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

Leandro Rosa Dias

**Análise da Influência de Elevados
Níveis de Geração Fotovoltaica na
Operação das Redes Reticuladas de
Distribuição de Energia Elétrica**

Leandro Rosa Dias

**Análise da Influência de Elevados
Níveis de Geração Fotovoltaica na
Operação das Redes Reticuladas de
Distribuição de Energia Elétrica**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos

2018

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

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

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

R788a Rosa Dias, Leandro
Análise da influência de elevados níveis de geração
fotovoltaica na operação das redes reticuladas de
distribuição de energia elétrica / Leandro Rosa Dias;
orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. São
Carlos, 2018.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2018.

1. Fluxo Reverso de Potência. 2. Geração
Fotovoltaica. 3. Gerador Distribuído. 4. Protetor de
Rede. 5. Rede Reticulada. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Bacharel **LEANDRO ROSA DIAS**.

Título da dissertação: "Análise da influência de elevados níveis de penetração de geração fotovoltaica na operação de redes reticuladas de distribuição de energia elétrica".

Data da defesa: 22/06/2018.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **José Carlos de Melo Vieira Júnior**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Fábio Bertequini Leão**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP – Ilha Solteira)

Aprovado

Prof. Dr. **Fabício Augusto Matheus Moura**
(Universidade Federal do Triângulo Mineiro/UFTM)

Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Este trabalho é dedicado à minha avó materna Rosa Alberto Rosa, pelo amor, carinho, compreensão e confiança depositados ao longo dessa caminhada. Nos momentos difíceis a senhora me apoiou e nos momentos de glória eu faço questão de exaltá-la como parte fundamental de todo o processo.

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, a Deus pela incrível oportunidade de viver e assim poder buscar novas experiências e aprendizados.

Aos meus pais Rosane Rosa e João Batista Dias, meus irmãos Mirella Rosa Dias e Alex Rosa Dias, minha avó Rosa Alberto Rosa e minha sobrinha Livia Dias da Silva, por toda a estrutura que me proporcionaram até este momento e, com certeza, continuará até a concretização deste sonho. Seus votos de amor, amizade e confiança tornam esta caminhada mais serena.

À minha namorada Thais Arruda Costa Joca, por todo amor, compreensão, apoio e motivação. O sonho é meu e você tem feito questão de vivê-lo, também, intensamente. Eternamente grato!

Ao Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior pela cordialidade com que sempre me recebeu e conduziu todo esse período de orientação tanto no mestrado quanto no Programa de Aperfeiçoamento ao Ensino (PAE), pela confiança, amizade e pelo conhecimento compartilhado que será, sem dúvida, um diferencial para a minha carreira profissional.

Aos amigos de pós-graduação por compartilharem tantos momentos bons: de estudos, palquinhos, apresentações das orquestras, dos cookies, barzinhos, churrascos sensacionais e, sem dúvida, de confraternização todos os dias durante o indispensável café. Enfim, afirmo que obtive tamanha experiência profissional e pessoal ao lado de vocês e, por isso, deixo os meus sinceros agradecimentos.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Escola de Engenharia de São Carlos e à Universidade de São Paulo de modo geral, pela contribuição de maneira direta ou indireta no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), instituição de extrema respeitabilidade no meio acadêmico, pela concessão da bolsa de mestrado.

*“Mais importante do que cogitar o que desejamos para nossa vida é compreender o que a vida espera de nós, porque a felicidade não é uma estação na viagem da existência...
...é uma maneira de viajar.”*
(Richard Simonetti)

Resumo

Dias, Leandro Rosa **Análise da Influência de Elevados Níveis de Geração Fotovoltaica na Operação das Redes Reticuladas de Distribuição de Energia Elétrica.** 163 p. Dissertação de mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2018.

As instalações de geradores distribuídos têm sido impulsionadas pela necessidade da diversificação da matriz energética nos países, por fatores ambientais e por revelar benefícios aos sistemas elétricos. No Brasil, estas conexões têm apresentado um crescimento bastante significativo nos últimos anos, devido às novas regulamentações estabelecidas pela ANEEL. Entretanto, alterações no sistema elétrico em grandes escalas acarretam consequências à operação segura, confiável e de qualidade do mesmo. Neste contexto, ainda há poucos trabalhos que analisam tais problemas em sistemas reticulados de distribuição de energia elétrica e, com base nisso, o presente trabalho visa avaliar os impactos que elevados níveis de geração fotovoltaica podem acarretar aos níveis de tensões nodais, às perdas técnicas e também à proteção destes sistemas, adotando como referência uma rede reticulada real de 81 barras e a rede do IEEE 390 barras. Uma vez que tais condições são avaliadas têm-se as análises de adição de funções de proteção (direcional de potência, direcional de sobrecorrente, subtensão e desbalanço de tensão) a fim de buscar alternativas para que os protetores de rede não se sensibilizem para fluxos reversos de potência provenientes dos geradores distribuídos e, assim, estes se limitem a atuarem para distúrbios no lado de média tensão. Para tanto, as simulações foram realizadas no programa OpenDSS e os resultados mostraram que a função de desbalanço de tensão é a que se apresenta com maior potencial para ser aplicada na prática, uma vez que foi possível minimizar o número de atuações dos protetores de rede devido aos geradores distribuídos.

Palavras-chave: Fluxo Reverso de Potência, Geração Fotovoltaica, Gerador Distribuído, Protetor de Rede, Rede Reticulada.

Abstract

Dias, Leandro Rosa **Analysis of the Influence of High Levels of Photovoltaic Generation in the Operation of Low-Voltage Secondary Distribution Networks.** 163 p. Master Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2018.

The installation of distributed generators have been boosted by the need to diversify the energy matrix in the countries, by environmental issues and by revealing benefits to the electrical systems. In Brazil, these connections have shown a very significant growth in the last years, due to the new regulations established by the National Agency of Electric Energy. However, large-scale changes in the electrical system lead to consequences for its safe, reliable and well-qualified operation. In this context, there are still few studies that analyze such problems in low-voltage secondary distribution networks, and based on this, the present work aims to analyze the performance of these systems based an actual Brazilian 81-nodes low-voltage secondary network and on the IEEE 390-nodes system. The objective is to evaluate the impacts of high levels of distributed generation on the power quality and protection of the grid. Once such conditions are evaluated, some protection functions are considered (directional power, directional overcurrent, undervoltage and voltage unbalance) with the purpose of finding alternatives so that the network protectors are not sensitized to reverse power flows from the distributed generators and, thus, they only trip for disturbances an the medium voltage side. Therefore, the simulations were performed in the OpenDSS software and the results showed that the voltage unbalance protection function was the one with the highest potential to be applied in practice, since it was possible to minimize the reverse power flow due to distributed generators.

Keywords: Distributed Generation, Grid Network, Network Protector, Photovoltaic Generation, Reverse Power Flow, Spot Network.

Lista de ilustrações

Figura 1	Quantidade de conexões de micro e minigeradores distribuídos no Brasil.	31
Figura 2	Quantidade de conexões de micro e minigeradores distribuídos no Brasil classificados por fonte.	32
Figura 3	Concessionárias brasileiras de energia elétrica que possuem redes reticuladas.	39
Figura 4	Componentes de uma unidade de rede reticulada.	40
Figura 5	Diagrama unifilar de um sistema de distribuição reticulado malhado. .	41
Figura 6	Diagrama unifilar de um sistema de distribuição reticulado exclusivo. .	42
Figura 7	Câmara transformadora (CT) localizada sob a pista de rolamento da via pública.	45
Figura 8	Estruturas para instalação do sistema reticulado de distribuição de energia elétrica.	46
Figura 9	Princípio básico de funcionamento dos protetores de rede.	47
Figura 10	Diagrama angular de fechamento dos protetores de rede.	49
Figura 11	Diagrama angular de abertura dos protetores de rede.	50
Figura 12	Componentes de um painel solar fotovoltaico.	53
Figura 13	Circuito elétrico equivalente de célula fotovoltaica.	53
Figura 14	Corrente e potência elétrica em função da tensão aplicada nos terminais da célula fotovoltaica.	54
Figura 15	Alterações nas curvas $V-I$ e $V-P$ devido às variações de irradiação solar.	55
Figura 16	Alterações nas curvas $V-I$ e $V-P$ devido às variações de temperatura. .	56
Figura 17	Relação entre a potência ativa das fontes com o nível de potência ativa na saída do GD.	60
Figura 18	Modelo da subestação ao criar um novo circuito no OpenDSS.	66
Figura 19	Modelo da ferramenta <i>PVSystem</i> do OpenDSS.	69
Figura 20	Curvas das variáveis de entrada do modelo <i>PVSystem</i>	69

Figura 21	Objeto de falta do OpenDSS.	71
Figura 22	Região de atendimento da rede reticulada de 81 barras.	73
Figura 23	Alimentadores primários da rede reticulada de 81 barras.	74
Figura 24	Trecho de BT da rede reticulada de 81 barras.	74
Figura 25	Rede reticulada de 390 barras.	75
Figura 26	Alimentadores primários do sistema de distribuição de 390 barras. . . .	76
Figura 27	Rede reticulada malhada do sistema de distribuição de 390 barras. . . .	77
Figura 28	Redes reticuladas exclusivas do sistema de distribuição de 390 barras. .	78
Figura 29	Fluxo de potência nos transformadores da rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.	80
Figura 30	Fluxo de potência nos transformadores da rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.	80
Figura 31	Fluxo de potência nos transformadores da rede reticulada de 390 barras para o carregamento pesado.	82
Figura 32	Fluxo de potência nos transformadores da rede reticulada de 390 barras para o carregamento leve.	82
Figura 33	Fluxograma das análises realizadas.	83
Figura 34	Diagrama das simulações com a rede reticulada de 81 barras.	86
Figura 35	Alocação de 22 GDs para as análises com parâmetros controlados. . . .	87
Figura 36	Perfil diário de demanda utilizado como referência para cada carga do sistema de distribuição.	88
Figura 37	Perfil diário de demanda para os dois cenários de carregamento propostos.	89
Figura 38	Perfil de geração fotovoltaica equivalente da rede reticulada com pene- tração igual a 100%.	89
Figura 39	Alocação de 14 GDs para as análises com curvas diárias.	90
Figura 40	Diagrama dos estágios da interface OpenDSS - Matlab.	91
Figura 41	Abordagem da capacidade de hospedagem de geração distribuída. . . .	92
Figura 42	Quantidade de barras dos consumidores em relação ao nível de tensão - Caso sem GD.	93
Figura 43	Perfis de tensões nodais com 50% de penetração geração fotovoltaica. .	95
Figura 44	Perfis de tensões nodais com 75% de penetração geração fotovoltaica. .	95
Figura 45	Perfis de tensões nodais com 100% de penetração geração fotovoltaica.	96
Figura 46	Perdas técnicas de potência ativa de acordo com o nível de geração fotovoltaica.	98
Figura 47	Tensão na barra 506 ao longo do dia de acordo com o nível de geração fotovoltaica.	99
Figura 48	Diagrama de escala em cores para tensões nodais em carregamento leve no instante das 13h.	100

Figura 49	Perdas técnicas de energia equivalente a um dia de acordo com o nível de geração fotovoltaica.	101
Figura 50	Densidade de perdas nos ramos de BT da rede reticulada de 81 barras.	102
Figura 51	Potência ativa nos transformadores da rede reticulada de 81 barras de acordo com o nível de geração fotovoltaica.	109
Figura 52	Potência ativa nos transformadores da rede reticulada de 390 barras de acordo com o nível de geração fotovoltaica em carregamento pesado.	113
Figura 53	Potência ativa nos transformadores da rede reticulada de 390 barras de acordo com o nível de geração fotovoltaica em carregamento leve.	114
Figura 54	Protetor de rede CM52 da EATON.	118
Figura 55	Diagrama unifilar do relé direcional de sobrecorrente.	120
Figura 56	Diagrama fasorial para grandezas de polarização do relé direcional de sobrecorrente.	120
Figura 57	Regiões de operação do relé direcional de sobrecorrente.	121
Figura 58	Diagrama de operação dos protetores de rede de acordo com as funções de proteção avaliadas.	124
Figura 59	Modo de interpretação das tabelas com apresentação dos resultados.	124
Figura 60	Diagramas angulares de atuação do PR4 do sistema de distribuição de 81 barras para situações de faltas e geração fotovoltaica - eventos não simultâneos.	126
Figura 61	Tensão no secundário do TR4 para casos de faltas trifásicas em carregamento pesado.	131
Figura 62	Diagramas angulares de atuação do PR4 do sistema de distribuição de 81 barras para faltas bifásicas em carregamento pesado.	132
Figura 63	Diagramas angulares de atuação do PR4 do sistema de distribuição de 81 barras diante de instalações de geradores fotovoltaicos.	133
Figura 64	Diagramas angulares de atuação dos protetores de rede do sistema de distribuição de 390 barras.	137
Figura 65	Tensão no secundário do TR7 para casos de faltas trifásicas em carregamento pesado.	143
Figura 66	Nível de desbalanço de tensão da rede reticulada de 390 barras antes de inserir curtos-circuitos e GDs.	144
Figura 67	Diagrama unifilar da topologia radial simples.	161
Figura 68	Diagrama unifilar da topologia primário em anel.	162
Figura 69	Diagrama unifilar do sistema residencial subterrâneo.	162
Figura 70	Diagrama unifilar da topologia primário seletivo.	163
Figura 71	Diagrama unifilar da topologia secundário seletivo.	163

Lista de tabelas

Tabela 1	Comparação da confiabilidade no atendimento de energia elétrica entre as topologias de sistemas de distribuição.	43
Tabela 2	Itens da rede reticulada do IEEE de 390 barras.	76
Tabela 3	Carregamento da rede reticulada de 390 barras.	78
Tabela 4	Potências ativa e reativa para os cenários de carregamento da rede reticulada de 81 barras.	79
Tabela 5	Tensão máxima e mínima para os cenários de carregamento da rede reticulada de 81 barras.	80
Tabela 6	Potências ativa e reativa para os cenários de carregamento da rede reticulada de 390 barras.	81
Tabela 7	Tensão máxima e mínima para os cenários de carregamento da rede reticulada de 390 barras.	82
Tabela 8	Níveis de geração fotovoltaica para as análises com parâmetros fixos. . .	87
Tabela 9	Níveis de geração fotovoltaica para as análises com curvas diárias. . . .	90
Tabela 10	Faixas de classificação das tensões em regime permanente com atendimento até 1 kV (220/127).	93
Tabela 11	Tensões para diferentes carregamentos e penetrações de geradores fotovoltaicos na rede reticulada de 81 barras.	94
Tabela 12	Perdas técnicas de potência ativa de acordo com o nível de geração fotovoltaica.	97
Tabela 13	Níveis de geração fotovoltaica para as análises de proteção da rede reticulada de 81 barras.	104
Tabela 14	Níveis de geração fotovoltaica para as análises de proteção da rede reticulada de 390 barras.	105
Tabela 15	Quantidade de protetores de rede abertos para os casos de falta na rede reticulada de 81 barras com o carregamento pesado.	107

Tabela 16	Quantidade de protetores de rede abertos para os casos de falta na rede reticulada de 81 barras com o carregamento leve.	107
Tabela 17	Quantidade de protetores de rede abertos para cada cenário de geração fotovoltaica na rede reticulada de 81 barras.	108
Tabela 18	Simulações com o desligamento dos protetores de rede sensibilizados em carregamento pesado.	110
Tabela 19	Simulações com o desligamento dos protetores de rede sensibilizados em carregamento leve.	111
Tabela 20	Quantidade de protetores de rede abertos para os casos de falta na rede reticulada de 390 barras com o carregamento pesado.	112
Tabela 21	Quantidade de protetores de rede abertos para os casos de falta na rede reticulada de 390 barras com o carregamento leve.	112
Tabela 22	Atuação da proteção 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.	127
Tabela 23	Atuação da proteção 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.	127
Tabela 24	Atuação da proteção 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.	128
Tabela 25	Atuação da proteção 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.	128
Tabela 26	Corrente reversa, em p.u., no ramo dos protetores de rede sensibilizados com fluxo reverso de potência no carregamento pesado devido à falta trifásica.	128
Tabela 27	Corrente reversa, em p.u., no ramo dos protetores de rede sensibilizados com fluxo reverso de potência no carregamento leve devido à falta trifásica.	129
Tabela 28	Atuação das proteções 67 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.	129
Tabela 29	Atuação das proteções 67 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.	129
Tabela 30	Atuação das proteções 67 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.	130
Tabela 31	Atuação das proteções 67 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.	130
Tabela 32	Atuação das proteções 27 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.	132
Tabela 33	Atuação das proteções 27 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.	132

Tabela 34	Atuação das proteções 27 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.	133
Tabela 35	Atuação das proteções 27 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.	133
Tabela 36	Atuação das proteções 47 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.	135
Tabela 37	Atuação das proteções 47 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.	135
Tabela 38	Atuação das proteções 47 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.	135
Tabela 39	Atuação das proteções 47 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.	135
Tabela 40	Atuação da proteção 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.	138
Tabela 41	Atuação da proteção 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.	138
Tabela 42	Atuação da proteção 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.	138
Tabela 43	Atuação da proteção 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.	138
Tabela 44	Atuação das proteções 67 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.	139
Tabela 45	Atuação das proteções 67 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.	140
Tabela 46	Atuação das proteções 67 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.	141
Tabela 47	Atuação das proteções 67 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.	141
Tabela 48	Atuação das proteções 27 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.	142
Tabela 49	Atuação das proteções 27 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.	142
Tabela 50	Atuação das proteções 27 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.	143
Tabela 51	Atuação das proteções 27 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.	143
Tabela 52	Atuação das proteções 47 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.	145

Tabela 53	Atuação das proteções 47 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.	145
Tabela 54	Atuação das proteções 47 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.	145
Tabela 55	Atuação das proteções 47 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.	146
Tabela 56	Percentual de acertos das proteções avaliadas.	147

Lista de siglas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas

BT Baixa Tensão

CI Caixa de Inspeção

CP Caixa de Passagem

CT Câmara Transformadora

CEB Companhia Energética de Brasília

CEMIG Companhia Energética de Minas Gerais

CEEE Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul

COPEL Companhia Paranaense de Energia

CA Corrente Alternada

CC Corrente Contínua

DIC Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

DEC Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DMIC Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão

DCI *Dynamically Controlled Inverter*

EPRI *Electric Power Research Institute*

EUA Estados Unidos da América

FD Fator de Desequilíbrio de Tensão

FIC Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

FEC Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

GD Gerador Distribuído

IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IEE Instituto de Energia e Ambiente

IPPUC Instituto de Planejamento e Pesquisa Urbano de Curitiba

LF Linha de Fase

LM Linha Mestra

MPPT *Maximum Power Point Tracking*

MT Média Tensão

MIR *Minimum Import Relay*

PES *Power & Energy Society*

p.u. por unidade

PRODIST Procedimentos de Distribuição

ProGD Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica

PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

QEE Qualidade da Energia Elétrica

RPR *Reverse Power Relay*

SEP Sistema Elétrico de Potência

TC Transformador de Corrente

TP Transformador de Potencial

USP Universidade de São Paulo

Sumário

1	Introdução	29
1.1	Motivação	33
1.2	Objetivos	34
1.3	Principais Contribuições da Pesquisa	34
1.4	Organização do Documento	35
1.5	Divulgação da Pesquisa	36
2	Sistema Reticulado de Distribuição de Energia Elétrica	37
2.1	Contexto Histórico dos Sistemas Reticulados	37
2.2	Topologias do Sistema Reticulado	40
2.2.1	Rede Reticulada Malhada	41
2.2.2	Rede Reticulada Exclusiva	42
2.3	Rede Reticulada <i>versus</i> Demais Topologias	43
2.4	Composição de uma Rede Reticulada	44
2.5	Protetores de Rede	46
2.6	Considerações Finais sobre o Capítulo	50
3	Conexão de Geradores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica	51
3.1	Geração Distribuída	51
3.2	Sistemas Fotovoltaicos	52
3.2.1	Curvas Características	54
3.2.2	Associações de Módulos em Série	56
3.2.3	Associações de Módulos em Paralelo	56
3.3	Geração Distribuída em Redes Reticuladas	57
3.4	Considerações Finais sobre o Capítulo	62
4	OpenDSS e Redes Reticuladas em Estudo	65
4.1	<i>Software</i> OpenDSS	65

4.1.1	Elementos Elétricos no OpenDSS	66
4.1.2	Interface OpenDSS e Matlab	71
4.2	Sistemas Elétricos de Distribuição em Estudo	72
4.2.1	Rede Reticulada de 81 Barras	72
4.2.2	Rede Reticulada de 390 Barras	75
4.3	Validação das Redes Reticuladas no OpenDSS	79
4.3.1	Modelo da Rede Reticulada de 81 Barras	79
4.3.2	Modelo da Rede Reticulada de 390 Barras	81
4.4	Síntese das Análises Realizadas	82
4.5	Considerações Finais sobre o Capítulo	83
5	Avaliação das Tensões Nodais e Perdas Técnicas em Redes Reticuladas	85
5.1	Metodologia Adotada	85
5.1.1	Análise com Parâmetros Controlados	85
5.1.2	Análise com Comportamentos Diários	88
5.2	Resultados com Parâmetros Controlados	92
5.2.1	Tensão em Regime Permanente	93
5.2.2	Perdas Técnicas	97
5.3	Resultados com Curvas Diárias	98
5.3.1	Tensão em Regime Permanente	98
5.3.2	Perdas Técnicas	100
5.4	Considerações Finais sobre o Capítulo	102
6	Metodologia para Caracterização do Fluxo Reverso de Potência	103
6.1	Metodologia Adotada	103
6.1.1	Metodologia para a Rede Reticulada de 81 Barras	103
6.1.2	Metodologia para a Rede Reticulada de 390 Barras	104
6.2	Caracterização do Fluxo Reverso de Potência	106
6.2.1	Resultados da Rede Reticulada de 81 Barras	106
6.2.2	Resultados da Rede Reticulada de 390 Barras	111
6.3	Considerações Finais sobre o Capítulo	115
7	Avaliação de Potenciais Soluções para o Falso <i>Trip</i> dos Protetores de Rede	117
7.1	Funções de Proteção	117
7.1.1	Relé Direcional de Potência	117
7.1.2	Relé Direcional de Sobrecorrente	119
7.1.3	Relé de Subtensão	121
7.1.4	Relé de Desbalanço de Tensão	122
7.2	Distinção da Fonte Causadora do Fluxo Reverso de Potência	123

7.3	Rede Reticulada de 81 Barras	125
7.3.1	Relé Direcional de Potência	125
7.3.2	Relé Direcional de Sobrecorrente	128
7.3.3	Relé de Subtensão	130
7.3.4	Relé de Desbalanço de Tensão	134
7.4	Rede Reticulada de 390 Barras	136
7.4.1	Relé Direcional de Potência	136
7.4.2	Relé Direcional de Sobrecorrente	139
7.4.3	Relé de Subtensão	141
7.4.4	Relé de Desbalanço de Tensão	143
7.5	Considerações Finais sobre o Capítulo	146
8	Conclusões	149
8.1	Trabalhos Futuros	151
	Referências Bibliográficas	153
	Apêndices	159
	APÊNDICE A Topologias de Sistemas de Distribuição de Energia Elé-	
	trica	161
A.1	Radial simples	161
A.2	Primário em anel	162
A.3	Distribuição residencial subterrânea	162
A.4	Primário seletivo	163
A.5	Secundário seletivo	163

Introdução

O consumo energético por pessoa (*per capita*) é um dos principais fatores que possibilitam classificar o desenvolvimento econômico e a qualidade de vida de uma sociedade (GOLDEMBERG, 1998). Nos últimos anos, fatores como o crescimento populacional e os tecnológicos produtos eletroeletrônicos têm refletido um aumento na demanda de energia elétrica que, por sua vez, é um espelho da economia de diversos países. Na mesma via do crescimento do consumo de energia elétrica, têm sido reveladas preocupações quanto às questões ambientais, técnicas e/ou econômicas, e isto tem motivado nações a buscarem a reestruturação de suas matrizes energéticas.

A diversificação da matriz de energia elétrica visa transpor pontos importantes relacionados à geração de energia, por exemplo, a forte dependência de fontes não renováveis, como é o caso de derivados do petróleo, a degradação do meio ambiente, como é o caso das grandes inundações ocasionadas nas construções das hidrelétricas e, também, busca manter o atendimento de energia elétrica confiável e de qualidade aos consumidores.

O Brasil é um dos oito países que mais se destacam por atender grande parte da demanda nacional a partir da geração de energia elétrica renovável. Neste rol, há países que utilizam de fontes renováveis para gerar até 100% de sua eletricidade e ainda exportam o excedente para países vizinhos. A classificação completa é composta pelos países: Islândia, Lesoto, Albânia, Butão, Paraguai, Moçambique e Noruega são os destaques com geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, fechando a lista com o Brasil, o qual apresentou em 2015 uma matriz de energia elétrica composta por 61,9% provenientes de recursos hídricos e mais, aproximadamente, 12% de outras fontes como eólica, biomassa e solar (GREENBRAS, s.d.; EPE, 2016). Além disso, o Brasil também aparece na lista dos 10 países que possuem a maior quantidade de potência instalada proveniente de fontes renováveis. Esta lista é formada por China, Estados Unidos da América (EUA), Alemanha, Espanha, Itália, Japão, Índia, França, Brasil e Reino Unido (BARBOSA, 2016).

A necessidade de encontrar soluções que possibilitam a expansão do sistema elétrico conciliado à não influência negativa nas questões ambientais e outros fatores, fez retomar os conceitos da modalidade geração distribuída. A literatura apresenta algumas nuan-

ces no conceito de Geração Distribuída, mas compreende-se que esta seja a geração de energia elétrica descentralizada, próxima ou diretamente nos centros de consumo. Na sua maioria, o processo envolve fontes renováveis, mas também podem ser utilizados recursos não renováveis (ACKERMANN; AANDERSSON; SODER, 2001; PUTTGEN; MACGREGOR; LAMBERT, 2003).

A inserção de Geradores Distribuídos (GDs) pode ter um significado positivo no que se refere aos temas de eficiência energética, proteção ambiental, retardamento de expansões das linhas de transmissão, possibilitando o alcance da eletricidade a áreas remotas, além de aspectos técnicos de estabilidade, confiabilidade e Qualidade da Energia Elétrica (QEE), conferindo assim, maior flexibilidade ao Sistema Elétrico de Potência (SEP). Em contrapartida, dependendo do nível de penetração de geradores nos sistemas de distribuição, podem ser reveladas desvantagens, partindo do ponto de vista técnico, ao invés de vantagens. O sistema de distribuição de energia elétrica foi inicialmente projetado para fluxos unidirecionais de potência, ou seja, a potência fluindo da subestação para seu uso final nas cargas dos consumidores. Porém, com as conexões de GDs há a presença de fluxos de potência bidirecionais, tornando o planejamento e operação da rede elétrica mais complexa, e interferindo na operação dos dispositivos de proteção e na QEE (BOMMAREDDY; MAKRAM, 2006; KUANG; LI; WU, 2011; BARBOSA; AZEVEDO, 2013; GOMEZ et al., 2013).

Segundo a Agência Internacional de Energia - IEA (2016), o elevado número de adesões às fontes renováveis de energia em GDs tem alcançado recordes, sendo os sistemas eólicos e os solares fotovoltaicos apontados como os preferenciais. Os argumentos que justificam o destaque destes dois sistemas estão atrelados à grande disponibilidade, perenidade, renovabilidade e ao custo zero para a obtenção da matéria-prima, diferentemente do que acontece com o petróleo, por exemplo. Em contrapartida, um dos fatores que ainda retarda a rápida proliferação de tais é o custo da tecnologia empregada que, mesmo em processo de declínio, ainda se encontra elevado (ANEEL, 2008; IEA, 2016).

No Brasil, desde que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) colocou em vigor a Resolução Normativa 482/2012, os consumidores podem gerar sua própria energia elétrica e, se houver excedentes, fornecê-los para o sistema de distribuição a qual fazem parte, gerando créditos para o produtor junto à concessionária de energia. Estes créditos fazem parte do Sistema de Compensação de Energia e podem ser entendidos como um empréstimo de energia para a concessionária. Assim, o consumidor fica com direito de ser compensado por este empréstimo refletindo em reduções na sua fatura mensal de energia elétrica. Desde então, o número de instalações de micro (potência instalada ≤ 75 kW) e minigeradores ($75 \text{ kW} < \text{potência instalada} \leq 3 \text{ MW}$ para fontes hídricas ou 5 MW para demais fontes) distribuídos tem crescido de maneira quase exponencial no país, dando um salto de aproximadamente 20 vezes considerando apenas os dois últimos anos, assim como é apresentado na Figura 1. A expectativa para os próximos anos é que tal crescimento seja ainda mais agressivo, devido à queda no custo de investimento,

aos programas governamentais como é caso do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) e também às simplificações nos procedimentos de registro que entraram em vigor em março de 2016 com a revisão da Resolução Normativa 482/2012, dando origem à Resolução Normativa 687/2015 (ANEEL, 2012b; ANEEL, 2015; ANEEL, 2017).

Figura 1 – Quantidade de conexões de micro e minigeradores distribuídos no Brasil.

Fonte: [Adaptada] de ANEEL (2017).

Dentre as principais mudanças adotadas, tem-se a redução na burocracia e no prazo de registro do sistema de 90 para 34 dias, e aumento no prazo para utilização dos créditos de 36 para 60 meses; criaram a Geração Compartilhada, o que permite transferir os créditos adquiridos para outras unidades com CPF e/ou CNPJ diferentes, o que antes não era permitido; Geração em Condomínios, possibilitando a divisão da energia gerada entre os condôminos em partes definidas pelos mesmos; e por fim, uma grande novidade foi a possibilidade de instalar os geradores em locais distantes do ponto de consumo, o que é referido como Autoconsumo Remoto (ANEEL, 2015).

Na Figura 2 observa-se que dentre os micro e minigeradores distribuídos com fontes renováveis vistos no Brasil, os sistemas fotovoltaicos são os que estão em maior ritmo de adesões, atingindo em maio de 2017, 10.453 registros de consumidores que recebem créditos, de um total de 10.561 (ANEEL, 2016a; FELIPE, 2016). Os sistemas fotovoltaicos podem ser operados, basicamente, de modo isolado (*Off-Grid*) ou conectado à rede elétrica (*On-Grid* ou *Grid-Tie*), caracterizando este primeiro modo por abastecer diretamente aparelhos que fazem uso de eletricidade para fins específicos, enquanto o segundo permite uma utilidade mais genérica da energia elétrica, uma vez que a mesma é disponibilizada na rede de distribuição comum entre os consumidores. Os sistemas *on-grid* estão conquistando um número maior de instalações por permitirem uma gama maior de benefícios, e isto tem provocado reestruturações no modo de operação do SEP.

Figura 2 – Quantidade de conexões de micro e minigeradores distribuídos no Brasil classificados por fonte.

Fonte: [Adaptada] de ANEEL (2017).

