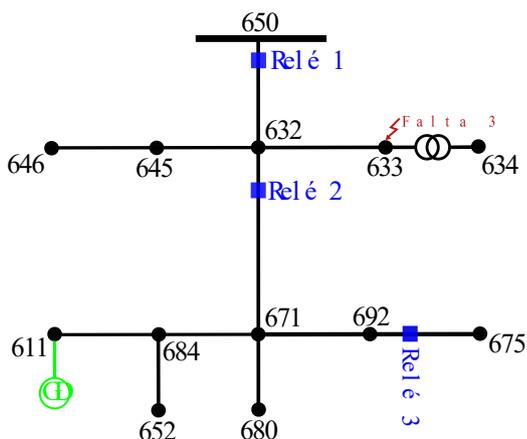


Fonte: O autor, 2023.

4.1.4 - Cenário 4: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na barra 633

No presente tópico, como pode ser visto na Figura 48, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 611 com a presença de uma falta monofásica na fase A (franca à terra) na barra 633, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

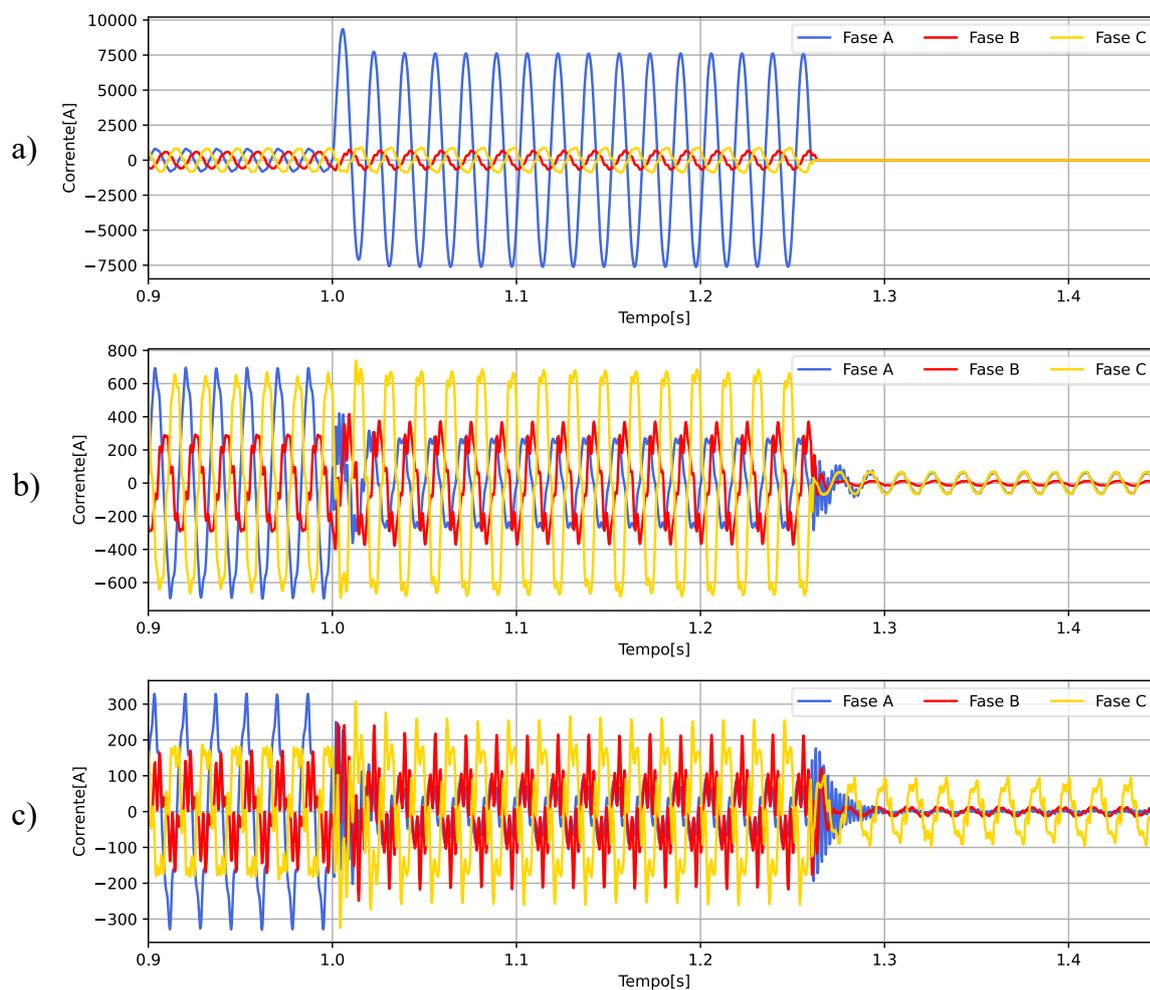
Figura 48 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase A na barra 633.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 47, observa-se que teve a atuação do relé 1, visto que a corrente no mesmo vai à zero após o período de tempo estabelecido junto ao coordenograma de proteção. Além disso, é evidenciado também que a GD conectada à carga monofásica de fase C no barramento 611 não alimentou a falta no sistema, logo tivemos um ilhamento da geração distribuída.

Figura 49 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

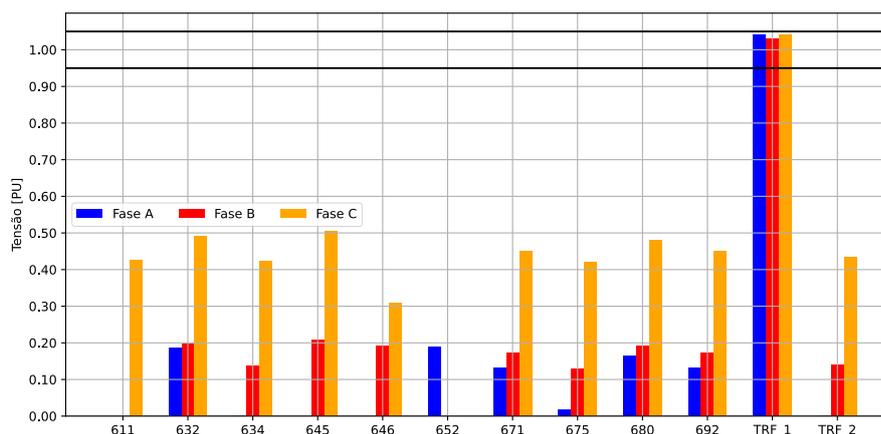
Os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão para o respectivo cenário são demonstrados na Tabela 16 e na Figura 50, por meio dos quais é observada a retirada de operação de toda rede de distribuição, dado que se tem a atuação do relé 1. Ademais, como já mencionado, a GD foi integrada junto à uma carga monofásica de fase C, assim houve um registro de tensão muito abaixo do limite inferior requerido por norma, mesmo tendo na fase C o maior perfil de tensão devido à geração distribuída.

Tabela 16 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,4272
632	0,1873	0,1981	0,4920
633 (TRF_2)	0,0000	0,1392	0,4335
634	0,0003	0,1365	0,4232
645	-	0,2074	0,5037
646	-	0,1921	0,3098
652	0,1882	-	-
671	0,1319	0,1738	0,4500
675	0,0165	0,1291	0,4201
680	0,1660	0,1924	0,4799
692	0,1319	0,1738	0,4500

Fonte: O autor, 2023.

Figura 50 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.

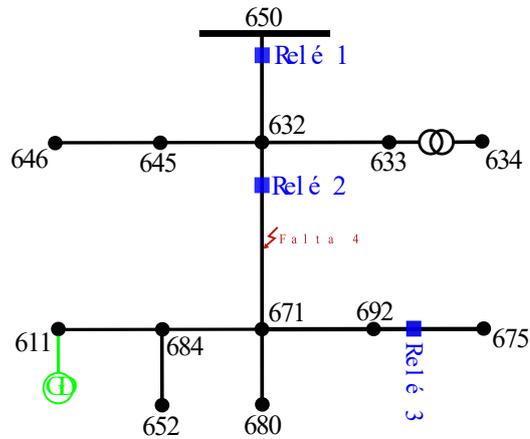


Fonte: O autor, 2023.

4.1.5 - Cenário 5: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na barra 671

No presente tópico, como pode ser visto na Figura 51, tem-se a integração da geração distribuída na barra 611 com a presença de uma falta monofásica na fase B (franca à terra) no barramento 671, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

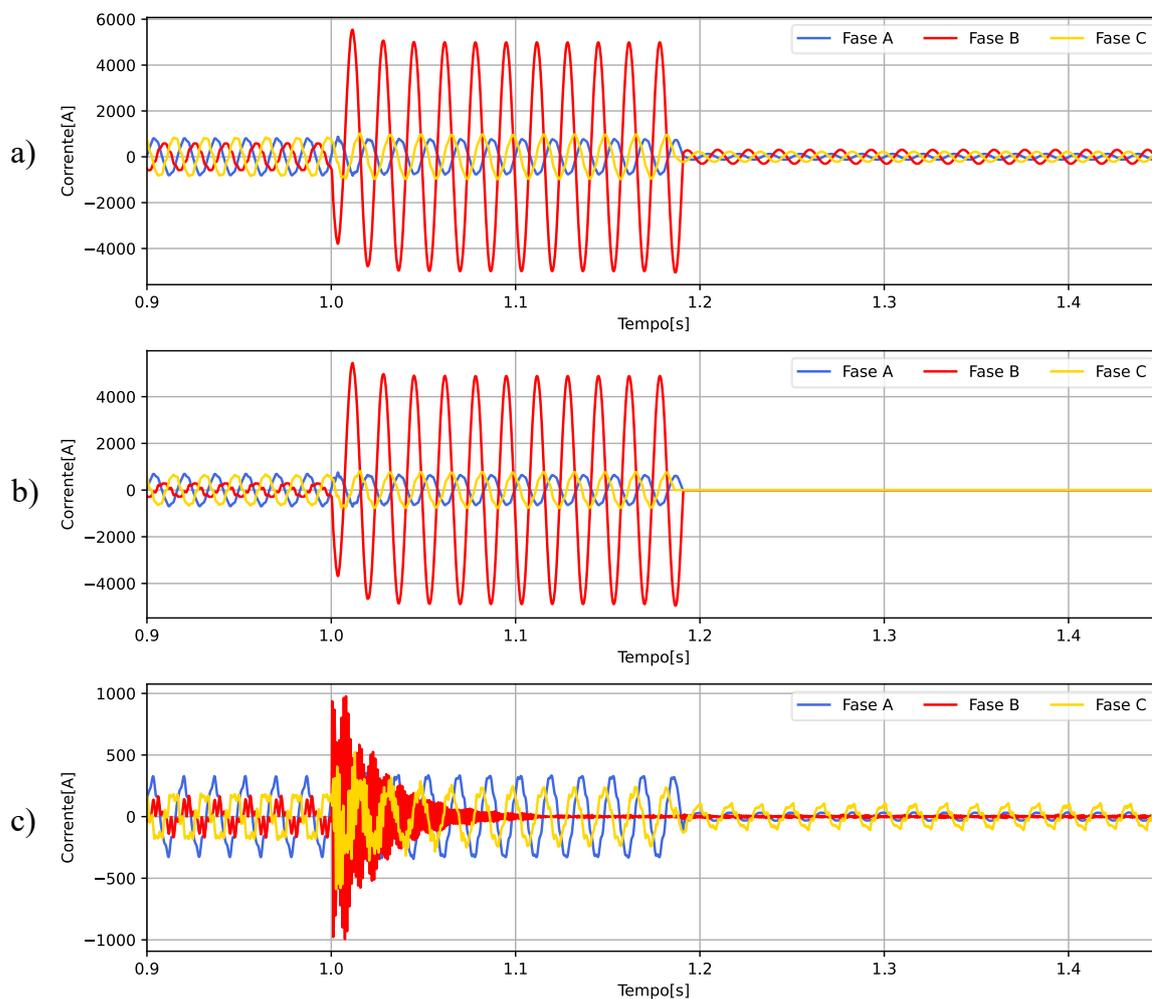
Figura 51 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase B na barra 671.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 52, observa-se que teve a atuação do relé 2, obedecendo o princípio da seletividade. Além disso, é evidenciado também que a GD conectada à carga monofásica de fase C no barramento 611 não alimentou a falta no sistema, visto que esta foi aplicada na fase A, logo tivemos um ilhamento da geração distribuída.

Figura 52 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

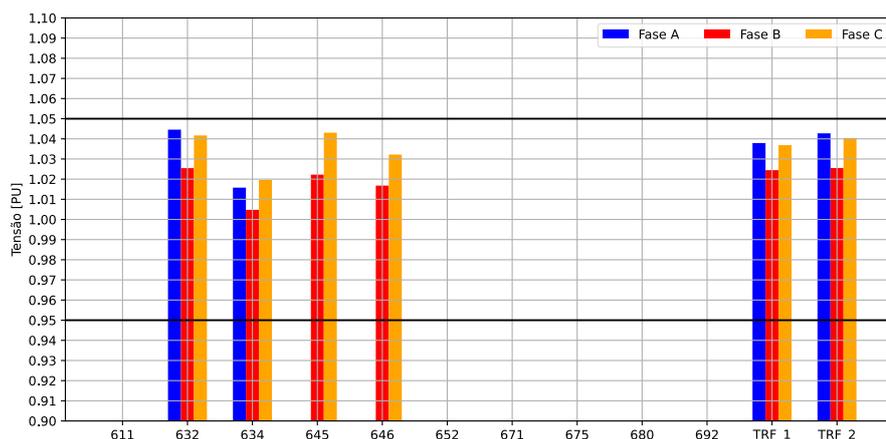
Os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão para o respectivo cenário são demonstrados na Tabela 17 e na Figura 50, por meio dos quais é observada a retirada de parte da rede de distribuição, dado que se tem apenas a atuação do relé 2. Contudo, as cargas remanescentes acima do relé 2 continuaram sendo alimentadas pela subestação, tendo assim um melhoramento no perfil de tensão das mesmas. Ademais, como já mencionado, a GD foi integrada junto à uma carga monofásica de fase C, assim, para as cargas isoladas pela atuação do dispositivo de proteção, houve um registro de tensão muito abaixo do limite inferior requerido por norma, mesmo tendo na fase C o maior perfil de tensão devido à geração distribuída.

Tabela 17 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,5055
632	1,0445	1,0254	1,0417
633 (TRF_2)	1,0427	1,0255	1,0404
634	1,0158	1,0047	1,0196
645	-	1,0222	1,0430
646	-	1,0168	1,0322
652	0,1288	-	-
671	0,1235	0,0000	0,4927
675	0,1171	0,0089	0,4907
680	0,1273	0,0054	0,4948
692	0,1235	0,0000	0,4927

Fonte: O autor, 2023.

Figura 53 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.

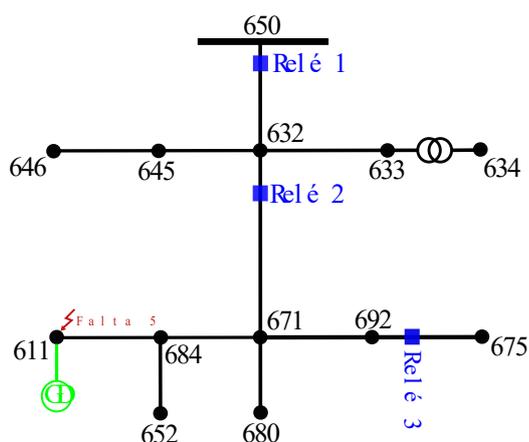


Fonte: O autor, 2023.