Alguns países estão implementando programas para transformarem suas redes aéreas de Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT) em subterrâneas, além de darem preferência para novos projetos neste modelo. Isto não influencia no processo de propagação dos GDs, uma vez que suas conexões independem da estrutura adotada nos sistemas de distribuição. Esses programas já são vivenciados também no Brasil, em que as concessionárias de energia elétrica estão levando as estruturas de suas redes para debaixo do solo, principalmente, em regiões metropolitanas, onde o espaço físico local já está escasso. Nestas regiões há elevada densidade de cargas, as quais exigem alta confiabilidade e continuidade no abastecimento de energia elétrica, o que reforça a necessidade de instalações subterrâneas, pois sabe-se que as redes aéreas estão mais propensas a contingências no sistema, além de deixar mais exposta a segurança da população que transita sob tais redes (AES ELETROPAULO, 2013; LMDM, 2014).

As topologias subterrâneas com o secundário (lado dos consumidores) em rede foram desenvolvidas há vários anos e são conhecidas como reticulada malhada (*Grid Network*) e reticulada exclusiva (*Spor Network*). Estas possuem a premissa de garantir elevada confiabilidade no abastecimento de energia elétrica aos consumidores. Contudo, assim como acontece nas radiais, estas topologias não foram projetadas para agregarem geradores no lado dos consumidores, pois esta integração é referida como desafiadora, podendo levar à degradação dos perfis de tensão, acometer sobrecorrentes nos ramos da rede elétrica, além de provocar o disparo inadequado dos protetores de rede (*Network Protectors*), dispositivos de proteção que não permitem fluxo de potência no sentido contrário ao convencional, ou seja, partindo das cargas em direção à subestação (IEEE.1547.6, 2011; IEEE.C57.12.44,

2014; XU et al., 2017). Este é um dos fatores, juntamente com o elevado custo de investimento da estrutura, que demanda estudos precisos para contornar os desafios impostos.

De acordo com Brunherotto e Oliveira (2013), a topologia reticulada já é a predominante no Brasil dentre as outras subterrâneas e pode ser encontrada, principalmente, em capitais, como é o caso de Rio de Janeiro, São Paulo, Brasília, Curitiba e Belo Horizonte. Barreto (2014) afirma ainda que já há consumidores atendidos por redes reticuladas nas cidades de São Paulo e Brasília que estão gerando sua própria eletricidade e exportando o excedente para a rede da concessionária, o que tem ocasionado a sensibilização e atuação dos protetores de rede, reduzindo assim, a confiabilidade previamente estabelecida pelas redes reticuladas. Uma maneira de tentar contornar tais ocorridos consiste em delinear os principais impactos encontrados neste sistema de distribuição e, assim, estabelecer padrões que ditem condições de correlacionar o binômio geração distribuída e rede reticulada. No Brasil ainda não se tem uma norma técnica para estes casos, o que deixa a critério das concessionárias de energia elétrica elaborarem suas próprias diretrizes de operação, assim como é descrito pela AES Eletropaulo (2011), por exemplo, a qual impõe a necessidade de permanência de uma carga mínima de 20 kW conectada à rede da concessionária durante o período de funcionamento da geração distribuída.

Desta maneira, ressalta-se a importância de realizar estudos para mapear a operação das redes reticuladas frente aos elevados níveis de penetração de sistemas fotovoltaicos, ou qualquer outro tipo de GD. Interessa-se por avaliar eventos no tocante às elevações das tensões nodais em regime permanente e perdas técnicas, e à proteção do sistema de distribuição, a fim de caracterizar condições de operação segura, confiável e de qualidade da rede reticulada de distribuição de energia elétrica. Além de promover entendimento técnico, o presente trabalho pode contribuir com novos conhecimentos para a elaboração de um arcabouço legal e normativo, pois o Brasil ainda carece de padrões neste contexto.

1.1 Motivação

A relevância deste trabalho advém da perspectiva que apontam para uma nova estrutura da matriz de energia elétrica, com presença cada vez mais maciça de geradores instalados nos sistemas de distribuição, o que nada mais é que os reflexos dos incentivos governamentais realizados. Estes geradores podem ser alocados em quaisquer pontos do sistema de distribuição, salvo aqueles com restrições técnicas. Porém, por possibilitarem a atenuação das redes carregadas da concessionária de energia elétrica e dar maior confiabilidade a tais, estes geradores são muito bem vistos em áreas cuja a densidade de cargas é elevada. Nestas regiões, principalmente nas grandes capitais, já estão sendo difundidas as topologias reticuladas de distribuição de energia elétrica, as quais garantem baixos índices de desligamentos no serviço de atendimento aos clientes. Neste mesmo contexto, cada vez mais as cargas estão ficando com tolerâncias mínimas às interrupções

de energia elétrica e os consumidores se conscientizando de seus direitos em receber um produto contínuo, seguro e de qualidade.

Geração distribuída, em específico neste trabalho, sistemas fotovoltaicos, e redes reticuladas ainda não formam uma combinação clara e precisa, devido ao modo de operação dos protetores de rede. Com isso, a solução mais casual que se tem para interligar estes temas é sempre manter o nível de geração no lado dos consumidores menor do que a demanda dos mesmos. Este fato torna complexo o cenário atual, pois vai em sentido contrário aos conceitos apresentados, limitando a disseminação destas tecnologias. Sendo assim, tornam-se indispensáveis estudos prévios que visam delinear as condições atuais de operação do SEP, antecipar os obstáculos futuros, promover conhecimento acerca das novas tecnologias e, assim, esclarecer circunstâncias capazes de contornar tais obstáculos. No caso deste trabalho, buscam-se estratégias que conciliem elevados níveis de penetrações de sistemas fotovoltaicos e sistemas reticulados de maneira mais eficiente.

1.2 Objetivos

As estimativas para os próximos anos apontam para um crescimento significativo na capacidade instalada de GDs conectados ao sistema elétrico. Por isso, faz-se de suma importância pesquisas que busquem analisar quais os impactos e também as potenciais soluções, levando em conta as limitações inerentes ao sistema elétrico.

Considerando o contexto descrito, esta pesquisa de mestrado aborda três objetivos referentes às redes reticuladas de distribuição de energia elétrica, sendo eles:

- ❑ Investigar os impactos que elevados níveis de geração fotovoltaica podem ocasionar nas tensões nodais em regime permanente e nas perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica;
- ❑ Caracterizar a atuação dos protetores de rede tanto para distúrbios a montante dos mesmos quanto para o excesso de potência no lado de BT proveniente das instalações de geradores fotovoltaicos (*falso trip*);
- ❑ Avaliar as proteções: direcional de potência, direcional de sobrecorrente, subtensão e desbalanço de tensão, a fim de mitigar as operações dos protetores de rede para os casos de potência excedente na rede de BT devido aos GDs e, com isso, manter o nível de confiabilidade no atendimento de energia elétrica aos consumidores.

1.3 Principais Contribuições da Pesquisa

As principais contribuições desta pesquisa de mestrado são:

- ❑ Revisão bibliográfica sobre o tema, a qual reúne os principais conceitos e trabalhos para fundamentar o estado da arte desta pesquisa;

- ❑ A apresentação de impactos sobre as tensões nodais e perdas técnicas, as quais podem ser utilizadas como indicadores da capacidade de hospedagem de geração distribuída na rede elétrica e também à proteção destes sistemas de distribuição;
- ❑ As avaliações das proteções assim como seus ajustes que visaram minimizar os disparos dos protetores de rede devido ao excesso de potência advinda dos GDs;
- ❑ O levantamento das características de cada proteção avaliada, em que foram observados pontos positivos de sua utilização e também limitações, as quais são atreladas à complexidade intrínseca das redes reticuladas de distribuição de energia elétrica.

1.4 Organização do Documento

A presente dissertação contém nove capítulos, estando os mesmos organizados da seguinte maneira:

- ❑ Capítulo 1 - identifica a atual condição de GDs e sistemas fotovoltaicos, principalmente no Brasil, introduzindo seus conceitos aos das redes reticuladas de distribuição de energia elétrica;
- ❑ Capítulo 2 - oferece uma apresentação cronológica da estruturação das redes com secundário em malha, descrevendo as topologias existentes, os seus componentes, além da ênfase na operação dos protetores de rede;
- ❑ Capítulo 3 - aborda as características de operação dos painéis fotovoltaicos e faz um levantamento dos trabalhos que tratam geração distribuída, principalmente sistemas fotovoltaicos, conectada às redes reticuladas de distribuição de energia elétrica;
- ❑ Capítulo 4 - apresenta o programa OpenDSS, fornecendo uma visão do seu processo de desenvolvimento, detalhando as principais ferramentas que foram utilizadas nas simulações e descreve a interface com o programa Matlab. Na sequência são descritas as particularidades das duas redes reticuladas selecionadas para análises deste estudo;
- ❑ Capítulo 5 - apresenta a metodologia e também os resultados referentes às análises de tensões nodais e perdas técnicas da rede reticulada de 81 barras. Este capítulo integra os conceitos para atingir aquele que foi definido como primeiro objetivo na seção anterior;
- ❑ Capítulo 6 - elucida a metodologia empregada e os resultados para as duas redes reticuladas em estudo, os quais caracterizam o conflito de disparo dos protetores de rede devido aos curtos-circuitos e também à geração fotovoltaica. Desta maneira, compreende-se a etapa destacada como o segundo objetivo na seção anterior;
- ❑ Capítulo 7 - traz a metodologia empregada às duas redes reticuladas, responsável por buscar uma solução que minimize os disparos da proteção para os casos de geradores conectados na BT, abordando assim, as proteções: direcional de potência, direcional de sobrecorrente, subtensão e desbalanço de tensão. Além disso, têm-se

os resultados das proteções avaliadas juntamente com as discussões acerca dos dados obtidos por meio das simulações computacionais. Esta etapa figura como o terceiro objetivo descrito na seção anterior;

- Capítulo 8 - relata as devidas conclusões que foram constatadas através dos resultados e expõe algumas possíveis ideias para continuação da pesquisa visando outras abordagens a respeito do tema.

Finalizando o trabalho encontram-se as referências bibliográficas que alicerçam o desenvolvimento desta pesquisa e o Anexo A, o qual apresenta sucintamente as principais estruturas de sistemas de distribuição de energia elétrica.

1.5 Divulgação da Pesquisa

Até o presente momento foi produzido um artigo decorrente desta pesquisa, o qual abordou os impactos de elevados níveis de geração fotovoltaica sobre a rede reticulada de 81 barras (publicado nos anais do congresso). Um segundo artigo tratando de impactos de GDs foi apresentado em simpósio nacional, porém seu contexto não aborda redes reticuladas de distribuição de energia elétrica e sim, redes radiais. Respectivamente, estes artigos são listados a seguir:

L. R. DIAS, J. C. M. VIEIRA JUNIOR, "Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração de Geração Fotovoltaica em Sistemas Reticulados de Distribuição de Energia Elétrica", na XII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica - CBQEE 2017, Curitiba, PR, Agosto de 2017.

S. A. MORAIS FILHO, **L. R. DIAS**, J. C. M. VIEIRA JUNIOR, "*Mitigation of Voltage Variations During Cloud Transients by using Energy Storage Systems*", no VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2018, Niterói, RJ, Maio de 2018. DOI: 10.1109/SBSE.2018.8395538.

Sistema Reticulado de Distribuição de Energia Elétrica

Neste capítulo são apresentadas abordagens relacionadas à utilização de redes reticuladas de distribuição de energia elétrica. A princípio, será contextualizado o início da utilização deste sistema no Brasil e em outros países. Por conseguinte, são apresentadas as topologias existentes juntamente com suas respectivas aplicações no cenário atual e descritas as funcionalidades dos equipamentos, com ênfase para os protetores de rede.

2.1 Contexto Histórico dos Sistemas Reticulados

O sistema reticulado de distribuição de energia elétrica foi projetado com o intuito de permitir que os consumidores continuassem sendo atendidos mesmo que houvesse uma falta em um alimentador de MT, ocasionando uma contingência no sistema elétrico. Tal façanha é alcançada devido ao fato de haver, no mínimo, dois alimentadores primários conectados aos terminais dos transformadores de distribuição em paralelo, com o lado secundário conectado a um barramento comum de BT.

Registros indicam que a estrutura reticulada em BT e Corrente Alternada (CA) foi instalada pela primeira vez no ano de 1907, no estado do Tennessee, EUA, mais especificamente na cidade de Memphis. Esta rede era protegida apenas por fusíveis que a interligava aos transformadores de distribuição que, por sua vez, eram supridos pelos alimentadores primários dispostos em valas sob o solo. Diante de estudos técnicos e análises, ficaram constatadas que estas instalações ainda se mostravam insatisfatórias para um pleno funcionamento do sistema elétrico e que, assim, aprimoramentos se faziam necessários (LANDMAN, 2007; BRUNHEROTTO; OLIVEIRA, 2013; YIN; ZHANG, 2014).

Em 1921, na cidade de Seattle (Washington, EUA), foram apresentadas as melhorias na rede reticulada, com cabos rígidos que ao deixarem o secundário do transformador passavam por dispositivos de proteção denominados protetores de rede e, por fim, alimentavam os barramentos fornecedores de energia elétrica aos consumidores. O protetor de

rede é um conjunto de dispositivos que opera, basicamente, comandando a abertura ou fechamento de um disjuntor de acordo com o monitoramento contínuo dos sinais de tensão, corrente e potência elétrica realizado pelos relés da estrutura. Uma vez que o protetor de rede fosse sensibilizado por um fluxo de potência partindo da rede de BT em direção ao lado de MT do transformador de distribuição, seus contatos de potência desarmariam automaticamente. Contudo, o seu rearme a cada ocorrência deveria ser efetuado de forma manual. Foi então que em 1922, a partir da iniciativa da empresa *United Electric Light & Power Company*, na cidade de Nova Iorque (Nova Iorque, EUA), instalaram um sistema reticulado com protetores de rede cuja abertura e rearme eram realizados de maneira completamente automatizada (LANDMAN, 2007).

Um documento escrito por W. J. Fransioli Jr., datado de primeiro de dezembro de 1959, da consolidada companhia *Memphis Gas, Power & Light*, da cidade de Memphis, contradiz a data da primeira instalação da rede reticulada. Este documento afirma que no ano de 1922 foi formada a empresa *Memphis Power and Light Company* sob monitoramento da *Electric Bond and Share Company*, com o objetivo de operar a companhia de gás e eletricidade. A partir daí foram iniciados os planejamentos para combinar dois sistemas subterrâneos em um único e como já estavam disponíveis a tecnologia dos protetores de rede, estes foram inseridos como peça fundamental no projeto da cidade, no ano de 1925 (LANDMAN, 2007).

A norma 1547.6-2011 "*Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks*" do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) relata que as primeiras redes reticuladas em sistemas de distribuição secundários foram desenvolvidas na década de 1920, visando fornecer alta confiabilidade ao fornecimento de energia elétrica e que, a primórdio, atenderia apenas as áreas centrais de grandes cidades (IEEE.1547.6, 2011).

No Brasil, a rede reticulada foi implantada de forma pioneira na década de 1930, pela empresa *Light* (Light (2009) *apud* Barreto (2014)). As motivações para inserir esta tecnologia são desconhecidas, mas tal ação acabou se revelando como uma importante iniciativa em um momento de maiores atenções com a qualidade do serviço prestado, além de se tornar um verdadeiro propulsor no avanço tecnológico do mercado de energia elétrica. Em se tratando de distribuição de energia elétrica em topologia reticulada, a confiança na continuidade do fornecimento do produto, o que reflete diretamente na qualidade do serviço, é incontestável (SETTEMBRINI; FISHER; HUDAK, 1991). Por isso, nos grandes centros metropolitanos que possuem baixa tolerância para interrupções no serviço e exigem grandes demandas de energia elétrica das concessionárias, tal configuração é cada vez mais requerida. As metrópoles brasileiras Rio de Janeiro e São Paulo, além de possuírem as maiores extensões deste sistema, influenciaram adaptações das cidades como Brasília, Belo Horizonte e Curitiba. Atualmente, dentre as topologias de redes subterrâneas de distribuição, pode-se dizer que a reticulada já é a dominante no Brasil

(BRUNHEROTTO; OLIVEIRA, 2013).

Perante aos grandes investimentos realizados por países como os EUA e Canadá, onde a grande maioria das capitais já suprem suas cargas mais relevantes através de sistemas reticulados, o Brasil ainda se encontra em condição menos expressiva, visto que os protetores de rede estão instalados em sistemas de distribuição de apenas seis concessionárias de energia elétrica: AES Eletropaulo, Companhia Energética de Brasília (CEB), Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul (CEEE), Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e Light, assim como ilustra a Figura 3 (PEDREIRO, s.d.).

Figura 3 – Concessionárias brasileiras de energia elétrica que possuem redes reticuladas.

Fonte: [Adaptada] de Pedreiro (s.d.).

A concessionária de energia Light era considerada em 2011 a detentora do maior sistema subterrâneo do Brasil em que contabilizava mais de 2560 protetores de rede em suas instalações (LIGHT, 2011). Na sequência, tinha-se a concessionária AES Eletropaulo com mais de 2247 protetores já em operação (PEDREIRO, s.d.). Contudo, não foram encontradas documentações de tais números mais atuais. O funcionamento destas redes de distribuição de energia elétrica permanecem muito similar desde o seu projeto inicial, havendo apenas ajustes provenientes do avanço tecnológico, o qual possibilitou o processo de modernização dos relés, substituindo os eletromecânicos por microprocessados e, assim, aumentando as possibilidades de programação e precisão dos mesmos. Com isso, abriram-se alternativas de atendimento com demandas mais robustas, quantidades maiores de alimentadores primários conectados em paralelo e, ainda, elevou-se mais o nível de confiança na qualidade do serviço de energia elétrica.

2.2 Topologias do Sistema Reticulado

Em sistemas de distribuição reticulados de BT há duas arquiteturas semelhantes em termos de estruturas, equipamentos utilizados e aplicações, sendo elas, a reticulada exclusiva e a reticulada malhada. As duas podem ser utilizadas em uma mesma região, porém, suas abrangências se diferem.

As topologias são supridas, simultaneamente, por dois ou mais alimentadores primários em paralelo que interligam as subestações aos transformadores abaixadores da rede de distribuição secundária. Esta característica de alimentadores em paralelo não é usual em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica, devido ao aumento na complexidade da operação e do sistema de proteção, sobretudo quanto à coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente. Este detalhe negativo já foi contornado em sistemas reticulados devido à disponibilidade dos protetores de rede, os quais envolvem equipamentos de proteção como disjuntores, fusíveis e relés, formando juntamente com os transformadores a chamada unidade de rede reticulada (*Network Unit*), que pode ser observada na Figura 4. A Seção 2.5 aborda maiores detalhes destes componentes. Desta maneira, tem-se a interconexão da rede de distribuição primária à secundária por mediação das unidades de rede reticulada (BAIER; FEERO; SMITH, 2003; IEEE.1547.6, 2011).

Figura 4 – Componentes de uma unidade de rede reticulada.

Fonte: [Adaptada] de IEEE.1547.6 (2011).

2.2.1 Rede Reticulada Malhada

A primeira topologia, ilustrada na Figura 5, é denominada de reticulado em grade ou malha comumente referida pelo seu nome em inglês *Grid Network* (*Area Network* ou *Street Network*). Esta é definida por ter vários alimentadores fornecendo energia elétrica a diversos pontos em comum, estruturando uma verdadeira malha entre ruas e avenidas. A topologia é muito utilizada em regiões cujas densidades de cargas são bastante altas e a necessidade de continuidade do serviço também é elevada, por exemplo, centros de cidades e parques industriais, em que uma desenergização pode afetar toda uma linha de produção.

Como há mais de um alimentador em paralelo nas condições normais de fornecimento de energia, a perda de um determinado alimentador não resultará em interrupção para os consumidores atendidos por esta rede, uma vez que o componente em falta será isolado e os demais se encarregarão de suprir a demanda. Para a instalação desta topologia é necessário profundo conhecimento sobre a região, se fazendo indispensáveis estudos de fluxo de potência para que se determine, de maneira mais adequada possível, a quantidade de alimentadores em MT, quantidade de unidades transformadoras, o conjunto de cabos a ser utilizado na BT, etc. Assim, há a necessidade de um projeto detalhista, criterioso, seguro e confiável (IEEE.1547.6, 2011).

Figura 5 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição reticulado malhado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.2.2 Rede Reticulada Exclusiva

O segundo modelo, apresentado na Figura 6, é conhecido como reticulado exclusivo (dedicado ou pontual), também bem familiarizado pelo seu nome em inglês *Spot Network*. Sua aplicação é idêntica à topologia anterior, mas sua abrangência se dá apenas a uma unidade consumidora ou um número limitado. Diferentemente da *grid network*, a rede *spot* é encontrada em lugares dedicados, como complexos hospitalares, militares, edifícios, entre outros. Contudo, mesmo uma podendo abranger todo um bairro e a outra apenas uma unidade consumidora, ambas as topologias de reticulado oferecem condições para manter o pleno atendimento de energia elétrica às cargas, mesmo que haja contingências no sistema elétrico.

Considerando que é menos complexo iniciar um projeto menor e então expandi-lo para uma abrangência maior, presume-se que a rede exclusiva foi a precursora da tecnologia. Entretanto, Barreto (2014) afirma que a necessidade de atendimento exclusivo surgiu ao ser verificada que oscilações da alta demanda de um determinado consumidor atendido por uma rede reticulada malhada causava problemas de QEE, principalmente flutuações de tensão para os consumidores ao seu redor. Com isso, foi projetado um atendimento próprio para tal consumidor, dando origem à rede reticulada exclusiva.

Figura 6 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição reticulado exclusivo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.3 Rede Reticulada *versus* Demais Topologias

A premissa básica da rede reticulada é a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores, uma vez que a contingência de um alimentador não reflete necessariamente na interrupção de energia. Assim, torna-se factível uma comparação desta característica com as demais estruturas. A topologia radial simples apresenta de cinco a dez vezes mais falhas por ano do que as topologias de primário seletivo e secundário seletivo, e 2000 vezes mais falhas se comparada com as redes reticuladas (SETTEMBRINI; FISHER; HUDAK, 1991). Na Tabela 1 é mostrado um comparativo da confiabilidade e, consequentemente, da QEE entre sete diferentes sistemas de distribuição, o qual foi elaborado a partir de dados teóricos obtidos em análises probabilísticas e dados reais fornecidos pela empresa *Consolidated Edson Company of New York Inc.* O Apêndice A apresenta de maneira sucinta as topologias descritas na Tabela 1, com exceções dos sistemas reticulados, pois os mesmos são tratados ao longo deste trabalho.

Tabela 1 – Comparação da confiabilidade no atendimento de energia elétrica entre as topologias de sistemas de distribuição.

	Radial Simples	Primário com anel	Distribuição Residencial Subterrânea	Primário Seletivo	Secundário Seletivo	Reticulado em malha	Reticulado Exclusivo
Número de falhas por ano (≥ 5 min)	0,3 até 1,3	0,4 até 0,7	0,4 até 0,7	0,1 até 0,5	0,1 até 0,5	0,005 até 0,020	0,02 até 0,10
Média de duração das interrupções [min]	90	65	60	180	180	135	180
Número de interrupções momentâneas por ano (≤ 5 min)	5 até 10	10 até 15	4 até 8	4 até 8	2 até 4	0	0 até 1

Fonte: [Adaptada] de Settembrini, Fisher e Hudak (1991).

Do ponto de vista das concessionárias de energia elétrica, as instalações de redes reticuladas refletem em excelentes índices nos indicadores de qualidade do serviço, como: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) e Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC). No entanto, devido às instalações serem realizadas sob o solo, a localização do defeito, o acesso ao local e as condições de reparo demandam maior tempo para a manutenção, prejudicando os indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) e Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão (DMIC).

O custo que envolve as aberturas de valas, recapeamentos das vias, mão de obra especializada para manutenções, assim como os valores dos equipamentos, principalmente os transformadores e os protetores de rede, também é considerado um elemento inconveniente. Tais aspectos têm favorecido as concessionárias de energia elétrica a relutarem à adoção destas topologias e colocado em risco a expansividade das mesmas. Em contrapartida, um equilíbrio pode ser alcançado, visto que as falhas demoram a ocorrer, por exemplo, como observado na Tabela 1, uma falta que prolongue por mais de cinco minutos

na rede reticulada malhada pode demorar de 50 a 200 anos para acontecer, permitindo assim, dissolver os valores de investimento por longos períodos.

O interesse em alcançar alternativas para futuras expansões e/ou revitalizações, de maneira que a eficiência na distribuição fosse mantida e os custos de instalação fossem minimizados, motivaram Gouvêa et al. (2005) a tomarem como base as redes reticuladas que atendem mais de 120 mil clientes da empresa AES Eletropaulo, que é responsável pela distribuição de energia elétrica na região metropolitana de São Paulo. No trabalho desenvolvido foram comparadas as redes subterrâneas reticuladas com a rede primário seletivo, secundário com recurso em anel aberto e híbrida. Dentre os aspectos analisados como operação em contingência, níveis de tensão, defeitos em equipamentos e custos de instalação, a rede reticulada se apresentou preferível em quase todos, não sendo favorável apenas no que tange ao seu valor de investimento (em média duas vezes maior que as demais). Assim, de acordo com os autores, a melhor opção apresentada seria a implantação gradativa de redes com o primário seletivo operando juntamente com as redes reticuladas, caracterizando um sistema híbrido, o qual manteria as características de alta confiabilidade do serviço e permitira expansões no sistema com investimentos menores. Ressalta-se que este trabalho avaliou características das topologias de distribuição, mas em momento algum foram consideradas conexões de GDs nas análises.

2.4 Composição de uma Rede Reticulada

Sistema reticulado é o nome dado ao conjunto de equipamentos e cabos comuns às topologias malhada e exclusiva, cuja finalidade é distribuir energia elétrica através de ramificações subterrâneas em níveis de tensão secundários (tensão entre fases igual ou inferior a 1 kV) (ANEEL, 2012a).

Os alimentadores primários levam a energia elétrica desde a subestação até o primário dos transformadores de distribuição e são deparados comumente em níveis de MT, cujo valor eficaz situa-se na faixa de 1 kV a 69 kV (ANEEL, 2012a). Os transformadores devem ser projetados de maneira que corroborem com a maior flexibilidade, pois ao ser desconectado um ramo paralelo, os demais devem suprir a demanda da região sem apresentar sobrecargas. Geralmente, estes equipamentos são encontrados com o primário conectado em delta (Δ) ou estrela (Y) aterrado e seu secundário é encontrado em estrela (Y) aterrado (IEEE.1547.6, 2011). Tais transformadores devem possuir equipamentos de proteção bem caracterizados, como é o caso dos protetores de rede, pois estarão trabalhando paralelamente a outros transformadores e poderão presenciar um sistema em contingências, acarretando em sobrecargas e outros fatores danosos.

Protetores de rede são dispositivos de proteção desenvolvidos especialmente para os sistemas que trabalham com alimentadores em paralelo, a fim de não permitir fluxo reverso de potência. Eles são instalados no lado de BT juntamente com os transformadores

e demais equipamentos associados em valas sob o solo, chamadas de Câmaras Transformadoras (CTs). Normalmente, as CTs são fundadas sob os passeios das vias públicas com anuências do poder público, mas por possíveis condições que impossibilitem esta implantação, tem-se a alternativa de as instalarem na pista de rolamento, conforme ilustra a Figura 7. As CTs são naturalmente fabricadas para não permitirem inundações mesmo que os equipamentos instalados em seu interior sejam submersíveis. Além disso, seu projeto deve prever a capacidade de tráfego pesado, o espaço indispensável para o trabalho seguro e ventilação adequada, permitindo que os equipamentos trabalhem sem envelhecimentos precoces.

Possuindo áreas menores que as CTs, ainda se têm os compartimentos chamados de Caixas de Inspeção (CIs) e Caixas de Passagem (CPs). Suas finalidades são, respectivamente, auxiliar em manutenções da rede de maneira mais acessível e conduzir os cabos subterrâneos até às cargas. As CIs podem ser alocadas sob as vias de rolamentos, passeios ou praças conforme o projeto e a área disponível. Diferentemente, as CPs devem ser afixadas nas proximidades dos pontos de consumo. Um exemplo ilustrativo visto na Figura 8 elucida a maneira como são rearranjadas todas estas instalações.

Os cabos de BT são conectados aos secundários dos transformadores e levados até aos pontos de consumo. Em cada extremidade destes cabos são instalados fusíveis chamados de limitadores de cabos (*cable limiters*), cujo seu principal propósito é proteger a isolação dos cabos de excessivos danos térmicos provenientes de curtos-circuitos.

Figura 7 – Câmara transformadora (CT) localizada sob a pista de rolamento da via pública.

Fonte: Burgardt (2011).

Figura 8 – Estruturas para instalação do sistema reticulado de distribuição de energia elétrica.

Fonte: [Adaptada] de Oliveira et al. (2012).

2.5 Protetores de Rede

Protetor de rede ou *Network Protector* (termo em inglês) é o nome dado a um conjunto de dispositivos que atuam em conjunto realizando a leitura dos sinais elétricos e, a partir da lógica de operação, comandam a abertura ou fechamento do disjuntor da estrutura. Este equipamento manteve as características cruciais desde seu desenvolvimento, que eram impedir que houvesse fluxo reverso de potência em um alimentador primário, porém seu funcionamento foi passando por aprimoramentos até chegar à maneira como é encontrado atualmente, com comutação totalmente automática, operação bastante confiável, controle podendo ser realizado remotamente, entre outros aspectos. A princípio, o uso deste equipamento era justificado para que fosse possível executar a conexão de transformadores em paralelo a um único barramento de BT e evitar que um alimentador suprisse a falta de outro. No entanto, atualmente, já é possível observar novos cenários de pesquisas devido à inserção de GDs nestas redes de distribuição, o que torna mais complexa a operação dos mesmos. Porém, estes fatores serão abordados apenas em seções posteriores.

Fazendo uso da Figura 9, a qual ilustra quatro alimentadores primários em paralelo, quatro transformadores (TR_n) de distribuição, cada um acoplado a um protetor de rede (PR_n), e um conjunto de cargas, é possível descrever o princípio de funcionamento dos protetores de rede. No primeiro caso apresentado na Figura 9(a), há quatro alimentadores primários suprindo a demanda de energia elétrica e não há qualquer distúrbio no sistema, por isso, os contatos de potência dos protetores de rede permanecem fechados. A ilustração não apresenta nenhum sobrecarregamento nos transformadores, o que é representado por sinais na cor verde ao lado dos respectivos equipamentos. No entanto, na Figura 9(b) é simbolizado um curto-circuito no alimentador primário que supre o conjunto TR1 e PR1. Há uma seta neste ramo representada no sentido contrário ao que foi ilustrado na Figura 9(a), o que simboliza um fluxo reverso de potência neste trecho antes da abertura do protetor de rede 1. Um terceiro caso é apresentado na Figura 9(c), em que se tem a atuação do protetor de rede 1 (PR1) para isolar a falta da rede secundária. Com isso, os

demais transformadores ficam responsáveis por manter o mesmo atendimento de energia elétrica às cargas, mas a potência que flui pelos ramos inalterados agora é maior e, por isso, os transformadores ficam propensos a sobrecargas. No caso ilustrado, os transformadores permanecem operando em seus valores nominais (100%), sendo representado pelo sinal na cor amarela, o que simboliza atenção em suas operações.

Figura 9 – Princípio básico de funcionamento dos protetores de rede.