4.1.6 - Cenário 6: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta na barra 611

Na presente seção, como pode ser visto na Figura 54, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 611 com a presença de uma falta monofásica na fase C (franca à terra) na barra 611, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

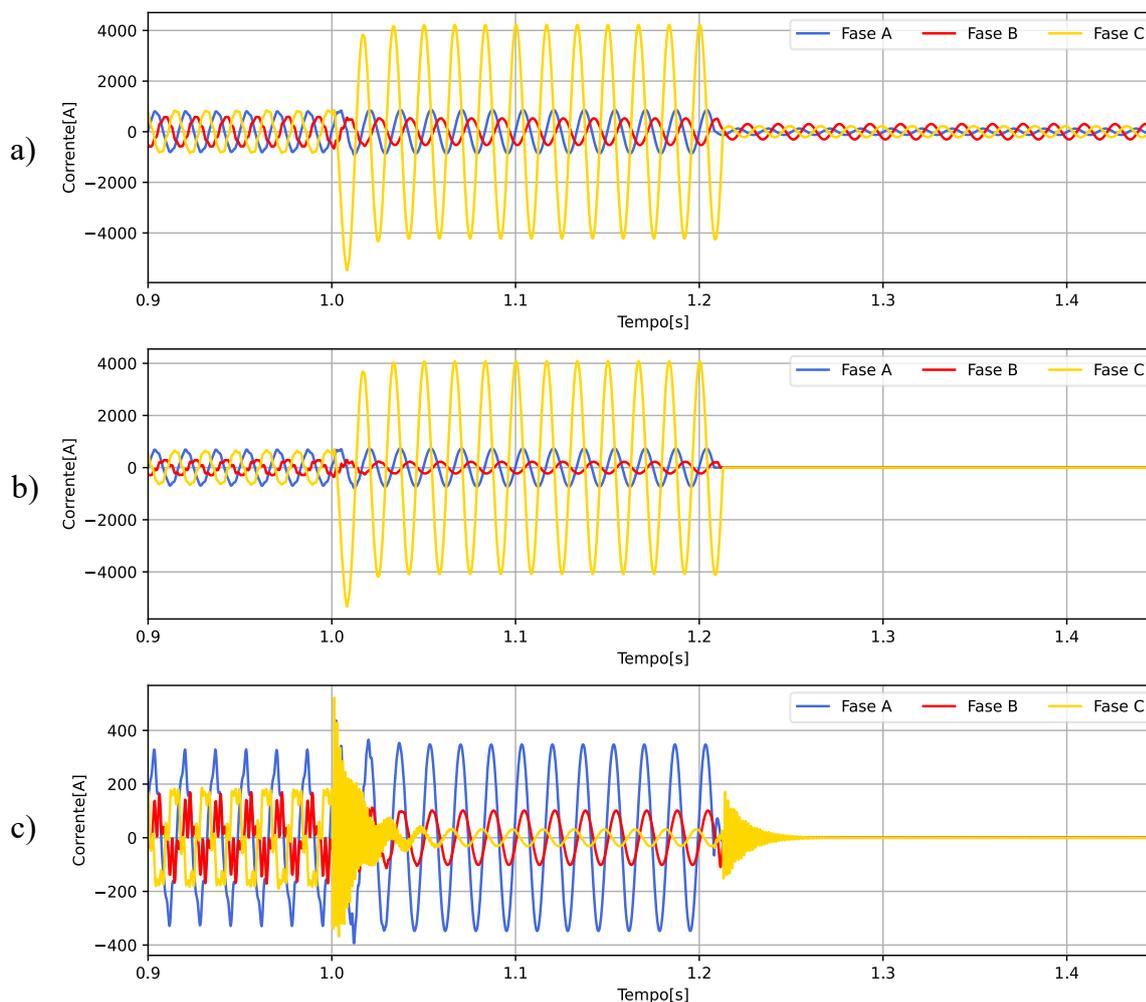
Figura 54 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase C na barra 611.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 55, observa-se que teve a atuação do relé 2, obedecendo o princípio da seletividade. Além disso, é evidenciado também que a GD, no presente cenário, continuou alimentando a falta no sistema após a atuação, visto que a falta foi aplicada na fase C no mesmo barramento em que a geração está conectada.

Figura 55 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

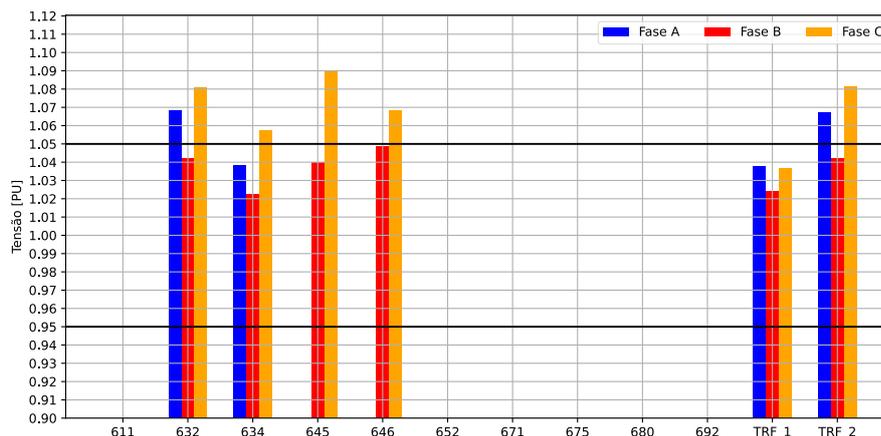
Para os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão, os mesmos são demonstrados na Tabela 18 e na Figura 56, por meio dos quais é observada a retirada de parte da rede de distribuição, dado que se tem apenas a atuação do relé 2. Ademais, as cargas remanescentes acima do relé 2 continuaram sendo alimentadas pela subestação, tendo assim um aumento no perfil de tensão das mesmas ao ponto de ultrapassar o limite de 1,05 estabelecido por norma. Contudo, como já mencionado, a falta foi aplicada junto ao barramento da GD, ou seja, mesmo a geração distribuída permanecendo no sistema, houve um registro de tensão de aproximadamente igual a 0 p.u. para todos os barramentos, visto que a falta demandou uma alta corrente da mesma, ocasionando assim um afundamento de tensão em razão de sua modelagem com potência constante.

Tabela 18 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 6.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,0003
632	1,0683	1,0421	1,0807
633 (TRF_2)	1,0673	1,0422	1,0816
634	1,0385	1,0226	1,0577
645	-	1,0398	1,0904
646	-	1,0490	1,0685
652	0,0358	-	-
671	0,0263	0,0199	0,0515
675	0,0001	0,0001	0,0003
680	0,0345	0,0325	0,0853
692	0,0263	0,0199	0,0515

Fonte: O autor, 2023.

Figura 56 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 6.

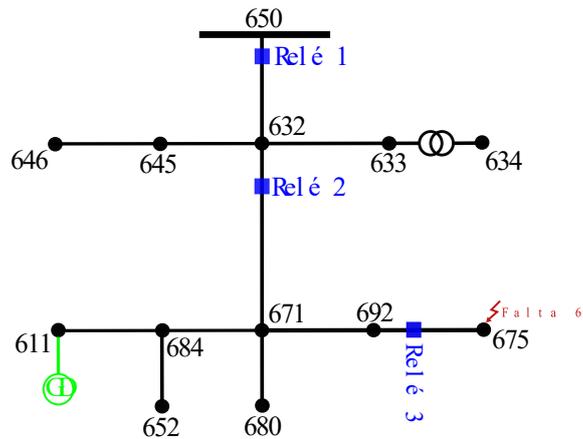


Fonte: O autor, 2023.

4.1.7 - Cenário 7: Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta na barra 675

Por fim, neste tópico, como pode ser visto na Figura 57, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 611 com a presença de uma falta monofásica na fase A (franca à terra) na barra 675, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

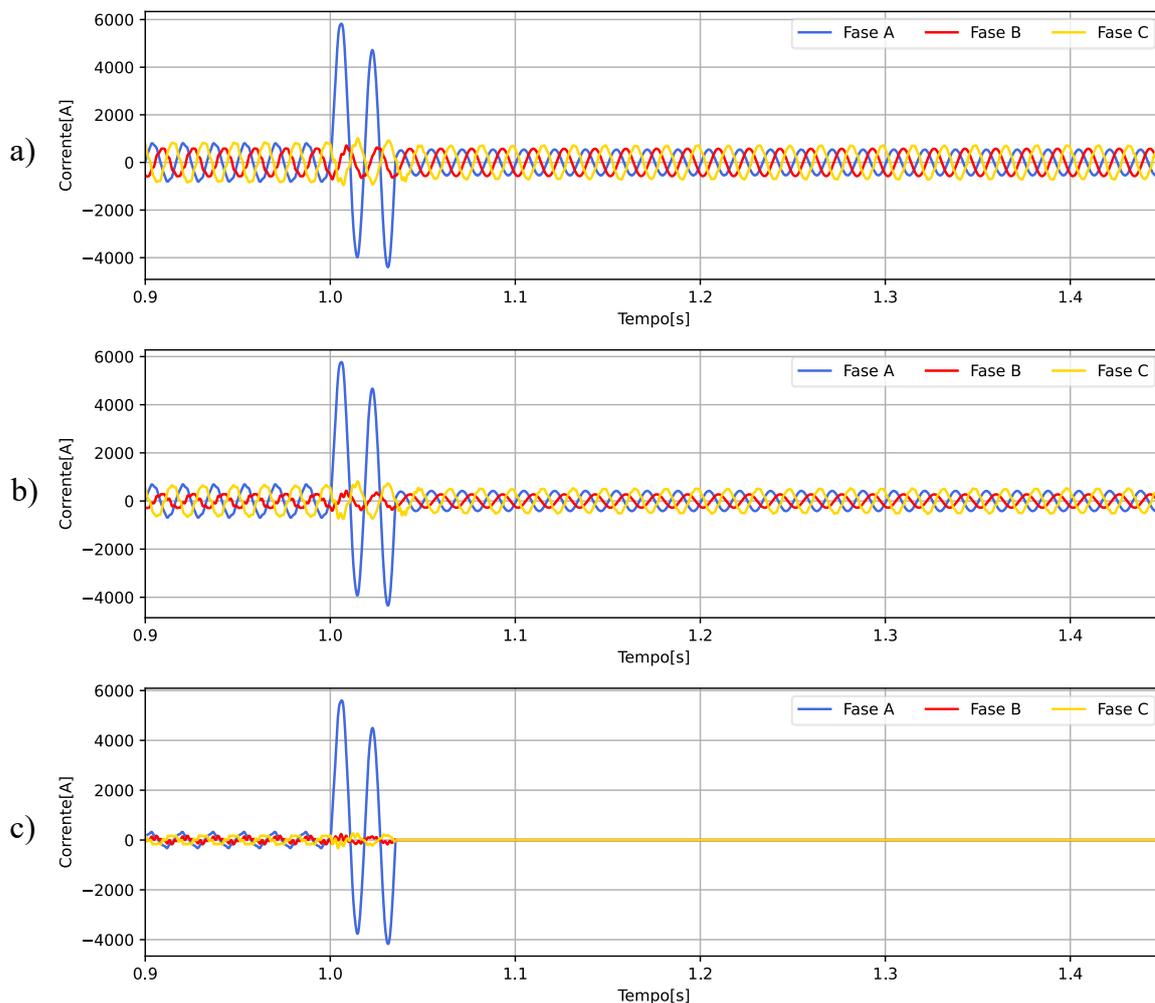
Figura 57 - Presença da GD no barramento 611 com aplicação de falta monofásica na fase A na barra 675.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 58, observa-se que teve a atuação do relé 3, obedecendo o princípio da seletividade. Sendo assim, tivemos um isolamento por completo do barramento com falta para o presente cenário.

Figura 58 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

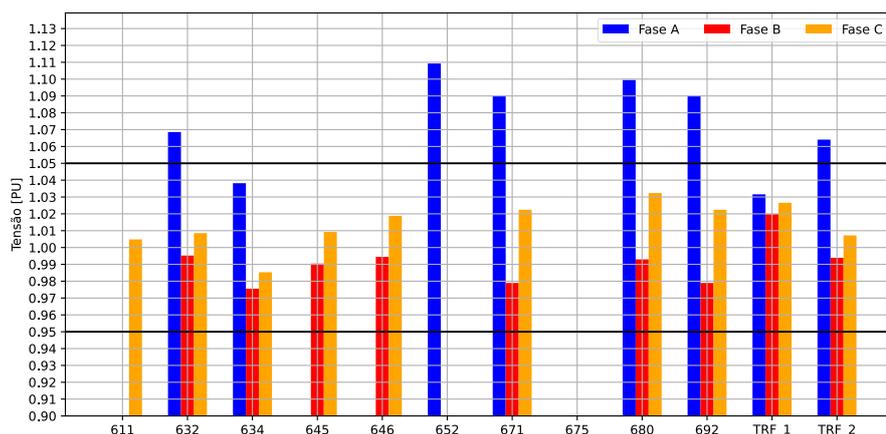
Os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão são demonstrados na Tabela 19 e na Figura 59, visto que se tem o isolamento do barramento com falta após a atuação do Relé 3. Além disso, observa-se que, com a retirada da carga 675 (a maior do sistema), tem-se uma diminuição da demanda de potência advinda da rede para com a subestação e GD, havendo assim um melhoramento no perfil de tensão dos barramentos remanescentes, contudo tem-se a ultrapassagem do limite estabelecido por norma na fase A de algumas barras do sistema.

Tabela 19 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 7.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	1,0048
632	1,0686	0,9952	1,0085
633 (TRF_2)	1,0640	0,9939	1,0072
634	1,0382	0,9755	0,9853
645	-	0,9905	1,0092
646	-	0,9944	1,0188
652	1,1093	-	-
671	1,0900	0,9790	1,0224
675	0,0000	0,0000	0,0000
680	1,0995	0,9930	1,0323
692	1,0900	0,9790	1,0224

Fonte: O autor, 2023.

Figura 59 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 7.

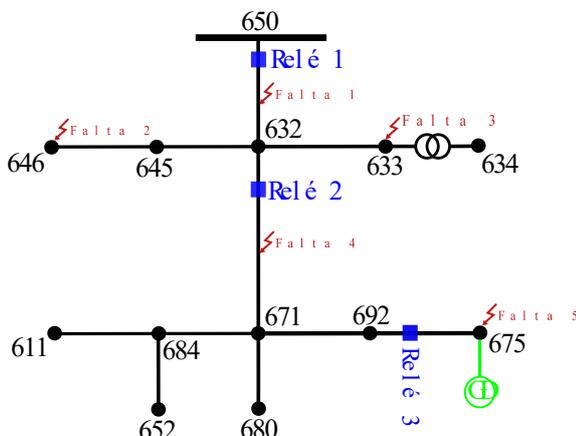


Fonte: O autor, 2023.

4.2 - ANÁLISE DA TENSÃO E CORRENTE EM REGIME PERMANENTE DA REDE APÓS VARIAÇÃO NO PONTO DE FALTA BIFÁSICA APLICADA COM A PRESENÇA DE GD NO BARRAMENTO 675

Na presente seção, como apresentado na Figura 60, tem-se a variação no ponto de falta bifásica aplicada com a presença da geração distribuída bifásica (A-C) em 675, analisando-se o impacto na tensão e corrente nos barramentos do sistema, obtendo um total de 6 cenários propostos, visto que se tem um cenário sem faltas aplicada a rede com objetivo de analisar a mesma em regime permanente. Além disso, vale ressaltar que a escolha das fases nas quais serão aplicadas as faltas, foi feita de forma arbitrária para cada cenário.

Figura 60 - Variação no ponto de aplicação de falta com a presença da GD em 675.

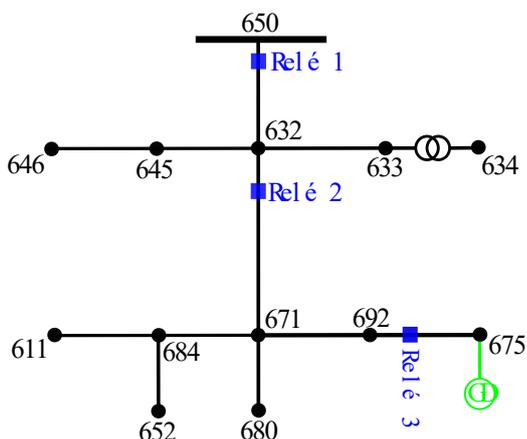


Fonte: O autor, 2023.

4.2.1 - Cenário 1: Presença da GD no barramento 675 sem aplicação de falta na rede

Neste cenário, como ilustrado na Figura 61, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 675 sem a presença de faltas na rede de distribuição, analisando assim o impacto causado no perfil de tensão da rede.

Figura 61 - Presença da GD no barramento 675 sem aplicação de falta na rede.



Fonte: O autor, 2023.

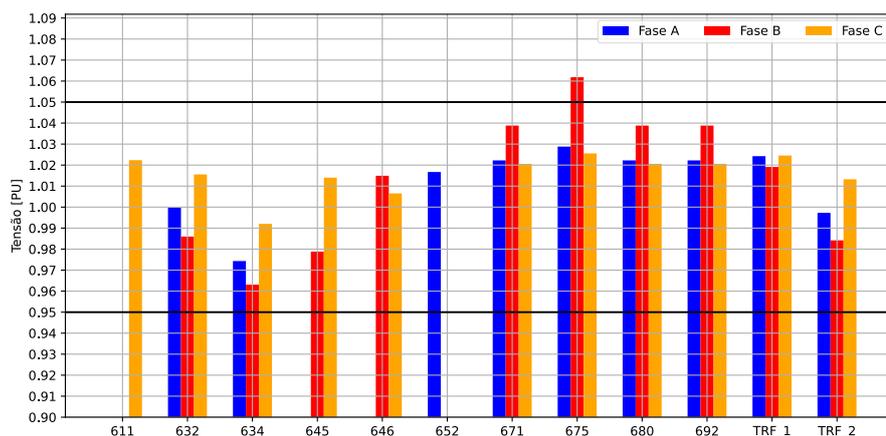
Os resultados obtidos em relação a tensão são demonstrados na Tabela 20 e na Figura 62, por meio dos quais é observada um melhoramento no perfil de tensão do sistema quando comparado ao de regime permanente sem GD, contudo se tem uma sobretensão a ponto de extrapolar o que é requerido por norma na fase B do ponto onde está conectado o gerador distribuído.

Tabela 20 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	1,0224
632	0,9998	0,9860	1,0155
633	0,9973	0,9842	1,0132
634	0,9743	0,9631	0,9920
645	-	0,9788	1,0140
646	-	1,0149	1,0065
652	1,0167	-	-
671	1,0223	1,0388	1,0206
675	1,0288	1,0618	1,0256
680	1,0223	1,0388	1,0206
692	1,0223	1,0388	1,0206

Fonte: O autor, 2023.

Figura 62 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.

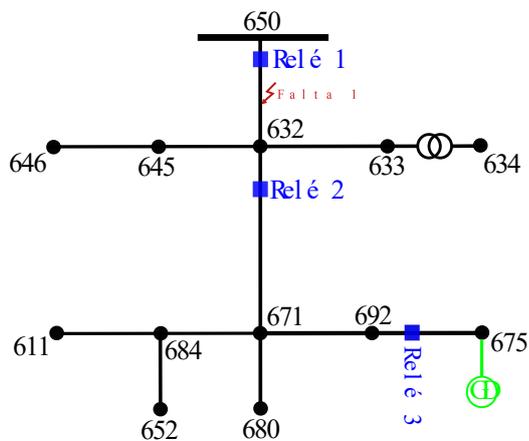


Fonte: O autor, 2023.

4.2.2 - Cenário 2: Presença da GD no barramento 675 com aplicação de falta bifásica na barra 632

Neste tópico, como pode ser visto na Figura 63, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 675 com a presença de uma falta bifásica entre as fases B e C (franca à terra) na barra 632, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

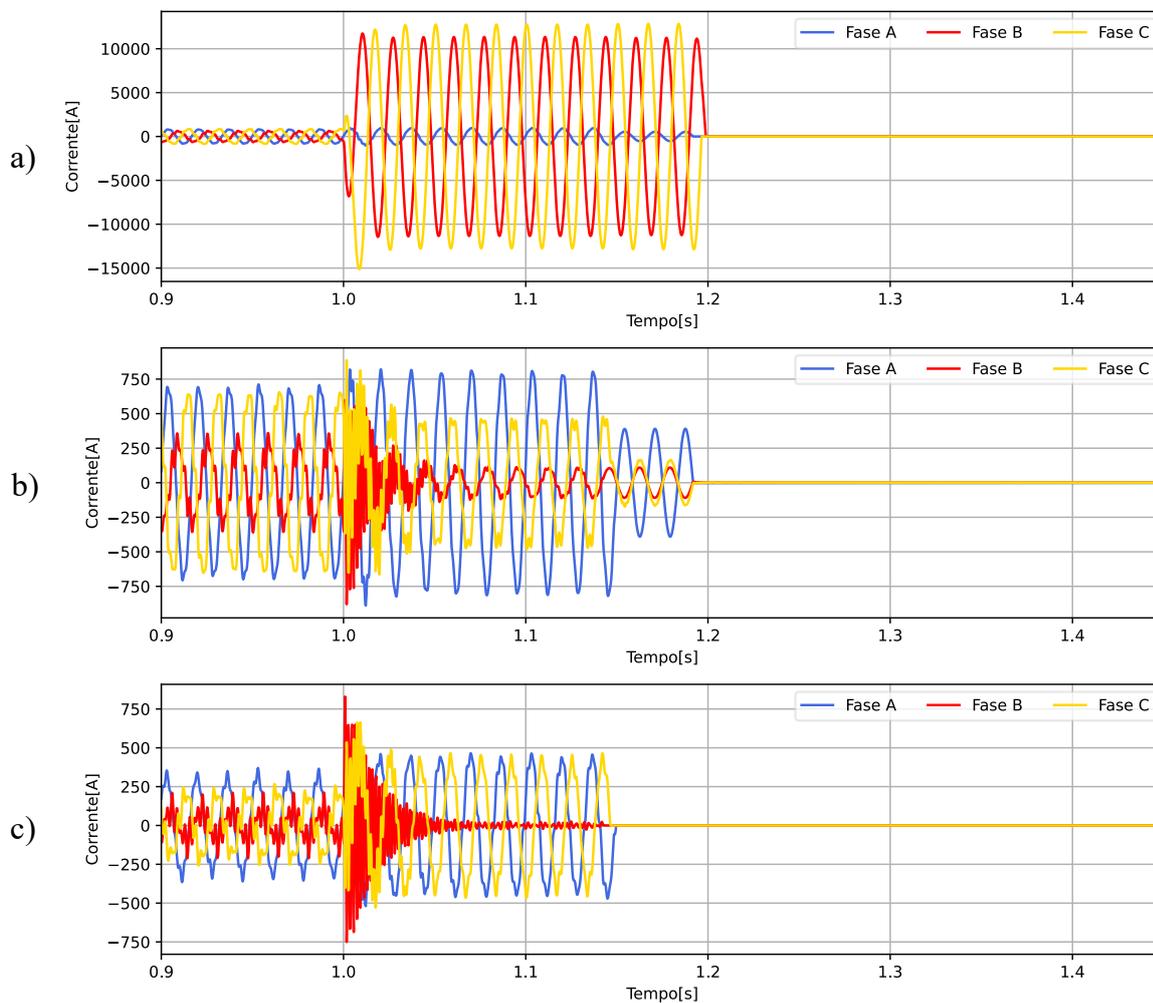
Figura 63 - Presença da GD no barramento 675 com aplicação de uma falta bifásica entre as fases B e C na barra 632.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 64, observa-se que teve a atuação dos relés 1 e 3, visto que as correntes nos mesmos vão à zero após o período de tempo estabelecido junto ao coordenograma de proteção. Com isso, a corrente no relé 2 vai à zero devido o isolamento dos geradores da rede com a atuação dos relés 1 e 3.

Figura 64 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

Para os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão, os mesmos são demonstrados na Tabela 21 e na

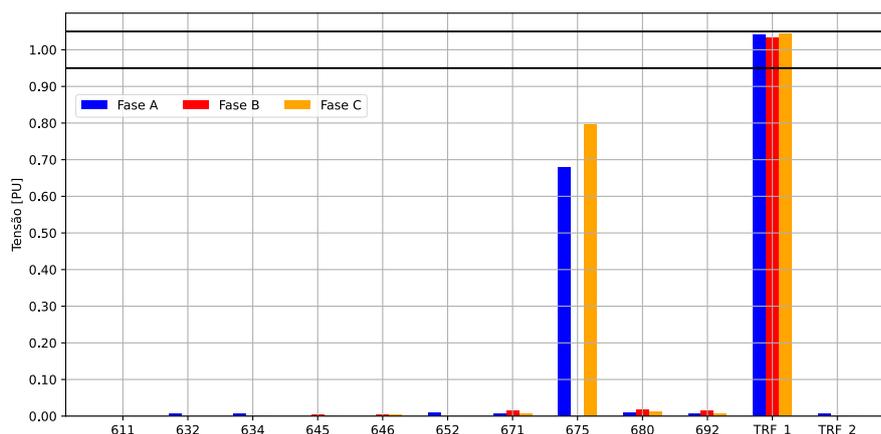
Figura 65, por meio dos quais é observada a retirada de operação de toda rede de distribuição, dado que se tem a atuação dos relés 1 e 3. Além disso, observa-se que a GD fica ilhada no barramento 675, visto seu perfil de tensão, contudo com valores abaixo da norma.

Tabela 21 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,0000
632	0,0068	0,0000	0,0000
633	0,0072	0,0012	0,0009
634	0,0067	0,0011	0,0004
645	-	0,0033	0,0019
646	-	0,0035	0,0047
652	0,0091	-	-
671	0,0080	0,0140	0,0075
675	0,6788	0,0000	0,7974
680	0,0091	0,0165	0,0111
692	0,0080	0,0140	0,0075

Fonte: O autor, 2023.

Figura 65 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.

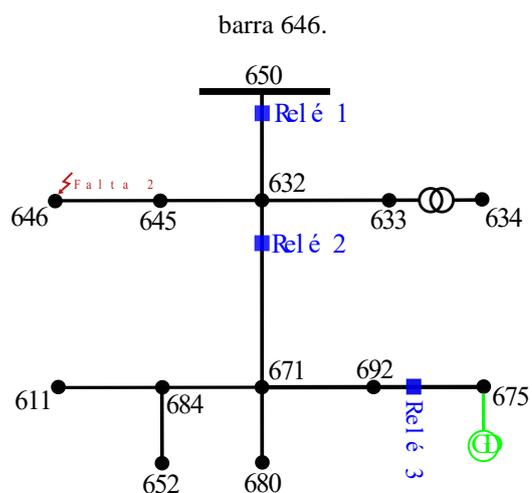


Fonte: O autor, 2023.

4.2.3 - Cenário 3: Presença da GD no barramento 675 com aplicação de falta bifásica na barra 646

Em sequência, como pode ser visto na Figura 66, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 675 com a presença de uma falta bifásica entre as fases B e C (franca à terra) na barra 646, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

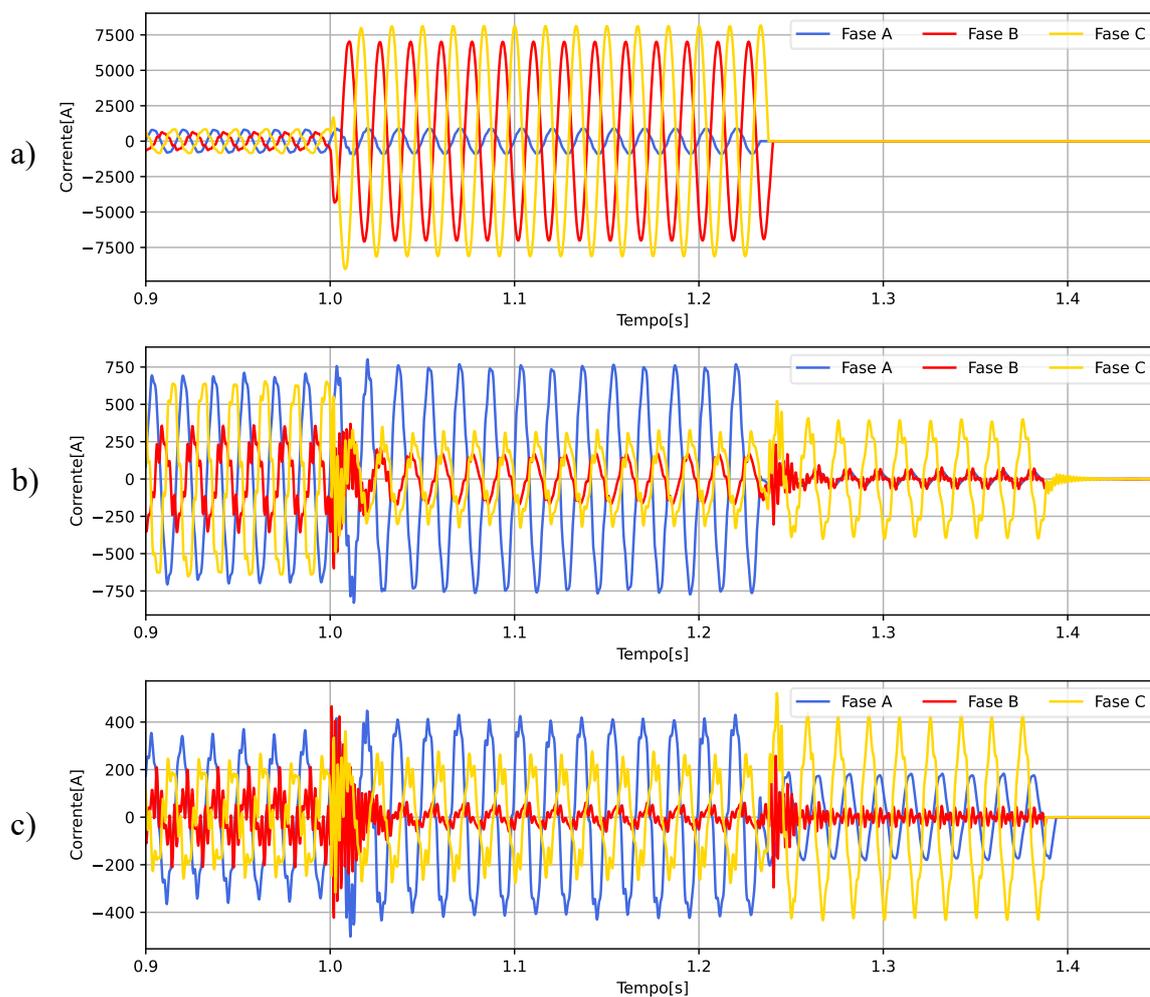
Figura 66 - Presença da GD no barramento 675 com aplicação de uma falta bifásica entre as fases B e C na



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 67, observa-se que teve a atuação dos relés 1 e 3, visto que as correntes nos mesmos vão à zero após o período de tempo estabelecido junto ao coordenograma de proteção. Com isso, é evidenciado um resultado similar ao cenário anterior, dado que a corrente no relé 2 vai à zero devido o isolamento dos geradores da rede com a atuação dos relés 1 e 3.