Fonte: [Adaptada] de Pedreiro (s.d.).

As ações e modos de funcionamento dos protetores de rede foram normalizadas com a criação, em 1994, da norma "*IEEE Standard Requirements for Secondary Network Protectors - Std C57.12.44*", cuja última revisão é referente ao ano de 2014. A mesma descreve condições para o bom desempenho mecânico e elétrico do equipamento, além de diretrizes dos componentes presentes na estrutura deste dispositivo (IEEE.C57.12.44, 2014).

Os relés utilizados nos protetores de rede podem ser encontrados nos tipos eletromecânicos (ajustáveis), de estado sólido ou microprocessados (programáveis) (IEEE.C57.12.44, 2014). Os relés eletromecânicos são mais antigos e eram produzidos pelas empresas *GE* e *Westinghouse*, mas ainda são encontrados em operação em algumas redes de distribuição. Com o passar dos anos, circuitos eletrônicos foram sendo incorporados a estes relés, fornecendo novos ajustes de funcionamento e dando origem aos relés de estado sólido. No entanto, logo foram substituídos, gradativamente, pelos relés microprocessados que possibilitaram monitorar e parametrizar remotamente os protetores de rede e fornecer maiores opções de proteção (LEE; CULTRERA; MAFFETONE, 2000). Suas substituições fazem parte de um processo de modernização dos equipamentos chamado de "*retrofit*", permitindo novas condições de funcionamento provenientes de novas situações e exigências do mercado consumidor, além de possibilitar uma vida útil mais prolongada ao sistema como um todo.

Na Figura 4 foi apresentado um relé principal, em que se tem a presença das funções de proteção 78 (medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo) e 32R (direcional de potência). A função 78 realiza a medição entre a fase da tensão a montante do disjuntor e a fase da tensão a jusante do fusível da estrutura e, de acordo com os parâmetros pré-estabelecidos, enviará um sinal de fechamento ou não ao disjuntor da estrutura. Por sua vez, a função 32R irá enviar um sinal de abertura automática ao disjuntor se a mesma for sensibilizada por um fluxo de potência líquida trifásica partindo do lado dos consumidores para o lado de MT do transformador. A característica de abertura do relé pode ser expressa graficamente pela magnitude da corrente e o ângulo entre a fase da tensão (fase-terra) e a fase da corrente (IEEE.C57.12.44, 2014). Barreto (2014) destaca que há diferenças de componentes de medição de corrente reversa de acordo com os fabricantes dos relés e que é possível de ocorrer a abertura de determinados dispositivos mesmo que o fluxo reverso de corrente seja observado em apenas uma das fases. Além disso, o principal propósito de manter os fusíveis na estrutura é para ter uma proteção extra (*backup*) em caso de má operação do protetor de rede ou mesmo do relé (IEEE.1547.6, 2011).

Em situações normais de operação, todos os protetores de rede se encontram com seus contatos de potência fechados, permitindo a energização da rede reticulada por meio dos transformadores de distribuição que, por sua vez, são supridos pelos alimentadores de MT. Para descrever as características que ditam o comando de fechamento dos protetores de rede, tem-se o diagrama angular que é representado na Figura 10.

Os círculos concêntricos representam a diferença de tensão vista do transformador para o barramento de atendimento aos consumidores, enquanto os eixos radiais representam a defasagem angular, sendo a referência, eixo de zero graus (0°), a tensão de sequência positiva (V_1) vista no barramento dos clientes. A curva em vermelho é chamada de Linha Mestra (LM) e representa a mínima diferença de tensão necessária para o fechamento dos contatos de potência. A LM na curva de fechamento pode ser deslocada para a esquerda ou direita, porém a sua inclinação deve ser mantida entre 7° e $7,5^\circ$ (EATON, 2010). O ângulo de fase mínimo para fechamento é limitado pela curva chamada de Linha de Fase (LF), a qual pode estar em $+5^\circ$, -5° , -15° ou -25° . As áreas com sombreamento em cinza representam uma região que pode ser estendida da região de fechamento (sombreamento em amarelo). Desta maneira, as curvas LM e LF delimitam as condições necessárias para que os protetores de rede fechem seus contatos de potência. Segundo EATON (2010) qualquer condição de fechamento deve permanecer por no mínimo 500 ms (milissegundos) até que seja executada tal ação.

Uma situação na qual demanda tratamentos específicos ao restabelecimento dos protetores de rede é quando toda a rede reticulada está inicialmente sem fornecimento de energia, situação conhecida como rede morta, ou seja, experimentando um blecaute por alguma razão. Neste caso em especial, o fechamento dos contatos de potência deve acon-

Figura 10 – Diagrama angular de fechamento dos protetores de rede.

Fonte: [Adaptada] de EATON (2009) e IEEE.C57.12.44 (2014).

tecer apenas depois de ser verificada a magnitude da tensão no lado do transformador estando superior a 80% da nominal. Além do mais, alguns detalhes devem ser observados de maneiras distintas entre as redes reticuladas malhada e exclusiva. Supõe-se que a primeira topologia esteja em rede morta, os contatos de potência dos protetores de rede estão inicialmente abertos e o defeito acaba de ser extinto e, com isso, os contatos serão conduzidos gradativamente a se rearmarem. Contudo, poderão ocorrer sobrecargas e levar graves danos ao(s) primeiro(s) transformador(es) de distribuição que tentar(em) suprir toda a demanda da região, devido à densidade de carga da rede reticulada malhada ser bastante elevada. No entanto, na rede reticulada exclusiva, um único transformador, por exemplo, pode ser capaz de suportar toda a demanda. Prevendo esta ocasião, os relés são ajustados/programados para permanecerem com todos os contatos fechados quando a ocasião se referir a um blecaute total da rede. Assim, ao restabelecer o fornecimento, todos os protetores de rede sentirão o fluxo de potência com magnitudes graduais. Esta característica é aplicada como padrão em ambas as topologias (IEEE.C57.12.44, 2014).

A abertura do protetor de rede, por sua vez, pode ser realizada de maneira instantânea, se a corrente elétrica reversa exceder um valor pré-determinado, geralmente, entre 50% e 200% da corrente nominal do Transformador de Corrente (TC) ou, aplicando um tempo de atraso (*delay*), em que o disparo do protetor de rede fica dependente da extrapolação da corrente reversa a um determinado valor, por um período de tempo maior do que aquele parametrizado no relé. Ressalta-se que quanto maior for o patamar de corrente reversa, mais rápida deverá ser a atuação dos dispositivos de proteção. Desta maneira,

há a possibilidade de programar dois níveis de sensibilização, sendo o nível mais baixo o temporizado e o mais alto o instantâneo, a fim de impedir quaisquer danos ao SEP.

Assim como ocorre para o fechamento dos contatos de potência, as condições de disparos dos protetores de rede são estabelecidas de acordo com o diagrama angular apresentado na Figura 11. O fasor de referência permanece sendo o de tensão de sequência positiva (V_1) visto no barramento dos clientes e a corrente reversa configurada no relé é calibrada com uma defasagem de 180° .

Figura 11 – Diagrama angular de abertura dos protetores de rede.

Fonte: [Adaptada] de EATON (2017) e IEEE.C57.12.44 (2014).

2.6 Considerações Finais sobre o Capítulo

Este capítulo destacou as primeiras implementações de redes reticuladas de distribuição de energia elétrica no mundo e também no Brasil, e como foi o processo de adaptação da estrutura até chegar ao modelo como é encontrado atualmente, em que se permite conexões de cargas robustas à rede, diversos alimentadores primários em paralelo e atuações automáticas de abertura e fechamento dos dispositivos de proteção. Foram apresentadas as duas topologias de sistemas reticulados, malhada e a exclusiva, que possuem estruturas e finalidades idênticas e se distinguem apenas pela abrangência aos consumidores. Ambas se destacam pela elevada confiabilidade no fornecimento de energia elétrica que apresentam diante das demais topologias dos sistemas de distribuição. Por fim, tem-se a maneira como é realizada as instalações subterrâneas e a descrição do processo de fechamento e abertura dos protetores de rede que será de extrema importância para as etapas que complementarão esta pesquisa.

Conexão de Geradores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

A busca pela diversificação da matriz energética tem revelado alternativas de produzir energia elétrica sem a necessidade dos geradores estarem tão distantes dos consumidores. Neste mesmo âmbito, o presente capítulo expõe os termos e as composições dos geradores fotovoltaicos e, também os principais trabalhos que entrelaçam os conceitos de geração distribuída em redes reticuladas de distribuição de energia elétrica.

3.1 Geração Distribuída

No Brasil, o termo geração distribuída já está sendo bastante utilizado quando se deseja referir a algum tipo de gerador de energia elétrica conectado próximo aos centros finais de consumo. Contudo, na literatura de língua inglesa ainda são encontrados vários termos e definições consistentes e todos possuem certas peculiaridades, mas acabam conduzindo e contribuindo ao mesmo contexto. Severino (2008) relata em sua tese as diferentes nomenclaturas e definições que podem ser encontradas e atribui esta variação de termos a casos particulares de autores que adotam a melhor expressão para seus trabalhos e, também, a diferentes aspectos, como limites de geração, utilização da energia produzida, entre outros (ACKERMANN; AANDERSSON; SODER, 2001; SEVERINO, 2008).

Os termos mais encontrados na literatura de língua inglesa, são: *decentralized generation*, *decentralized energy*, *distributed energy*, *distributed energy resources*, *distributed generation micropower*, *micro and minigeneration*, *dispersed generation*, *embedded generation* e *on-site generation*. Eles podem divergir devido a alguns fatores como o nível da potência gerada, o local em que é instalado e a tecnologia adotada (SEVERINO, 2008). Para o desenvolvimento deste trabalho não será tratada distinção entre os termos, sendo adotado unicamente, sem variação, que geração distribuída remete à presença de geradores de energia elétrica instalados no próprio sistema de distribuição.

A inserção dos GDs continua exercendo um desenvolvimento ímpar no processo de

geração de energia renovável e limpa, pois é associada de imediato a fontes renováveis. No entanto, também é possível encontrar GDs que fazem uso de fontes não renováveis para a geração de energia elétrica, como é o caso dos combustíveis fósseis (ACKERMANN; AANDERSSON; SODER, 2001).

As gerações distribuídas proporcionam modificações na rede operante, tornando tarefa complexa a operação dos sistemas de proteção e a garantia da QEE. Suas influências podem ser verificadas em variações de tensão em regime permanente, elevações nas correntes de falta, desbalanço de tensão, alteração no sentido do fluxo de potência e no perfil de perdas técnicas, entre outros pontos. De modo geral, tais instalações têm sido relacionadas a inúmeros benefícios, mas estas afirmações ficam dependentes do nível de potência gerada, o que em grande escala pode revelar desvantagens em se tratando de aspectos técnicos e também econômicos.

Sabe-se que no contexto de geração distribuída têm-se várias formas de se gerar energia elétrica, em que todas fazem uso de determinada fonte primária de energia para o processo de seus respectivos sistemas. Cada tecnologia carrega consigo uma vasta gama de particularidades que necessitam ser tratadas com detalhes específicos, críticos e minuciosos. Devido a isso, o presente trabalho aborda somente aspectos pertinentes à geração de energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos.

3.2 Sistemas Fotovoltaicos

Ao incidir luz, principalmente solar, sobre materiais semicondutores, na grande maioria, silício e suas variações obtidas por meio do efeito de dopagem, tem-se o choque entre fótons incidentes com os elétrons da estrutura do material, fornecendo a estes últimos energia, o que resulta em uma movimentação de elétrons, ou seja, fluxo de corrente elétrica. Desta maneira, referencia-se este feito de conversão de energia solar em elétrica como sendo o efeito fotoelétrico, descoberto em 1839 pelo cientista francês Alexandre-Edmond Becquerel (PINHO; GALDINO, 2014).

Um dispositivo formado por materiais com estas características é conhecido como célula fotovoltaica e ao interligar diversas células (normalmente 30, 60 ou 72 células) é obtida uma nova configuração conhecida como módulo fotovoltaico. Indo além, tem-se a conexão em série ou paralelo de vários módulos dando origem a um arranjo ou, como é mais comumente conhecido, a um painel fotovoltaico, assim como é ilustrado na Figura 12. De acordo com a Norma NBR 10899:2013 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), módulo e painel fotovoltaico, respectivamente, são definidos como “o menor conjunto ambientalmente protegido por células solares interligadas, com o objetivo de gerar energia elétrica em Corrente Contínua (CC)” e “um ou mais módulos montados de modo a formar uma única estrutura” (ABNT, 2013).

Uma vez que o arranjo não é considerado ideal, e sim real, ele apresenta resistências

elétricas tanto em série quanto em paralelo, devido às características que se revelam no material semicondutor dopado. Assim sendo, a estrutura da célula fotovoltaica pode ser representada graficamente por um circuito elétrico, assim como o mostrado na Figura 13, contendo uma fonte de corrente em paralelo a um diodo que representa a junção das camadas *pn*, as resistências elétricas e o terminal de saída do conjunto.

Figura 12 – Componentes de um painel solar fotovoltaico.

Fonte: [Adaptada] de Leva et al. (2004).

Figura 13 – Circuito elétrico equivalente de célula fotovoltaica.

Fonte: [Adaptado] de Pinho e Galdino (2014).

A conexão dos painéis fotovoltaicos na rede elétrica requer um outro dispositivo que realize esta interface. Este equipamento é conhecido como conversor eletrônico e sua funcionalidade é converter a tensão CC gerada pelo sistema fotovoltaico para tensão CA para conexão com a rede de distribuição de energia elétrica.

Quando se tem um arranjo fotovoltaico capaz de fornecer uma tensão suficientemente elevada para manter a conexão com a rede elétrica, o sistema fotovoltaico exige apenas um conversor de estágio único, o que reduz a complexidade do sistema, por envolver menos componentes. Em contrapartida, surge a desvantagem por dificultar a isolamento entre a rede elétrica e os painéis fotovoltaicos. Em alguns casos, para sanar esta desvantagem, utilizam-se transformadores de isolamento a jusante do inversor. Outra alternativa que contorna tal impasse é adicionar um segundo estágio, chamado de conversor CC/CC, fazendo com que seja desacoplada a rede elétrica dos equipamentos solares. Desta maneira, simplificada, tem-se a responsabilidade do primeiro estágio de alimentar um barramento de tensão contínua com a presença de um capacitor de desacoplamento de potência, enquanto o segundo estágio realiza a interface com a rede de distribuição (VILLALVA, 2010).

3.2.1 Curvas Características

A curva típica que rege o comportamento da corrente de saída em função da diferença de potencial aplicado sobre uma célula ou painel fotovoltaico, curva $V-I$, é apresentada na Figura 14, em que os dados são referentes a um arranjo que contém três conjuntos de módulos em paralelo, com cada conjunto possuindo 20 módulos em série, o que totaliza o painel com 60 dispositivos do tipo KC125TM da marca Kyocera (KYOCERA, 2016). A partir desta curva determinam-se outras, em que é possível descrever o comportamento da potência de saída da célula fotovoltaica em função da tensão, denominada de curva $V-P$.

Figura 14 – Corrente e potência elétrica em função da tensão aplicada nos terminais da célula fotovoltaica.

Fonte: [Adaptada] de Pinho e Galdino (2014) e Villalva (2010).

Na Figura 14 podem ser observados alguns pontos em destaque, cujo seus significados são elucidados a seguir:

- I_{SC} é o ponto em que a leitura de corrente elétrica é máxima e, para sua obtenção, a tensão nos terminais da célula é nula, ou seja, é aplicado um curto-circuito;
- V_{OC} é o ponto em que a leitura de corrente elétrica é mínima e, para sua obtenção, tem-se a tensão de circuito aberto;
- I_{MP} é o valor de corrente elétrica que fornecerá à célula fotovoltaica a máxima potência;
- V_{MP} é a tensão elétrica que, juntamente com a I_{MP} , fornecerá o ponto de máxima potência da célula fotovoltaica;
- P_{MP} ponto de máxima potência da estrutura.

As curvas expostas na Figura 14 estão sujeitas a mudanças em caso de variações nos valores padrões adotados de temperatura e/ou irradiação solar, 25°C e $1000\text{W}/\text{m}^2$, respectivamente. Verifica-se a influência da alteração de temperatura e irradiação solar nas curvas $V-I$ e $V-P$ por meio das Figuras 15 e 16, em que é considerado o mesmo conjunto de 60 módulos. O melhor desempenho dos painéis é obtido trabalhando no ponto de máxima potência e, para alcançá-lo, têm-se técnicas de rastreamento deste ponto chamadas de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). Os principais métodos se resumem em encontrar o ponto de I_{PM} e V_{PM} respeitando as devidas condições climáticas.

Figura 15 – Alterações nas curvas $V-I$ e $V-P$ devido às variações de irradiação solar.

(a) Curva $V-I$, Variação de corrente.

(b) Curva $V-P$, Variação de potência.

Fonte: [Adaptada] de Kyocera (2016).

No mercado encontram-se os módulos fotovoltaicos com diversas potências nominais, mas dependendo da aplicação desejada, tais valores podem ficar abaixo da expectativa. Por exemplo, para suprir 100% da demanda de uma residência cujo o consumo mensal seja de 500kWh , é necessário realizar associações em série e/ou paralelo, de aproximadamente 20 módulos com potência nominal de 265 Wp para obter o resultado esperado. Para compreender tais associações têm-se as Subseções 3.2.2 e 3.2.3.

Figura 16 – Alterações nas curvas $V-I$ e $V-P$ devido às variações de temperatura. (a) Curva $V-I$, Variação de corrente.(b) Curva $V-P$, Variação de potência.

Fonte: [Adaptada] de Kyocera (2016).

3.2.2 Associações de Módulos em Série

A conexão em série se resume em interligar o terminal positivo de um módulo ao terminal negativo de outro e assim sucessivamente. Se tal conexão for realizada entre n dispositivos, por exemplo, que possuem parâmetros elétricos idênticos e, se ambos forem submetidos aos mesmos níveis de temperatura e irradiação solar, a tensão elétrica de saída do conjunto torna-se regida pela Equação 1, enquanto a mesma corrente irá percorrer todos os dispositivos, resultando na igualdade mostrada na Equação 2.

$$V_{PV_{TOTAL}} = V_{PV1} + V_{PV2} + \dots + V_{PVn} \quad (1)$$

$$I_{PV_{TOTAL}} = I_{PV1} = I_{PV2} = \dots = I_{PVn} \quad (2)$$

3.2.3 Associações de Módulos em Paralelo

As associações em paralelo, por sua vez, acontecem interligando os terminais positivos dos módulos fotovoltaicos envolvidos e os terminais negativos. Obedecendo às mesmas condições de temperatura e irradiação descritas na conexão em série, é possível manter a mesma tensão de operação sobre os dispositivos (Equação 3) e obter correntes maiores (Equação 4), o que também resultará em incrementos na potência gerada.

$$V_{PV_{TOTAL}} = V_{PV1} = V_{PV2} = \dots = V_{PVn} \quad (3)$$

$$I_{PV_{TOTAL}} = I_{PV1} + I_{PV2} + \dots + I_{PVn} \quad (4)$$

3.3 Geração Distribuída em Redes Reticuladas

Conforme o contexto apresentado em seções anteriores, a geração distribuída vem ganhando amplo espaço nos sistemas elétricos de todo o mundo. Além disso, têm-se locais economicamente muito importantes e com alta densidade de povoação e/ou carga, como centros metropolitanos ou parques industriais, que apresentam necessidades de expansão de suas redes de energia e muitas vezes se esbarram em aspectos que tornam a ampliação do atendimento impraticável. Desta maneira, recorre-se ao entrelace dos temas: redes reticuladas visando a confiabilidade e continuidade do serviço juntamente com a expansão do sistema de energia elétrica por meio de fontes alternativas, como no caso em específico deste estudo, painéis fotovoltaicos.

O fator importante é que os centros de grande consumo, na sua parte majoritária, são muito exigidos durante o dia e permanecem com a curva de carga mais suave durante o período noturno. Cruza-se a esta ideia o fato de os painéis fotovoltaicos corroborarem com esta característica, além de não produzirem poluentes durante a produção de energia elétrica, serem de fácil adaptação às edificações e contribuírem com o fornecimento de energia elétrica à área em questão. Vale ressaltar que os painéis fotovoltaicos possuem a capacidade de gerar energia elétrica a partir de qualquer luz ou claridade, natural ou artificial e seu pico de trabalho também se resume ao período diurno.

Havendo uma determinada região cuja sua demanda fique abaixo dos níveis de geração fotovoltaica, surge a necessidade de se trabalhar com a potência gerada excedente. Uma alternativa visa seu armazenamento em bancos de baterias, mas esta tarefa ainda se apresenta como impraticável, com exceções para a prevenção de determinados casos de contingência, visto que os custos das unidades de armazenamento serem bastante elevados. A segunda opção está sendo propagada por todo o mundo, principalmente nos países europeus e consiste em gerar a própria energia consumida pelo cliente e, em caso de excedentes, exportar a potência gerada para as redes da distribuidora de energia elétrica.

Alguns autores como Marques et al. (2004), Nie et al. (2012), Hernando-Gil et al. (2012), Gado (2015) já desenvolveram trabalhos tratando os impactos de GDs em redes de distribuição com topologia radial simples. Contudo, as estratégias de operação entre os sistemas radiais simples e reticulados são bastante distintas. Por exemplo, um fluxo de potência bidirecional em sistemas radiais simples é possível, desde que seja realizada uma correta coordenação dos dispositivos de proteção e asseguradas as regulações de tensões nodais. Nas redes reticuladas tal feito já não é possível devido à abertura dos disjuntores presentes na estrutura dos protetores de rede, isolando os alimentadores primários da rede de BT (CHEN et al., 2012).

A literatura que trata a conexão de geração distribuída, seja eólica, solar, biomassa ou qualquer outra, em redes reticuladas de distribuição de energia elétrica e que fundamenta o estado da arte desta pesquisa apresenta principalmente estudos de casos e/ou relatos de experiências pontuais de consumidores ou regiões que conseguiram conciliar os GDs

às redes reticuladas malhadas e/ou exclusivas. No entanto, ainda se encontra carência em estudos sistemáticos relatando os efeitos de elevados níveis de geração distribuída em redes reticuladas de BT (CHEN et al., 2012).

Baier, Feero e Smith (2003) revelaram um caso de sucesso na implantação de 75 kW provenientes de geração distribuída conectada a uma rede reticulada exclusiva de 480 V, responsável por suprir um edifício de escritórios. Um monitoramento na carga do edifício foi realizado e detectou os valores de demanda máxima (500 kW) e mínima (120 kW). Desta maneira, instalaram relés de potência mínima que monitoravam a demanda em cada protetor de rede e caso fosse atingido o nível mínimo, pré-configurado em 59,6 kW, os relés comandariam o desligamento do GD. Seu retorno ao sistema só seria possível uma vez que certificada a permanência da carga por, no mínimo, cinco minutos acima de 132,5 kW, nível também pré-estabelecido. Para permitir estas configurações à rede, foi realizado um processo de modernização nos relés eletromecânicos (EATON CMD, 277/480, 1875 A) que comandavam os protetores de rede, passando a operar com relés microprocessados (EATON MPCV), os quais permitiam à rede trabalhar com maior flexibilidade.

A conclusão do projeto de Baier, Feero e Smith (2003) listou importantes recomendações para se ter um bom funcionamento em situações semelhantes à descrita. As principais orientações sugerem a adição de tempos de atrasos para a abertura dos disjuntores dos protetores de rede e/ou pré-determinar limites de geração distribuída abaixo da carga mínima diária, pois há receios de operações excessivas (ciclismo) dos protetores de rede e de condições inaceitáveis de ilhamento não intencional. O estudo permitiu uma grande contribuição ao tema, mas não abrangeu fatores de QEE e ainda deixou uma incerteza ao defender a limitação de geração distribuída, pois a tendência da tecnologia vem em sentido contrário, sendo de proliferação e não estagnação.

A interligação de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição pode apresentar desafios, mas algumas concessionárias já conseguem maneiras de superá-los. Foi isso que Coddington et al. (2009) demonstrou ao descrever seis casos de conexão de painéis fotovoltaicos de grande, médio e pequeno porte nos estados da Califórnia, Colorado, Distrito de Colúmbia e Nova Iorque, todos nos EUA. Os geradores continuam a funcionar normalmente, alguns conectados em sistemas reticulados exclusivos e outros malhados, sem qualquer prejuízo à confiabilidade das redes de distribuição às quais estão interligados. As alterações que os GDs provocaram na rede elétrica não foram descritas, sendo apenas expostos os casos de conciliação entre as redes reticuladas e os sistemas fotovoltaicos.

Um perfil que assegura o pleno funcionamento dos GDs nestes locais é devido aos seis casos apresentados apontarem capacidades máximas de geração diária, abaixo da demanda mínima dos centros consumidores. No entanto, aos finais de semana, podem ser observados níveis de geração acima da demanda exigida, o que é considerado como uma situação incomum. Devido a estas possibilidades, algumas instalações já fazem uso de relés de fluxo reverso de potência (*Reverse Power Relay* (RPR)), relés de importação mí-

nima (*Minimum Import Relay* (MIR)) e controles dinâmicos dos inversores (*Dynamically Controlled Inverter* (DCI)), a fim de prevenir qualquer situação prejudicial ao SEP.

A operação dos dispositivos supracitados nestas instalações pode ser resumido na limitação da geração e seus funcionamentos são descritos da seguinte maneira: o RPR comanda o desligamento do sistema fotovoltaico caso seja sensibilizado por um fluxo reverso de potência para a rede de MT, enquanto o MIR desliga o mesmo sistema caso seja percebido um limiar de demanda abaixo de um valor pré-definido. Por conseguinte, o DCI irá monitorar a carga dos consumidores no ponto de acoplamento comum e controlar, por meio dos inversores, os níveis de potência extraída na saída dos geradores fotovoltaicos (CODDINGTON et al., 2009; IEEE.1547.6, 2011).

Na Índia, o crescimento das conexões de sistemas fotovoltaicos tem provocado aumento nas possibilidades de ilhamento não intencional nas redes de distribuição de energia elétrica. Cientes desta condição, Joshi e Pindoriya (2013) relataram um estudo de caso que desenvolveram na cidade de Almedabad, estado de Guararat, na Índia, onde se tem conectado à rede reticulada exclusiva 110 kWpico provenientes de painéis fotovoltaicos. O escopo do trabalho não incluiu avaliações no tocante às operações excessivas dos protetores de rede ou influências à QEE, pois o específico interesse era listar os cenários de equilíbrio entre demanda e geração de potência ativa e reativa com base na sazonalidade vivenciada entre os meses de Novembro de 2011 a Maio de 2012.

De acordo com os autores, no verão (iniciando no final de Abril e permanecendo até Maio) foram registrados os maiores índices de consumo de energia, sendo este um aspecto inversamente proporcional à ocorrência de fluxo reverso de potência e, por isso, não foram observados ilhamentos não intencionais. No inverno (de Dezembro a Fevereiro), o consumo de energia elétrica atingia valores mínimos e, principalmente nos dias não úteis (sábados, domingos e/ou feriados) desta estação, mais especificadamente entre às 11 e 14 horas, foram reveladas as maiores possibilidades às situações de ilhamento não intencional. Os demais meses analisados reportaram consumos de energia intermediários e, em escalas menores, também se mostraram propícios às tais situações indesejadas.

Joshi e Pindoriya (2013) ainda deixam em aberto opções de trabalhos futuros que possam compreender análises de sazonalidade abordando um ciclo anual completo e avaliações do comportamento da frequência quando operando em ilhamento intencional.

Yin e Zhang (2014) simularam no *software* PSCAD um atendimento de energia elétrica aos consumidores de BT através de uma rede reticulada exclusiva. A carga é considerada constante com demanda de 0,21 MW e fator de potência aproximadamente unitário. Seu atendimento é feito por três subestações em níveis de 10 kV nominais cada e adicionalmente é inserido um GD de 0,25 MW na barra de BT, fornecendo um alívio às demais fontes do sistema elétrico.

A potência fluindo das subestações e disponibilizada nos alimentadores de MT pode ser relacionada com a saída do GD, situação esta que está exposta na Figura 17. Vale

atentar-se à situação apresentada na referida figura quando a potência ativa do GD (eixo das abcissas) ultrapassa os valores de 0,13 MW e 0,25 MW. Respectivamente, a potência ativa da fonte 1 (alimentador 1), e das fontes 2 e 3 (alimentadores 2 e 3) tomam valores negativos, situação entendida, em conformidade com o artigo em questão, como sendo o caso indesejado de fluxo reverso de potência nos referidos alimentadores. Desta maneira, os autores evidenciaram a ação de abertura e fechamento repetidamente dos protetores de rede (ciclismo), comprovando a necessidade de modificação na proteção original do sistema de distribuição em estudo, a fim de acomodar a instalação do GD. No entanto, nenhuma estratégia foi detalhada, restringindo-se apenas em expor o fato de fluxo de potência bidirecional nestas instalações.

Figura 17 – Relação entre a potência ativa das fontes com o nível de potência ativa na saída do GD.

Fonte: [Adaptada] de Yin e Zhang (2014).

Um trabalho que apresenta estudos referentes aos impactos de GDs nas redes reticuladas é descrito por Chen et al. (2012). Os autores selecionaram uma rede que atende a 284 consumidores independentes de uma determinada região de Manhattan (EUA). Estavam presentes nas instalações 12 alimentadores primários, 224 transformadores de distribuição, cada um com seu respectivo protetor de rede, 18 redes reticuladas exclusivas e os demais clientes atendidos pela rede reticulada em malha.

Os GDs considerados são baseados em inversores, geradores de indução e síncronos. Cada GD apresenta uma faixa de geração de potência e, devido aos perfis de demanda também serem distintos, foi realizado um estudo probabilístico para alocar os GDs de maneira a melhor corresponder aos patamares de consumo dos clientes. Entretanto, antes de alocarem os GDs, revisaram o perfil das cargas na condição mais leve a fim de certificarem se todos os disjuntores dos protetores de rede permaneciam fechados e a rede estável, propícia aos estudos avaliativos. Os autores deixaram evidente que não apresentariam estratégias de prevenção às violações de tensão, e sim que focariam em extrair informações sobre os perfis das tensões nas cargas e transformadores, além de averiguar as condições

de operação dos protetores de rede.

As simulações do estudo ressaltaram a importância na correta localização dos GDs junto aos consumidores. Se tais forem instaladas em locais cuja geração de energia elétrica seja concordante com o nível da demanda, pode-se ter aproximadamente 100% de penetração de GDs na rede, com referência à carga leve, sem que haja violação aos níveis de tensão. Em contrapartida, se a potência nominal do GD não condisser com a demanda do local, ou seja, as cargas serem pequenas frente ao montante de potência ativa gerada, pode-se ter a abertura dos protetores de rede para um nível de penetração de GDs menor do que 2,5%, além de provocar problemas no perfil de tensão. Desta maneira, os autores conseguiram contribuir com um trabalho que avaliava a alocação de GDs em redes reticuladas, a abertura dos protetores de rede e as violações de tensão, quantificando assim, os impactos na rede elétrica de Manhattan.