Figura 67 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

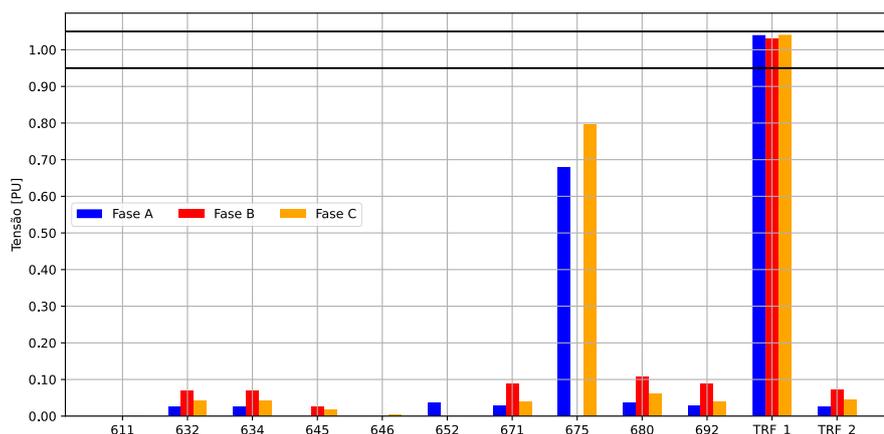
Para os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão, os mesmos são demonstrados na Tabela 22 e na Figura 68, por meio dos quais é observada a retirada de operação de toda rede de distribuição, dado que se tem a atuação dos relés 1 e 3. Além disso, observa-se que a GD fica ilhada no barramento 675, visto seu perfil de tensão, contudo com valores abaixo da norma.

Tabela 22 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	-0,0001
632	0,0247	0,0692	0,0425
633	0,0252	0,0712	0,0446
634	0,0246	0,0701	0,0429
645	-	0,0272	0,0168
646	-	0,0000	0,0036
652	0,0359	-	-
671	0,0291	0,0876	0,0396
675	0,6788	0,0000	0,7975
680	0,0357	0,1085	0,0607
692	0,0291	0,0876	0,0396

Fonte: O autor, 2023.

Figura 68 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.

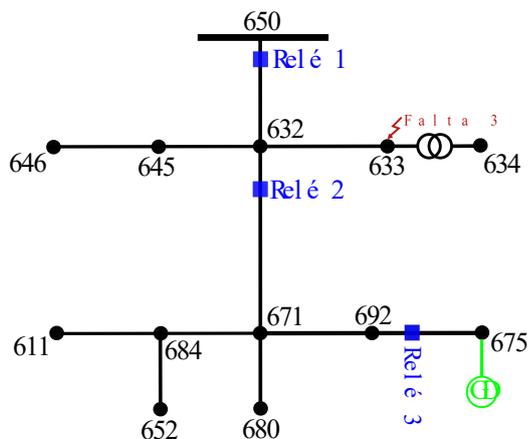


Fonte: O autor, 2023.

4.2.4 - Cenário 4: Presença da GD no barramento 675 com aplicação de falta bifásica na barra 633

No presente tópico, como pode ser visto na Figura 69, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 675 com a presença de uma falta bifásica entre as fases B e C (franca à terra) na barra 633, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

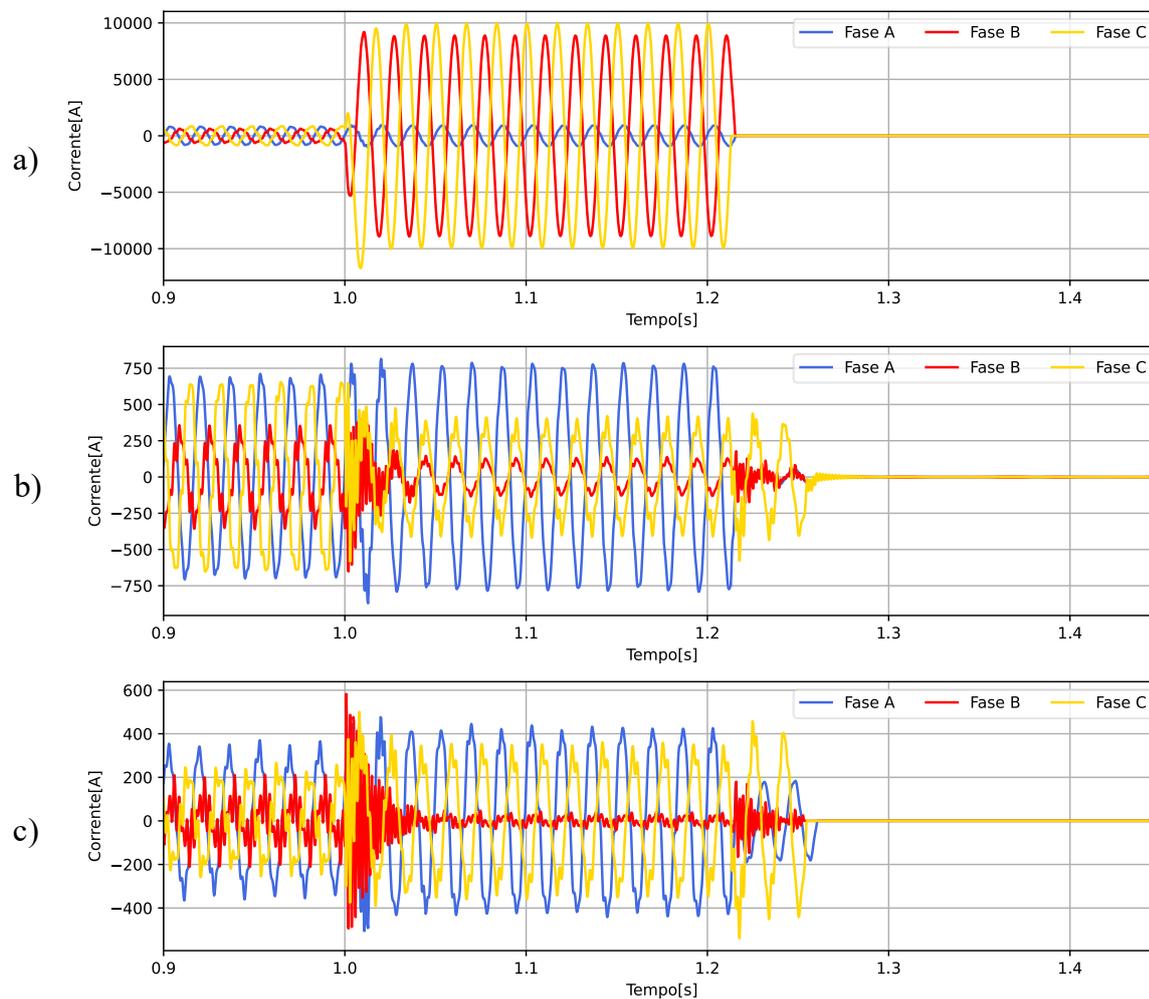
Figura 69 - Presença da GD no barramento 675 com aplicação de uma falta bifásica entre as fases A e B na barra 633.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 70, observa-se que teve a atuação dos relés 1 e 3, visto que as correntes nos mesmos vão à zero após o período de tempo estabelecido junto ao coordenograma de proteção. Com isso, é evidenciado um resultado similar aos cenários anteriores, dado que a corrente no relé 2 vai à zero devido o isolamento dos geradores da rede com a atuação dos relés 1 e 3.

Figura 70 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

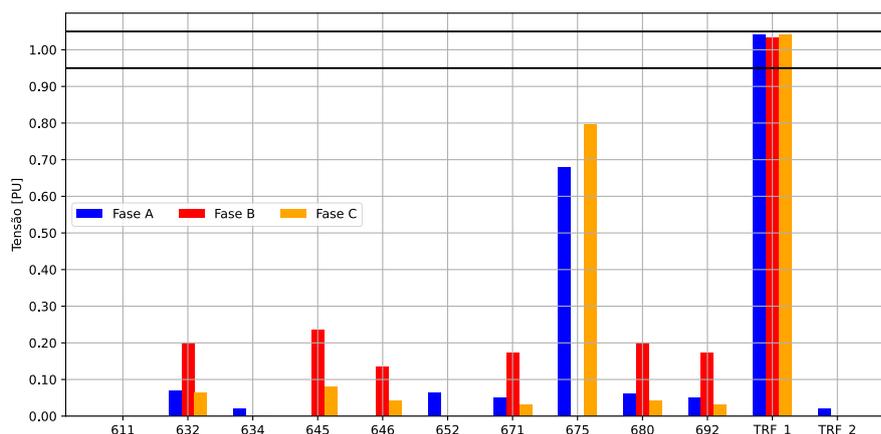
Para os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão, os mesmos são demonstrados na Tabela 23 e na Figura 71, por meio dos quais é observada a retirada de operação de toda rede de distribuição, dado que se tem a atuação dos relés 1 e 3. Além disso, observa-se que a GD fica ilhada no barramento 675, visto seu perfil de tensão, contudo com valores abaixo da norma.

Tabela 23 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,0000
632	0,0700	0,2014	0,0653
633	0,0217	0,0000	0,0000
634	0,0204	0,0000	-0,0003
645	-	0,2350	0,0805
646	-	0,1341	0,0425
652	0,0633	-	-
671	0,0517	0,1717	0,0303
675	0,6788	0,0000	0,7975
680	0,0623	0,2009	0,0410
692	0,0517	0,1717	0,0303

Fonte: O autor, 2023.

Figura 71 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.

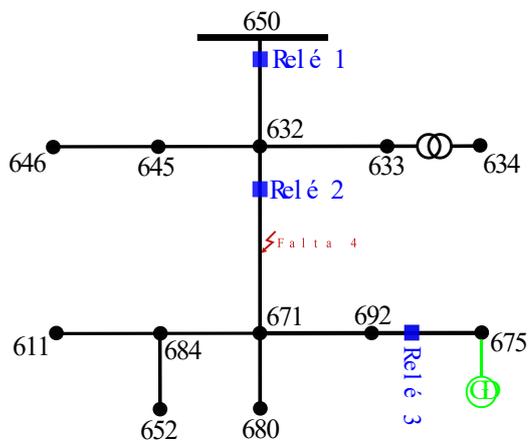


Fonte: O autor, 2023.

4.2.5 - Cenário 5: Presença da GD no barramento 675 com aplicação de falta bifásica no barramento 671

No presente tópico, como pode ser visto na Figura 72, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 675 com a presença de uma falta bifásica entre as fases B e C (franca à terra) na barra 671, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

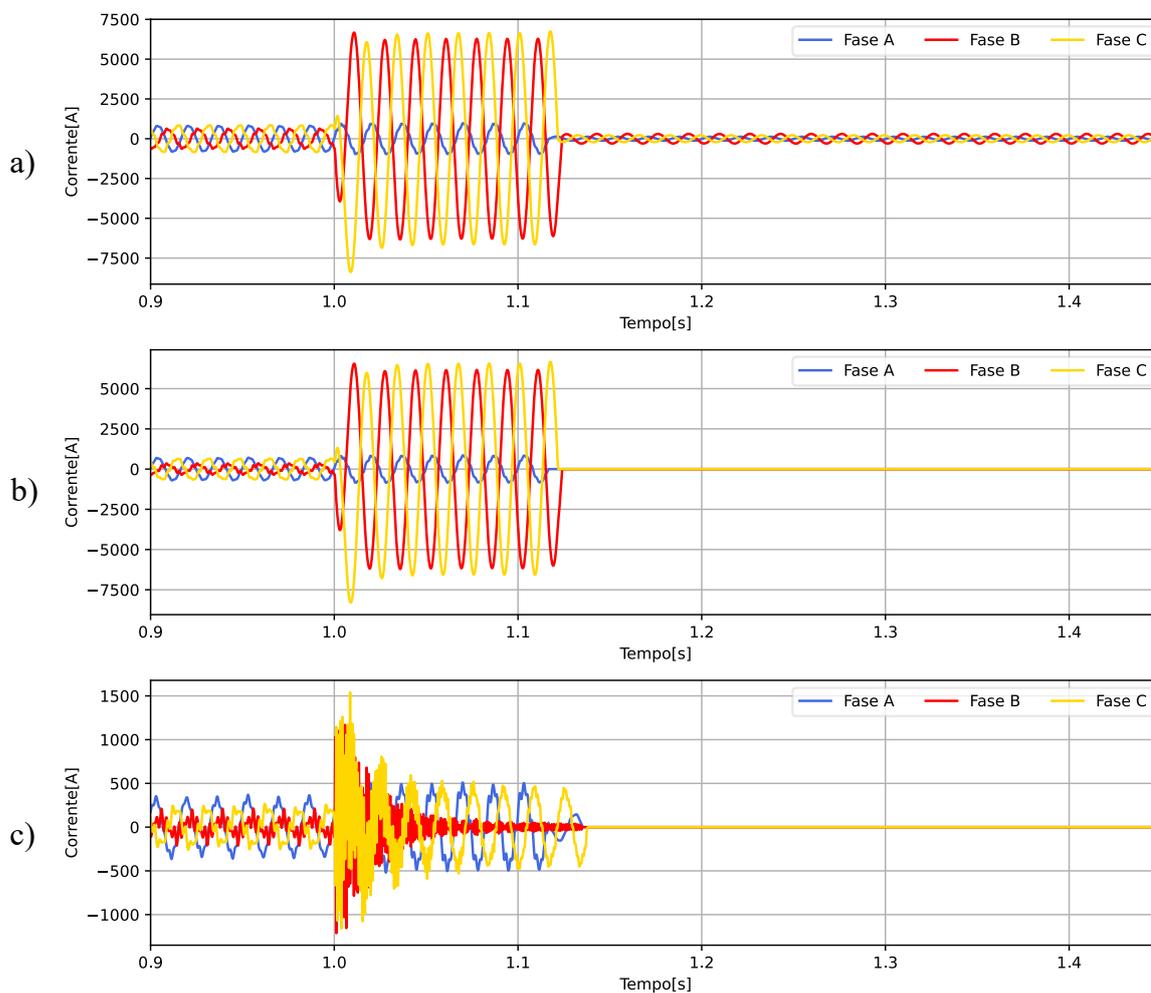
Figura 72 - Presença da GD no barramento 675 com aplicação de uma falta bifásica entre as fases B e C na barra 671.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 73, observa-se que teve a atuação dos relés 2 e 3, visto que as correntes nos mesmos vão à zero após o período de tempo estabelecido junto ao coordenograma de proteção. Com isso, é evidenciado um resultado similar aos cenários anteriores, dado que se teve atuação do relé 2 para uma falta reversa ao mesmo.