O interesse por pesquisas de mesmo cunho também foi explorado no Brasil. Barreto (2014) apresentou em sua tese de doutorado um estudo com simulações da operação de geradores fotovoltaicos conectados em BT e com exportação de excedentes de potência a uma rede reticulada exclusiva, a qual era suprida por três alimentadores primários com dados elétricos reais. Os parâmetros da rede reticulada foram adquiridos na cidade de Brasília, junto à CEB e os dados das instalações fotovoltaicas foram colhidos no Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP), local que dispõe de 12 kW_{pico} gerados a partir desta tecnologia. Os sistemas fotovoltaicos da USP atendem a uma rede elétrica radial simples, mas suas características foram adotadas para as análises em redes reticuladas de distribuição.

O problema base do trabalho é referente aos disparos de abertura dos disjuntores presentes na estrutura dos protetores de rede, pois quando da conexão dos geradores fotovoltaicos os dispositivos de proteção se sensibilizam pelo fluxo reverso de potência, tornando não tão acessível a integração do sistema de geração convencional aos sistemas fotovoltaicos na rede reticulada exclusiva.

Uma nova metodologia foi proposta consistindo da comunicação entre os protetores de rede instalados de maneira que seja possível verificar se o referido fluxo de potência, no sentido oposto ao convencional, é ocasionado por uma falta no alimentador primário ou no transformador, ou pela inserção dos dispositivos solares. O princípio básico para este feito se baseia na seguinte ideia: um protetor de rede experimentou um fluxo de potência partindo da rede secundária em sentido ao alimentador primário ao qual está conectado, e então enviará um sinal comunicando os demais dispositivos de proteção. Se apenas este protetor de rede experimentar esta situação, seus contatos de potência receberão comandos para se abrirem, interrompendo o fluxo reverso de potência, caracterizado neste caso por um distúrbio a montante do equipamento de proteção. No entanto, se os demais protetores receberem o sinal e também se sensibilizarem com o sentido inverso da potência, este poderá ser caracterizado como uma potência excedente advinda da rede secundária

e a abertura dos dispositivos de proteção não será acionada.

Assim sendo, Barreto (2014) afirma ser uma alternativa para promover um caminho factível para tais conexões, garantindo segurança, simplicidade e mantendo as características primordiais dos protetores de rede. A técnica também pode ser estendida a redes reticuladas em malha, desde que seja executado um método de comunicação adequado, levando em conta uma maior interferência aos sinais, visto que terão um número maior de protetores de rede e as distâncias entre estes também será maior.

Mohammadi e Mehraeen (2017) propuseram uma metodologia que também consiste na utilização de comunicação entre os protetores de rede e os dispositivos no início dos alimentadores primários. Esta comunicação é realizada analisando apenas o conjunto de equipamentos presentes na MT, o qual recebeu o nome de conjunto de corte (*cut-set*). A metodologia é baseada na teoria de proteção diferencial de corrente, em que é realizado o somatório de todas as correntes que entram e que saem do conjunto de corte e, em caso do resultado ser nulo compreende-se que a potência apenas passa através dos alimentadores primários até ser entregue ao ponto de consumo final. Neste caso, a função direcional de potência permanece bloqueada. Em contrapartida, se o resultado não for nulo, entende-se que há um consumo de potência interno à esta região de corte, o que é classificado como uma condição anormal e, por isso, os disjuntores dos protetores de rede são comandados a se abrirem. A esta nova maneira de operar dos protetores de rede, comunicando entre si, foi dado o nome de *Smart Network Protector Relay (SNPR)*.

O que pode ser inferido sobre as propostas de Barreto (2014) e Mohammadi e Mehraeen (2017), é que a elaboração da comunicação entre os protetores de rede, a qual deve conter segurança, eficiência e rapidez no envio de dados, pode revelar um custo de investimento ainda maior para a estrutura da rede reticulada, além de aumentar a complexidade do planejamento e da operação do sistema elétrico. Além disso, a proposta de Mohammadi e Mehraeen (2017) apenas irá revelar a ocorrência de um distúrbio dentro do conjunto de corte, porém, ainda será necessária uma proteção convencional para detectar em qual ramo de MT ocorreu a falta para que apenas este seja isolado sem comprometer o atendimento de energia elétrica aos consumidores.

3.4 Considerações Finais sobre o Capítulo

Este capítulo visou descrever os sistemas fotovoltaicos, suas possibilidades de conexões em série ou paralelo e mostrar que variações de temperatura e irradiação sobre os painéis fotovoltaicos influenciam no montante de potência gerada pelos mesmos. Além disso, este capítulo apresentou as pesquisas que tratam simultaneamente os temas: redes reticuladas de distribuição de energia elétrica e geração distribuída. A maioria dos trabalhos expõem apenas relatos de determinadas instalações que estão em operação devido a geração distribuída ser pequena diante da demanda de energia elétrica das regiões em

análise. Outros, em escala minoritária, apresentam algumas técnicas com dispositivos de proteção para controlar a quantidade de potência exportada para a rede e, também, trabalhos que sugerem a utilização de comunicação nos protetores de rede. Estes trabalhos vão ao encontro à justificativa desta dissertação, pois revelam que ainda há carência de trabalhos que descrevam as influências/impactos de elevados níveis de geração distribuída em redes reticuladas e/ou que avaliem alternativas para possibilitar as conexões de tais geradores sem que isso acarrete influências negativas à QEE e à proteção do sistema de distribuição.

OpenDSS e Redes Reticuladas em Estudo

Este capítulo apresenta as características e funcionalidades dos principais elementos do programa OpenDSS que foram utilizados nas simulações desta pesquisa e destaca, também, a interface de comunicação com o programa Matlab. A seguir têm-se as particularidades dos dois sistemas reticulados de distribuição de energia elétrica adotados para o estudo, 81 barras e IEEE 390 barras, e também as primeiras simulações para validar os modelos de sistema elétrico criados no OpenDSS. Por fim, tem-se uma síntese das etapas que compreendem os demais capítulos dessa dissertação.

4.1 *Software* OpenDSS

Em 1997, a empresa *Electrotek Concepts Inc* deu início ao desenvolvimento do programa DSS, o qual significava *Distribution System Simulator*. O desenvolvedor principal era Roger C. Dugan e logo em seguida contou com a ajuda de Tom McDermott até o final do ano de 2001, quando Tom deixou a *Electrotek*, permanecendo apenas Dugan na continuidade do projeto. Em anos seguintes, Tom retornou à equipe de desenvolvimento e a empresa norte americana *Electric Power Research Institute* (EPRI) adquiriu o DSS, vindo a lançar uma versão com licença livre (*open source*), a qual deu origem à adaptação no nome do programa, sendo apresentado como OpenDSS, assim como é conhecido atualmente (DUGAN, 2013b).

O OpenDSS foi desenvolvido com a premissa de auxiliar os planejadores dos sistemas de distribuição de energia elétrica, pois permite a criação de modelos para simulações bem próximos dos reais, tornando assim, tarefa menos complexa a análise do comportamento da rede elétrica. O programa realiza simulações de redes no domínio da frequência e não se limita a trabalhar em apenas uma determinada frequência, por exemplo, 60Hz. Suas funções permitem realizar planejamentos para os sistemas de distribuição, analisar circuitos polifásicos, avaliar parâmetros da QEE, inserções de geração distribuída, entre outros

aspectos que o programa abrange. Vale ressaltar que o OpenDSS não realiza simulações de transitórios eletromagnéticos, como surtos atmosféricos, surtos de manobras, etc. Entretanto, permite avaliações de transitórios eletromecânicos, os quais envolvem a energia mecânica armazenada nas máquinas rotativas e a energia consumida na rede elétrica.

O algoritmo do programa permite que sejam calculados fluxos de potência para sistemas de distribuição com topologias radiais ou malhadas e este cálculo pode acontecer utilizando o modo instantâneo (*Snapshot Power Flow*), ou modos diários e anuais (*Daily* ou *Yearly Power Flow*). Estes últimos possibilitam a definição de curvas de geração e/ou demanda variantes no tempo. O que mais chama a atenção quando comparado com outros programas de simulações de circuitos elétricos, é a forma não interativa de declaração dos componentes, sendo esta realizada por linhas de código e não por modelagem gráfica.

Além das possibilidades de simulações utilizando as ferramentas do OpenDSS isoladamente, o sistema possui a *COM interface* que permite controlar o OpenDSS por meio de interfaces com outros programas, por exemplo, Matlab, Excel, C# e Phyton, expandindo assim, a gama de opções para se trabalhar com o SEP. Para a elaboração desta dissertação, foi definida a escolha pelo OpenDSS (versão 7.6.4.79 - 64 bits), o qual opera simultaneamente com o Matlab (versão R2015a 8.5.0.197613).

4.1.1 Elementos Elétricos no OpenDSS

Esta seção esclarece o princípio de funcionamento de alguns componentes elétricos conforme apresentado por Dugan (2013b), como subestação, transformadores, cargas, relés, painéis fotovoltaicos e curtos-circuitos, uma vez que estes foram utilizados nas simulações.

4.1.1.1 Subestação

Iniciando a operação no OpenDSS é inevitável que seja declarado um novo circuito, utilizando o comando *New Circuit.NOME*, cujo nome é definido da maneira como melhor desejar. Ao realizar tal declaração, é automaticamente inicializada uma fonte (*Source*) com valores padrões de tensão igual a 115 kV e potência de curto-circuito de 3000 MVA conectada a um barramento (*Source Bus*), assim como ilustra a Figura 18. Desta maneira, fazendo uso do comando *Edit Vsource.source*, devem ser configurados os parâmetros básicos desta fonte, como tensão de base e respectiva tensão em por unidade (p.u.), potência ou corrente de curto-circuito, frequência de operação e quantidade de fases.

Figura 18 – Modelo da subestação ao criar um novo circuito no OpenDSS.

Fonte: [Adaptada] de Dugan (2013b).

4.1.1.2 Transformadores

Os transformadores podem possuir mais de dois enrolamentos e suas conexões podem ser modificadas, uma vez que a conexão padrão é estrela (Y). O número de fases do equipamento deve ser determinado e a quantidade de condutores é sempre uma unidade acima da quantidade de fases. Por exemplo, com um transformador trifásico com conexão em estrela, terão quatro condutores, sendo três fases e o quarto o neutro. Por outro lado, caso a conexão seja em delta (Δ), o quarto terminal estará internamente aberto.

Desta maneira, para modelar o transformador do sistema elétrico é necessário atribuí-lo um nome (*New Transformer.NOME*) e, assim, declarar suas características como a potência nominal, as tensões em todos os enrolamentos e a reatância dos mesmos, a maneira como estão conectados os enrolamentos, o número de fases e entre quais barramentos o equipamento está instalado.

4.1.1.3 Cargas

Pode-se dizer que a carga é, assim como a subestação, um elemento trivial nas simulações de circuitos elétricos. Uma maneira básica de modelá-la no OpenDSS é declarando, além da tensão, barra de conexão, quantidade de fases e conexão dos enrolamentos, a potência ativa (P) nominal seguida do fator de potência (FP) ou, ao invés do fator de potência, a potência reativa (Q) nominal. O programa disponibiliza oito modelos de carga, o que significa, de maneira sintetizada, relacionar as potências ativa e reativa com os parâmetros de amplitude e frequência da tensão sobre a mesma. Tais modelos disponibilizados são listados abaixo:

- ❑ *Modelo 1: P e Q constantes (Este modelo é o padrão do OpenDSS);*
- ❑ *Modelo 2: Impedância (Z) constante;*
- ❑ *Modelo 3: P constante e Q quadrático;*
- ❑ *Modelo 4: P nominal linear e Q quadrático;*
- ❑ *Modelo 5: Corrente (I) constante;*
- ❑ *Modelo 6: P constante e Q fixo em seu valor nominal;*
- ❑ *Modelo 7: P constante e Z fixo em seu valor nominal;*
- ❑ *Modelo 8: ZIPV - combinação dos sete modelos anteriores.*

Um detalhe que chama a atenção é a presença de variáveis ora constantes e ora fixas. A distinção entre as duas é que os valores constantes poderão ser variados conforme os fatores multiplicativos das curvas de demanda que poderão ser utilizadas, enquanto os fixos não se altera o valor declarado em hipótese alguma.

4.1.1.4 Relés

Elementos como geradores, transformadores, linhas, cargas, painéis fotovoltaicos, baterias e alguns outros, já possuem chaves seccionadoras de maneira implícita em seus terminais. Sendo assim, a tarefa dos relés disponíveis no OpenDSS, sejam de corrente, tensão ou de potência reversa se resume em controlar a comutação da chave de um determinado terminal do elemento pré-estabelecido.

As diretrizes para a parametrização dos relés ainda não foram definidas nos manuais disponíveis do programa, ficando assim, as consultas restritas aos fóruns de discussões *online* para identificar a melhor maneira de como realizar a configuração destes elementos. Para a modelagem deste trabalho declarou-se relés (*New Relay.NOME*) do tipo fluxo reverso de potência (*Type=Reversepower*), definiu-se o dispositivo monitorado (*MonitoredObj=Transformer.NOME*), o elemento que será chaveado (*SwitchedObj=Transformer.NOME*) e o seu terminal (*SwitchedTerm=1*), e sua sensibilização será no modo instantâneo (*Delay=0*).

4.1.1.5 Módulo Fotovoltaico

O OpenDSS fornece uma ferramenta chamada de *PVSystem*, a qual combina em um único conjunto as características pertinentes ao painel fotovoltaico e ao conversor CC/CA. A ferramenta pode ser utilizada com valores fixos de geração, para os casos com modo de execução instantâneo, ou declarando curvas de geração para os casos no modo diário ou anual. As análises utilizando o modelo *PVSystem* no modo instantâneo requerem apenas definições básicas, por exemplo, barras de conexão dos elementos, tensão nominal, potência aparente e fator de potência. No entanto, quando se deseja realizar simulações com variações temporais, o modelo deve receber informações nominais como irradiação máxima (*Irrad*), geralmente utiliza-se 1000 W/m^2 , temperatura (*T*), adota-se 25°C , potência máxima do painel fotovoltaico (P_{pmp}) e fator de potência (*FP*). Além destas variáveis, declara-se curvas que irão, a partir dos valores nominais, ponderar o comportamento diário ou anual de geração fotovoltaica. Estas curvas são valores de temperatura variantes no tempo ($T(t)$), fatores que ponderam a temperatura ($F_{Temp}(T(t))$) e a irradiação ($F_{Irrad}(t)$) e, por fim, os fatores de eficiência do inversor (F_{Efic}) que são relacionados com a potência de saída do painel fotovoltaico (P_{fot}). A combinação destas variáveis de entrada fornece na saída do conjunto uma potência aparente (P_{inv}) que poderá ser injetada diretamente na rede elétrica ou utilizada em outros fins. O modelo com as respectivas variáveis de entrada e saída é visto na Figura 19 e as curvas que foram declaradas nas simulações, com base nos valores fornecidos por EPRI (2011), são apresentadas na Figura 20.

Este trabalho foi dividido em duas etapas, em que na primeira foram utilizados apenas as definições para o modo instantâneo e na segunda foram declaradas todas as curvas citadas, considerando um perfil diário de operação.

Figura 19 – Modelo da ferramenta *PVSystem* do OpenDSS.

Fonte: [Adaptada] de EPRI (2011).

Figura 20 – Curvas das variáveis de entrada do modelo *PVSystem*.

Fonte: [Adaptada] de EPRI (2011).

Para as simulações com comportamentos diários, ou seja, variantes no tempo, a potência de saída do painel fotovoltaico (P_{fot}) é regida pela Equação 5 e dispensa controles de MPPT, pois é assumido que o inversor da ferramenta *PVSystem* é capaz de encontrá-lo rapidamente (EPRI, 2013).

$$P_{fot}(t) = P_{pmp} \cdot Irrad \cdot F_{Temp}(T(t)) \cdot F_{Irrad}(t) \quad (5)$$

em que:

- P_{fot} : Potência de saída do painel fotovoltaico;
- P_{pmp} : Ponto de Máxima Potência (Potência nominal);
- $Irrad$: Irradiação máxima observada no dia (geralmente, adota-se 1000 W/m^2);
- F_{Temp} : Fator de ponderação para a temperatura;
- F_{Irrad} : Fator de ponderação para a irradiação.

O inversor presente em cada conjunto solar não necessita de malhas de controle, pois as simulações levam em conta apenas valores estáticos. Dessa forma, para a obtenção da potência resultante gerada pelo *PVSystem* (P_{inv}), assim como apresenta a Equação 6, tem-se a inclusão dos fatores de eficiência do inversor (F_{Efic}). Para cada nível de potência extraída dos painéis fotovoltaicos (em p.u.) há um fator de eficiência regido pela curva apresentada na Figura 20(d). O valor adotado de potência base na saída do painel solar é a própria potência nominal do elemento.

$$P_{inv} = P_{fot}(t) \cdot F_{Efic}(P_{fot}(t)) \quad (6)$$

4.1.1.6 Curto-Circuito

O programa OpenDSS permite o estudo de curtos-circuitos a partir de três modos, sendo eles: estudos de faltas (*FaultStudy*), simples falta instantânea (*Snapshot Fault*) e Monte Carlo. O primeiro modo é voltado para estudos de parametrização de relés, pois ele aplica os tipos de faltas em todas as barras do sistema elétrico e fornece todas medidas de tensão e corrente. O modo de solução simples de falta permite aplicar um ou mais curtos-circuitos onde desejar, necessitando apenas declarar o lugar de sua aplicação assim como a resistência e o tipo de falta. Por último, tem-se o Monte Carlo, uma maneira de selecionar vários pontos em que se deseja aplicar uma falta e o programa avalia uma ocorrência de cada vez. Este pode ser utilizado para verificar as variações de tensão que podem ser observadas nos GDs, por exemplo.

Neste trabalho, o modo *snapshot fault* atende perfeitamente as necessidades e por isso foi o escolhido para simulações. Os curtos-circuitos criados neste modo são considerados objetos do circuito e são de simples manipulação.

As faltas no OpenDSS possuem cinco terminais (1, 2, 3, 4 e 0), da mesma maneira como os demais objetos. Os terminais 1, 2 e 3 são as fases, o terminal 4 é do neutro e o terminal 0 é referente ao terra. Quando se utiliza o estudo de falta padrão do OpenDSS, este executa um curto-circuito fase-terra, o que significa conectar o terminal 1 ao 0, separados por uma resistência de falta (R_f). Para faltas bifásicas fase-fase, pode-se entender que o terminal 1 se conectou ao 3, por exemplo. Por fim, têm-se os curtos-circuitos trifásicos, os quais são os mais severos para o sistema elétrico. Uma vez que é uma falta trifásica-terra, conectam-se os terminais 1, 2 e 3 ao 0. Para melhor esclarecer as conexões citadas neste parágrafo, ilustram-se os três exemplos dados nas Figuras 21a), 21b) e 21c), respectivamente.

Figura 21 – Objeto de falta do OpenDSS.

Fonte: [Adaptada] de Biângulo (2016).

4.1.2 Interface OpenDSS e Matlab

Muito pode ser feito utilizando apenas o OpenDSS, porém ganha-se uma vasta gama de possibilidades ao interagir as ferramentas deste programa com outros, por exemplo, o Matlab, por meio da *COM interface* de propriedade da *Microsoft*. O recurso *COM interface* permite ao OpenDSS se comunicar com outros programas além do Matlab, mas por ser bastante difundido no meio acadêmico, optou-se por sua utilização. Na sequência são apresentadas as diretrizes básicas para a realização desta interface.

Para conectar os programas é necessário iniciar o objeto DSS dentro do Matlab e, para isso, declara-se em uma nova aba (*script*) a seguinte linha de código:

```
1 DSSObj = actserver('OpenDSEngine.DSS')
```

Uma maneira de conferir se a comunicação ocorreu corretamente é declarando a condição descrita a seguir, em que, se a comunicação não for criada será mostrada na tela a mensagem: “Não foi possível iniciar o OpenDSS”. No entanto, caso seja estabelecida a conexão perfeitamente, prosseguirá para as execuções posteriores.

```
1 if ~DSSObj.Start(0)
2     disp('Não foi possível iniciar o OpenDSS.')
3 return
4 end
5
```

Na sequência, são declaradas de maneira global as três variáveis definidas a seguir, as quais configuram as interfaces de texto, circuito e solução. Com estas, a linguagem para as definições dos comandos se torna muito semelhante à maneira como é efetuado diretamente no OpenDSS, possibilitando declarar no próprio Matlab os elementos do SEP, resolver as simulações, obter os resultados, manipulá-los e elaborar análises gráficas.

```

DSSText=DSSObj.Text;
DSSCircuit=DSSObj.ActiveCircuit;
DSSSolution=DSSCircuit.Solution;

```

Ressalta-se que para utilizar o Matlab controlando o OpenDSS é necessário ter criado um circuito no próprio OpenDSS e este deve estar salvo em um diretório conhecido. O OpenDSS apenas recebe os dados declarados no Matlab, processa-os e os devolve como resultados das simulações. Sendo assim, caracteriza-se o último passo para inicializar a interface, o qual se resume em chamar o arquivo através de seu diretório, assim como é mostrado a seguir:

```

DSSText=command = 'Compile (C:\Users\...\NOME.dss) '

```

Ao final da execução do programa, é possível incluir uma mensagem indicando se o cálculo numérico convergiu ou não. Para isso, declara-se:

```

if DSSSolution.Converged
    disp('Solução convergiu')
else
    disp('Solução não convergiu.')
end

```

Uma desvantagem na utilização do Matlab para estes fins, é que ele não fornece informações das classes pertencentes ao OpenDSS, por exemplo, qual propriedade deve ser configurada para ter acesso à potência de determinado elemento. Para contornar este fato, pode-se recorrer à consulta de um terceiro programa que disponha de uma biblioteca de classes do OpenDSS.

4.2 Sistemas Elétricos de Distribuição em Estudo

Nesta seção são apresentadas as principais características dos dois sistemas elétricos de distribuição de energia elétrica utilizados nesta dissertação, sendo o primeiro a rede reticulada de 81 barras e na sequência a rede reticulada do IEEE 390 barras. Para as análises de ambos sistemas são criados cenários de carregamento denominados de carga pesada e carga leve e diferentes cenários de geração fotovoltaica.

4.2.1 Rede Reticulada de 81 Barras

A rede reticulada de 81 barras é de topologia malhada e não opera com outras redes do tipo exclusiva. O sistema elétrico é mantido e operado por via de concessão pela COPEL,

suprindo a demanda da região central da cidade de Curitiba - PR, a qual é delimitada em azul na Figura 22, de acordo com o Instituto de Planejamento e Pesquisa Urbano de Curitiba (IPPUC) (AZEVEDO, 2010). No entanto, para efeito das análises propostas, somente uma região fracionada (delimitada em vermelho na Figura 22) é utilizada nas análises desenvolvidas. Segundo Azevedo (2010), todos os dados desta região menor foram obtidos por meio do georeferenciamento da COPEL.

Figura 22 – Região de atendimento da rede reticulada de 81 barras.

Fonte: Azevedo (2010).

O lado de MT da rede é constituído por uma subestação, três alimentadores primários em nível de tensão igual a 13,8 kV que interligam a subestação aos doze transformadores de distribuição conectados em delta-estrela aterrada (Δ/Y) e com relação de transformação de 13,8 kV para 220 V. Um diagrama unifilar do sistema elétrico ilustrando o lado a montante dos transformadores é apresentado na Figura 23, sendo também expostos os nomes das quatro barras que compõem o lado de MT. Os nomes das barras foram mantidos assim como foram apresentados por Azevedo (2010).

No lado de BT, todos os trechos são trifásicos e interligam as 77 barras (nós) dos clientes (no lado de BT) a partir dos transformadores, conforme ilustra a Figura 24. As cargas são trifásicas, balanceadas, possuem potências nominais diversificadas e foram declaradas como potência constante (PQ). Ressalta-se que os sistemas de distribuição são, por natureza, bastante desequilibrados, mas os dados dessa rede elétrica seguem os valores considerados na pesquisa desenvolvida por Azevedo (2010).

Os dados do sistema de distribuição apresentados por Azevedo (2010) não apontam informações de bancos de capacitores, reguladores de tensão, ou quaisquer dispositivos de proteção, tais como as características dos protetores de rede que são empregados na estrutura. Também não foram indicadas instalações de GDs na rede reticulada. Sendo

assim, fizeram-se necessários ajustes para a inclusão dos protetores de rede e de GDs para as análises de cenários com diferentes níveis de penetrações de sistemas fotovoltaicos.

Figura 23 – Alimentadores primários da rede reticulada de 81 barras.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 24 – Trecho de BT da rede reticulada de 81 barras.

Fonte: [Adaptada] de Azevedo (2010).

4.2.2 Rede Reticulada de 390 Barras

A rede reticulada de 390 barras foi disponibilizada em 2014 pelo IEEE *Power & Energy Society* (PES) e é uma representação dos sistemas reticulados desenvolvidos nas principais áreas urbanas da América do Norte (IEEE, 2014). Ainda é encontrada na literatura uma quantidade pequena de trabalhos que consideram este sistema, se comparado com os casos testes de 13 e 34 barras, por exemplo. Sua estrutura é ilustrada na Figura 25 e os itens que a compõem são listados na Tabela 2.

Figura 25 – Rede reticulada de 390 barras.

Fonte: [Adaptada] de IEEE (2014).

Tabela 2 – Itens da rede reticulada do IEEE de 390 barras.

ITENS	QTD	DESCRIÇÃO
Subestação	1	230 kV
Nós na AT	6	Interligam a subestação aos transformadores de 230 kV
Transformadores Δ/Δ	2	Transformadores de 230 kV / 13,2 kV
Alimentadores primários	8	Interligam os nós da MT
Nós na MT	150	Identificados de 1 a 150 acompanhados do prefixo P
Transformadores Δ / Y aterrada	48	Transformadores de 13,2 kV / 208 V
Transformadores Δ / Y aterrada	20	Transformadores de 13,2 kV / 480 V
Nós na BT - <i>Grid</i>	192	Identificados de 1 a 192 acompanhados do prefixo S
Nós na BT - <i>Spot</i>	48	Identificados de 193 a 240 acompanhados do prefixo S
Cargas monofásicas	312	Distribuídas nas redes reticuladas <i>Grid</i> e <i>Spot</i>
Cargas bifásicas	312	Distribuídas nas redes reticuladas <i>Grid</i> e <i>Spot</i>

Fonte: Elaborada pelo autor.

A rede reticulada é atendida por uma subestação com tensão nominal de 230 kV e possui um pequeno trecho com duas linhas aéreas de transmissão neste mesmo potencial elétrico, as quais suprem dois transformadores abaixadores com relação de transformação de 230 kV para 13,2 kV e que possuem seus enrolamentos conectados em delta-delta (Δ/Δ). No lado de BT destes transformadores têm-se oito alimentadores primários (A1, A2, ... , A8) que interligam um total de 150 barras, sendo estas enumeradas de 1 a 150 acompanhadas do prefixo P, conforme destaca a Figura 26.

Figura 26 – Alimentadores primários do sistema de distribuição de 390 barras.

Fonte: [Adaptada] de IEEE (2014).

Estes alimentadores primários fornecem energia a uma rede reticulada malhada de BT (120/208 V), mostrada na Figura 27, e a oito redes reticuladas exclusivas, também em BT (277/480 V). Estas últimas são destacadas na Figura 28. Os alimentadores secundários de distribuição possuem 240 barras, sendo da barra 1 à 192 referente à rede reticulada malhada e as barras de 193 à 240 compõem a rede reticulada exclusiva, completando assim, os 390 nós deste sistema elétrico.

Para o atendimento aos consumidores têm-se 68 transformadores abaixadores conectados em delta-estrela aterrada (Δ/Y), ficando 48 com potência nominal cada de 1000 kVA responsáveis pela rede malhada e os demais com potências nominais na faixa de 1500 kVA a 2500 kVA às redes exclusivas. Ao todo são 70 transformadores na estrutura, nomeados de TR1 até TR70, porém os dois primeiros de potência nominal igual a 50 MVA cada, são referentes à conexão da subestação. Cada rede reticulada exclusiva é suprida por dois ou três transformadores no mínimo, e cada um destes é atendido por um alimentador primário diferente.

Figura 27 – Rede reticulada malhada do sistema de distribuição de 390 barras.

Fonte: [Adaptada] de IEEE (2014).

Figura 28 – Redes reticuladas exclusivas do sistema de distribuição de 390 barras.

Fonte: [Adaptada] de IEEE (2014).

O carregamento total é aproximadamente 50 MVA entre cargas monofásicas e bifásicas com potências nominais diversificadas, conectadas em delta (Δ) e estrela (Y) (SCHNEIDER; PHANIVONG; LACROIX, 2014). Estas foram classificadas de acordo com a potência nominal, visto na Tabela 3, onde também se têm outros detalhes do carregamento do sistema de distribuição. Além disso, bancos de capacitores e reguladores de tensão não estão presentes na estrutura e também não são apresentados dados dos protetores de rede.

Tabela 3 – Carregamento da rede reticulada de 390 barras.

GRUPO DE CARGAS	QUANTIDADE DE CARGAS			POTÊNCIA ATIVA [kW]		
	Malhada	Exclusiva	Total	Malhada	Exclusiva	Total
Muito grande ($C \geq 300$ kW)	0	28	28	0	13301,25	13301,25
Grande ($100 \text{ kW} \leq C < 300$ kW)	79	11	90	9347,00	2175,79	11522,79
Média ($50 \text{ kW} \leq C < 100$ kW)	73	8	81	5248,57	661,89	5910,46
Pequena ($30 \text{ kW} \leq C < 50$ kW)	207	1	208	7714,82	39,90	7754,72
Muito pequena ($C < 30$ kW)	217	0	217	3721,20	0	3721,20
TOTAL	576	48	624	26031,59	16178,83	42210,42

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os GDs não estão presentes no sistema original e estes foram considerados para as análises propostas nesta dissertação e alocados nas barras destacadas nas Figuras 25 e 28. Porém, os dados para as suas modelagens são apresentados apenas na Subsubseção 6.1.2.2.

4.3 Validação das Redes Reticuladas no OpenDSS

As primeiras simulações com as redes reticuladas não consideraram curtos-circuitos e nem GDs e tiveram o objetivo de avaliar as tensões nodais, adotando como referência a faixa adequada de tensão para atendimento aos consumidores de acordo com ANEEL, de 0,92 p.u. a 1,05 p.u. para clientes atendidos com tensão nominal menor que 1 kV (ANEEL, 2018). Sobretudo, analisou-se o fluxo de potência nos transformadores, em que todos os ramos devem apresentar potência partindo da subestação para os consumidores.

4.3.1 Modelo da Rede Reticulada de 81 Barras

Ao executar o fluxo de potência na rede reticulada de 81 barras verificou-se resultados com violações ao limite inferior da faixa adequada de tensão. Devido a este impasse, fez-se um ajuste no carregamento das cargas de cada barra, de forma a oferecer um alívio à rede elétrica, o que resultou em todas as tensões nodais acima de 0,92 p.u.

Outro aspecto envolve os transformadores, os quais possuem potências nominais iguais a 500 kVA, assim como outras características idênticas. Entretanto, os transformadores se apresentaram superdimensionados perante a demanda total daquela área. Desta maneira, adaptou-se a potência nominal destes equipamentos a fim de modelar dispositivos mais coerentes com a rede elétrica em questão, resultando em transformadores com potência nominal igual a 150 kVA.