Figura 73 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

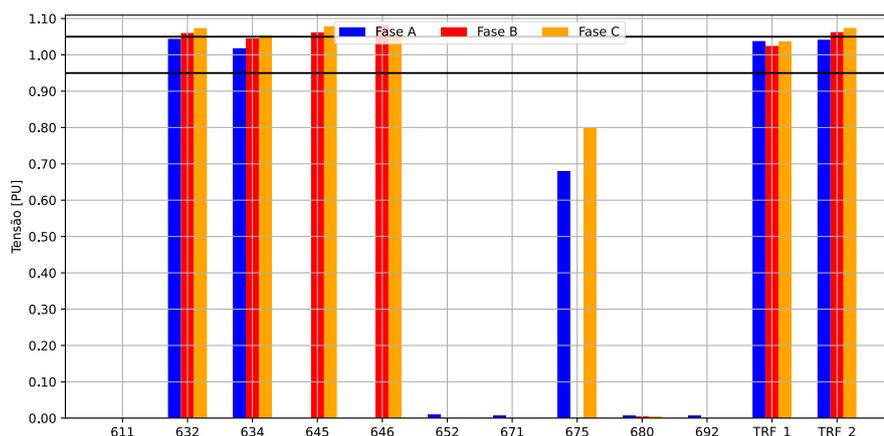
Para os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão, os mesmos são demonstrados na Tabela 24 e na Figura 74, por meio dos quais é observada a retirada de operação das cargas à jusante ao relé 2, dado que se teve a atuação do mesmo juntamente com o relé 3. Com isso, além da GD fica ilhada no barramento 675, tivemos também sobretensão nas cargas remanescentes no sistema (à montante do relé 2) ao ponto de ultrapassar o limite requerido por norma (1,05 p.u.).

Tabela 24 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,0000
632	1,0440	1,0601	1,0738
633	1,0418	1,0625	1,0741
634	1,0160	1,0439	1,0525
645	-	1,0610	1,0790
646	-	1,0793	1,0559
652	0,0087	-	-
671	0,0071	0,0000	0,0000
675	0,6787	0,0000	0,7975
680	0,0072	0,0045	0,0033
692	0,0071	0,0000	0,0000

Fonte: O autor, 2023.

Figura 74 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.

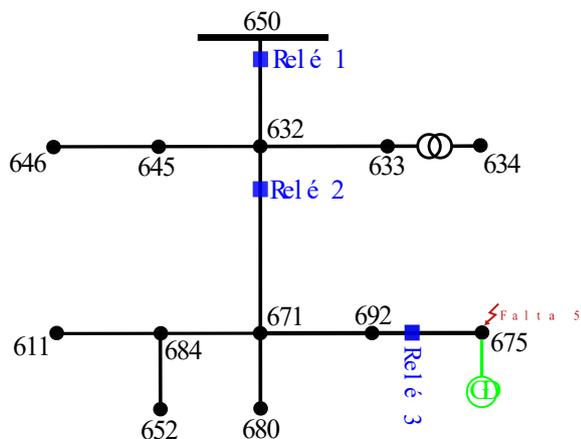


Fonte: O autor, 2023.

4.2.6 - Cenário 6: Presença da GD no barramento 675 com aplicação de falta bifásica na barra 675

Por fim, como pode ser visto na Figura 72, tem-se a integração da geração distribuída no barramento 675 com a presença de uma falta bifásica entre as fases B e C (franca à terra) na barra 675, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

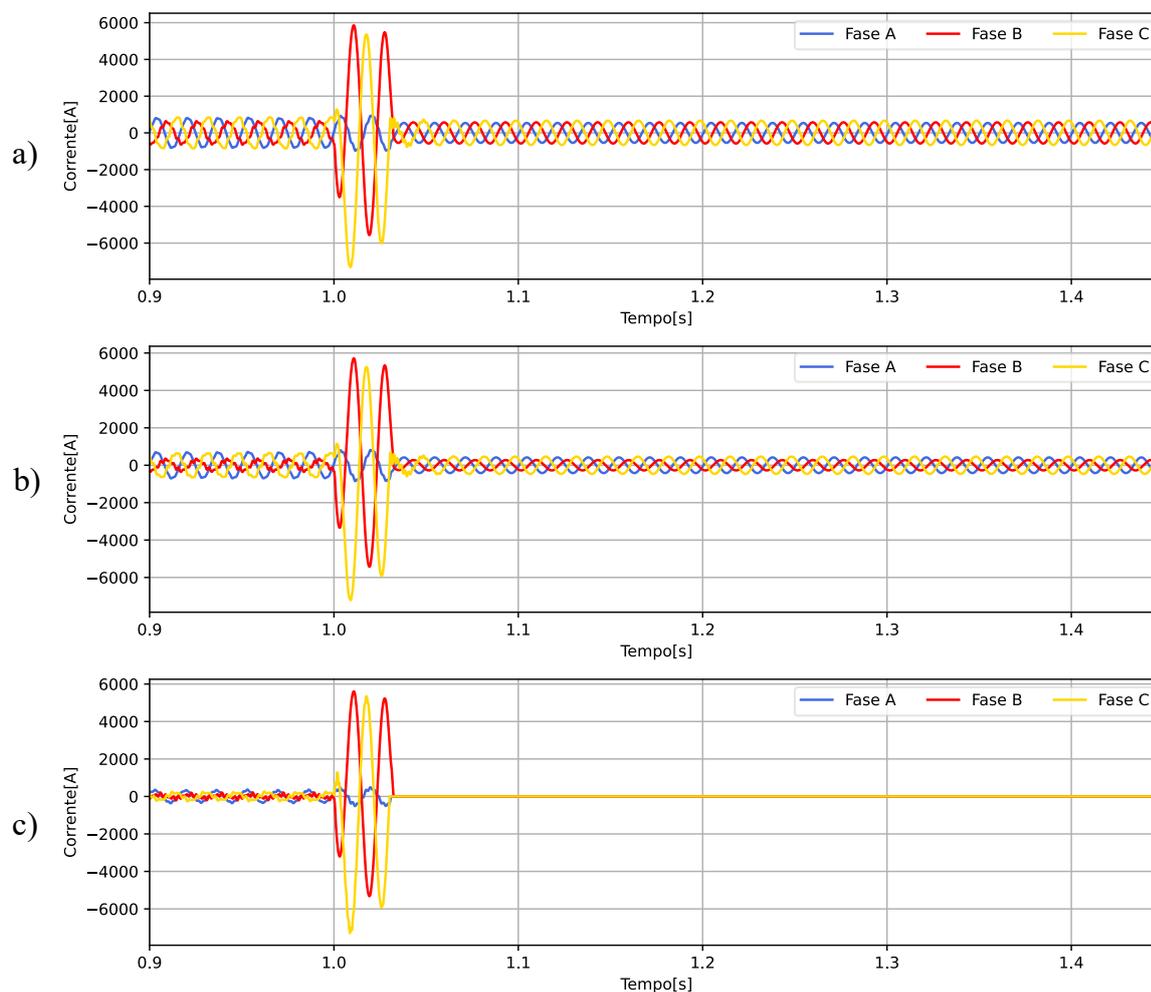
Figura 75 - Presença da GD no barramento 675 com aplicação de uma falta bifásica entre as fases B e C na barra 675.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 76, observa-se que teve a atuação apenas do relé 3, obedecendo o princípio da seletividade. Sendo assim, tivemos um isolamento do barramento com falta em relação à subestação, contudo a GD permaneceu alimentando a falta em questão, visto o alocamento dela na mesma barra da falta.

Figura 76 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

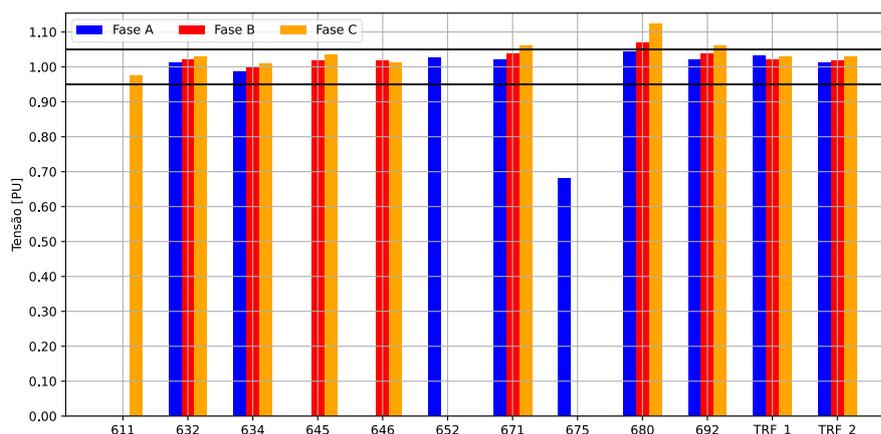
Os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão são demonstrados na Tabela 25 e na Figura 77, visto que se tem o isolamento do barramento com falta após a atuação do Relé 3. Além disso, observa-se que, com a retirada da carga 675 (a maior do sistema), tem-se uma diminuição da demanda de potência advinda da rede para com a subestação, havendo assim um melhoramento no perfil de tensão dos barramentos remanescentes, contudo tem-se a ultrapassagem do limite estabelecido por norma na fase C das barras 671, 680 e 692 do sistema. Além disso, percebemos um afundamento de tensão nas fases B e C do barramento 675 devido à falta bifásica (B-C).

Tabela 25 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 6.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,9751
632	1,0128	1,0210	1,0283
633	1,0116	1,0179	1,0285
634	0,9869	0,9983	1,0084
645	-	1,0178	1,0343
646	-	1,0177	1,0124
652	1,0264	-	-
671	1,0223	1,0380	1,0600
675	0,6798	0,0001	0,0003
680	1,0433	1,0705	1,1240
692	1,0223	1,0380	1,0600

Fonte: O autor, 2023.

Figura 77 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 6.

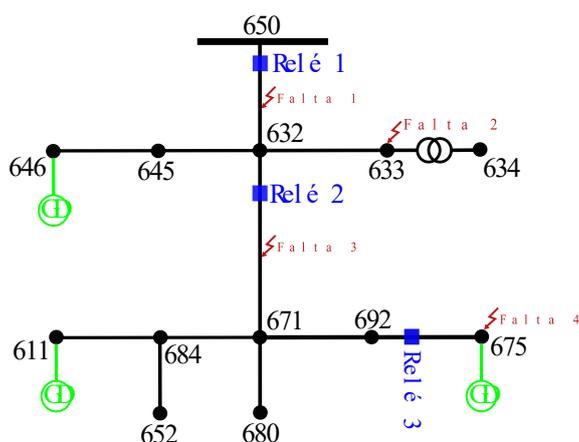


Fonte: O autor, 2023.

4.3 - ANÁLISE DA TENSÃO E CORRENTE EM REGIME PERMANENTE DA REDE APÓS VARIAÇÃO NO PONTO DE FALTA TRIFÁSICA APLICADA COM A PRESENÇA DE GD NOS BARRAMENTOS 675, 611 E 646

Na presente seção, como apresentado na Figura 78, tem-se a variação no ponto de falta trifásica aplicada com a presença da geração distribuída em 675, 611 e 646, com objetivo de analisar o impacto na tensão e corrente nos barramentos do sistema, obtendo assim um total de 5 cenários propostos.

Figura 78 - Variação no ponto de aplicação de falta com a presença da GD em 675, 611 e 646.

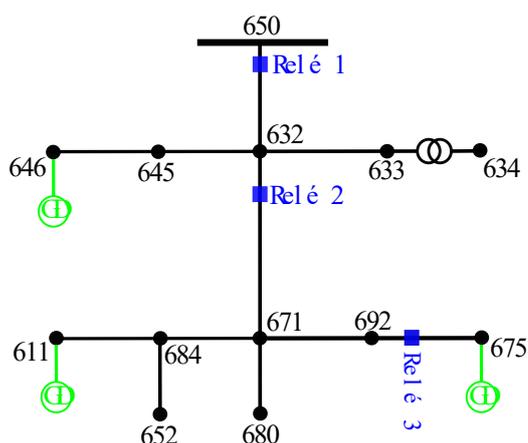


Fonte: O autor, 2023.

4.3.1 - Cenário 1: Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 sem aplicação de falta na rede

Neste cenário, como apresentado na Figura 79, tem-se a integração da geração distribuída nos barramentos 675, 611 e 646 sem a presença de faltas na rede de distribuição, analisando assim o impacto causado no perfil de tensão da rede.

Figura 79 - Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 sem aplicação de falta na rede.



Fonte: O autor, 2023.

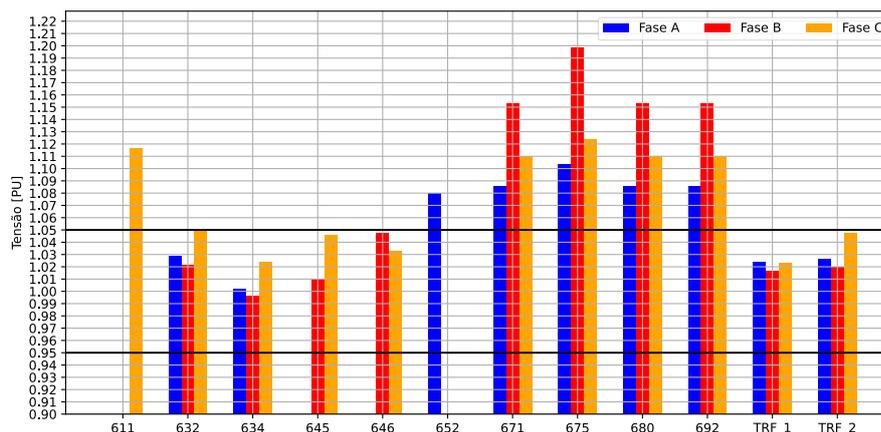
Os resultados obtidos em relação a tensão são demonstrados na Tabela 26 e na Figura 80, por meio dos quais é observada uma sobretensão a ponto de extrapolar o que é requerido por norma em quase todas as cargas próximas aos geradores distribuídos.

Tabela 26 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	1,1168
632	1,0288	1,0217	1,0497
633	1,0260	1,0195	1,0471
634	1,0019	0,9960	1,0235
645	-	1,0104	1,0459
646	-	1,0477	1,0325
652	1,0799	-	-
671	1,0854	1,1529	1,1097
675	1,1039	1,1982	1,1235
680	1,0854	1,1529	1,1097
692	1,0854	1,1529	1,1097

Fonte: O autor, 2023.

Figura 80 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 1.

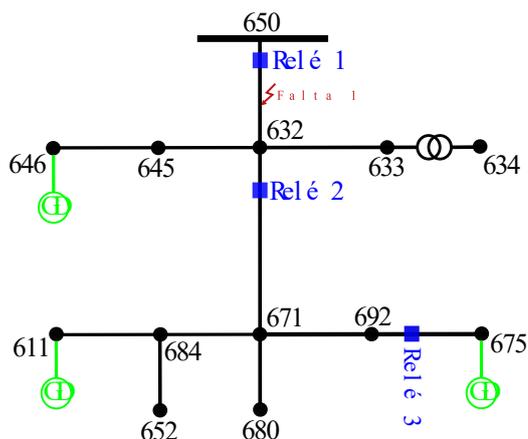


Fonte: O autor, 2023.

4.3.2 - Cenário 2: Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 com aplicação de falta trifásica na barra 632

Neste tópico, como pode ser visto na Figura 81, tem-se a integração da geração distribuída nos barramentos 675, 611 e 646 com a presença de uma falta trifásica (franca à terra) na barra 632, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

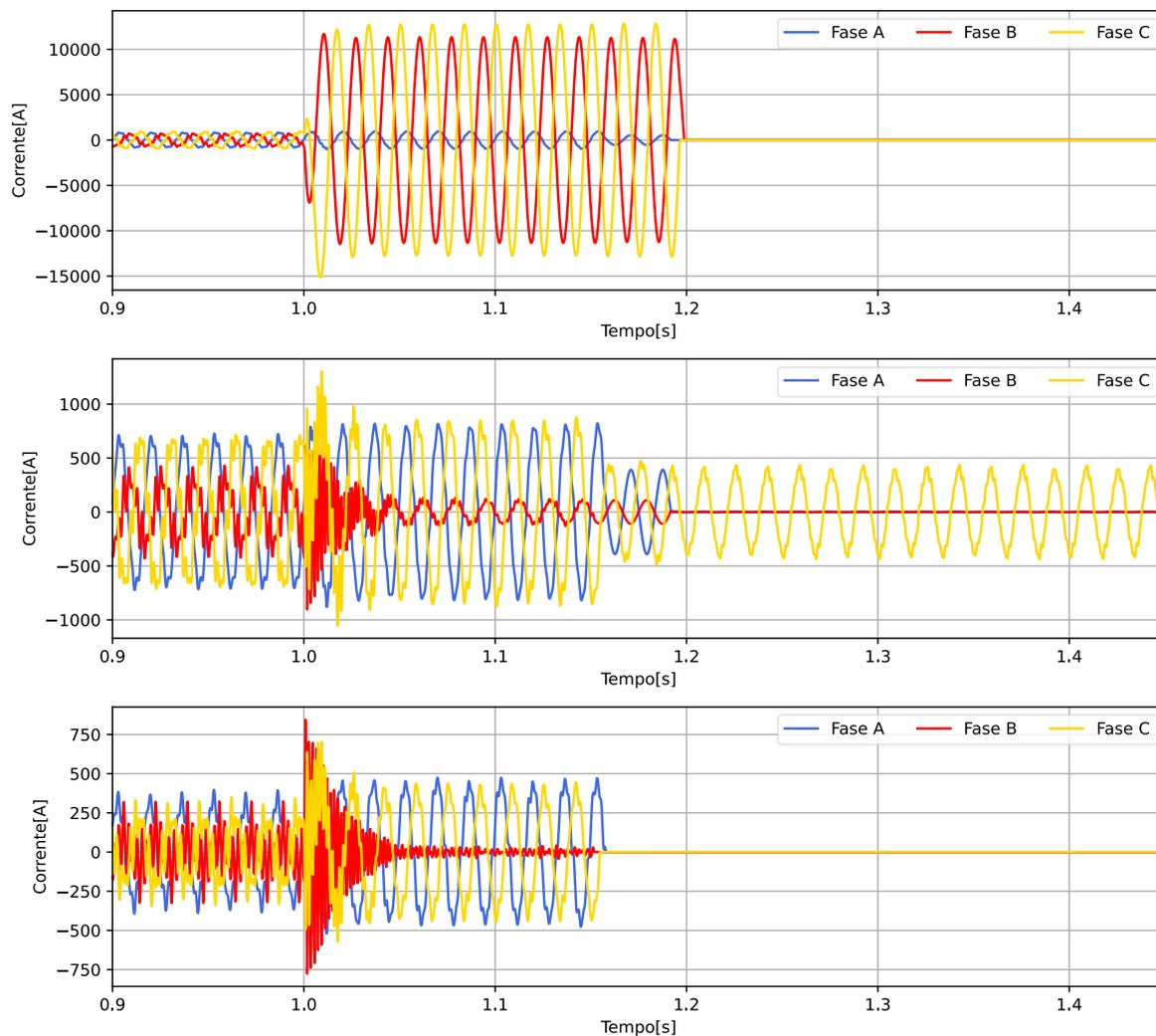
Figura 81 - Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 com aplicação de uma falta trifásica na barra 632.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 82, observa-se que teve a atuação dos relés 1 e 3, visto que a corrente nos mesmos vai à zero após o período de tempo estabelecido junto ao coordenograma de proteção. Com isso, é evidenciado também que se teve atuação do relé 3 para uma falta reversa ao mesmo, confirmando assim um dos impactos já citado que a GD pode causar ao sistema de proteção na presença de faltas. Ademais, é observado também que a GD conectada à carga monofásica C na barra 611 continuou alimentando a falta no sistema, contudo com uma corrente menor que a de *pick-up* do relé 2 (816,06 A), por isso o mesmo não atuou para a falta reversa a ele. Por fim, ainda como impacto, tem-se a geração distribuída (bifásica A-C) na barra 675 operando de forma ilhada, além disso, a GD (bifásica B-C) no barramento 611 também continuou alimentando a falta.

Figura 82 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

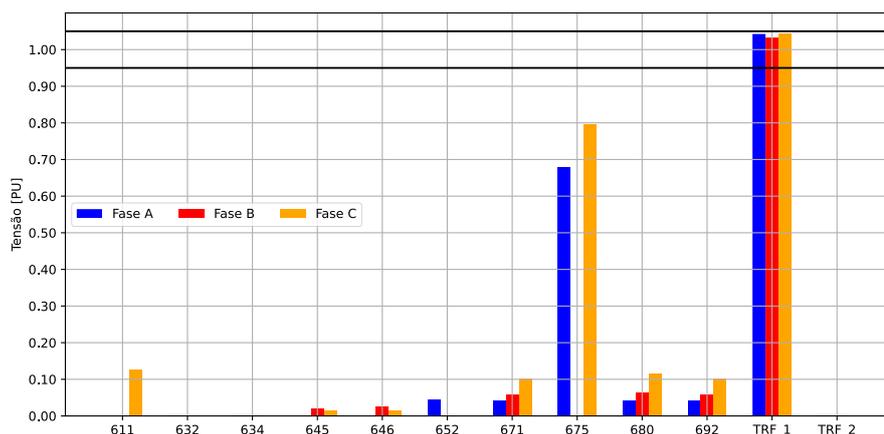
Para os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão, os mesmos são demonstrados na Tabela 27 e na Figura 83, por meio dos quais é observada a retirada da carga 675, visto a atuação do relé 3. Contudo, como já mencionado, as GD's presentes nas barras 646 e 611 continuaram alimentando a falta trifásica, dessa forma se teve um afundamento no perfil de tensão de quase todos os nós da rede, principalmente para as barras mais próximas à falta.

Tabela 27 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,1261
632	0,0002	0,0003	0,0005
633	0,0011	0,0018	0,0012
634	0,0012	0,0015	0,0008
645	-	0,0200	0,0153
646	-	0,0269	0,0141
652	0,0448	-	-
671	0,0414	0,0583	0,1029
675	0,6787	0,0000	0,7975
680	0,0425	0,0643	0,1158
692	0,0414	0,0583	0,1029

Fonte: O autor, 2023.

Figura 83 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 2.

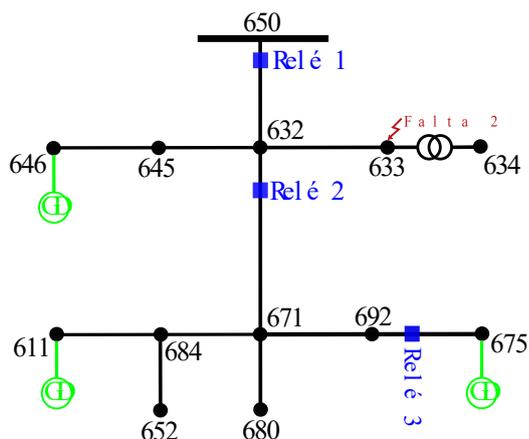


Fonte: O autor, 2023.

4.3.3 - Cenário 3: Presença da GD no barramento 675, 611 e 646 com aplicação de falta trifásica na barra 633

Em sequência, como pode ser visto na Figura 84, tem-se a integração da geração distribuída nos barramentos 675, 611 e 646 com a presença de uma falta trifásica (franca à terra) na barra 633, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

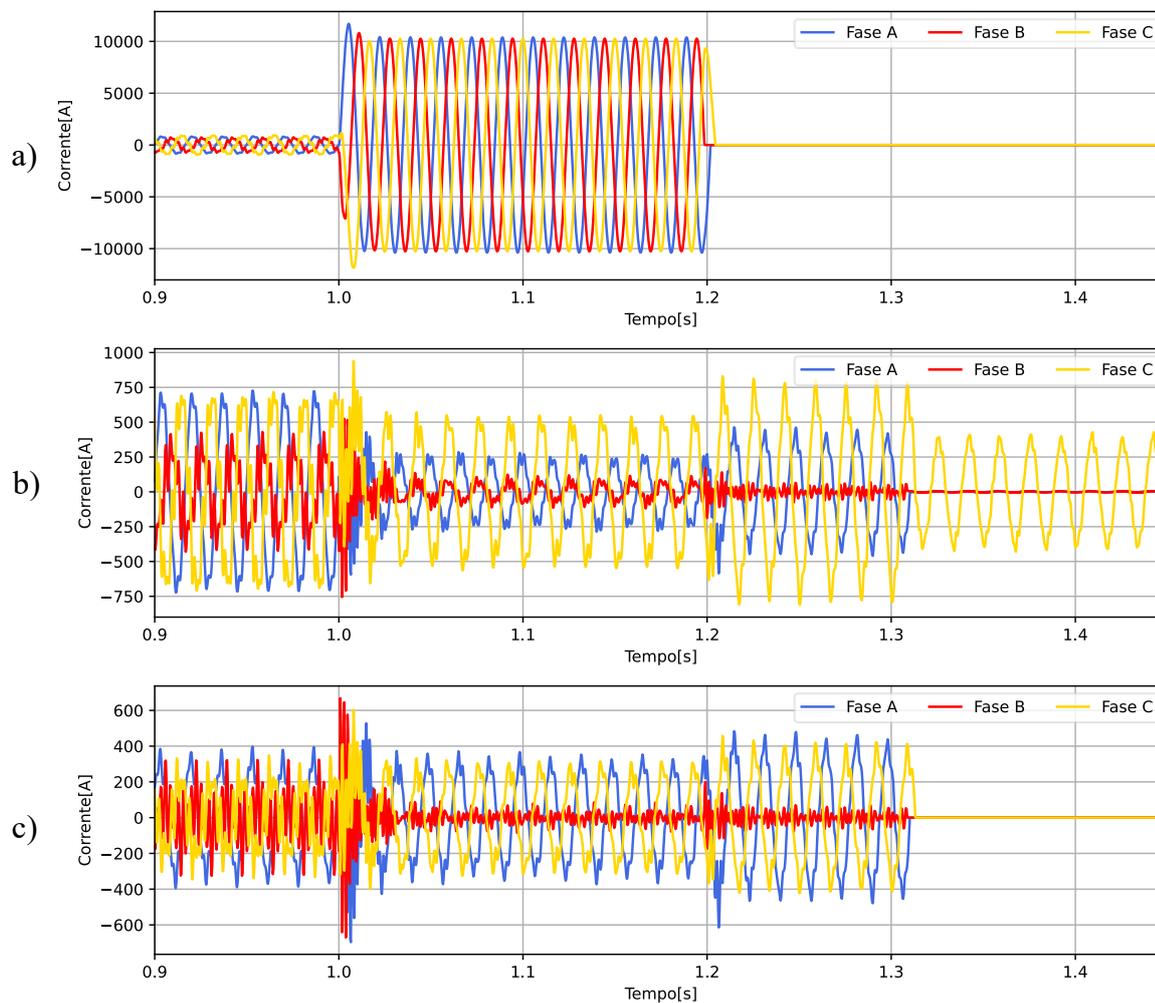
Figura 84 - Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 com aplicação de uma falta trifásica na barra 633..



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 85, observa-se que teve a atuação dos relés 1 e 3, visto que a corrente nos mesmos vai à zero após o período de tempo estabelecido junto ao coordenograma de proteção. Com isso, é evidenciado também que se teve atuação do relé 3 para uma falta reversa ao mesmo, confirmando assim um dos impactos já citado que a GD pode causar ao sistema de proteção na presença de faltas. Ademais, é observado também que a GD conectada à carga monofásica C na barra 611 continuou alimentando a falta no sistema, contudo com uma corrente menor que a de *pick-up* do relé 2 (816,06 A), por isso o mesmo não atuou para a falta reversa a ele. Por fim, ainda como impacto, tem-se a geração distribuída (bifásica A-C) na barra 675 operando de forma ilhada, além disso a GD (bifásica B-C) no barramento 611 também continuou alimentando a falta.

Figura 85 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

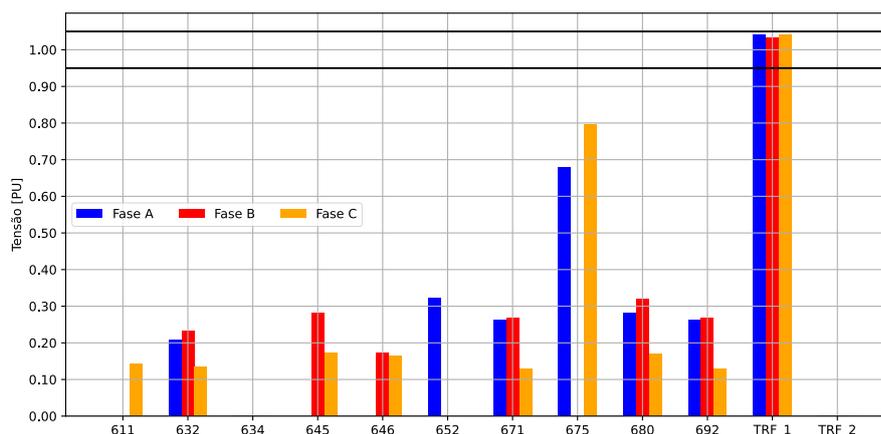
Para os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão, os mesmos são demonstrados na Tabela 28 e na Figura 86, por meio dos quais é observada a retirada da carga 675, visto a atuação do relé 3. Contudo, como já mencionado, as GD's presentes nas barras 646 e 611 continuaram alimentando a falta trifásica, dessa forma se teve um afundamento no perfil de tensão de quase todos os nós da rede, principalmente para as barras mais próximas à falta.

Tabela 28 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,1418
632	0,2070	0,2321	0,1350
633	0,0002	0,0003	0,0005
634	0,0005	0,0003	0,0002
645	-	0,2807	0,1719
646	-	0,1722	0,1642
652	0,3230	-	-
671	0,2614	0,2688	0,1307
675	0,6788	0,0000	0,7974
680	0,2823	0,3200	0,1694
692	0,2614	0,2688	0,1307

Fonte: O autor, 2023.

Figura 86 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 3.

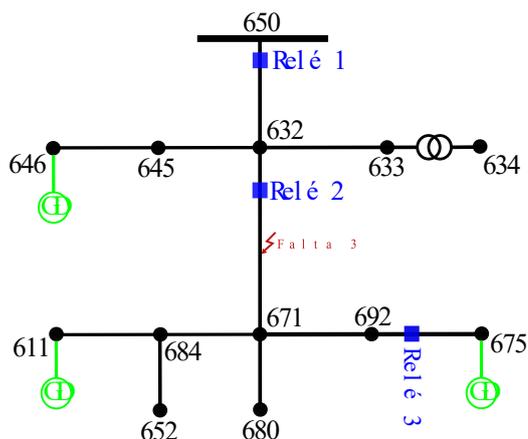


Fonte: O autor, 2023.