Após as alterações as tensões nodais se apresentaram dentro dos limites estabelecidos em ANEEL (2018). A potência nominal das cargas agora encontrada foi classificada como o cenário de carga pesada e, a partir deste, criou-se outro denominado de carga leve, sendo o mesmo 30% da potência daquele de carga pesada. Tais valores foram propostos com relação ao ponto máximo visto nas curvas de carga pesada e leve apresentadas por Azevedo (2010) e a Tabela 4 mostra as potências ativa e reativa total da rede reticulada de 81 barras para tais cenários de carregamento propostos.

Tabela 4 – Potências ativa e reativa para os cenários de carregamento da rede reticulada de 81 barras.

Carga pesada		Carga leve	
Potência ativa [kW]	Potência reativa [kvar]	Potência ativa [kW]	Potência reativa [kvar]
797,4	428,4	239,2	128,5

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por sua vez, a Tabela 5 apresenta as tensões máxima e mínima da rede reticulada para o carregamento pesado e leve. Como pode ser observado, estes valores extremos se encontram dentro da faixa adequada de tensão e, conseqüentemente, as demais barras do sistema de distribuição também se encontram.

Tabela 5 – Tensão máxima e mínima para os cenários de carregamento da rede reticulada de 81 barras.

Carga pesada		Carga leve	
Tensão máx. [p.u.]	Tensão mín. [p.u.]	Tensão máx. [p.u.]	Tensão mín. [p.u.]
1,0197	0,9379	1,0199	0,9963

Fonte: Elaborada pelo autor.

Além disso, foi avaliado o fluxo de potência trifásica nos doze transformadores de distribuição e os resultados são expostos nas Figuras 29 e 30 para os carregamentos pesado e leve, respectivamente. Para a apresentação dos dados nos gráficos foi convencionado que os valores positivos representam o fluxo de potência partindo da subestação em direção aos consumidores e, caso houvesse, os valores negativos indicariam a rede de BT exportando potência para o lado de MT. Como não há valores negativos, entende-se que os contatos dos protetores de rede se encontram inicialmente fechados e, com isso, o modelo da rede reticulada no OpenDSS está adequado para posteriores simulações,

Figura 29 – Fluxo de potência nos transformadores da rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.

Figura 30 – Fluxo de potência nos transformadores da rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.

4.3.2 Modelo da Rede Reticulada de 390 Barras

Assim como foi realizado para a rede reticulada de 81 barras, foi verificado se todos os pontos de conexão dos consumidores do sistema de distribuição de 390 barras se encontravam com valores de tensão dentro da faixa adequada (0,92 p.u. e 1,05 p.u.) e se os transformadores de distribuição não estavam sobrecarregados ou então com fluxo reverso de potência. Estas foram as condições iniciais impostas para comprovar que o modelo do sistema de distribuição realizado no OpenDSS estava adequado para que posteriormente pudessem ser avaliadas as ocorrências de disparos dos protetores de rede em casos de curtos-circuitos e também de geração fotovoltaica.

Para as análises desta rede reticulada também foi proposto o cenário de carga pesada, o qual é caracterizado pelas potências nominais fornecidas em IEEE (2014), e carga leve, sendo este caracterizado por cargas com 30% da potência declarada no carregamento pesado. Com isso, as potências ativa e reativa total da rede reticulada de 390 barras resultaram nos valores mostrados na Tabela 6.

Tabela 6 – Potências ativa e reativa para os cenários de carregamento da rede reticulada de 390 barras.

Carga Pesada		
Fases	Potência Ativa [kW]	Potência Reativa [kvar]
A	14135,90	8596,02
B	14108,30	8592,93
C	13966,30	8514,91
Total	42210,42	25703,86

Carga Leve		
Fases	Potência Ativa [kW]	Potência Reativa [kvar]
A	4240,77	2578,81
B	4232,49	2577,88
C	4189,89	2554,47
Total	12663,12	7711,16

Fonte: Elaborada pelo autor.

A validação do modelo da rede reticulada no OpenDSS em relação às tensões nodais pôde ser garantida, uma vez que os valores de tensão máxima e mínima encontrados na simulação estão entre 0,92 p.u. e 1,05 p.u., assim como mostra a Tabela 7. Isto comprova não haver qualquer anomalia quanto a este quesito. As Figuras 31 e 32 revelam o montante de potência ativa e reativa nos transformadores e mostram que não há fluxo reverso de potência. Assim sendo, considera-se ter encontrado um sistema de distribuição de referência para as demais simulações.

Tabela 7 – Tensão máxima e mínima para os cenários de carregamento da rede reticulada de 390 barras.

Carga pesada		Carga leve	
Tensão máx. [p.u.]	Tensão mín. [p.u.]	Tensão máx. [p.u.]	Tensão mín. [p.u.]
1,0349	0,9428	1,0450	1,0197

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 31 – Fluxo de potência nos transformadores da rede reticulada de 390 barras para o carregamento pesado.

Figura 32 – Fluxo de potência nos transformadores da rede reticulada de 390 barras para o carregamento leve.

4.4 Síntese das Análises Realizadas

As análises desta dissertação foram divididas em duas etapas, sendo a primeira responsável por avaliar os impactos de elevados níveis de geração fotovoltaica nos perfis de tensão em regime permanente e perdas técnicas da rede reticulada de 81 barras. Para esta etapa são consideradas análises com valores de geração e de carga fixos, chamados de parâmetros controlados. Além disso, têm-se, também, as análises em que são inseridas curvas diárias tanto de carregamento quanto de geração fotovoltaica para caracterizar a operação do sistema de distribuição ao longo de 24 horas. A metodologia, resultados e discussões desta etapa são apresentados no Capítulo 5. Por sua vez, a etapa dois compreende duas subetapas, ambas com parâmetros controlados, e estas são tratadas no Capítulo 6 e Capítulo 7, respectivamente. A primeira subetapa trata da caracterização do fluxo reverso de potência tanto para faltas a montante dos protetores de rede quanto para potência

ativa excedente devido aos geradores distribuídos e, por fim, a segunda subetapa avalia o potencial de diferentes proteções a fim de limitar a operação dos protetores de rede para os casos de fluxo reverso de potência devido a distúrbios na rede elétrica. Para elucidar as análises realizadas em ambas as etapas tem-se o fluxograma da Figura 33.

Figura 33 – Fluxograma das análises realizadas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.5 Considerações Finais sobre o Capítulo

Este capítulo apresentou os principais componentes disponibilizados no programa de cálculo de fluxo de potência, OpenDSS, e utilizados nesta pesquisa. Também são expostos os principais comandos para realizar a interface entre os programas OpenDSS e o Matlab, a qual permite uma gama maior de possibilidades para se trabalhar com as simulações do SEP e, também, com a manipulação e processamento dos resultados. Além disso, são detalhadas as características dos sistemas reticulados de distribuição de energia elétrica, 81 barras e IEEE 390 barras, e expostos os resultados das primeiras simulações, as quais tinham foco nas tensões nodais e na direção do fluxo de potência nos transformadores. Estas simulações comprovaram que tais sistemas de distribuição estavam adequados para as demais análises. Por fim, foi possível vislumbrar, por meio de um fluxograma, quais as etapas de cada análise proposta a fim de esclarecer sobre as abordagens tratadas nos Capítulos 5, 6 e 7 desta dissertação.

Avaliação das Tensões Nodais e Perdas Técnicas em Redes Reticuladas

Este capítulo apresenta a metodologia empregada para avaliar a operação da rede reticulada diante de elevados níveis de geração distribuída, e também os resultados das análises referentes às tensões nodais e perdas técnicas da rede reticulada de 81 barras. Ressalta-se que estes testes não foram realizados na rede reticulada do IEEE 390 nós, sendo esta considerada apenas nas análises relativas à proteção da rede reticulada. Ambos, metodologia e resultados para as análises deste capítulo, são divididos em duas seções, sendo a primeira pertinente às simulações com demanda e geração fotovoltaica com níveis controlados e a segunda referente às considerações de curvas diárias.

5.1 Metodologia Adotada

A partir do modelo de rede reticulada validado na Subseção 4.3.1 e considerado como referência, foram propostas duas situações. A primeira se refere às análises com parâmetros controlados do sistema elétrico e a segunda emprega curvas diárias tanto de geração fotovoltaica quanto de demanda dos consumidores. As situações e condições de análises são sintetizadas no fluxograma exposto na Figura 34.

5.1.1 Análise com Parâmetros Controlados

Para as simulações propostas com dados de demanda dos consumidores e de geração fotovoltaica a partir de parâmetros controlados/fixos, foram considerados os cenários de carregamento pesado, baseando-se em dias úteis com alta demanda, e leve, emulando o que se tem aos domingos e/ou feriados, em que são registrados consumos mais brandos. Estas considerações são com base na perspectiva que as instalações de redes reticuladas acontecem predominantemente em áreas comerciais e industriais.

Figura 34 – Diagrama das simulações com a rede reticulada de 81 barras.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com o propósito de submeter o sistema de distribuição a diferentes condições, foram definidos cinco cenários com níveis de geração fotovoltaica distintos, sendo que quando houvesse 100% de inserção fotovoltaica, a potência total gerada seria capaz de suprir todo o carregamento pesado da rede reticulada de 81 barras. Ressalta-se que a intenção era mesmo de promover elevados níveis de geração distribuída a fim de analisar casos extremos de operação da rede reticulada.

Os geradores fotovoltaicos são configurados para operarem com fator de potência unitário e todas as conexões são trifásicas, já que toda a rede reticulada sob estudo é trifásica e balanceada. Além disso, a potência nominal de cada arranjo é definida de forma proporcional à carga de cada barra em que tal gerador é alocado. Para melhor entendimento de como foram definidas as potências de cada arranjo fotovoltaico, propõe-se um caso de exemplo, em que se tem um total de duas cargas conectadas a um sistema de distribuição, sendo uma de 100 kW e a outra de 200 kW, totalizando assim 300 kW, e dois arranjos fotovoltaicos instalados nas mesmas barras destas cargas. Observem que as cargas possuem uma proporcionalidade de $1/3$ e $2/3$, respectivamente, da demanda total da rede elétrica. Estes 300 kW, configuram o cenário de geração fotovoltaica chamado de 100% e, para compor o mesmo, os arranjos fotovoltaicos devem gerar a potência ativa de modo proporcional à carga em que cada gerador está conectado. Por exemplo, para este cenário de 100% (300 kW), um dos geradores iria injetar na rede elétrica 100 kW, enquanto o

outro injetaria os 200 kW restantes. Para o cenário de 75% (225 kW), por exemplo, os geradores iriam manter a proporção de 1/3 (75 kW) e 2/3 (150 kW), respectivamente, seguindo assim para os demais cenários propostos. Desta maneira, a Tabela 8 lista o montante de potência ativa para cada cenário proposto de geração fotovoltaica.

Para a alocação dos módulos fotovoltaicos nas 22 barras (círculos azuis) conforme mostra a Figura 35, utilizou-se a ferramenta *Distribute* do OpenDSS, a qual acessa uma lista com cada barra do sistema elétrico modelado. Esta lista é elaborada pelo próprio programa de simulação por meio do comando *Make Bus List*. Para a utilização da ferramenta, entra-se com a potência total a ser distribuída, o fator de potência e a maneira como serão acessados os dados da lista, podendo ser de quatro modos distintos: *Proportional*, *Uniform*, *Random* ou *Skip*.

Tabela 8 – Níveis de geração fotovoltaica para as análises com parâmetros fixos.

Cenário	0%	25%	50%	75%	100%
Potência Ativa Gerada [kW]	0	199,35	398,7	598,05	797,4

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 35 – Alocação de 22 GDs para as análises com parâmetros controlados.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O modo *Proportional* distribui o montante de potência especificado de maneira proporcional à demanda de todas as barras, enquanto o modo *Uniform* distribui a potência equivalente uniformemente em todas as barras. Por sua vez, o modo *Random* distribui a potência a ser gerada de maneira aleatória em todas as barras do sistema elétrico. Para este trabalho, foi adotado o modo *how=Skip*, em que foi definido um passo fixo igual a dois ($Skip=2$), fazendo com que fosse selecionada uma barra na lista para alocação dos geradores, saltadas duas e selecionada a próxima, resultando assim, nos 22 pontos.

5.1.2 Análise com Comportamentos Diários

Nesta etapa, as simulações foram desenvolvidas com base no comportamento diário de demanda e de geração fotovoltaica. Todas as cargas da rede reticulada são definidas com perfis diários idênticos e, para definir os pontos ao longo das 24 horas adotou-se como referência o comportamento da curva de carga apresentada por Tiepolo (2015) e reproduzida na Figura 36. Para normalizar os pontos desta curva de acordo com os valores nominais de cada carga da rede reticulada, assumiu-se o ponto máximo como sendo o valor nominal de cada carga do sistema reticulado. Por exemplo, observa-se que o valor máximo visto na Figura 36 é igual, aproximadamente, a 5250 kW e supõe-se um caso com uma carga nominal conectada ao sistema elétrico de 52,5 kW. Fazendo isso, encontra-se um fator de proporção igual a 100, ou seja, para caracterizar a potência diária da carga em questão, cada ponto mostrado na Figura 36 deve ser dividido por 100. A curva apresentada é discretizada em 96 pontos e representa um período de 24 horas.

Figura 36 – Perfil diário de demanda utilizado como referência para cada carga do sistema de distribuição.

Fonte: [Adaptada] de Tiepolo (2015).

Os cenários de carregamento descritos na Subseção 5.1.1 poderiam ser desprezados e então proceder com as análises em apenas uma curva diária de demanda, em que é possível determinar exatamente os valores de máximo e mínimo consumo. No entanto, a máxima geração fotovoltaica ocorre somente no turno vespertino, o que corresponde exatamente

com o período de máximo consumo energético. Desta maneira, torna-se impossível avaliar as influências que acarretariam ao sistema de distribuição com uma demanda mais branda. Assim sendo, visando considerar também o que ocorre em dias atípicos, em que a demanda de energia elétrica é mínima e as condições climáticas são favoráveis para uma geração fotovoltaica elevada, mantiveram-se os cenários de carregamento pesado e leve. Estes são ilustrados na Figura 37. Observa-se um ponto destacado às 15 horas na curva de carga pesada, o qual representa o instante e a curva que determina o valor adotado de potência nominal para cada carga do sistema de distribuição. Por sua vez, para definir o perfil diário de geração fotovoltaica (Figura 38), consideraram-se as curvas apresentadas na Figura 20. Além disso, destaca-se que a Figura 38 ilustra apenas o cenário de 100%, sendo os demais omitidos por possuírem apenas as amplitudes distintas.

Figura 37 – Perfil diário de demanda para os dois cenários de carregamento propostos.

Fonte: [Adaptada] de Tiepolo (2015).

Figura 38 – Perfil de geração fotovoltaica equivalente da rede reticulada com penetração igual a 100%.

Fonte: [Adaptada] de EPRI (2011).

Desta vez, ao invés de cinco, foram definidos dez cenários de geração, sendo eles: 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%, além daquele em que não tem GDs (0%). O cenário de 100% significa uma potência gerada igual a 797,4 kW, o que corresponde à toda demanda de potência ativa da rede reticulada em estudo. Ressalta-se que a porcentagem de penetração é correspondente à potência ativa nominal dos GDs, porém, devido à eficiência do inversor do OpenDSS ser igual a 86% em todos os cenários de geração, a potência gerada equivalente da rede reticulada sofre um decaimento. Assim, a Tabela 9 descreve a potência gerada para cada cenário, e a Figura 39 ilustra os 14 nós onde foram conectados tais geradores. Destaca-se que estes geradores foram conectados em barras diferentes àsquelas apresentadas na Subseção 5.1.1, pois o comando *Skip* foi alterado de dois para cinco devido apenas à maior simplicidade nas simulações.

Tabela 9 – Níveis de geração fotovoltaica para as análises com curvas diárias.

CENÁRIO	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
POTÊNCIA ATIVA GERADA [kW]	0	65,75	131,51	197,27	263,02	328,54	394,54	460,29	526,05	591,81	657,56

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 39 – Alocação de 14 GDs para as análises com curvas diárias.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As simulações foram realizadas a partir de um código computacional desenvolvido no Matlab, em que o mesmo era responsável por executar 96 cálculos de fluxos de carga no modo instantâneo (*snapshot*) do OpenDSS, o que emulou um cálculo a cada quinze minutos. Ao final eram obtidos e processados os resultados em formas gráficas. A Figura 40 apresenta um fluxograma que sintetiza o código computacional desenvolvido.

Ao iniciar o OpenDSS deve-se criar um novo circuito e salvá-lo em um diretório conhecido. O endereço deste arquivo é declarado no Matlab juntamente com os demais passos relatados na Subseção 4.1.2, estabelecendo assim, a interface entre os programas. As declarações dos componentes do SEP podem ser realizadas no Matlab ou no próprio OpenDSS, como foi o caso deste trabalho. Criada a interface, lê-se a potência nominal de cada carga, atribui-se a curva diária de demanda, e seleciona um valor de ponderação para carregamento pesado ou leve.

Figura 40 – Diagrama dos estágios da interface OpenDSS - Matlab.

Fonte: Elaborada pelo autor.

No lado direito do fluxograma da Figura 40, tem-se a leitura das potências nominais dos painéis fotovoltaicos, os quais foram abreviados por PVs, e são atribuídos fatores (temperatura, irradiação e eficiência) de cada instante do dia contidos nas curvas da Figura 20, além de selecionar o nível de penetração. Feito isso, comanda-se o cálculo do fluxo de potência. As variáveis são atualizadas e a iteração é repetida até que sejam completados os 96 cálculos de fluxo de potência, sendo o último cálculo pertinente às 0h. Desta maneira, obtém-se os resultados, armazenam-os em diretórios conhecidos e finaliza-se o programa.

5.2 Resultados com Parâmetros Controlados

A conexão de GDs pode tanto melhorar quanto degradar o desempenho operativo das redes de distribuição e dando uma atenção maior a estes casos de degradação, pode-se utilizar indicadores de desempenho para mensurar os impactos. Cada indicador pode caracterizar a capacidade de hospedagem da rede elétrica com vistas, por exemplo, às tensões nodais e perdas técnicas (Figura 41), como é o caso desta pesquisa. A capacidade de hospedagem pode ser definida como o montante de geração distribuída que pode ser conectada à rede elétrica sem que torne inaceitável o desempenho da mesma (BOLLEN; HASSAN, 2011).

Na Figura 41 podem ser definidas duas capacidades de hospedagem distintas. A primeira (CH1) é referente à faixa de valores que um determinado nível de geração distribuída proporciona melhorias ao desempenho da rede elétrica. Contudo, ao elevar os níveis de geração dá-se origem à segunda capacidade de hospedagem (CH2), a qual refere-se à faixa limite entre as deteriorações aceitáveis e inaceitáveis para a rede elétrica. Ressalta-se que podem ser analisados outros indicadores e que cada um possui um perfil próprio de acordo com o nível de geração distribuída.

Figura 41 – Abordagem da capacidade de hospedagem de geração distribuída.

Fonte: [Adaptada] de Bollen e Hassan (2011).

5.2.1 Tensão em Regime Permanente

Para analisar a magnitude da tensão em regime permanente são adotadas as referências descritas pelo Procedimentos de Distribuição (PRODIST), a norma técnica da ANEEL que oferece normalizações e padronizações para atividades técnicas que sejam relacionadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2018). Nesta norma são definidas as faixas adequada, precária e crítica que qualificam o atendimento aos consumidores de acordo com o nível de tensão em regime permanente que os mesmos são supridos pelas distribuidoras de energia elétrica. Tais faixas variam conforme o nível de tensão nominal da conexão em específico e, devido ao suprimento dos consumidores do sistema reticulado de 81 nós ser realizado com tensão nominal de 220 V, serão adotados como referência os dados fornecidos em ANEEL (2018) e apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Faixas de classificação das tensões em regime permanente com atendimento até 1 kV (220/127).

Faixa de atendimento aos consumidores	Varição da Tensão de Leitura (TL) [V]
Adequada	$202 \leq TL \leq 231$ $117 \leq TL \leq 133$
Precária	$191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233$ $110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135$
Crítica	$TL < 191$ ou $TL > 233$ $TL < 110$ ou $TL > 135$

Fonte: [Adaptada] de ANEEL (2018).

O comportamento inicial das tensões nodais da rede reticulada, antes mesmo das inserções dos geradores fotovoltaicos, é apresentado na Figura 42 em formato de histograma para os cenários de carregamento pesado e leve. As retas verticais ilustradas em vermelho representam os limites da faixa adequada estabelecidos pelo PRODIST e, com isso, percebe-se que nenhuma barra se encontra além deles, independentemente do carregamento. Observou-se que as barras com tensões mais baixas estão mais distantes dos transformadores de distribuição.

Figura 42 – Quantidade de barras dos consumidores em relação ao nível de tensão - Caso sem GD.

(a) Histograma para a carga pesada.

(b) Histograma para a carga leve.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os valores de tensão mínima e máxima encontrados para cada carregamento e nível de penetração dos geradores fotovoltaicos são indicados na Tabela 11, na qual pode-se observar que para um nível de 0% de penetração, o menor valor de tensão nodal com cargas pesadas foi 0,93787 p.u. e o maior 1,0197 p.u. Como estes valores extremos se encontram dentro da faixa adequada, pode-se comprovar que nenhuma outra barra violou os limites estabelecidos por norma. De maneira similar as análises podem ser replicadas para o carregamento leve da rede reticulada.

Tabela 11 – Tensões para diferentes carregamentos e penetrações de geradores fotovoltaicos na rede reticulada de 81 barras.

Penetração de geradores fotovoltaicos	Carga pesada		Carga leve	
	Tensão máx [p.u.]	Tensão mín [p.u.]	Tensão máx [p.u.]	Tensão mín [p.u.]
0%	1,0197	0,93787	1,0199	0,9963
25%	1,0197	0,94960	1,0307	1,0020
50%	1,0197	0,095466	1,0596	1,0040
75%	1,0447	0,95686	1,0867	1,0060
100%	1,0716	0,95896	1,1147	1,0078

Fonte: Elaborada pelo autor.

Devido ao fato do carregamento leve apresentar valores mais elevados de tensão, este se identifica como o cenário mais propenso às violações após a conexão de geradores fotovoltaicos, e isto pode ser verificado também na Tabela 11, em que uma penetração igual a 50% reportou a um patamar máximo de tensão igual a 1,0596 pu, extrapolando as faixas adequada e precária, vindo a operar na faixa crítica de atendimento aos consumidores. Os demais resultados destacados em vermelho na Tabela 11 representam os outros casos que reportaram violações à faixa adequada de tensão. Com os resultados apresentados na Tabela 11 é possível delinear uma capacidade de hospedagem da rede reticulada de 81 barras com base no indicador de tensão nodal, em que o limite de geração distribuída poderia ser definido em 25%, pois além deste cenário já são visualizadas violações aos limites estabelecidos na norma da ANEEL (2018). Ressalta-se que nesta etapa da pesquisa ainda não são considerados nas avaliações os casos em que o fluxo reverso de potência provoca abertura dos protetores de rede.

Destaca-se que além de detectar as violações de tensão, as análises também visaram descrever quais os locais da rede reticulada estavam mais propensos a tais ocorrências. Para isto, apenas os cenários de geração fotovoltaica destacados em vermelho na Tabela 11 são apresentados em um diagrama de cores ilustrado nas Figuras 43, 44 e 45. Respectivamente, estas figuras expõem as tensões nodais dos cenários com penetração de geradores fotovoltaicos igual a 50%, 75% e 100%. A ideia destas imagens se resume em apontar se houve ou não a violação de tensão por meio dos histogramas nas Figuras 43(a)(c), 44(a)(c) e 45(a)(c), e identificar o local de tais ocorrências para os cenários de carga pesada (Figuras 43(b), 44(b) e 45(b)), e leve (Figuras 43(d), 44(d) e 45(d)). Os círculos

representam os nós de conexão das cargas e as cores, verde água e vermelho, os extremos da escala de cores, os quais correspondem aos limites mínimo e máximo, respectivamente, da faixa adequada de tensão para atendimento aos clientes.

Figura 43 – Perfis de tensões nodais com 50% de penetração geração fotovoltaica.

(a) Histograma para a carga pesada.

(b) Carga Pesada.

(c) Histograma para a carga leve.

(d) Carga Leve

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 44 – Perfis de tensões nodais com 75% de penetração geração fotovoltaica.

(a) Histograma para a carga pesada.

(b) Carga Pesada.

(c) Histograma para a carga leve.

(d) Carga Leve

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 45 – Perfis de tensões nodais com 100% de penetração geração fotovoltaica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

É possível verificar que a região inferior da rede reticulada em questão (ramo entre as barras 324 e 557) é a que mais elevou seus valores de tensão, seguidamente da região direita (entre os nós 471 e 557) e esquerda (nós 232 a 324). Embora todo o sistema de distribuição tenha apresentado elevações de tensão, nestes locais os valores foram mais críticos e isso pode ser justificado pela quantidade de geradores fotovoltaicos inseridos nestas regiões e pelas cargas nas proximidades possuírem potências nominais pequenas. A barra 530 foi a que apresentou maior variação de tensão entre os cenários com níveis de penetração igual a 100% e 0%, resultando nos seguintes valores: 0.10738 p.u. e 0.1146 p.u., para os cenários de carga pesada e leve, respectivamente.

Desta maneira, ficaram evidenciadas influências negativas ao nível de tensão, o que pode prejudicar a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores. De acordo com determinadas situações propostas, foram revelados em alguns pontos do sistema de distribuição colapsos com sobretensões, principalmente quando a demanda da rede elétrica se encontra menor. O impacto sobre os perfis de tensão nodal, devido ao excesso de potência ativa na saída dos GDs, é um dos principais fatores técnicos que pode limitar ou até mesmo retardar a instalação de novos micro ou mini autoprodutores de energia elétrica (pessoa física ou jurídica que recebe concessão para produzir sua própria energia elétrica, podendo comercializar os excedentes mediante autorização da ANEEL) (ANEEL, 2016b). Em sistemas de distribuição com topologias radiais, por exemplo, tal evento de sobretensão pode ser controlado a partir da atuação dos *taps* dos reguladores de tensão, respeitando as devidas limitações do equipamento, ou então a partir de controles de potência reativa nos inversores (quando utilizados). Porém, a literatura correspondente não apresenta considerações de reguladores de tensão ou bancos de capacitores conectados

às redes reticuladas e, além disso, tem-se que não é economicamente atrativo, do ponto de vista dos clientes, ajustar seus GDs para realizar o controle de tensão.

5.2.2 Perdas Técnicas

As perdas técnicas estão diretamente relacionadas ao carregamento do sistema, à resistência dos condutores, à distância em que a corrente elétrica percorre até chegar ao atendimento das cargas, e a principal motivação para buscar alternativas de reduzi-las é o fator econômico. Com a inserção de geradores fotovoltaicos nas proximidades destas cargas, será demandada uma menor corrente da subestação e, conseqüentemente, as perdas se atenuarão, revelando assim, uma vantagem na utilização destes geradores. O problema é que com elevada geração distribuída poderão surgir potências excedentes disponibilizadas nos trechos da rede de distribuição, fazendo com que as perdas aumentem e influenciem negativamente a eficiência energética e a economia.

Os resultados referentes às perdas técnicas são expostos na Tabela 12 e representam o comportamento descrito na Figura 46. Os resultados obtidos revelam o montante de perdas de acordo com o aumento gradativo de geradores fotovoltaicos. É importante ressaltar que o fato deste estudo determinar valores fixos de geração distribuída, não é possível obter uma curva real para todos os níveis de penetração, e sim, valores discretizados que aproximam o comportamento das perdas totais da rede reticulada.

As perdas totais do sistema reticulado sem a conexão de geradores fotovoltaicos são representadas por linhas tracejadas na Figura 46 e servem como referência para as análises em que são acrescidos os níveis de penetração dos geradores. Percebe-se que as perdas no carregamento pesado (33,5753 kW) são mais elevadas do que as mensuradas nos carregamento leve (2,7814 kW). Entretanto, conforme é acrescido o nível de geração fotovoltaica os perfis de perdas vão sofrendo alterações, em que alguns casos os GDs revelam vantagens quanto ao indicador de desempenho fazendo com que as perdas sejam reduzidas. Contudo, ao aumentar o nível de geração pode-se determinar o cenário que ocasiona o incremento de tais perdas e, em carregamento leve, este aumento se apresentou bastante significativo. Desta maneira, assim como ocorreu para a tensão nodal, foi possível abordar a capacidade de hospedagem com vistas às perdas da rede reticulada de 81 barras.

Tabela 12 – Perdas técnicas de potência ativa de acordo com o nível de geração fotovoltaica.

Penetração de Geradores Fotovoltaicos	Perdas de potência ativa [kW]	
	Carga pesada	Carga leve
0%	33,5753	2,7814
25%	21,7466	1,4966
50%	16,0482	5,4602
75%	16,0577	14,1015
100%	21,0790	27,3030

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 46 – Perdas técnicas de potência ativa de acordo com o nível de geração fotovoltaica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O comportamento apresentado na Figura 46 evidencia a vantagem da instalação destes geradores principalmente quando se trata de sistemas de distribuição com carregamento pesado, em que foi possível observar uma redução considerável das perdas, porém comprovou a criticidade que tais geradores podem acarretar quando o sistema de distribuição apresentar demandas mais brandas. Com isso, tem-se uma das necessidades de se realizarem estudos prévios às instalações de GDs a fim de encontrar o melhor equilíbrio em relação às perdas técnicas.

5.3 Resultados com Curvas Diárias

Nesta seção, assim como na anterior, foram adotados sistemas fotovoltaicos trifásicos com fator de potência unitário. As diferenças ficam por conta da quantidade de geradores fotovoltaicos, sendo agora apenas 14 pontos de conexões, suas alocações e também da utilização de curvas diárias de geração fotovoltaica e de demanda dos consumidores.

5.3.1 Tensão em Regime Permanente

Uma alternativa para expor os resultados obtidos se fez necessária, pois são 77 barras na BT e apresentar o comportamento de todas se tornaria redundante. Diante disso, foi selecionada apenas a barra 506, por ser o nó que apresentou a maior elevação de tensão, para ilustrar as alterações no perfil de tensão devido ao aumento de geração fotovoltaica.

Na Figura 47(a) são mostradas as tensões na barra 506 para o carregamento pesado e percebe-se que uma elevação de tensão ocorre apenas entre as 7 e 19 horas, pois este é o período em que se concentra a geração fotovoltaica. Na condição imposta de carga pesada é verificada violação de tensão apenas na barra 506, quando se tem uma penetração de

geradores igual a 90%, durante o período das 12h15min às 13h45min. Tal intervalo é justamente aquele em que a demanda decresce devido, supostamente, ao horário de almoço das indústrias e comércios, uma vez que as redes reticuladas são instaladas preferencialmente nestas localidades. Salienta-se para a ausência da curva referente ao nível de geração igual a 100% (657,56 kW) e atribui-se este fato devido à simulação no OpenDSS não ter convergido.