4.3.4 - Cenário 4: Presença da GD no barramento 675, 611 e 646 com aplicação de falta trifásica na barra 671

No presente cenário, como pode ser visto na Figura 87, tem-se a integração da geração distribuída nos barramentos 675, 611 e 646 com a presença de uma falta trifásica (franca à terra) na barra 671, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

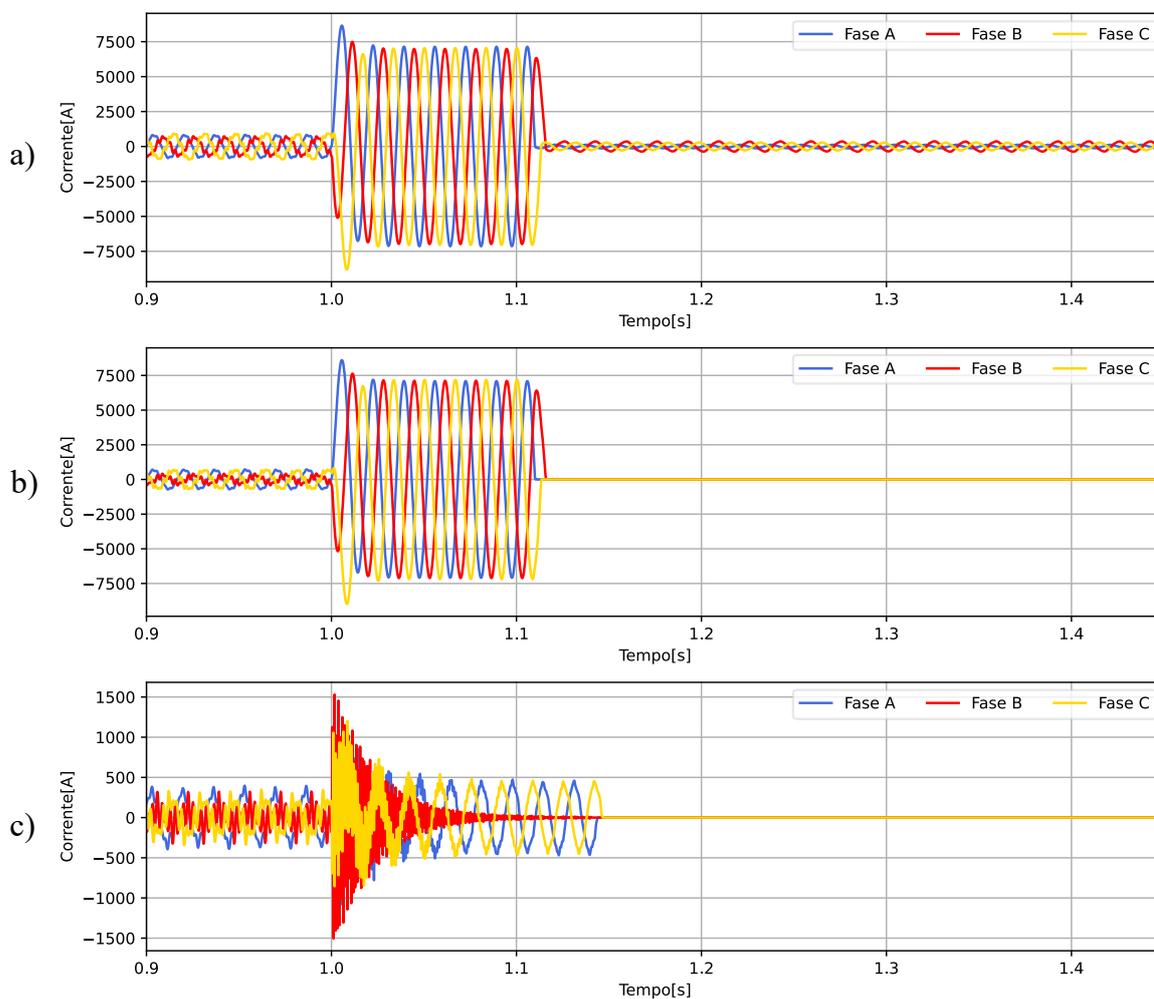
Figura 87 - Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 com aplicação de uma falta trifásica na barra 671.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 88, observa-se que teve a atuação dos relés 2 e 3, visto que a corrente nos mesmos vai à zero após o período de tempo estabelecido junto ao coordenograma de proteção. Com isso, é evidenciado também que se teve atuação do relé 3 para uma falta reversa ao mesmo, confirmando assim um dos impactos já citados que a GD pode causar ao sistema de proteção na presença de faltas. Além disso, é observado também que a geração distribuída conectada à carga monofásica C na barra 611 continuou alimentando a falta no sistema de forma ilhada. Por fim, vale ressaltar, que após a atuação do relé 3, tivemos a GD conectada à carga 675 também operando de forma ilhada.

Figura 88 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

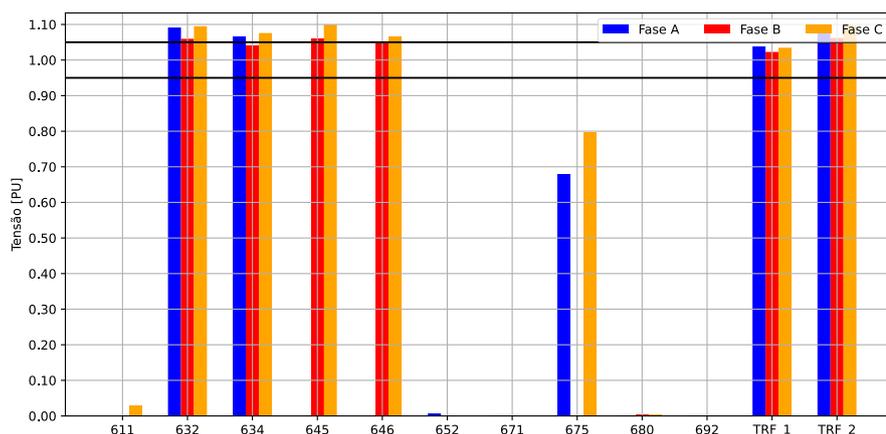
Para os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão, os mesmos são demonstrados na Tabela 29 e na Figura 89, por meio dos quais é observado o isolamento, em relação a falta trifásica, das cargas à montante ao relé 2 e da carga 675, esta última devido a atuação do relé 3. Contudo, como já mencionado, as GD 611 continuou alimentando a falta trifásica, dessa forma se teve um afundamento no perfil de tensão na fase C para as barras mais próximas a falta. Por fim, vale ressaltar que o perfil de tensão das cargas à montante ao relé 2, devido à presença tanto da geração distribuída em 646 quanto da subestação, foi aumentado de forma a ultrapassar o limite de 1,05 p.u. requerido por norma.

Tabela 29 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	0,0289
632	1,0914	1,0596	1,0949
633	1,0925	1,0621	1,0969
634	1,0670	1,0404	1,0759
645	-	1,0603	1,0995
646	-	1,0533	1,0666
652	0,0067	-	-
671	0,0001	0,0001	0,0003
675	0,6788	0,0000	0,7974
680	0,0027	0,0052	0,0033
692	0,0001	0,0001	0,0003

Fonte: O autor, 2023.

Figura 89 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 4.

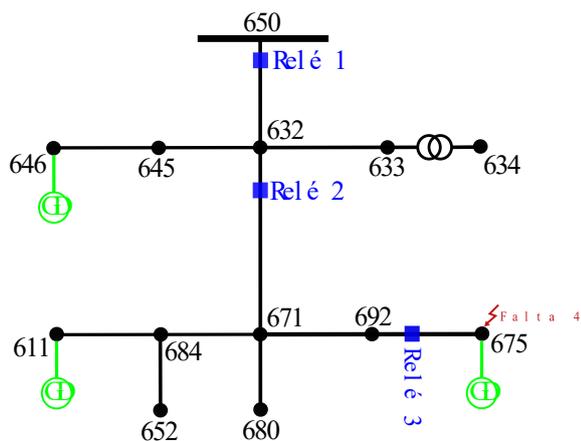


Fonte: O autor, 2023.

4.3.5 - Cenário 5: Presença da GD no barramento 675, 611 e 646 com aplicação de falta trifásica na barra 675

Por fim, neste cenário, como pode ser visto na Figura 90, tem-se a integração da geração distribuída nos barramentos 675, 611 e 646 com a presença de uma falta trifásica (franca à terra) na barra 675, analisando assim o impacto causado na proteção e no perfil de tensão da rede.

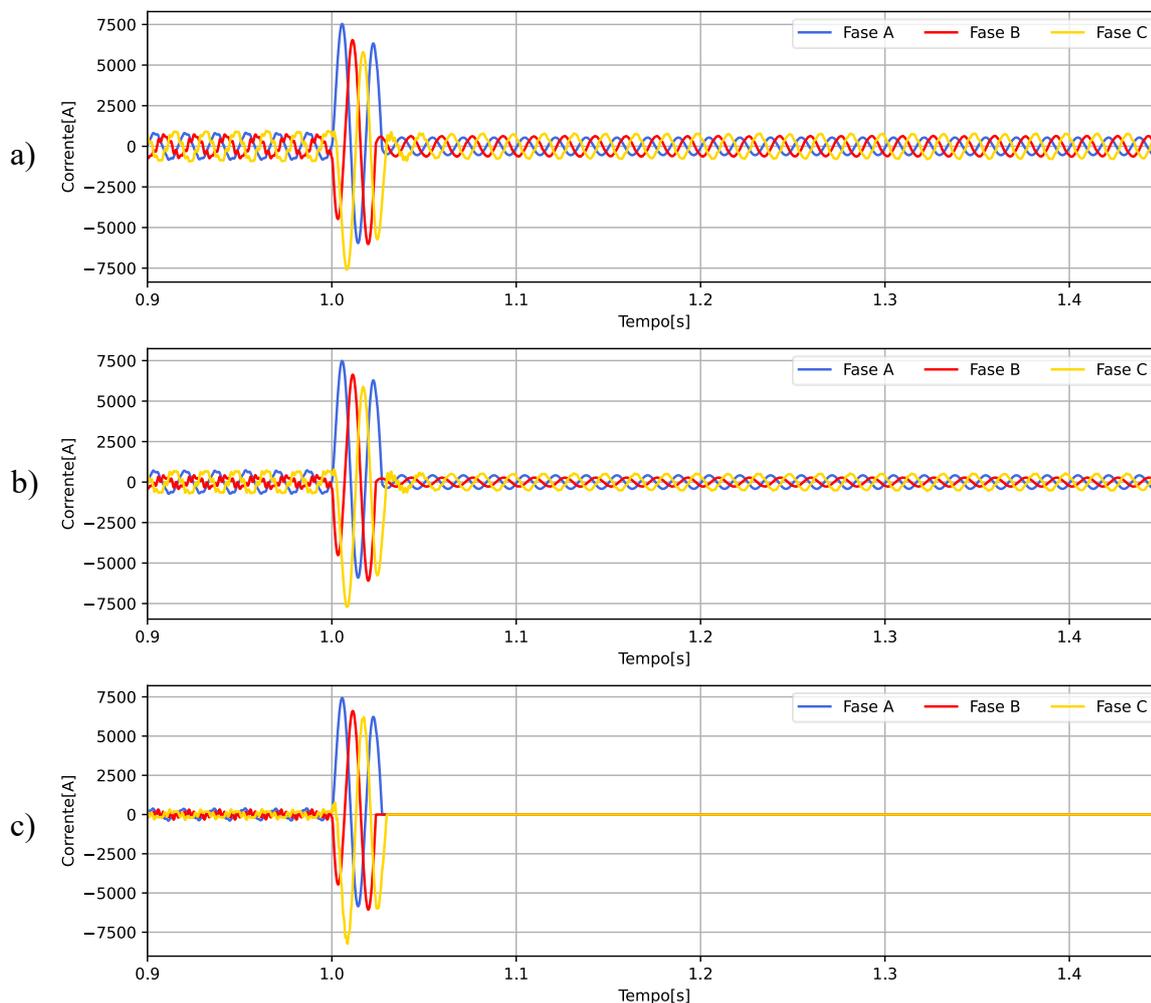
Figura 90 - Presença da GD nos barramentos 675, 611 e 646 com aplicação de uma falta trifásica na barra 675.



Fonte: O autor, 2023.

Em relação às correntes registradas nos relés, como demonstrado na Figura 91, observa-se que teve a atuação apenas do relé 3, obedecendo o princípio da seletividade. Sendo assim, tivemos um isolamento do barramento com falta em relação à rede, contudo a GD em 675 permaneceu alimentando a falta em questão, visto seu alocamento na mesma barra da falta.

Figura 91 - Registro Oscilográfico da Corrente (a) Relé 1. (b) Relé 2. (c) Relé 3.



Fonte: O autor, 2023.

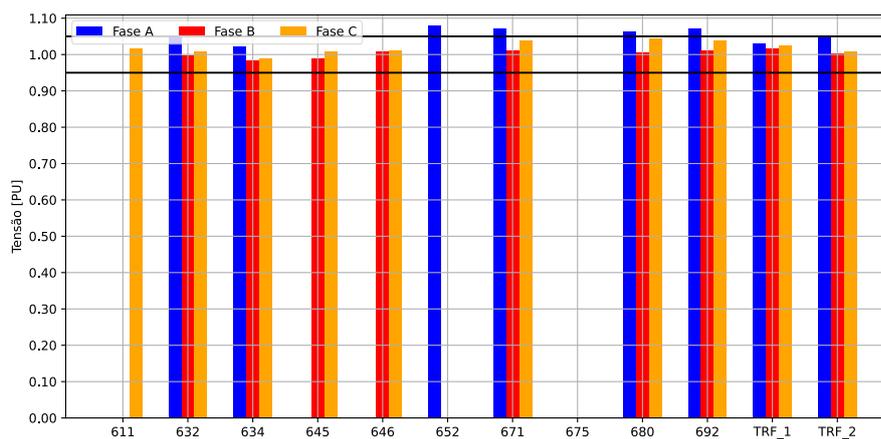
Os resultados obtidos em relação ao perfil de tensão são demonstrados na Tabela 30 e na Figura 92, visto que se tem o isolamento do barramento com falta após a atuação do Relé 3. Além disso, observa-se que, com a retirada da carga 675 (a maior do sistema), tem-se uma diminuição da demanda de potência advinda da rede para com a subestação, havendo assim um melhoramento no perfil de tensão dos barramentos remanescentes, contudo tem-se a ultrapassagem do limite estabelecido por norma em alguns nós do sistema.

Tabela 30 - Perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.

Medidores/Nós	Tensão - Fase A [pu]	Tensão - Fase B [pu]	Tensão - Fase C [pu]
611	-	-	1,0163
632	1,0501	0,9985	1,0095
633	1,0479	1,0017	1,0094
634	1,0218	0,9832	0,9882
645	-	0,9906	1,0087
646	-	1,0099	1,0105
652	1,0789	-	-
671	1,0714	1,0107	1,0376
675	0,0002	0,0001	0,0002
680	1,0626	1,0055	1,0430
692	1,0714	1,0107	1,0376

Fonte: O autor, 2023.

Figura 92 - Gráfico do perfil de tensão de cada barramento para o cenário 5.



Fonte: O autor, 2023.

CONCLUSÃO

O dimensionamento de um sistema de proteção para redes de distribuição já traz consigo alguns desafios, porém quando conectada uma GD em um alimentador, o impacto no sistema de proteção torna-se ainda mais evidente dependendo da localização do ponto de conexão, da potência de geração a ser injetada e alteração dos níveis de curto-circuito.

Neste contexto, o presente trabalho trouxe, com base em modelagens e simulações, alguns cenários em que são avaliados os impactos no SEP com a integração de GD's junto com faltas aplicadas em pontos diferentes do sistema, ocasionando sobretensão na rede, e alimentação de curto-circuito por parte da geração distribuída. Além disso, evidenciou-se com os resultados obtidos da simulação que o ponto de conexão do gerador distribuído influencia no esquema de proteção da rede em questão, visto que dependendo do local da falta junto com a posição da GD, pode ou não ocorrer a atuação da proteção de forma a não romper nenhum requisito básico.

Ademais, pode-se concluir que o presente trabalho obteve êxito nas pesquisas e estudos bibliográficos desenvolvidos para início da construção de uma base sólida de conhecimento acerca do tema central desta pesquisa em relação aos impactos no sistema de proteção em redes de distribuição causados pela inserção de geração distribuída. Além disso, fora desenvolvido conhecimento e prática para a modelagem e simulação de sistema de distribuição, relés e faltas, cujos resultados foi possível verificar os conceitos propostos.