Na Figura 47(b) são apresentadas as tensões que atendem o nó 506 ao longo do dia, porém, desta vez, é considerado o sistema elétrico operando com carregamento leve, cujo cenário foi o mais crucial, revelando em seu pior caso sete nós dos consumidores com tensões acima de 1,05 pu, sendo eles: 343 (1,071 p.u.), 514 (1,064 p.u.), 534 (1,053 p.u.), 535 (1,074 p.u.), 542 (1,074 p.u.) e 548 (1,058 p.u.), além da 506 com tensão normalizada igual a 1,086 p.u.

Figura 47 – Tensão na barra 506 ao longo do dia de acordo com o nível de geração fotovoltaica.

(a) Carga Pesada.

(b) Carga Leve.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme observado na Figura 47, o horário predominante para ocorrências de elevação de tensão devido à geração fotovoltaica é aproximadamente entre às 11 e 16 horas, mas às 13 horas registra-se o momento com a máxima elevação de tensão, o que pode ser justificado pela ocorrência simultânea da queda de consumo de energia com o ponto de máxima geração. Por isso é que neste instante todas as cargas apresentam seus valores máximo de tensão, uma vez que todos os consumidores são declarados com curvas diárias idênticas. Com a finalidade de descrever o perfil de tensão nodal da rede reticulada para a situação mais crítica, ou seja, cargas mais leves, tem-se a Figura 48, em que são apresentadas as tensões nas barras do sistema de distribuição para os casos que apontaram violações de tensão. Apenas os nós com tensão acima de 1,05 p.u. para cada cenário de geração fotovoltaica são identificados nas imagens. Com isso, percebe-se que as regiões que sofreram mais impactos na tensão de atendimento para as condições propostas, são aquelas mais próximas às conexões dos GDs.

Figura 48 – Diagrama de escala em cores para tensões nodais em carregamento leve no instante das 13h.

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3.2 Perdas Técnicas

As perdas técnicas são calculadas no programa OpenDSS pela adição do fluxo de potência que sai de uma barra com o montante que chega até a outra barra na extremidade do condutor ou outro elemento. Esta adição é repetida em todos os trechos do sistema elétrico e qualquer diferença que se apresente nesta adição é considerada como perda de potência em determinado elemento (DUGAN, 2013a). As expressões para os cálculos do

fluxo de potencia em um sistema elétrico e, conseqüentemente, do montante de perdas por trecho podem ser encontradas conforme apresentado em (VIEIRA, 1999).

Desta maneira, as perdas totais do sistema de distribuição em análise são calculadas conforme a Equação 7, em que é considerado o montante das perdas de potência ativa a cada 15 minutos ao longo de 24 horas. Ressalta-se que isto é realizado devido as curvas diárias terem sido discretizadas em 96 pontos. Ao final das simulações tem-se o equivalente de energia perdida em quilowatts-hora referente a um dia.

$$Perda(kWh) = \sum_{i=1}^{96} Perda(kW)_i \cdot \frac{15}{60} \cdot \frac{1}{1000} \quad (7)$$

A Figura 49 apresenta a quantidade de perdas de energia no sistema de distribuição reticulado durante o período de um dia em função do nível de penetração de geradores fotovoltaicos na rede elétrica. Observa-se que com o aumento gradativo de sistemas fotovoltaicos as perdas técnicas decrescem na condição de máximo carregamento. Esta constatação permite tratar a inserção de tais geradores como uma vantagem para o sistema elétrico no que tange à economia. Com carga leve é visualizado um decaimento das perdas até um nível de penetração igual a 30%, vindo a incrementar a partir daí e, ao passar os 50% de geração fotovoltaica, o montante de perdas técnicas se torna maior do que o valor de referência (sistema sem GD), o qual é representado pelas curvas pontilhadas na mesma ilustração.

Figura 49 – Perdas técnicas de energia equivalente a um dia de acordo com o nível de geração fotovoltaica.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os transformadores de distribuição são responsáveis por aproximadamente 6% do montante de perdas técnicas visto em cada simulação, enquanto os ramos que interligam as barras dos consumidores detêm a parcela majoritária restante (94%), que são denominadas de perdas Joule e ocorre devido a resistência elétrica nos condutores. A Figura 50(a)

ilustra quais são os ramos mais críticos sem a inserção de GDs, em que as espessuras das linhas ilustradas são proporcionais à densidade de perdas técnicas. Com o aumento da penetração de geração fotovoltaica surgem os excedentes de potência ativa no sistema de distribuição e, conseqüentemente, as parcelas de perdas dos ramos são modificadas. Para exemplificar tais mudanças, tem-se a Figura 50(b) representando as perdas técnicas diante da geração fotovoltaica de 591,81 kW (cenário de 90%) na condição de carga leve.

A Figura 50 pode ser considerada uma ferramenta importante para as concessionárias de energia, pois consegue apresentar os pontos mais críticos da rede elétrica e, assim, permitir medidas para minimizar as perdas técnicas em tais pontos. Por exemplo, pode ser considerado para tanto o recondutoramento dos ramos mais críticos, a reconfiguração da rede elétrica possibilitando diferentes caminhos para o fluxo de energia ou até mesmo a inserção de bancos de baterias de condensadores para compensar a potência reativa (FIGUEIREDO, 2012).

Figura 50 – Densidade de perdas nos ramos de BT da rede reticulada de 81 barras.

(a) Sem geração fotovoltaica.

(b) Geração fotovoltaica igual a 591,81 kW.

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.4 Considerações Finais sobre o Capítulo

Este capítulo apontou como foram inseridos os geradores fotovoltaicos e as cargas do sistema reticulado de 81 barras. As simulações foram realizadas, primeiramente, com parâmetros de geração e demanda controlados/fixos e, na sequência, foram consideradas curvas diárias. Ambas as propostas visavam a familiarização com o conceito operacional das redes reticuladas, além de revelar as influências que elevados níveis de GDs podem acometer sobre as tensões de atendimento aos consumidores e sobre o perfil de perdas técnicas. Além disso, o capítulo contempla os resultados e discussões, os quais comprovaram que a geração distribuída pode ajudar na redução de perdas e também no controle de tensão. Contudo, dependendo da proporção da potência gerada na rede de BT, tais vantagens podem ceder lugar às violações aos limites de tensão de atendimento aos clientes estabelecidos em norma técnica e também promover aumento das perdas técnicas, o que pode refletir negativamente em fatores de QEE e econômicos, respectivamente.

Metodologia para Caracterização do Fluxo Reverso de Potência

O presente capítulo discorre sobre a proteção das redes reticuladas, mais especificadamente, sobre a operação dos protetores de rede para casos de curtos-circuitos e também de geração distribuída. Para estas análises tem-se a metodologia para os dois sistemas de distribuição, 81 barras e IEEE 390 barras, e também os resultados pertinentes às simulações que caracterizam o fluxo reverso de potência nos transformadores.

6.1 Metodologia Adotada

Esta seção descreve a metodologia adotada nas simulações para as redes reticuladas de 81 barras e 390 barras. Objetiva-se investigar a reversão no sentido do fluxo de potência devido às aplicações de faltas no alimentador primário e também às conexões dos geradores fotovoltaicos. Para tanto, a metodologia para as duas redes reticuladas adotadas no estudo refere-se apenas aos parâmetros controlados, não considerando assim, as curvas diárias de demanda e geração fotovoltaica descritas no capítulo anterior. Isto foi adotado porque o objetivo é avaliar a rede reticulada apenas nos instantes em que ocorrem fluxo reverso de potência, ou seja, uma análise mais pontual. Sendo assim, não se fez necessário delinear todo o perfil diário de potência que flui pelos ramos dos transformadores de distribuição.

6.1.1 Metodologia para a Rede Reticulada de 81 Barras

A rede reticulada de 81 barras foi submetida a duas análises distintas, sendo a primeira delas com o foco mais direcionado ao seu desempenho, conforme retratou o Capítulo 5, e a segunda com ênfase na sua proteção, em que foi avaliada a operação dos protetores de rede. Sobretudo, ambas as análises fazem uso da mesma metodologia, a qual realiza uma validação do modelo base e adiciona gradativamente geradores fotovoltaicos. Desta forma, as análises deste capítulo consideram casos com geradores fotovoltaicos e também com curtos-circuitos no alimentador primário, mas destaca-se que não são eventos simultâneos.

6.1.1.1 Análise com Falhas nos Alimentadores Primários

As condições de falta no *software* OpenDSS foram desenvolvidas de maneira que pudessem ser mensurados a cada simulação os valores de corrente, tensão e potência para que, assim, tais valores pudessem ser comparados com aqueles obtidos nos casos em que envolvem os geradores fotovoltaicos e, a partir disso, definir as semelhanças e diferenças entre os casos propostos.

O ramo de MT definido para aplicar os curtos-circuitos é aquele entre as barras 001 e 041 (apresentado na Figura 23), isto porque todos os alimentadores primários possuem a mesma quantidade de barras em MT, de transformadores conectados e por isso não há um alimentador primário que ocasione situações mais críticas do que outro alimentador. Assim sendo, caso fossem observadas características determinantes, estas poderiam ser replicadas aos demais ramos. Na sequência, foram definidas 48 simulações com curtos-circuitos, as quais iriam abordar uma faixa de valores (de 0Ω a 15Ω , variando 1Ω por vez) para a resistência de falta, seja ela monofásica, bifásica ou trifásica. Vale ressaltar que o *software* OpenDSS não permite a inclusão de uma resistência de falta igual a 0Ω , por isso foi considerada falta franca o curto-circuito com resistência de $100 \mu\Omega$. Além disso, tem-se que havendo transformadores com o lado primário em delta, não revelará corrente reversa fluindo para uma falta fase-terra. Portanto, o relé de fluxo reverso de potência não atuará (IEEE.1547.6, 2011). A partir destas considerações, pôde-se investigar o comportamento da rede reticulada diante de tais condições.

6.1.1.2 Análise com Geradores Fotovoltaicos

Considerando que parte da metodologia relacionada a este sistema de distribuição já foi elucidada no Capítulo 5, a presente subseção apenas apresentará os dados dos geradores fotovoltaicos, a fim de evitar redundância de conteúdo.

Os cenários propostos de geração fotovoltaica são apresentados na Tabela 13 e a alocação dos GDs foi apresentada na Figura 39.

Tabela 13 – Níveis de geração fotovoltaica para as análises de proteção da rede reticulada de 81 barras.

CENÁRIO	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
POTÊNCIA ATIVA GERADA [kW]	0	79,74	159,48	239,22	318,96	398,7	478,44	558,18	637,92	717,66	797,4

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.1.2 Metodologia para a Rede Reticulada de 390 Barras

As simulações computacionais realizadas no sistema elétrico do IEEE foram semelhantes às aquelas que se referem ao sistema de distribuição de 81 barras, sendo considerados apenas os casos com parâmetros controlados, os quais figuram o lado esquerdo do fluxograma ilustrado na Figura 34.

6.1.2.1 Análise com Faltas nos Alimentadores Primários

A princípio, a metodologia investigou qual alimentador primário seria adotado para as aplicações de falta, visto que a quantidade de transformadores por alimentador e também a potência demandada não é idêntica para cada alimentador primário. Com isso, o alimentador primário 1 foi o selecionado (apresentado na Figura 26), pois foi um dos ramos que reportou o maior número de protetores de rede abertos devido aos curtos-circuitos trifásicos, sendo oito dispositivos atuados para os casos com faltas francas.

Assim como foi realizado para o sistema elétrico anterior, as simulações consideraram faltas entre fases e também entre fases e terra, com resistências de falta de 0Ω a 15Ω , variando 1Ω por vez, o que resultou em 48 situações distintas. No entanto, já é esperado que as simulações de faltas que envolvam o terra resultem igualmente àquelas apenas entre fases, pois o local de ocorrência do distúrbio se encontra entre dois transformadores conectados em delta (Δ), não possuindo assim caminho para fechar o circuito. De modo semelhante, também se espera que faltas monofásicas não ocasionem disparo dos protetores de rede devido à conexão dos transformadores.

6.1.2.2 Análise com Geradores Fotovoltaicos

Foram consideradas seis instalações de sistemas fotovoltaicos na rede reticulada, sendo todos eles trifásicos e alocados nas barras que possuem as cargas com maiores potências nominais, sendo elas: S217, S210, S224, S236, S203 e S193, respectivamente. A identificação das barras juntamente com as conexões dos geradores fotovoltaicos podem ser visualizadas nas Figuras 25 e 28.

Foram propostos dez cenários de geração fotovoltaica, em que o cenário de 100% representa uma potência total de saída dos arranjos fotovoltaicos igual a 13600 kW, o que corresponde, aproximadamente, à potência das cargas conectadas às barras citadas no parágrafo anterior. Vale ressaltar que no cenário de 100% os geradores fotovoltaicos conseguem suprir 1/3 da demanda total do sistema elétrico operando com carregamento pesado, enquanto que, com o carregamento leve, tal geração supre aproximadamente toda a demanda dos consumidores, uma vez que sejam desprezadas as perdas técnicas.

Cada arranjo fotovoltaico é definido como trifásico e com fator de potência unitário, e a potência nominal é definida proporcionalmente à potência ativa de cada barra (conforme elucidado na Subseção 5.1.1) em que tais são alocados. Na Tabela 14 é apresentado o montante de potência ativa gerada no sistema de distribuição nos dez cenários propostos.

Tabela 14 – Níveis de geração fotovoltaica para as análises de proteção da rede reticulada de 390 barras.

CENÁRIO	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
POTÊNCIA ATIVA GERADA [kW]	0	1360	2720	4080	5440	6800	8160	9520	10880	12240	13600

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.2 Caracterização do Fluxo Reverso de Potência

A potência ativa fluindo da rede de BT para a MT, através dos transformadores de distribuição, causa a sensibilização dos relés inerentes na estrutura dos protetores de rede. Uma vez que isto ocorra, o transformador de distribuição é desconectado da rede de BT. Conforme foi observado na revisão bibliográfica, ainda não é empregada nas redes reticuladas uma distinção entre as fontes causadoras desta inversão no sentido do fluxo de potência, fazendo com que qualquer fluxo reverso de potência, atingindo suas devidas magnitudes, venha ocasionar o seccionamento de determinado alimentador primário com a rede de BT.

Desta maneira, esta seção apresenta os casos em que os protetores de rede foram sensibilizados, tanto para faltas no alimentador primário quanto para instalações de geradores fotovoltaicos. destaca-se que quando os protetores de rede forem sensibilizados por quaisquer razões que não sejam distúrbios a montante dos dispositivos de proteção, sua operação será tratada como um falso *trip*, o que é caracterizado como o problema a ser solucionado no Capítulo 7 desta dissertação.

6.2.1 Resultados da Rede Reticulada de 81 Barras

Na Subseção 6.1.1 foi apresentada a proposta metodológica para as simulações da rede reticulada de 81 barras e nesta subseção são revelados os resultados provenientes das análises de operação dos protetores de rede diante de faltas no alimentador primário e de geração distribuída.

6.2.1.1 Simulações com Faltas no Alimentador Primário

Faltas bifásicas e trifásicas resultaram, na maioria dos casos, na abertura de quatro protetores de rede, os quais estavam conectados ao transformador de distribuição que, por sua vez, conectava-se com o alimentador primário em falta. A quantidade de protetores de rede sensibilizados nos carregamentos pesado e leve é mostrada nas Tabelas 15 e 16, respectivamente, e os casos em que as faltas não provocaram a sensibilização dos protetores de rede são representados por hífen.

Observem, por exemplo, no cenário de carregamento pesado que um curto-circuito bifásico com resistência de falta de $7\ \Omega$ ocasionou a abertura de quatro protetores de rede, sendo eles: PR1, PR2, PR3 e PR4. Ressalta-se que os protetores de rede com seus respectivos nomes foram apresentados na Figura 23. Neste mesmo cenário de carregamento, ao incrementar a resistência de falta para $8\ \Omega$, $9\ \Omega$ e $10\ \Omega$, a quantidade de protetores de rede sensibilizados foi diminuindo para 3 (PR2, PR3 e PR4), 2 (PR2 e PR3) e 1 (PR3), respectivamente. Como pode ser visto, o fato de ocorrer um curto-circuito em um alimentador primário não necessariamente irá provocar um fluxo reverso de potência em todos os ramos dos transformadores de distribuição conectados a este alimentador. Isto

se justifica pelo fato de que o fluxo de potência no ramo dos transformadores não é igual, pois as regiões da rede elétrica possuem demandas distintas, estando assim, alguns transformadores mais carregados do que outros. Com isso, a ocorrência de um curto-circuito com uma resistência de falta mais elevada pode ser entendida como uma situação normal de operação nos ramos mais próximos às regiões com menor carregamento.

Para curtos-circuitos trifásicos com o carregamento pesado também são visualizados casos em que os protetores de rede não são sensibilizados mesmo estando conectados ao alimentador em falta: os casos com a resistência de falta igual a 13 Ω e 14 Ω , o ramo do TR1 não apresentou fluxo reverso de potência e, semelhantemente, com 15 Ω os ramos de TR1 e TR4 não inverteram o sentido do fluxo de potência. Por sua vez, no cenário de carregamento leve, mesmo variando a resistência de falta até 15 Ω , a potência fluía do lado de BT para a MT nos ramos dos quatro transformadores conectados ao alimentador primário 1, o que provocou a sensibilização dos respectivos protetores de rede. A sensibilização de mais dispositivos no carregamento leve do que no carregamento pesado é devido ao OpenDSS realizar um fluxo de carga para obtenção das tensões nodais antes da simulação de falta no sistema elétrico. Desta forma, estando o carregamento mais leve, as tensões pré-falta se elevam e a contribuição para falta se torna maior nestes casos.

Ao serem detectadas as ocorrências de fluxo reverso de potência nos transformadores, a abertura dos protetores de rede era comandada e novas simulações de fluxo de carga eram realizadas a fim de verificar se a rede reticulada conseguiria manter sua operacionalidade mesmo com a saída de alguns transformadores. Destaca-se que nenhuma anomalia após a retirada destes dispositivos foi constatada, permanecendo assim o atendimento dos consumidores da rede reticulada.

Tabela 15 – Quantidade de protetores de rede abertos para os casos de falta na rede reticulada de 81 barras com o carregamento pesado.

Resistência falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2	1	1	1	1	-	-
Trifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	2

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 16 – Quantidade de protetores de rede abertos para os casos de falta na rede reticulada de 81 barras com o carregamento leve.

Resistência falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Trifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.2.1.2 Simulações com Geradores Fotovoltaicos

Pelo motivo das cargas pesadas demandarem maiores quantidades de potência ativa da subestação para seus atendimentos do que o carregamento leve, verifica-se um fluxo maior de potência no sentido convencional. Esta condição possibilita um nível maior de geração distribuída sem que ocasione a atuação dos protetores de rede. Em contrapartida, com o carregamento leve, o patamar de geração fotovoltaica é limitado a um valor mais baixo e isto é elucidado ao analisar a Tabela 17, em que se observa o disparo de abertura dos protetores de rede PR4, PR5, PR6 e PR7 para o cenário de geração igual a 25%, enquanto que na carga pesada os mesmos dispositivos de proteção foram sensibilizados para um nível de penetração três vezes maior, ou seja, o cenário de 75% de geração fotovoltaica.

Tabela 17 – Quantidade de protetores de rede abertos para cada cenário de geração fotovoltaica na rede reticulada de 81 barras.

Cenário de geração fotovoltaica	0%	25%	50%	75%	100%
Carga pesada	-	-	-	4	6
Carga leve	-	4	9	12	12

Fonte: Elaborada pelo autor.

A identificação de quais protetores de rede foram sensibilizados em cada caso proposto é ilustrada na Figura 51, em que é representado o montante de potência ativa que flui no ramo de cada transformador de distribuição. Os valores positivos no gráfico representam a potência ativa fluindo da rede de MT em direção a rede de BT e, por sua vez, a inversão do fluxo é representada por valores negativos. Observa-se que as ocorrências se concentram principalmente nos protetores de rede 4, 5, 6 e 7 (PR4, PR5, PR6 e PR7), o que é justificado pelas cargas nas proximidades destes serem pequenas e a instalação de geradores fotovoltaicos ocorrerem em suas proximidades. Ressalta-se que quanto menor for a demanda de potência em um determinado transformador, mais propenso este estará a situações de inversão do fluxo de potência devido aos GDs.

Para a situação em que foi observado fluxo reverso de potência ativa nos referidos protetores de rede apresentados na Figura 51, estes foram retirados e uma nova simulação era comandada para que fosse possível observar como que a rede reticulada iria operar diante da retirada de alguns alimentadores primários. Em caso de novos dispositivos sensibilizados, o procedimento era repetido até que a potência ativa fluísse unicamente do lado de MT para a BT. As novas simulações analisaram as tensões nos nós, se haveria sobrecarga nos transformadores e se a rede reticulada iria se manter em operação mesmo com a saída dos dispositivos sensibilizados. Ainda observando a Figura 51, o pior caso verificado foi no carregamento leve, em que foram ocasionados blecautes da rede reticulada

para os cenários de geração fotovoltaica igual a 75% e 100%, devido ao disparo de todos os protetores de rede da estrutura. Para estas condições não foram necessárias novas simulações, pois toda a rede elétrica já estava desenergizada.

Nos demais casos, ao desabilitar os protetores de rede foram verificadas no cenário de carregamento leve com geração fotovoltaica igual a 25% novas ocorrências de fluxo reverso em outros alimentadores primários. Porém, mesmo com a retirada dos novos dispositivos de proteção, o sistema de distribuição conseguiu manter o atendimento de energia aos consumidores, diferentemente do que ocorreu no cenário de carga leve com nível de geração fotovoltaica igual a 50%, pois neste caso ocorreu o desligamento em cascata de todos os protetores de rede, deixando a rede reticulada desenergizada.

Figura 51 – Potência ativa nos transformadores da rede reticulada de 81 barras de acordo com o nível de geração fotovoltaica.

(a) Carga Pesada.

(b) Carga Leve.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados das simulações citadas nos dois últimos parágrafos são sintetizados nas Tabelas 18 e 19, em que os valores negativos simbolizam o montante de potência ativa fluindo da rede de BT para a MT através do transformador de distribuição indicado. Com isso, comanda-se a abertura do protetor de rede deste mesmo ramo e um novo cálculo de fluxo de carga era executado.

Os resultados não revelaram nenhuma ocorrência de sobrecarga nos transformadores, pois a própria geração fotovoltaica já era responsável por suprir a maioria dos consumidores, reduzindo assim a demanda de energia da subestação principal. Entretanto, as tensões em algumas barras extrapolaram o limite superior da faixa adequada de atendimento aos consumidores (1,05 p.u.), ficando um único cenário em condições de operação normal mesmo após a desconexão dos protetores de rede: carga leve com geração fotovoltaica igual a 25%.

Desta maneira, comprova-se que elevados níveis de geração fotovoltaica na rede reticulada ocasionam a exportação de potência ativa para o lado de MT e, conseqüentemente, fazem a proteção destas redes atuarem mesmo sem a presença de um distúrbio. Destaca-se que os protetores de rede poderiam permanecer fechados para estas ocorrências, pois a potência excedente poderia, por exemplo, fluir para outros consumidores que estivessem conectados por ramais laterais, o que não impactaria a rede elétrica. Porém, como atualmente tais dispositivos de proteção são configurados para operarem inclusive nestes casos, pode-se revelar impactos negativos quanto a operação dos dispositivos de proteção e também a indicadores de QEE (tensão em regime permanente e qualidade do serviço), acometendo a característica de confiabilidade do sistema reticulado de distribuição de energia elétrica.

Tabela 18 – Simulações com o desligamento dos protetores de rede sensibilizados em carregamento pesado.

Transformadores	Nível de penetração 75% Potência ativa [kW]		Nível de penetração 100% Potência ativa [kW]	
	1ª Simulação	2ª Simulação	1ª simulação	2ª Simulação
TR1	50,4	50,7	41,4	23,2
TR2	47,9	39,6	30,5	4,70
TR3	14,4	14,1	7,30	2,00
TR4	-17,7	-	-35,6	-
TR5	-4,00	-	-39,6	-
TR6	-4,70	-	-18,3	-
TR7	-12,1	-	-45,5	-
TR8	25,7	25,7	22,3	18,3
TR9	18,7	14,2	-0,70	-
TR10	12,0	11,9	-2,90	-
TR11	24,9	22,3	15,3	7,40
TR12	57,2	51,8	44,7	20,1
Tensão máxima da rede [p.u.]	-	1,0641	-	1,1611
Tensão mínima da rede [p.u.]	-	0,95424	-	0,95088
Situação	-	Em operação com sobretensão	-	Em operação com sobretensão

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 19 – Simulações com o desligamento dos protetores de rede sensibilizados em carregamento leve.

Transformadores	Nível de penetração 25% Potência ativa [kW]			Nível de penetração 50% Potência ativa [kW]		
	1ª Simulação	2ª Simulação	3ª Simulação	1ª simulação	2ª Simulação	3ª Simulação
TR1	13,6	11,7	11,8	4,80	-36,4	-
TR2	12,4	6,60	6,60	-5,20	-	-
TR3	3,40	2,50	2,50	-3,60	-	-
TR4	-7,50	-	-	-26,3	-	-
TR5	-5,10	-	-	-40,8	-	-
TR6	-3,00	-	-	-16,9	-	-
TR7	-7,30	-	-	-41,2	-	-
TR8	7,30	6,40	6,60	3,90	-37,8	-
TR9	3,40	-0,50	-	-16,3	-	-
TR10	1,90	-0,30	-	-13,0	-	-
TR11	6,30	4,30	4,90	-3,30	-	-
TR12	15,3	11,7	11,4	2,70	-56,5	-
Tensão máxima da rede [p.u.]	-	-	1,0446	-	-	-
Tensão mínima da rede [p.u.]	-	-	0,9996	-	-	-
Situação	-	-	Em operação	-	-	BLECAUTE

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.2.2 Resultados da Rede Reticulada de 390 Barras

Nesta seção da dissertação têm-se os resultados e argumentações a respeito da rede reticulada do IEEE de 390 barras diante das situações de faltas no alimentador primário e conexão de geradores fotovoltaicos, conforme foi apresentado na Subseção 6.1.2.

6.2.2.1 Simulações com Faltas no Alimentador Primário

A quantidade de dispositivos de proteção sensibilizados devido à aplicação dos curtos-circuitos no alimentador primário 1 da rede reticulada do IEEE de 390 barras (ver Figura 25) é mostrada nas Tabelas 20 e 21, para carregamento pesado e leve, respectivamente. Vale ressaltar que o máximo de dispositivos analisados para os casos de curto-circuito são oito, pois este é o total de transformadores de distribuição conectados ao alimentador primário 1 (alimentador sob falta).

Sendo assim, observem no cenário de carregamento pesado que mesmo com uma falta bifásica franca, o ramo do transformador 30 (TR30) não revelou fluxo reverso de potência, visto que apenas sete dispositivos (PR7, PR21, PR35, PR41, PR51, PR55 e PR61) foram sensibilizados. Assim como também foi observado para a rede reticulada de 81 barras, verificou-se que quanto menor a resistência de falta, maior era a quantidade de protetores de rede sensibilizados e, conforme era acrescida a resistência de falta e realizada uma nova simulação, a quantidade de protetores de rede atuados ia diminuindo. Por exemplo, para um curto-circuito trifásico com resistência de falta de 2Ω e carregamento pesado, foram sensibilizados cinco protetores de rede (PR7, PR21, PR35, PR41 e PR51), enquanto que para uma resistência de falta de 3Ω , apenas dois dispositivos atuaram (PR7 e PR21). Além disso, para o mesmo cenário de carregamento porém com resistência de falta igual a 5Ω ou maior, não houve fluxo reverso de potência em nenhum ramo dos transformadores.

Sobretudo, tem-se que a rede reticulada do IEEE é bastante robusta e altamente malhada, uma vez que se têm 68 transformadores de distribuição conectados à mesma rede de BT. Por isso, mesmo que ocorra um curto-circuito com uma pequena resistência de falta, este acaba por não provocar inversão no fluxo de potência. Além disso, salienta-se que os casos que não ocorreram fluxo reverso de potência em nenhum transformador é representado por um hífen nas Tabelas 20 e 21, inclusive as situações que se referem aos curtos-circuitos monofásicos.

Tabela 20 – Quantidade de protetores de rede abertos para os casos de falta na rede reticulada de 390 barras com o carregamento pesado.

Resistência falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bifásica	7	5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásica	8	7	5	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 21 – Quantidade de protetores de rede abertos para os casos de falta na rede reticulada de 390 barras com o carregamento leve.

Resistência falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Monofásica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bifásica	8	7	7	5	5	5	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásica	8	8	8	7	7	7	5	5	5	5	3	2	2	1	1	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.2.2.2 Simulações com Geradores Fotovoltaicos

A quantidade de protetores de rede que foram sensibilizados e o montante de potência ativa no ramo de cada transformador para o carregamento pesado e leve são apresentados nas Figuras 52 e 53, respectivamente, de acordo com o nível de geração fotovoltaica simulada na rede reticulada. Observa-se que quando o carregamento do sistema é reduzido, a quantidade de dispositivos abertos aumenta consideravelmente mesmo com um nível de geração fotovoltaica menor. Por exemplo, o cenário de 40% de geração distribuída e carregamento leve provocou a abertura de 16 protetores de rede, enquanto que o cenário de 100% e carregamento pesado sensibilizou apenas 11 dispositivos.

Por fim, ao ser detectado o fluxo reverso de potência em algum transformador, o mesmo era retirado do sistema de distribuição e uma nova simulação era realizada. Os dados encontrados mostraram que mesmo com a saída significativa dos protetores de rede (em situações mais críticas 16 dispositivos foram retirados), os consumidores permaneceram sendo atendidos, o que é justificável devido à rede reticulada ser altamente malhada.

Figura 52 – Potência ativa nos transformadores da rede reticulada de 390 barras de acordo com o nível de geração fotovoltaica em carregamento pesado.

Figura 53 – Potência ativa nos transformadores da rede reticulada de 390 barras de acordo com o nível de geração fotovoltaica em carregamento leve.

6.3 Considerações Finais sobre o Capítulo

A caracterização do fluxo reverso de potência é tratada neste capítulo tanto para curtos-circuitos nos alimentadores primários quanto para conexões de geradores fotovoltaicos. Os protetores de rede devem se abrir para os casos em que haja algum distúrbio a montante dos mesmos, mas devem permanecer fechados quando a potência flui da BT para a MT devido ao excesso de potência de saída dos geradores fotovoltaicos. No entanto, os dispositivos de proteção utilizados atualmente não possuem alternativas que distingam a fonte causadora de tal problema e, por isso, tais são sensibilizados para ambos os casos. Estas ocorrências de falso *trip* podem colocar em risco a confiabilidade no atendimento de energia elétrica aos consumidores pois, assim como mostrado neste capítulo, os GDs podem provocar aberturas em cascata dos protetores de rede e levar a rede reticulada à completa desenergização.

Avaliação de Potenciais Soluções para o Falso *Trip* dos Protetores de Rede

Os procedimentos para aplicação dos curtos-circuitos no alimentador primário e conexões dos geradores fotovoltaicos foram descritos no Capítulo 6 e, uma vez que foram observados os disparos dos protetores de rede devido tanto às faltas quanto aos GDs, em que este último é tratado como falso *trip*, têm-se agora a metodologia aplicada às duas redes reticuladas em estudo a fim de avaliar diferentes proteções para diferenciar a fonte causadora do fluxo reverso de potência.