Além disso, vale ressaltar os êxitos obtidos nas modelagens do sistema 13 barras, GD fotovoltaica, sistema de proteção e sua parametrização., dado que para o alimentador teste, foi obtido um erro médio de -2,88% quando comparado com os dados originais da rede. Em relação ao modelo computacional do módulo fotovoltaico, o mesmo foi validado junto aos dados reais do módulo 1Soltech 1STH-215-P, visto que se obteve na simulação as curvas I-V e P-V coerentes com o datasheet da placa. Já para o sistema de proteção, foi projetado o coordenograma dos equipamentos de proteção presentes na rede e, logo em sequência, demonstrado o modelo computacional do relé de sobrecorrente, visto que ambos, coordenograma e relé, foram validados de forma satisfatória nos resultados do trabalho.

Com relação aos resultados obtidos, a partir da simulação de 93 cenários distintos, foi possível verificar um padrão na atuação dos relés quanto à variação do tipo de falta (monofásica, bifásica e trifásica). Além disso, como já citado, é analisado também a presença de alguns impactos apresentados no referencial teórico, tais como a variação do perfil de tensão

da rede, ao ponto de ultrapassar em alguns cenários o limite de 1,05 p.u. requerido por norma, e também a atuação reversa dos relés de sobrecorrente. Dessa forma, o resultados foram importantes para validação de todos os modelos computacionais implementados, bem como abriu um leque de possibilidades para trabalhos complementares a este.

Dessa forma, para trabalhos futuros, é valido um estudo voltado a qualidade de energia da rede após a inserção da geração distribuída fotovoltaica, visto que na presente pesquisa foi possível verificar nos oscilográficos de corrente uma injeção de harmônicos no sistema a partir da inserção dos inversores de frequência como interface entre a rede e GD. Além disso, será valido também a análise do impacto causado por aerogeradores, bem como o estudo e modelagem dos mesmos.

REFERÊNCIAS

ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. 1. ed. McGraw-Hill, 1999. 1307 p. ISBN 9780470545591.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-3> . Acesso em: 20 fev. 2023.

BATISTA, Oureste Elias. **Sistema Inteligente Baseado em Decomposição por Componentes Ortogonais e Inferência Fuzzy Para Localização de Falhas de Alta Impedância em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Distribuída**. 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

BITTENCOURT, Annelise Anderson. **Proteção Adaptativa de Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Geração Distribuída**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal De Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

BLAABJERG, F.; YANG, Y.; YANG, D.; WANG, X. Distributed Power-Generation Systems and Protection. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 7, p. 1311–1331, 2017. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7926394> . Acesso em: 12 nov. 2022.

U.S DEPARTAMENT OF ENERGY. **What is the Smart Grid? Office of Electricity Delivery and Energy Reliability**. 2017. Disponível em: https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/ . Acesso em: 10 fev. 2023.

ENERGISA. **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária – Norma de Distribuição Unificada**. 2012. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/Documents/Normas%20t%C3%A9cnicas/NDU%20002%20-%20Fornecimento%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20em%20Tens%C3%A3o%20Prim%C3%A1ria.pdf> . Acesso em: 28 jan. 2023.

FORTES, R.R.A. **Distorções Harmônicas Produzidas por Inversores de Geração Distribuída Fotovoltaica Em Condição De Ressonância Paralela**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016.

FUNMILAYO, H. B., SILVA, J. A., & BUTLER-PURRY, K. L. Overcurrent protection for the IEEE 34-node radial test feeder. **IEEE Transactions on Power Delivery**, p. 1–10, 2012. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6165400> . Acesso em: 18 nov. 2022.

HAIDER, W. et al. Voltage profile enhancement and loss minimization using optimal placement and sizing of distributed generation in reconfigured network. **Machines**, v. 9, n. 1, p. 1–16, 2021. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2075-1702/9/1/20> . Acesso em: 25 nov. 2022.

IEEE PES, IEEE 13 Node Test Feeder, **Pspace Committee**, 1991. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/> . Acesso em 05 set. 2022.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, IEEE Conference Proceedings, Vol. 2, pp. 908–912, 2001. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/916993> . Acesso em: 09 ago. 2022.

KERSTING, W. H.; SHIREK, G. Short circuit analysis of IEEE test feeders. **PES T&D 2012. IEEE**, 2012. p. 1–9. ISBN 978-1-4673-1935-5. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6281539/> . Acesso em: 05 mar. 2023.

LI, W.; HE, J.; ZHANG, D.; ZHANG, Q. Directional Pilot Protection Based on Fault Current for Distribution Network with Distributed Generation (DG). **The Journal of Engineering**, v. 2017, n. 13, p. 1327–1331, 2017. Disponível em: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/joe.2017.0546> . Acesso em: 26 fev. 2023.

LOPES, Ricardo. **Efeito do Sombreamento nos Painéis Fotovoltaicos**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica) - Universidade de Évora, Lisboa, 2013.

LUIZ, C. M. **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

MAJI, P.; GHOSH, G. Designing Over-Current Relay Logic in MATLAB. **International Journal of Scientific & Engineering Research**, p. 40–43, 2017. Disponível em: <https://www.ijser.org/researchpaper/Designing-Over-Current-Relay-Logic-in-MATLAB.pdf> . Acesso em: 05 jan. 2023.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 620 p., 2011.

MARQUES, Vanessa da Costa. **Modelagem de Pannel Fotovoltaico Submetido a Sombreamento e Conectado à Rede Elétrica Monofásica**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2017.

MESKIN, M.; DOMIJAN, A.; GRINBERG, I. Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: Analysis and remedies – review paper. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 14, n. 24, p. 5816–5822, 2020. Disponível em: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-gtd.2019.1652> . Acesso em: 15 dez. 2022.

NASCIMENTO, J. P.; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A. Proposition of an Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation. **IEEE Latin America Transactions**, v. 16, n. 5, p. 1439–1444, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8408439> . Acesso em: 20 fev. 2023.

NUNES, Evandro Ailson de Freitas. **Análise de Impactos na Rede de Distribuição de Energia Elétrica Decorrentes da Inserção de Sistemas de Geração Fotovoltaicos**. 2017.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

PALUDO, Juliana Aramizu. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

PETEAN, Daniel. **Metodologia para Avaliação da Influência de Geradores Distribuídos nos Níveis de Curto-Circuito em Sistemas de Distribuição de Energia**. 2014. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. *In: IV CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E V CONFERÊNCIA LATINO-AMERICANA DA ISES*, 2012, São Paulo. **Anais eletrônicos [...]** Revista Brasileira de Energia Solar, São Paulo, 2012, 3(2), p. 1–7. Disponível em: <https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/85> . Acesso em: 17 nov. 2022.

STEVENSON, William D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2. ed. São Paulo: McGraw- Hill, 1986.

SONG, X.; ZHANG, Y.; ZHANG, S.; SONG, S.; MA, J.; ZHANG, W. Adaptive Protection Scheme for Distributed Systems with DG. **The Journal of Engineering**, v. 2017, n.13, p. 1432–1436, 2017. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6039832> . Acesso em: 08 jun. 2022.

SOUZA JUNIOR, M. E. T.; FREITAS, L. C. G. Power Electronics for Modern Sustainable Power Systems: Distributed Generation, Microgrids and Smart Grids—A Review. **Sustainability**, Switzerland , v. 14, n. 6, 2022. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/6/3597> . Acesso em: 25 jul. 2022.

PRIYA, G. S.; GEETHANJALI, M. Design and Development of Distance Protection Scheme for Wind Power Distributed Generation. *In: 2018 NATIONAL POWER ENGINEERING CONFERENCE*, 2018, Madurai. **Anais eletrônicos [...]** National Power Engineering Conference, Madurai , 2018, p. 1–6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8476720> . Acesso em: 14 jul. 2022.

VARGAS, M. C.; MENDES, M. A.; BATISTA, O. E.; SIMONETTI, D. S. L. A Review on the Protection Elements Required for Distributed Generation in Brazil. *In: SBSE 2018 - 7TH BRAZILIAN ELECTRICAL SYSTEMS SYMPOSIUM*, 2018, Niterói. **Anais eletrônicos [...]** Brazilian Electrical Systems Symposium, Niterói, 2018, p. 1–6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8476720> . Acesso em: 14 jul. 2022.

VARGAS, Murillo Cobe Vargas. **Análise dos Impactos das Faltas na Proteção Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2018.

YADAV, N.; SAMBARIYA, D. K. Mathematical Modelling and Simulation of Photovoltaic Module Using MATLAB/SIMULINK. *In: 9TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON*

COMPUTING, 2018, Copenhagen. **Anais eletrônicos [...]** International Conference on Computing, Copenhagen, 2018, p. 1–6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8476720> . Acesso em: 10 ago. 2022.

APÊNDICE: TABELA COM OS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES REFERENTES À ATUAÇÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

(continua)

Nº	Simulação	Tipo de falta	Trip - Relés	Atuação reversa?
1	RP	Monofásicas	-	Não
2	RP com GD em 611	Monofásicas	-	Não
3	RP com GD em 611 na presença de falta em 632	Monofásicas	Relé 1	Não
4	RP com GD em 611 na presença de falta em 646	Monofásicas	Relé 1	Não
5	RP com GD em 611 na presença de falta em 633	Monofásicas	Relé 1	Não
6	RP com GD em 611 na presença de falta em 671	Monofásicas	Relé 2	Não
7	RP com GD em 611 na presença de falta em 611	Monofásicas	Relé 2	Não
8	RP com GD em 611 na presença de falta em 675	Monofásicas	Relé 3	Não
9	RP com GD em 646	Monofásicas	-	Não
10	RP com GD em 646 na presença de falta em 632	Monofásicas	Relé 1	Não
11	RP com GD em 646 na presença de falta em 646	Monofásicas	Relé 1	Não
12	RP com GD em 646 na presença de falta em 633	Monofásicas	Relé 1	Não
13	RP com GD em 646 na presença de falta em 671	Monofásicas	Relé 2	Não
14	RP com GD em 646 na presença de falta em 611	Monofásicas	Relé 2	Não
15	RP com GD em 646 na presença de falta em 675	Monofásicas	Relé 3	Não
16	RP com GD em 675	Monofásicas	-	Não
17	RP com GD em 675 na presença de falta em 632	Monofásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
18	RP com GD em 675 na presença de falta em 646	Monofásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
19	RP com GD em 675 na presença de falta em 633	Monofásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
20	RP com GD em 675 na presença de falta em 671	Monofásicas	Relé 2, Relé 3	Sim
21	RP com GD em 675 na presença de falta em 611	Monofásicas	Relé 2, Relé 3	Sim
22	RP com GD em 675 na presença de falta em 675	Monofásicas	Relé 3	Não
23	RP com GD em 675 e 611	Monofásicas	-	Não
24	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 632	Monofásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
25	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 646	Monofásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
26	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 633	Monofásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
27	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 671	Monofásicas	Relé 2, Relé 3	Sim
28	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 611	Monofásicas	Relé 2, Relé 3	Sim
29	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 675	Monofásicas	Relé 3	Não
30	RP com GD em 675, 611 e 646	Monofásicas	-	Não
31	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 632	Monofásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
32	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 646	Monofásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
33	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 633	Monofásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
34	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 671	Monofásicas	Relé 2, Relé 3	Sim
35	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 611	Monofásicas	Relé 2, Relé 3	Sim

(continua)

Nº	Simulação	Tipo de falta	Trip - Relés	Atuação reversa?
36	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 675	Monofásicas	Relé 3	Não
37	RP	Bifásicas	-	Não
38	RP com GD em 611	Bifásicas	-	Não
39	RP com GD em 611 na presença de falta em 632	Bifásicas	Relé 1	Não
40	RP com GD em 611 na presença de falta em 646	Bifásicas	Relé 1	Não
41	RP com GD em 611 na presença de falta em 633	Bifásicas	Relé 1	Não
42	RP com GD em 611 na presença de falta em 671	Bifásicas	Relé 2	Não
43	RP com GD em 611 na presença de falta em 675	Bifásicas	Relé 3	Não
44	RP com GD em 646	Bifásicas	-	Não
45	RP com GD em 646 na presença de falta em 632	Bifásicas	Relé 1	Não
46	RP com GD em 646 na presença de falta em 646	Bifásicas	Relé 1	Não
47	RP com GD em 646 na presença de falta em 633	Bifásicas	Relé 1	Não
48	RP com GD em 646 na presença de falta em 671	Bifásicas	Relé 2	Não
49	RP com GD em 646 na presença de falta em 675	Bifásicas	Relé 3	Não
50	RP com GD em 675	Bifásicas	-	Não
51	RP com GD em 675 na presença de falta em 632	Bifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
52	RP com GD em 675 na presença de falta em 646	Bifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
53	RP com GD em 675 na presença de falta em 633	Bifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
54	RP com GD em 675 na presença de falta em 671	Bifásicas	Relé 2, Relé 3	Sim
55	RP com GD em 675 na presença de falta em 675	Bifásicas	Relé 3	Não
56	RP com GD em 675 e 611	Bifásicas	-	Não
57	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 632	Bifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
58	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 646	Bifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
59	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 633	Bifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
60	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 671	Bifásicas	Relé 2, Relé 3	Sim
61	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 675	Bifásicas	Relé 3	Não
62	RP com GD em 675, 611 e 646	Bifásicas	-	Não
63	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 632	Bifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
64	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 646	Bifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
65	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 633	Bifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
66	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 671	Bifásicas	Relé 2, Relé 3	Sim
67	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 675	Bifásicas	Relé 3	Não
68	RP	Trifásicas	-	Não
69	RP com GD em 611	Trifásicas	-	Não
70	RP com GD em 611 na presença de falta em 632	Trifásicas	Relé 1	Não
71	RP com GD em 611 na presença de falta em 633	Trifásicas	Relé 1	Não
72	RP com GD em 611 na presença de falta em 671	Trifásicas	Relé 2	Não

(conclusão)

Nº	Simulação	Tipo de falta	Trip - Relés	Atuação reversa?
73	RP com GD em 611 na presença de falta em 675	Trifásicas	Relé 3	Não
74	RP com GD em 646	Trifásicas	-	Não
75	RP com GD em 646 na presença de falta em 632	Trifásicas	Relé 1	Não
76	RP com GD em 646 na presença de falta em 633	Trifásicas	Relé 1	Não
77	RP com GD em 646 na presença de falta em 671	Trifásicas	Relé 2	Não
78	RP com GD em 646 na presença de falta em 675	Trifásicas	Relé 3	Não
79	RP com GD em 675	Trifásicas	-	Não
80	RP com GD em 675 na presença de falta em 632	Trifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
81	RP com GD em 675 na presença de falta em 633	Trifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
82	RP com GD em 675 na presença de falta em 671	Trifásicas	Relé 2, Relé 3	Sim
83	RP com GD em 675 na presença de falta em 675	Trifásicas	Relé 3	Não
84	RP com GD em 675 e 611	Trifásicas	-	Não
85	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 632	Trifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
86	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 633	Trifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
87	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 671	Trifásicas	Relé 2, Relé 3	Sim
88	RP com GD em 675 e 611 na presença de falta em 675	Trifásicas	Relé 3	Não
89	RP com GD em 675, 611 e 646	Trifásicas	-	Não
90	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 632	Trifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
91	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 633	Trifásicas	Relé 1, Relé 3	Sim
92	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 671	Trifásicas	Relé 2, Relé 3	Sim
93	RP com GD em 675, 611 e 646 na presença de falta em 675	Trifásicas	Relé 3	Não

Fonte: O autor, 2023.