7.1 Funções de Proteção

Primeiramente, buscou-se encontrar alguma característica que favorecesse apenas a utilização do relé direcional de potência para tal propósito. Por conseguinte, também foram avaliadas as proteções: direcional de sobrecorrente, subtensão e desbalanço de tensão.

7.1.1 Relé Direcional de Potência

Os protetores de rede operam com base na proteção direcional de potência (ANSI 32R), assim como foi ilustrado em sua estrutura básica no início deste documento, na Figura 4. Esta proteção foi incorporada à rede reticulada de forma a impedir qualquer fluxo de potência vindo da rede de BT para a MT. No entanto, foi mostrado ao longo desta dissertação que as instalações dos GDs têm aumentado e que estas são capazes de provocar o disparo dos protetores de rede. Com isso, dependendo das proporções com que for injetada a potência no sistema de distribuição, a rede reticulada pode ser levada à completa desenergização, implicando assim, no prejuízo da confiabilidade de tal sistema.

Com base neste contexto, buscou-se uma alternativa para permitir a atuação dos dispositivos de proteção em casos de distúrbios da rede elétrica e bloqueá-los para quando

o fluxo reverso de potência fosse proveniente de GDs. Para tanto, foi considerado nos estudos o protetor de rede CM52 mostrado na Figura 54, fornecido pela empresa EATON, cuja referência e especificações técnicas estão contidas em EATON (2017). A operação deste equipamento se baseia em comparações entre as grandezas elétricas medidas no lado de BT e decompostas em componentes simétricas, conforme rege o Teorema de Fortescue. Para o cálculo das componentes simétricas utiliza-se o conjunto de equações contidas na Equação 8. A título de exemplo, as equações foram ilustradas a partir da tensão, mas aplica-se igualmente aos fasores de corrente elétrica.

Figura 54 – Protetor de rede CM52 da EATON.

Fonte: [Adaptada] de EATON (2017).

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (8)$$

em que:

- V_0 : tensão de sequência zero;
- V_1 : tensão de sequência positiva;
- V_2 : tensão de sequência negativa;
- V_A : tensão da fase A;
- V_B : tensão da fase B;
- V_C : tensão da fase C;
- α : operador rotacional ($1\angle 120^\circ$).

A região de atuação do relé é definida conforme a Equação 9. Uma vez que o resultado seja negativo e com uma amplitude superior ao limiar previamente configurado, é entendido que há fluxo reverso de potência. Esse valor limiar pode ser ajustado dentro de uma faixa de valores, a qual pode variar de 0,05% a 5% da corrente nominal do equipamento (EATON, 2017). Em qualquer outro caso, a atuação do relé fica bloqueada e os

disjuntores permanecem com seus contatos fechados. Desta maneira, o diagrama angular ilustrado na Figura 11 foi utilizado para verificar o disparo dos protetores de rede, em que a expectativa se traduzia em delimitar uma nova região de operação, por exemplo, limitando-a a apenas um quadrante deste diagrama angular.

$$Resultado = I_1 \cdot \cos(\theta_{V1} - \theta_{I1}) \quad (9)$$

7.1.2 Relé Direcional de Sobrecorrente

A proteção de sobrecorrente direcional, ANSI 67, monitora tanto os sinais de tensão quanto de corrente para que a partir da comparação destes sinais se determine a decisão entre bloqueio ou operação a ser tomada. Existem outras proteções semelhantes como a de sobrecorrente instantânea ou temporizada, cujas referências ANSI são 50 e 51, respectivamente. Contudo, a principal diferença é que a proteção 67 apenas atua para valores de corrente que excedam o limite de corrente pré-ajustado e estejam fluindo em um sentido determinado de acordo com sua referência de polarização. Em caso de uma falta na direção oposta àquela em que o relé foi configurado, por mais severa que seja, a proteção 67 permanecerá bloqueada.

A partir desse modo de operação, optou-se por avaliar a proteção 67 para a tomada de decisão dos protetores de rede. Diferentemente do que acontece no relé direcional de potência, a proteção 67 não monitora as componente simétricas, e sim a corrente elétrica monofásica, que também pode ser definida como grandeza de operação, e a compara com uma referência de polarização, que comumente é utilizada a tensão. Desta maneira, o relé consegue identificar a direcionalidade da corrente monofásica a partir da defasagem angular entre tais grandezas elétricas.

A Figura 55 traz a representação do relé direcional de sobrecorrente adicionado à fase A de um sistema elétrico qualquer. No secundário do TC tem-se a corrente de operação que entra na marca de polaridade da bobina de corrente, enquanto no secundário do Transformador de Potencial (TP) tem-se a tensão de polarização. A comparação fasorial destas grandezas resulta na direcionalidade de corrente.

Para definir qual será a tensão de polarização utilizada, há três tipos de conexões nos relés, podendo ser polarização a 30°, 60° ou 90° (em quadratura). Esta última foi considerada neste estudo e, para exemplificá-la, serão empregadas as tensões do relé da fase A ao neutro. Para se determinar a tensão de polarização nesse caso, considera-se a subtração entre as tensões da fase B ao neutro e fase C ao neutro, ou seja, $V_{polarização} = V_{BN} - V_{CN} = V_{BC}$. O resultado fasorial estará defasado em 90° da tensão da fase A (V_A) e da corrente da fase A (I_A), pois considera-se um sistema puramente resistivo. De forma semelhante pode-se encontrar os demais tipos de polarização conforme ilustra a Figura 56.

A reta limitante entre as regiões de operação e bloqueio do relé direcional de sobrecorrente forma um ângulo de 90° com a linha de torque máximo do relé, comumente

Figura 55 – Diagrama unifilar do relé direcional de sobrecorrente.

Fonte: [Adaptada] de Kindermann (2012).

Figura 56 – Diagrama fasorial para grandezas de polarização do relé direcional de sobrecorrente.

Fonte: Elaborada pelo autor.

chamada de reta normal. Esta fica defasada da grandeza de polarização por um ângulo (r) pré-estabelecido, o qual possui valores típicos de 30° e 45° em relés eletromecânicos e pode variar na faixa entre 20° e 80° em relés digitais (KINDERMANN, 2012). Nesta dissertação foram avaliados os ângulos de 30° , 45° e 50° para a reta normal, mas por apresentar melhores resultados considerou-se $r=30^\circ$ e, com isso, o diagrama fasorial com as regiões de atuação e bloqueio com base na direcionalidade deste relé resulta na Figura 57.

A corrente de *pick-up* (valor da grandeza elétrica para qual o relé inicia sua atuação), ou corrente de disparo, utilizada nesta pesquisa foi definida em 20% acima da corrente nominal de carga que circula por cada transformador de distribuição, ou seja, cada relé

direcional de sobrecorrente foi definido com um ajuste próprio. Na prática, este percentual deve ser tal que a corrente de atuação fique acima da maior corrente de carga e abaixo da menor corrente de falta, porém, esta última será analisada nas subseções 7.3.2 e 7.4.2 e, por isso, este valor foi adotado a princípio.

Sendo assim, ao ser sensibilizada a proteção 67, independente de qual fase, esta habilitará a proteção 32R, a qual permanece responsável por avaliar se está ocorrendo ou não a exportação de potência para o lado de MT e comandar a abertura ou bloqueio do disjuntor do protetor de rede. Salienta-se que a avaliação desta metodologia se baseia no princípio de que os curtos-circuitos devem demandar maiores níveis de corrente elétrica, ou seja, devem proporcionar situações mais drásticas do que os casos com geradores fotovoltaicos, o que leva a acreditar na possibilidade de distinguir o fluxo reverso de potência a partir de um correto ajuste na corrente de disparo.

Figura 57 – Regiões de operação do relé direcional de sobrecorrente.

Fonte: [Adaptada] de Kindermann (2012).

7.1.3 Relé de Subtensão

Na ocorrência de curtos-circuitos em sistemas elétricos deve-se isolar a região que apresenta tal problema de forma a permitir a manutenção e consequente restauração do sistema. Nestes casos, uma condição que pode indicar tal incidente é a subtensão e, por isso, a proteção de subtensão (ANSI 27) é avaliada na proteção da rede reticulada.

A atuação do relé de subtensão é condicionada ao nível de decaimento da tensão, podendo ser instantânea (avaliada nesta dissertação) ou temporizada. Ressalta-se que a operação instantânea visa impedir de imediato qualquer dano aos dispositivos conectados à rede elétrica e a temporizada é possível uma vez que é detectada uma queda de tensão não tão abrupta e esta permaneça por um período predeterminado na configuração no relé. Ao exceder este período, a proteção deve isolar a região faltosa.

Desta maneira, avaliou-se a inserção da proteção 27 nos protetores de rede para auxiliar a rede reticulada na distinção de situações de distúrbios que provocam decaimentos de tensão nas fases faltosas daquelas de excesso de potência na BT devido aos geradores fotovoltaicos. Esta proposta se apoia justamente nas características distintas de operação, pois as faltas acarretam subtensão, enquanto a geração distribuída eleva as tensões nodais. Partindo desse pressuposto, tem-se que esta proteção se revela como uma alternativa promissora.

O monitoramento deste relé é realizado sobre a tensão de fase e em p.u. Em caso da tensão monofásica ser reduzida para a faixa de atendimento crítica ($V < 0,9$ p.u.), conforme apresenta o PRODIST - Módulo 8, a proteção de subtensão irá sensibilizar e, conseqüentemente, habilitar a proteção 32R que por sua vez avaliará se o fluxo de potência está no sentido convencional ou reverso. Ressalta-se que nesta pesquisa foi utilizada apenas a sensibilização instantânea do relé de subtensão, pois o mesmo não comanda nenhum desligamento do sistema elétrico e sim habilita a proteção 32R para que então seja comandada a atuação ou não dos protetores de rede.

7.1.4 Relé de Desbalanço de Tensão

O desbalanço de tensão de um sistema elétrico é tido como uma condição de operação em que os módulos das tensões se apresentam com valores diferentes ou as defasagens angulares se diferem de 120° elétricos, ou ainda, ambas as condições são satisfeitas. Esta condição é mensurada, para fins de classificação e normalização, por meio do Fator de Desequilíbrio de Tensão (FD).

Segundo ANEEL (2018) o valor máximo do FD que se deseja encontrar nos sistemas de distribuição de energia elétrica é 3% para pontos que sejam atendidos com tensão nominal abaixo de 1 kV, como é o caso das redes reticuladas em estudo. Para o cálculo do FD, o qual é o resultado da relação entre os componentes de sequência negativa e positiva, pode-se utilizar a Equação 10.

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (10)$$

em que:

- FD : fator de desequilíbrio de tensão;
- V_- : valor da tensão eficaz de sequência negativa;
- V_+ : valor da tensão eficaz de sequência positiva.

Desta maneira, parte-se da premissa de que os curtos-circuitos monofásicos e bifásicos proporcionam um desbalanço de tensão bastante significativo, enquanto que as instalações de geradores fotovoltaicos são trifásicas, como é o caso desta pesquisa, e quando não são,

há todo um estudo de maneira a permitir que tais sejam inseridos à rede elétrica sem condicionar qualquer dano ou violação aos indicadores presentes na norma técnica.

Com isso, propõe-se adicionar a proteção de desbalanço de tensão (ANSI 47) como análise primária da ocorrência de fluxo reverso de potência. Uma vez que não sejam extrapolados os 3% como rege a norma brasileira, a proteção direcional de potência ficará desabilitada. Em contrapartida, toda vez que a proteção 47 for sensibilizada, esta irá liberar a proteção 32R para avaliar o sentido do fluxo e o montante de potência no ramo do protetor de rede e, por fim, comandar o bloqueio ou abertura dos contatos de potência. Ressalta-se que este limiar foi utilizado com base na ANEEL, porém é passível de alterações para se adequar às outras normas técnicas.

7.2 Distinção da Fonte Causadora do Fluxo Reverso de Potência

Os resultados e as argumentações acerca das proteções propostas são apresentados divididos em duas subseções, sendo a primeira referente à rede reticulada de 81 barras e a segunda à de 390 barras. Ambos os sistemas de distribuição são submetidos aos mesmos ajustes de proteção apresentados na Seção 7.1 e destacados a seguir:

- Proteção direcional de potência: se a defasagem angular entre $\dot{I}_1$ e $\dot{V}_1$ for tal que, se considerado que $\dot{V}_1$ se encontra na referência e $\dot{I}_1$ resultar dentro da região de abertura indicada na Figura 11, o protetor de rede deve ser aberto. A Figura 58a) representa este modo de operação convencional dos protetores de rede;
- Proteção direcional de sobrecorrente: se $\dot{I}_A$ e/ou $\dot{I}_B$ e/ou $\dot{I}_C$ apresentarem uma defasagem angular para $\dot{V}_{BC}$ e/ou $\dot{V}_{CA}$ e/ou $\dot{V}_{AB}$, respectivamente, de forma que o fasor de corrente resulte na região de operação apresentada na Figura 57 e a magnitude de corrente for acima de 1,2 p.u., esta proteção deve habilitar a proteção direcional de potência. Uma vez que as duas sejam sensibilizadas, o disjuntor do protetor de rede deve ser aberto. A Figura 58b) retrata a condição a ser satisfeita para a sensibilização do protetor de rede neste caso;
- Proteção de subtensão: se $\dot{V}_A$ e/ou $\dot{V}_B$ e/ou $\dot{V}_C$ no secundário do transformador de distribuição apresentar tensão abaixo de 0,9 p.u., a proteção direcional de potência será habilitada. Sensibilizando estas duas proteções, o disjuntor do protetor de rede deve ser aberto. A Figura 58c) apresenta a lógica de operação destas proteções;
- Proteção de desbalanço de tensão: se FD for maior que 3% no secundário do transformador de distribuição, a proteção direcional de potência é liberada e, em caso de sensibilização das duas funções, é comandada a abertura do protetor de rede. Por fim, a Figura 58d) retrata a lógica de operação para esta função de proteção.

Figura 58 – Diagrama de operação dos protetores de rede de acordo com as funções de proteção avaliadas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Destaca-se que os curtos-circuitos monofásicos foram analisados e não acarretaram fluxo reverso de potência, independentemente de qual era o carregamento do sistema de distribuição, devido a conexão do transformador ser delta (Δ). Ressalta-se que há situações em que estes distúrbios acarretam sobrecorrentes, subtensões e também desbalanço de tensão, mas como o foco das análises é a operação dos protetores de rede e as faltas monofásicas não acarretaram fluxo reverso de potência no ramo dos transformadores de distribuição, as mesmas foram omitidas nas abordagens deste capítulo.

Tendo em vista que para cada proteção foram executadas diversas simulações, ora variando a resistência de falta ora o nível de geração fotovoltaica, buscou-se simplificar a apresentação dos resultados, condensando os mesmos em tabelas. Para tanto a Figura 59 elucida a maneira de interpretar os resultados obtidos nas simulações computacionais.

Figura 59 – Modo de interpretação das tabelas com apresentação dos resultados.

Resistência de falta [Ω]	0	1	...	15
Bifásica	n	n	...	-
Trifásica	n	n	...	-

Cenário de GD [%]	0	1	...	10
	n	n	...	-

Legenda

- Casos que o protetor de rede deveria abrir e o mesmo atuou corretamente.
- Casos que o protetor de rede deveria abrir e o mesmo permaneceu fechado.
- Casos que não houve fluxo reverso de potência.
- n Quantidade de protetores de rede sensibilizados em cada caso.

Legenda

- Casos que o protetor de rede deveria permanecer fechado e o mesmo atuou corretamente.
- Casos que o protetor de rede deveria permanecer fechado e o mesmo abriu.
- Casos que não houve fluxo reverso de potência.
- n Quantidade de protetores de rede sensibilizados em cada caso.

Fonte: Elaborada pelo autor.

7.3 Rede Reticulada de 81 Barras

A princípio as análises na rede reticulada de 81 barras avaliaram a proteção direcional de potência e, posteriormente, as proteções: direcional de sobrecorrente, subtensão e desbalanço de tensão. Destaca-se que estas proteções não foram avaliadas simultaneamente, com exceção da 32R. Os respectivos os resultados são apresentados em subseções a seguir.

7.3.1 Relé Direcional de Potência

As primeiras simulações computacionais realizadas, já considerando os curtos-circuitos no alimentador primário e também as conexões de GDs, visavam identificar características das grandezas elétricas como corrente, tensão e potência de forma que a própria proteção convencional dos protetores de rede (32R) fosse capaz de distinguir a fonte causadora do fluxo reverso de potência nos transformadores de distribuição. Para tanto, objetivou-se delimitar uma nova região de atuação no diagrama angular apresentado na Figura 11.

A Figura 60 apresenta os fasores resultantes de corrente e tensão de sequência positiva para os dois eventos propostos na rede reticulada de 81 barras: curtos-circuitos no alimentador primário e geradores fotovoltaicos conectados na rede de BT. Destaca-se que estes eventos não são simulados juntos, pois o intuito da pesquisa era definir um padrão correto de operação para cada caso e, posteriormente, como continuidade do estudo, poder testá-los simultaneamente. A apresentação dos resultados referentes às faltas e aos GDs na mesma imagem (Figura 60) é apenas para servir de comparação direta e, assim, elucidar o problema na operação dos protetores de rede, o qual será descrito a seguir.

Em operação normal, sem falta e sem geração distribuída, tanto o fasor de corrente de sequência positiva ($\dot{I}_1$) quanto o de tensão de sequência positiva ($\dot{V}_1$) permanecem conforme ilustra a Figura 60a), estando a corrente atrasada da tensão. Para as condições de faltas francas bifásicas ou trifásicas o fasor de corrente de sequência positiva resultou no segundo quadrante do diagrama angular (aproximadamente 125°). Porém, à medida que foi sendo incrementada a resistência de falta, esse fasor foi resultando no segundo, terceiro e, por fim, no quarto quadrante como na condição sem falta e sem GD. Para ilustrar tais condições têm-se as Figuras 60b), 60c) e 60d), em que foram usados os resultados obtidos no secundário do transformador 4 (TR4) do sistema de distribuição sob estudo diante de faltas bifásicas aplicadas no alimentador primário 1 (A1). Afirma-se que a operação dos demais protetores de rede sensibilizados se apresentou muito semelhante à do PR4 e, por isso, as análises podem ser replicadas para os mesmos.

A Figura 60b) mostra o fasor de corrente de sequência positiva no segundo quadrante do diagrama angular devido a uma falta franca. Já para uma falta com resistência de 7Ω o mesmo fasor apresentou um ângulo de aproximadamente 225° (Figura 60c) e, por fim, com 14Ω , o fasor de corrente já havia retornado ao quarto quadrante do diagrama angular (Figura 60d), o que representa a não ocorrência de fluxo reverso de potência.

Figura 60 – Diagramas angulares de atuação do PR4 do sistema de distribuição de 81 barras para situações de faltas e geração fotovoltaica - eventos não simultâneos.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Por sua vez, ao passo que a geração fotovoltaica é incrementada, o fasor de corrente de sequência positiva rotaciona em sentido horário e quando proporcionou fluxo reverso de potência no TR4, o fasor resultou no terceiro quadrante do diagrama angular, assim como aconteceu na maioria dos casos simulados com curtos-circuitos.

Além do ângulo da corrente de sequência positiva também foi analisada a amplitude deste fasor e, conforme a resistência de falta era acrescida, a amplitude da corrente de contribuição para falta era reduzida. Em contrapartida, ao aumentar o nível de geração fotovoltaica a amplitude da corrente reversa pelos transformadores também aumentava. Desta maneira, constatarem-se situações em que além do ângulo dos fasores de corrente serem semelhantes, suas amplitudes também se aproximavam. Para ilustrar esta ocorrência, adota-se o transformador 4 (TR4), novamente, nas situações de curto-circuito com resistência de falta igual a 7Ω e de geração fotovoltaica no cenário de 70%, em que as correntes resultaram em 0,413 p.u. e 0,365 p.u., respectivamente. Ressalta-se que a corrente base (1 p.u.) é a própria corrente de carga deste transformador. Observa-se assim, que delimitar uma nova região de operação para os protetores de rede utilizando somente

a proteção direcional de potência se torna uma tarefa complexa e impraticável, pois os resultados para as situações propostas se apresentaram muito semelhantes.

Para mostrar os casos simulados com faltas em que apenas a proteção direcional de potência foi utilizada, optou-se por sintetizar a quantidade de protetores sensibilizados para carregamento pesado e leve nas Tabelas 22 e 23, respectivamente, e destacaram-se as situações de operação correta (verde) ou não (vermelho) dos mesmos. Os casos em que não houve atuações de protetores de rede são destacados em amarelo. Observe nestas tabelas que ocorreu fluxo reverso de potência na maioria dos casos propostos e que a proteção abriu impedindo que um alimentador primário suprisse a falta em outro alimentador. Em carregamento pesado apenas os casos com falta bifásica e resistência igual a $14\ \Omega$ e $15\ \Omega$ não ocasionaram inversão no sentido da potência em nenhum transformador. Em todas as demais situações, inclusive com o carregamento leve, foi registrada a abertura dos dispositivos. Entretanto, observa-se que conforme a resistência de falta era acrescida, a quantidade de dispositivos sensibilizados era diminuída, pois a rede elétrica compreendia tal situação como uma operação normal, por exemplo, uma entrada de carga no sistema de distribuição.

Ao verificar os resultados contidos nas Tabelas 24 e 25, os quais se referem às conexões de geradores fotovoltaicos na rede reticulada com carregamento pesado e leve, respectivamente, constatou-se que todos os casos em que houve inversão no sentido do fluxo de potência também ocasionaram a abertura dos protetores de rede. Por isso tais situações são destacadas em vermelho, uma vez que a intenção era de permitir o fluxo bidirecional de potência devido ao excesso de geração distribuída no lado de BT da rede reticulada.

Desta maneira, constata-se, a partir da rede reticulada de 81 barras, que apenas um novo ajuste na parametrização do relé direcional de potência não é suficiente para minimizar o problema de falso *trip* dos protetores de rede.

Tabela 22 – Atuação da proteção 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2	1	1	1	1	-	-
Trifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 23 – Atuação da proteção 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Trifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 24 – Atuação da proteção 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	-	-	-	1	2	4	4	6

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 25 – Atuação da proteção 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	2	6	7	10	11	11	12	12	12

Fonte: Elaborada pelo autor.

7.3.2 Relé Direcional de Sobrecorrente

A segunda proteção avaliada foi a direcional de sobrecorrente e esperava-se que as faltas em um alimentador primário originassem um fluxo de corrente elevado da rede de BT em direção à MT e isso foi verificado em algumas situações, por exemplo, com faltas bifásicas e carregamento pesado. Nestes casos a corrente extrapolou o valor de disparo ajustado na proteção 67 (1,2 p.u.), habilitando assim a proteção 32R, a qual também se sensibilizou. Desta maneira, foi comandada a abertura do disjuntor e impediu que a potência fluísse por um alimentador primário e contribuísse à falta em outro alimentador.

A proteção também atuou corretamente em quatro protetores de rede que se sensibilizaram com fluxo reverso de potência para os curtos-circuitos trifásicos com resistência de falta de até 7 Ω em carregamento pesado. Com 8 Ω , dois dispositivos (PR1 e PR2) não atuaram corretamente e com 9 Ω três dispositivos (PR1, PR2 e PR4) não se abriram devido à corrente reversa não ter extrapolado 1,2 p.u. Os valores encontrados de corrente reversa para os casos de curto-circuito trifásico com resistência de falta igual a 7 Ω , 8 Ω e 9 Ω são apresentados na Tabela 26. Reforça-se que a abertura do disjuntor é, nesta etapa da análise, condicionada à sensibilização tanto da proteção 67 quanto da 32R e, por isso, a Tabela 26 apresenta alguns valores destacados em vermelho, que são os casos em que apenas a proteção 32R se sensibilizou, ou seja, o disjuntor não se abriu.

Tabela 26 – Corrente reversa, em p.u., no ramo dos protetores de rede sensibilizados com fluxo reverso de potência no carregamento pesado devido à falta trifásica.

Resistência de falta [Ω]	7	8	9
PR1	1,22	1,00	0,87
PR2	1,36	1,19	1,06
PR3	2,10	1,87	1,69
PR4	1,39	1,21	1,06

Fonte: Elaborada pelo autor.

A quantidade de protetores de rede que atuaram para os casos de faltas em carregamento pesado é apresentada na Tabela 28, enquanto que os resultados para o carregamento leve podem ser vistos na Tabela 29. As faltas bifásicas e trifásicas em carregamento leve resultaram de maneira semelhante ao carregamento pesado, sendo que nos curtos-circuitos de até 9Ω a corrente superou o limite de 1,2 p.u. e a função direcional de potência também foi sensibilizada. Isto resultou na atuação dos protetores de rede impedindo assim tal condição. Em ambos os tipos de falta e a partir de 10Ω de resistência de falta, alguns dispositivos de proteção não apresentaram correntes acima do limite estabelecido, apenas a polarização do relé indicou que a corrente estava fluindo da rede dos consumidores em direção aos alimentadores primários através de três transformadores, na maioria dos casos. Para elucidar quais os protetores de rede que não atuaram, tem-se a Tabela 27 que apresenta a amplitude das correntes nas situações de curtos-circuitos trifásicos com resistência de falta igual a 9Ω , 10Ω , 11Ω e 12Ω . Sendo assim, os casos destacados em vermelho são aqueles que provocaram a sensibilização da proteção 32R mas não satisfizeram as condições de abertura da proteção 67 e, com isso, os dispositivos permaneceram com seus contatos bloqueados.

Tabela 27 – Corrente reversa, em p.u., no ramo dos protetores de rede sensibilizados com fluxo reverso de potência no carregamento leve devido à falta trifásica.

Resistência de falta [Ω]	9	10	11	12
PR1	1,30	1,18	1,08	0,99
PR2	1,44	1,32	1,21	1,11
PR3	2,00	1,86	1,72	1,59
PR4	1,53	1,39	1,28	1,17

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 28 – Atuação das proteções 67 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2	1	1	1	1	-	-
Trifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	2	3	3	3	3	3	4	4

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 29 – Atuação das proteções 67 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	1	1	3	3	3	3
Trifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	1	1	3	3	3	3

Fonte: Elaborada pelo autor.

Uma alternativa que poderia abranger todos os casos de falta seria reduzir o nível da corrente de disparo, por exemplo, para 0,5 p.u. Contudo, isso influenciaria também as situações com geradores fotovoltaicos, pois todos os cenários de geração acima de 60% em carregamento pesado e também leve apresentariam indicação de curto-circuito. Logo, percebe-se que realizando o ajuste da corrente de disparo para um valor menor pode-se obter melhores resultados quanto às faltas, mas em contrapartida prejudicaria as situações com geradores fotovoltaicos.

Sendo assim, manteve-se o limite de corrente em 1,2 p.u. e analisou-se os resultados das simulações com as conexões de geradores fotovoltaicos, os quais são apresentados nas Tabelas 30 e 31 para a rede reticulada com carregamento pesado e leve, respectivamente. Observa-se que na maioria dos casos os dispositivos permitiram que houvesse fluxo bidirecional de potência nos transformadores, porque por mais que houvesse corrente fluindo da rede de BT para a MT, esta não sensibilizava a proteção 67. Dentre os casos propostos, houve apenas um em que o protetor de rede 10 (PR10) indicou uma corrente de 1,29 p.u., vindo o disjuntor a se abrir para tal situação entendida como um curto-circuito.

As análises da proteção direcional de sobrecorrente nos protetores de rede do sistema de distribuição de 81 barras se apresentaram positivamente em algumas situações. Porém, ao tentar abordar o máximo de casos possível, foram visualizadas limitações da metodologia à medida que a resistência de falta e/ou a potência gerada era acrescida.

Tabela 30 – Atuação das proteções 67 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	-	-	-	1	2	4	4	1

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 31 – Atuação das proteções 67 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	2	6	7	10	11	11	12	12	1

Fonte: Elaborada pelo autor.

7.3.3 Relé de Subtensão

A adição da proteção de subtensão nos protetores de rede do sistema reticulado de 81 barras apresentou resultados bastante significativos, pois conseguiu distinguir 100% dos casos propostos nas simulações computacionais.

As faltas trifásicas francas em carregamento pesado deixaram as tensões no secundário de quatro transformadores (TR1, TR2, TR3 e TR4, aqueles que estão conectados ao alimentador em falta) com aproximadamente 0,2 p.u., enquanto aquelas com 15 Ω resultaram em tensões próximas a 0,8 p.u. Uma vez que o valor de *pick-up* de subtensão foi

configurado em 0,9 p.u., todos esses casos liberaram a proteção direcional de potência, a qual também foi sensibilizada e, conseqüentemente, conduziu à abertura o disjuntor da estrutura dos protetores de rede 1, 2, 3 e 4 do sistema de distribuição em estudo.

O transformador 2 (TR2) foi o que apresentou a maior tensão remanescente no enrolamento secundário para todos os casos de falta propostos, se comparado com os outros três transformadores que estavam com fluxo reverso de potência. Por isso, optou-se por apresentar na Figura 61 seu valor de tensão encontrado em cada simulação de falta trifásica com o carregamento pesado. Observa-se na Figura 61 que em todas as situações a tensão ficou abaixo do valor de disparo ajustado para a proteção 27, o que permitiu habilitar a proteção 32R. Além disso, têm-se que os resultados para as faltas trifásicas com o carregamento leve também foram bastante semelhantes, inclusive a magnitude das tensões no secundário dos transformadores de distribuição.

Para as condições de faltas bifásicas francas com o cenário de carregamento pesado da rede reticulada, registrou-se uma tensão remanescente no secundário dos transformadores conectados ao alimentador 1 de aproximadamente 0,2 p.u. Neste mesmo cenário de carregamento, porém com a resistência de falta igual a 14 Ω e 15 Ω , ainda foram visualizadas tensões de 0,85 p.u. sensibilizando assim a proteção 27, a qual habilitou a proteção 32R. Porém, esta última não foi sensibilizada, porque mesmo com a queda da tensão, estas duas simulações não indicaram fluxo reverso de potência, assim como mostra o diagrama angular apresentado na Figura 62 referente, por exemplo, ao protetor de rede 4 (PR4). Por isso, os protetores de rede permaneceram bloqueados para estas duas situações. Sobretudo, em carregamento leve, todas as faltas bifásicas ocasionaram a sensibilização das duas proteções nos quatro protetores de rede (PR1, PR2, PR3 e PR4) que estão conectados ao alimentador primário sob falta (A1). Os resultados de tensão para estas simulações se mostraram também muito parecidos àqueles com curtos-circuitos trifásicos, cujos os resultados de tensão são apresentados na Figura 61.

Figura 61 – Tensão no secundário do TR4 para casos de faltas trifásicas em carregamento pesado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 62 – Diagramas angulares de atuação do PR4 do sistema de distribuição de 81 barras para faltas bifásicas em carregamento pesado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Esses casos de curtos-circuitos com operação dos dispositivos de proteção para carregamento pesado e leve são apresentados nas Tabelas 32 e 33, respectivamente. Salienta-se que esses resultados se referem ao ajuste da proteção 27 em 0,9 p.u., pois partiu-se desse valor a fim de verificar o potencial da metodologia. Entretanto, conforme foi observado nas simulações e apresentado na Figura 61, este ajuste poderia ser menor, visto que a proteção se mostrou sensível para valores de até 0,8 p.u. em todas as simulações com curtos-circuitos.

Tabela 32 – Atuação das proteções 27 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2	1	1	1	1	-	-
Trifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 33 – Atuação das proteções 27 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Trifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para efeito de comparação dos casos de geração fotovoltaica com aqueles de curtos-circuitos, apresentam-se novamente os resultados referentes ao protetor de rede 4 (PR4) da rede reticulada de 81 barras. Os diagramas angulares da proteção 32R, Figura 63, mostram que esta proteção se sensibilizou com fluxo reverso de potência em carregamento pesado, por exemplo, para os cenários de geração igual a 70% e 80%, mas os disjuntores não foram abertos. Isto é devido à tensão no secundário do transformador 4 (TR4) não estar abaixo de 0,9 p.u. Além do mais, a inserção de geradores fotovoltaicos apresentou, ao invés de redução, elevação nas tensões nodais, conforme foi apresentado no Capítulo 6.

Situações idênticas a esta descrita no parágrafo anterior foram observadas em todas as simulações com geração distribuída e a quantidade de transformadores de distribuição com fluxo reverso de potência em cada situação, para carregamento pesado e leve, pode ser observada nas Tabelas 34 e 35, respectivamente.

Figura 63 – Diagramas angulares de atuação do PR4 do sistema de distribuição de 81 barras diante de instalações de geradores fotovoltaicos.

Tabela 34 – Atuação das proteções 27 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	-	-	-	1	2	4	4	6

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 35 – Atuação das proteções 27 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	2	6	7	10	11	11	11	12	12

Fonte: Elaborada pelo autor.

É importante destacar que os curtos-circuitos monofásicos não foram avaliados nesta etapa da pesquisa, porque mesmo que estes provocassem uma queda de tensão, eles não ocasionariam fluxo reverso de potência nos transformadores, assim como foi mostrado no Capítulo 6. Sendo assim, com base nas análises realizadas e nos resultados encontrados para a rede reticulada de 81 barras, tem-se que a adição da proteção de subtensão se mostra como uma alternativa com potencial significativo, permitindo relacionar os geradores fotovoltaicos com as redes reticuladas e fazendo com que os protetores de rede não sejam influenciados pelos falsos *trips*.

7.3.4 Relé de Desbalanço de Tensão

Partindo do princípio que esta rede reticulada é balanceada, tem-se que o grau de desbalanço de tensão é igual a 0 em todas as barras. Este fato refere-se à condição normal de operação, sem a simulação de geradores fotovoltaicos e também de curtos-circuitos. A partir disso, avaliaram-se as situações com distúrbios no alimentador primário 1 (A1), em que foi verificada uma correta operação da proteção para todos os casos de faltas bifásicas, independentemente do carregamento do sistema de distribuição.

Com o carregamento pesado e falta bifásica franca, foi registrado um FD médio de 80% no secundário dos transformadores 1, 2, 3 e 4 (aqueles que estão conectados ao alimentador sob curto-circuito) e, mesmo com o incremento da resistência de falta até 13 Ω , ainda foi observado um FD de aproximadamente 10%. Desta maneira, como o valor de disparo da proteção 47 foi configurado para FD=3%, todos estes casos habilitaram a proteção 32R, a qual também foi sensibilizada e, conseqüentemente, comandou a abertura dos disjuntores dos protetores de rede conectados aos respectivos transformadores. Para as simulações com o carregamento pesado e a resistência de falta igual a 14 Ω e 15 Ω , também foi registrado desbalanço de tensão com FD=10%, aproximadamente, porém a proteção 32R não foi sensibilizada e, com isso, nenhuma proteção se sensibilizou.

Os resultados também mostraram que os protetores de rede atuaram corretamente para todos os casos de faltas bifásicas com o carregamento leve. A diferença para o carregamento pesado, é que com o carregamento leve foi observado um número maior de dispositivos de proteção abertos, sendo quatro (PR1, PR2, PR3 e PR4) em todos os casos simulados para faltas bifásicas, enquanto que no carregamento pesado a quantidade de protetores de rede sensibilizados variou de acordo com a resistência de falta.

Ao serem analisadas as simulações com curtos-circuitos trifásicos foram constatadas limitações na utilização da proteção 47, independente do carregamento do sistema de distribuição. Este fato se deve ao distúrbio inserido não acarretar desbalanço de tensão no secundário dos transformadores. Desta maneira, todos os casos com faltas trifásicas apresentaram fluxo reverso de potência nos mesmos quatro protetores de rede (PR1, PR2, PR3 e PR4), mas como a proteção 47 não havia sido sensibilizada, a operação do protetor de rede permaneceu bloqueada. Para elucidar como a metodologia resultou para todos

estes casos de curtos-circuitos bifásicos e trifásicos, tem-se as Tabelas 36 e 37 que fazem referências aos carregamentos pesado e leve, respectivamente.

Os resultados referentes aos geradores fotovoltaicos são apresentados nas Tabelas 38 e 39, em que pode ser visto que a proteção atuou corretamente em 100% dos casos, mantendo os protetores de rede bloqueados conforme era almejado na metodologia. Observa-se que ocorreu a inversão no sentido do fluxo de potência a partir do cenário de geração igual a 60% para carregamento pesado e 20% para carregamento leve. Contudo, devido aos GDs serem trifásicos, estes não influenciaram o desbalanço de tensão do sistema de distribuição. Além disso, salienta-se que no caso de geradores monofásicos ou bifásicos serem inseridos à rede elétrica, estes podem provocar um desbalanço de tensão. No entanto, estas análises não foram realizadas nesta pesquisa, pois a metodologia também engloba esses casos ao se basear no fato da ANEEL estabelecer, por meio de norma técnica (ANEEL (2018)), o limite de desbalanço de tensão aceitável que pode ser encontrado nos sistemas de distribuição, sendo este igual a 3%.

Tabela 36 – Atuação das proteções 47 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2	1	1	1	1	-	-
Trifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 37 – Atuação das proteções 47 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Trifásica	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 38 – Atuação das proteções 47 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento pesado.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	-	-	-	1	2	4	4	6

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 39 – Atuação das proteções 47 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 81 barras com carregamento leve.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	2	6	7	10	11	11	12	12	12

Fonte: Elaborada pelo autor.

Desta maneira, é possível definir um padrão de operação para a proteção 47, em que tal se mostrou com potencial significativo para distinguir situações de faltas bifásicas e de GDs mas, em contrapartida, ainda apresentou limitações ao tocante às faltas trifásicas.

7.4 Rede Reticulada de 390 Barras

Nesta seção são expostos os resultados obtidos para as simulações referentes à rede reticulada do IEEE de 390 barras, em que, assim como foi realizado para a rede reticulada de 81 barras, têm-se as discussões acerca das proteções 32R, 67, 27 e 47, respectivamente.

7.4.1 Relé Direcional de Potência

Ao serem aplicadas as faltas no alimentador primário 1 (A1) verificou-se que quanto menor era a resistência de falta, maior era a quantidade de protetores de rede sensibilizados. Além das atuações dos dispositivos de proteção para os casos de falta, também foram registradas as ocorrências de falso *trip* nos protetores de rede que se encontram, principalmente, nas proximidades das instalações dos GDs. Desta maneira, assim como foi realizado para a rede reticulada de 81 barras, as primeiras análises avaliaram as condições de operação utilizando apenas a proteção convencional dos protetores de rede (32R).

As análises partiram do princípio de que o ângulo da corrente deve se afastar bruscamente do ângulo da tensão em ocorrências de falta, o que se espera que não ocorra nos casos com GDs. Sendo assim, o objetivo era delimitar uma nova região de atuação no diagrama angular mostrado na Figura 11. Tal objetivo foi alcançado apenas para as faltas francas, em que o fasor da corrente de sequência positiva ($\dot{I}_1$) resultava no segundo quadrante (Figura 64a), enquanto que o mesmo fasor se limitava ao terceiro quadrante quando havia fluxo reverso de potência devido à geração fotovoltaica (Figura 64b). No entanto, ao aumentar gradativamente a resistência de falta, o fasor de corrente de sequência positiva ia se deslocando do segundo para o terceiro quadrante (Figura 64c), ficando semelhante ao que resultou as simulações com os GDs. Salienta-se que os resultados contidos na Figura 64 são referentes ao PR21 do sistema reticulado sob estudo, mas as características podem ser replicadas aos demais protetores de rede que se sensibilizaram com fluxo reverso de potência, pois os resultados são muito parecidos e não altera as análises.

Além da defasagem angular, a magnitude da corrente reversa nos transformadores também foi analisada e constatou-se que quanto maior era a resistência de falta, menor era a corrente que fluía da BT para a MT. Com uma falta bifásica franca no carregamento pesado, observou-se uma corrente reversa no transformador 21 (TR21), por exemplo, de 3,67 p.u. e, ao aumentar a resistência de falta para 1Ω este valor já reduziu para 0,43 p.u. Por sua vez, o cenário de geração fotovoltaica igual a 90% em carregamento pesado

apresentou uma corrente reversa neste mesmo transformador igual a 0,51 p.u., ou seja, maior do que os casos de curtos-circuitos com resistência de falta igual ou superior a 1Ω .

Figura 64 – Diagramas angulares de atuação dos protetores de rede do sistema de distribuição de 390 barras.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As simulações com o carregamento leve também apresentaram resultados semelhantes, porém com ordens de grandezas diferentes. Por exemplo, uma falta bifásica franca provocou uma corrente reversa de 13,75 p.u. no transformador 21 (TR21). Já para 2Ω de resistência de falta a corrente reversa apresentou um valor de 2,61 p.u., o qual foi muito próximo ao resultado encontrado para o cenário de geração fotovoltaica igual a 90%, por exemplo, que indicou uma corrente de sequência positiva de 2,31 p.u. Destaca-se que para encontrar estes valores foi adotada a corrente de carga do próprio transformador 21 (TR21) vista na condição sem GD e curto-circuito, como sendo a corrente base para os cálculos.

Da mesma maneira como foi observado nos resultados da rede reticulada de 81 barras, pode-se agora comprovar que apenas o monitoramento da defasagem angular e magnitudes das grandezas de sequência positiva não é suficiente para distinguir a fonte causadora de tal problema, pois dependendo da resistência de falta ou do nível de geração distribuída, pode haver conflitos na operação dos protetores de rede. Visando destacar a quantidade

de dispositivos sensibilizados e as situações que provocaram fluxo reverso de potência nos transformadores de distribuição, têm-se as Tabelas 40, 41, 42, e 43.

Observa-se nas Tabelas 40 e 41 que os protetores de rede utilizados atualmente são capazes de impedir qualquer fluxo reverso de potência proveniente de uma falta. Com o carregamento pesado (Tabela 40) foram verificados disparos de protetores de rede até 2 Ω para faltas bifásicas e até 4 Ω para faltas trifásicas. Com o carregamento leve (Tabela 41) tais sensibilizações foram provocadas até 7 Ω para faltas bifásicas e até 15 Ω para faltas trifásicas. Em contrapartida, foi verificado que os protetores de rede também atuaram para casos em que os geradores fotovoltaicos exportavam potência ativa para o lado de MT. Com o carregamento pesado três cenários de geração fotovoltaica revelaram fluxo reverso de potência, 80%, 90% e 100% (Tabela 42), em que o pior cenário ocasionou a retirada de onze transformadores de distribuição. Por sua vez, o carregamento leve foi mais crítico, pois apenas 4080 kW (cenário de 30%) gerados já foram suficientes para sensibilizar onze protetores de rede, enquanto que o cenário de 100% conseguiu sensibilizar o total de 16 dispositivos (Tabela 43).

Tabela 40 – Atuação da proteção 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	7	5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásica	8	7	5	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 41 – Atuação da proteção 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	8	7	7	5	5	4	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásica	8	8	8	7	7	7	5	5	5	5	3	2	2	1	1	1

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 42 – Atuação da proteção 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	-	-	-	-	-	3	11	11

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 43 – Atuação da proteção 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	11	16	16	16	16	16	16	16

Fonte: Elaborada pelo autor.

7.4.2 Relé Direcional de Sobrecorrente

Observa-se na Tabela 44 que houve situações em que os protetores de rede deixaram de atuar tanto para faltas bifásicas quanto trifásicas em carregamento pesado e, por isso, tais ocorrências são destacadas em vermelho. Isto ocorreu pois a corrente de disparo pré-ajustada nos relés, 1,2 p.u., não foi atingida, fazendo com que a proteção direcional de potência não fosse habilitada.

O curto-circuito bifásico com resistência de falta igual a 2Ω em carregamento pesado ocasionou uma potência ativa fluindo da rede de BT para a MT no transformador 7 (TR7) da rede reticulada sob estudo, mas a corrente resultante ficou em aproximadamente 1 p.u. nas três fases, ou seja, não ultrapassou a corrente de disparo do protetor de rede 7 (PR7) e, por isso, este dispositivo não atuou. Situações semelhantes foram observadas para faltas trifásicas a partir de 1Ω . Nesta simulação, por exemplo, de curto-circuito com carregamento pesado e resistência de falta igual a 1Ω , os disjuntores de sete protetores de rede (PR7, PR21, PR35, PR41, PR51, PR55 e PR61) deveriam ser abertos, pois sensibilizaram a proteção 32R, conforme foi mostrado na Tabela 40. Contudo, os protetores de rede 55 e 61 (PR55 e PR61) indicaram uma corrente reversa de apenas 0,64 p.u. e 0,47 p.u., respectivamente. Logo, a atuação destes dispositivos permaneceu bloqueada.

Tabela 44 – Atuação das proteções 67 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	7	5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásica	8	2	5	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados de curtos-circuitos bifásicos e trifásicos em carregamento leve são apresentados na Tabela 45. Estes também indicaram ocorrências semelhantes ao que foi apresentado para o carregamento pesado, sendo que ao aumentar a resistência de falta foram observadas operações indesejadas de alguns protetores de rede. Para ilustrar uma situação em que a proteção não operou corretamente, considera-se o caso de curto-circuito bifásico com resistência de falta igual a 7Ω . Nesta situação, apenas o transformador 7 (TR7) indicou fluxo reverso de potência, mas ao condicionar a atuação da proteção às funções 67 e 32R, o protetor de rede 7 (PR7) não atuou, pois a maior corrente, a qual foi vista na fase A (I_A), era de apenas 1,1 p.u.. Desta maneira a proteção 67 não foi sensibilizada e a operação do protetor de rede 7 (PR7) permaneceu bloqueada.

Considerando agora as faltas trifásicas em carregamento leve, percebe-se na Tabela 45 uma quantidade maior de casos em que a proteção não atuou corretamente, devido à corrente de disparo da proteção 67 não ter sido alcançada. Ressalta-se que uma vez que o ajuste da corrente de disparo fosse reduzida, a metodologia conseguiria abranger

uma quantidade maior de resultados positivos para as situações de faltas. Contudo, isso influenciaria também os resultados das simulações com geradores fotovoltaicos, pois a proteção seria sensibilizada para cenários de geração menores, ou seja, fazendo isso, os resultados se aproximariam das simulações em que foi avaliada apenas a proteção 32R.

Tabela 45 – Atuação das proteções 67 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	8	7	7	5	5	4	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásica	8	1	1	2	2	5	5	5	5	5	3	2	2	1	1	1

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 46 mostra que os geradores fotovoltaicos também ocasionaram fluxo reverso de potência em carregamento pesado, mas nenhum cenário de geração elevou a corrente ao ponto de extrapolar o ajuste (1,2 p.u.) estabelecido para a proteção 67 e, assim, a operação dos transformadores foi permitida mesmo com a potência ativa fluindo para o lado de MT. Para elucidar os casos em que houve fluxo reverso de potência e os protetores de rede permaneceram bloqueados, tem-se o cenário de geração igual a 100% em carregamento pesado, o qual apresentou a maior corrente reversa fluindo pelos onze transformadores de distribuição, sendo de aproximadamente 0,55 p.u. Logo, percebe-se que os cenários de geração igual a 90% e 80% ocasionaram um montante de corrente menor partindo da rede de BT para a MT, sendo de aproximadamente 0,52 p.u. e 0,48 p.u., respectivamente.

Desta maneira, foram constatados resultados significativos para todos os cenários de geração distribuída em carregamento pesado, contudo essa característica não pôde ser assegurada para o carregamento leve, pois os cenários de geração a partir de 60% indicaram fluxo reverso de potência, assim como mostra a Tabela 47, e a metodologia não identificou que era devido aos GDs.

No cenário de geração mais crítico (100%) e carregamento leve, observou-se que além da corrente inverter seu sentido de fluxo, ela ainda extrapolou o ajuste da proteção 67, atingindo aproximadamente 2 p.u. nos dezesseis protetores de rede sensibilizados (PR3, PR4, PR7, PR8, PR9, PR10, PR11, PR12, PR13, PR14, PR15, PR16, PR17, PR18, PR21 e PR22). Para estes casos, a proteção 32R foi habilitada e comandou a abertura dos respectivos disjuntores. Ressalta-se que o objetivo em se avaliar tais proteções é manter os contatos dos protetores de rede fechados para as situações de GDs.

Diante dos resultados expostos, comprova-se que a utilização da proteção direcional de sobrecorrente juntamente com a direcional de potência é uma alternativa que apresenta limitações para distinguir a fonte causadora do fluxo reverso de potência. Tal fato foi comprovado ao serem observadas limitações da metodologia para quando a resistência de falta ou o nível de geração distribuída era elevado.

Tabela 46 – Atuação das proteções 67 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	-	-	-	-	-	3	11	11

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 47 – Atuação das proteções 67 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	11	16	16	16	16	16	16	16

Fonte: Elaborada pelo autor.

7.4.3 Relé de Subtensão

A melhor alternativa encontrada com base nos resultados da rede reticulada de 81 barras foi utilizando a proteção de subtensão, em que todos os casos simulados na ocasião resultaram em operações ideais dos protetores de rede (100% de acerto). Com base nestes resultados as análises foram replicadas para a rede reticulada do IEEE, a qual é uma rede maior, com uma quantidade maior de alimentadores primários e transformadores, o que a torna altamente malhada e bastante robusta. Entretanto, ao serem realizadas as simulações para esta rede reticulada foram reveladas limitações para os cenários de carregamento pesado e leve, conforme podem ser verificadas nas Tabelas 48 e 49, respectivamente.

Devido à rede reticulada ser bastante malhada, em alguns casos, ao ocorrer um curto-circuito no alimentador primário, a tensão no secundário dos transformadores não decresceu abaixo de 0,9 p.u., que foi o ajuste da proteção 27 e, com isso, a proteção 32R não foi habilitada. Estas situações são observadas a partir de resistências de falta de 2Ω tanto para faltas bifásicas quanto trifásicas e independente do carregamento do sistema de distribuição. Para efeito de análise, considera-se o caso com curto-circuito bifásico em carregamento pesado e resistência de falta igual a 2Ω , em que o protetor de rede 7 (PR7) deveria ser aberto. Contudo, a corrente reversa no transformador 7 (TR7) era de aproximadamente 1 p.u., ou seja, a proteção 32R não foi habilitada e o PR7 permaneceu com seus contatos fechados.

De modo semelhante foram analisados os curtos-circuitos trifásicos, em que aquele com resistência de falta igual a 1Ω provocou a atuação de sete protetores de rede (PR7, PR21, PR35, PR41, PR51, PR55, PR61), pois os respectivos transformadores apresentaram no lado de BT uma tensão de aproximadamente 0,88 p.u., o que sensibilizou a proteção 27 e habilitou a proteção 32R, a qual também se sensibilizou. No entanto, ao realizar uma nova simulação com resistência de falta igual a 2Ω verificou-se que cinco dispositivos (PR7, PR21, PR35, PR41 e PR51) deveriam ser abertos devido à indicação da proteção 32R,

mas devido às tensões nos secundários dos transformadores serem de aproximadamente 0,94 p.u., tais permaneceram bloqueados e não impediram o fluxo reverso de potência.

Tabela 48 – Atuação das proteções 27 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	7	5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásica	8	7	5	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 49 – Atuação das proteções 27 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	8	7	7	5	5	4	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásica	8	8	8	7	7	7	5	5	5	5	3	2	2	1	1	1

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para exemplificar o comportamento das tensões no secundário dos transformadores de acordo com a resistência de falta aplicada, tem-se a Figura 65 que apresenta, por exemplo, a tensão no secundário do transformador de distribuição 7 (TR7) para o cenário de carregamento pesado com curtos-circuitos trifásicos. Observa-se que apenas as situações com falta franca e com resistência de 1 Ω , a tensão no secundário do transformador 7 (TR7) resultou abaixo de 0,9 p.u. Desta maneira, tem-se que o protetor de rede 7 (PR7) não impediu o fluxo reverso de potência para os demais casos de curtos-circuitos simulados.

O carregamento leve reportou resultados muito semelhantes, em que a metodologia atuou corretamente apenas para faltas francas e com resistência de falta de 1 Ω . Nos demais casos houve limitações pois a proteção 27 não foi sensibilizada, devido à rede reticulada em estudo ser bastante robusta. Por isso a tensão na rede de BT é mantida pelos demais alimentadores primários, mesmo que haja uma falta a montante de um dos transformadores. Sendo assim, ressalta-se que não houve um estudo de sensibilidade da proteção para a rede reticulada de 390 barras, pois o ajuste inicial de 0,9 p.u. já não satisfaz as condições de operação.

As simulações com os geradores fotovoltaicos se mostraram satisfatórias, porque foi possível manter os contatos fechados dos protetores de rede sensibilizados com fluxo reverso de potência. Isto é devido aos GDs provocarem elevação nas tensões nodais, assim como já foi discutido no Capítulo 6. Com o carregamento pesado e o cenário de geração igual a 100%, havia onze transformadores com fluxo reverso de potência, sendo eles: TR10, TR11, TR12, TR13, TR14, TR15, TR16, TR17, TR18, TR21 e TR22. No entanto, a tensão no lado de BT desses transformadores era de aproximadamente 1,1 p.u., o que fez a proteção 32R permanecer bloqueada.

O cenário mais crítico de geração fotovoltaica foi o de 100% com o carregamento leve, pois nesta simulação houve fluxo reverso de potência em dezesseis transformadores (TR3, TR4, TR7, TR8, TR9, TR10, TR11, TR12, TR13, TR14, TR15, TR16, TR17, TR18, TR21, TR22). Contudo, assim como aconteceu no carregamento pesado, a tensão no lado de BT dos transformadores estava acima do ajuste da proteção 27, o que bloqueou a atuação dos protetores de rede e, conseqüentemente, permitiu o fluxo bidirecional de potência no ramo desses transformadores.

Figura 65 – Tensão no secundário do TR7 para casos de faltas trifásicas em carregamento pesado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 50 – Atuação das proteções 27 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	-	-	-	-	-	3	11	11

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 51 – Atuação das proteções 27 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	11	16	16	16	16	16	16	16

Fonte: Elaborada pelo autor.

7.4.4 Relé de Desbalanço de Tensão

Para avaliar a proteção de desbalanço de tensão, antes de qualquer alteração na rede reticulada, observou-se o FD no secundário dos 68 transformadores de distribuição e constatou-se que em todas as barras analisadas seu valor se encontrava abaixo de 0,50%. Isto pode ser observado na Figura 66, em que quase 75% dos transformadores apresentaram um desbalanço de tensão de aproximadamente 0,10%. Uma vez verificado que

o sistema de distribuição não apresenta violação ao limite de desbalanço de tensão estabelecidos por ANEEL (2018), este pode ser utilizado como referência para as demais simulações e análises.

Figura 66 – Nível de desbalanço de tensão da rede reticulada de 390 barras antes de inserir curtos-circuitos e GDs.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados referentes à proteção de desbalanço de tensão para a rede reticulada de 390 barras são condensados nas Tabelas 52, 53, 54 e 55. Os dados referentes às faltas bifásicas e trifásicas em carregamento pesado são mostrados na Tabela 52, a qual mostra que as faltas bifásicas de até 2Ω sensibilizaram as proteções 47 e 32R, o que fez os protetores de rede atuarem (em verde). A proteção 47 ainda foi sensibilizada para resistências de falta de até 5Ω , em que apresentou um FD de aproximadamente 3,5%, porém a proteção 32R não se sensibilizou e com isso a operação do relé permaneceu bloqueada (em amarelo). Por sua vez, nota-se na Tabela 52 que os protetores de rede deveriam ser atuados para faltas trifásicas de até 4Ω , mas como este é um distúrbio simétrico, a proteção 47 não foi sensibilizada e os protetores de rede não abriram como deveriam (em vermelho).

Os casos de faltas com o carregamento leve são tratados na Tabela 53, em que foram obtidos resultados semelhantes aos do carregamento pesado, porém com maiores quantidades de dispositivos atuados. As faltas bifásicas de até 7Ω resultaram na abertura dos disjuntores dos protetores de rede e resistências de falta acima de 8Ω não ocasionaram a sensibilização da proteção 32R. Quando da ocorrência de faltas trifásicas observou-se que os dispositivos foram sensibilizados até uma resistência de falta de 15Ω , porém em nenhum caso estes se abriram.

A Tabela 54 apresenta os cenários de geração fotovoltaica com o carregamento pesado, em que a partir de 80% de potência gerada pôde provocar a atuação dos protetores de rede.

Tabela 52 – Atuação das proteções 47 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	7	5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásica	8	7	5	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 53 – Atuação das proteções 47 e 32R para os casos de faltas na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.

Resistência de falta [Ω]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bifásica	8	7	7	5	5	4	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Trifásica	8	8	8	7	7	7	5	5	5	5	3	2	2	1	1	1

Fonte: Elaborada pelo autor.

A quantidade de dispositivos sensibilizados aumentou conforme a potência de saída do gerador era acrescida, o que pode ser comprovado, por exemplo, analisando a quantidade de protetores de rede abertos (três) para o cenário de 80% de geração fotovoltaica e, posteriormente, o cenário de 100%, em que onze transformadores apresentaram potência ativa fluindo do lado de BT para o de MT. É importante salientar que todos estes dispositivos atuariam se não fosse a proteção 47, porém como ela está presente, a abertura do protetor de rede foi bloqueada. Os cenários abaixo de 80% não reportaram fluxo reverso de potência nos transformadores e por isso são destacados na cor amarela.

Por fim, os resultados para os cenários de geração fotovoltaica com o carregamento leve são apresentados na Tabela 55, em que 13.600 kW (100%) gerados no lado de BT foram responsáveis por inverter o sentido do fluxo de potência ativa em 16 transformadores da rede reticulada, e estes casos não acarretaram a abertura de nenhum protetor de rede, porque não houve violação do limite de 3% estabelecido para o desbalanço de tensão. Cenários abaixo de 30% não inverteram o sentido da potência e por isso o sistema de distribuição operou normalmente.

Tabela 54 – Atuação das proteções 47 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento pesado.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	-	-	-	-	-	3	11	11

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 55 – Atuação das proteções 47 e 32R para os casos com GD na rede reticulada de 390 barras com carregamento leve.

Cenário de GD [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	-	-	-	11	16	16	16	16	16	16	16

Fonte: Elaborada pelo autor.

Destaca-se que foram simulados 64 casos distintos com curtos-circuitos bifásicos e trifásicos, e destes, 32 não apresentaram fluxo reverso de potência. Dos 32 casos restantes, a metodologia conseguiu atuar corretamente em aproximadamente 35%, o que corresponde a todas as situações com faltas bifásicas. Além disso, foram simuladas 22 situações com diferentes níveis de geração fotovoltaica e a proteção 47 permitiu a operação correta dos protetores de rede em 100% dos casos (11 casos) que apresentaram fluxo reverso de potência.

Desta maneira, constata-se que a metodologia se mostrou com um potencial significativo para distinguir a fonte causadora dos disparos dos protetores de rede, limitando-os assim, a atuarem apenas para distúrbios no lado de MT. Entretanto, expôs limitações apenas no que tange aos curtos-circuitos trifásicos. Destaca-se que este tipo de curto-circuito é o que causa maior criticidade às redes elétricas e por isso acredita-se que uma outra proteção convencional possa contribuir para a operação correta da rede reticulada, pode-se citar como exemplo, os fusíveis nos primários dos transformadores de distribuição, as proteções presentes na saída dos alimentadores e religadores automáticos. Entretanto, vale destacar que esta pesquisa não avaliou tal abordagem. Além disso, o potencial desta metodologia apoia-se, também, no fato de que estes distúrbios são os que apresentam menores índices de ocorrências se forem comparados às faltas monofásicas e/ou bifásicas.

7.5 Considerações Finais sobre o Capítulo

As principais deduções sobre as funções de proteção, baseadas nos resultados apresentados neste capítulo para os dois sistemas de distribuição, são listadas a seguir:

- ❑ Proteção direcional de potência: apresentou um desempenho de 100% de acerto para os casos de distúrbios a montante dos protetores de rede. Contudo, essa proteção comandou a abertura dos protetores de rede para qualquer condição com geradores fotovoltaicos em que se tinha excesso de potência no lado de BT. Com isso, não foi possível encontrar alternativas para evitar os falsos *trips* utilizando apenas essa proteção na estrutura das redes reticulada.
- ❑ Proteção direcional de sobrecorrente: esta proteção apresentou limitações para alguns casos devido ao aumento da resistência de falta e/ou ao nível elevado de potência gerada no lado dos consumidores. Estas condições fazem com que a corrente

reversa nos transformadores fique abaixo do limiar de disparo para alguns casos com faltas e acima do limiar para situações com geradores fotovoltaicos, gerando conflito na operação dos protetores de rede. De modo geral, a proposta atingiu o esperado apenas para faltas francas e cenários de geração distribuída até 50%.

- ❑ Proteção de subtensão: revelou um potencial considerável ao analisar a rede reticulada de 81 barras, pois conseguiu distinguir 100% das situações propostas. No entanto, ao replicar as análises na rede reticulada do IEEE não foi obtido o mesmo desempenho. Com isso, tem-se que a proteção de subtensão não deve ser empregada em redes reticuladas bastante malhadas, suprida por diversos alimentadores primários, porque estes elementos fazem com que a tensão no secundário dos transformadores se mantenha adequada, em grande parte dos casos, mesmo que aconteça um distúrbio a montante dos protetores de rede.
- ❑ Proteção de desbalanço de tensão: esta se mostrou como a proteção que melhor conseguiu definir um padrão de desempenho diante de curtos-circuitos e também de geradores fotovoltaicos. Tal metodologia apresentou apenas limitação no que diz respeito às faltas trifásicas, mas em contrapartida, permitiu fluxo bidirecional de potência nos transformadores para todos os casos com geradores fotovoltaicos e comandou a abertura dos protetores de rede para todas as situações de faltas bifásicas. Desta maneira, resultou um percentual de acerto de aproximadamente 55% dentre os casos simulados para os dois sistemas de distribuição.

A Tabela 56 apresenta o percentual de atuações corretas dos protetores de rede para os casos em que houve fluxo reverso de potência.

Tabela 56 – Percentual de acertos das proteções avaliadas.

Proteção	Rede de 81 barras		Rede de 390 barras		Observações
	Faltas	GD	Faltas	GD	
Casos com FRP ¹	62 ²	14 ³	32 ²	11 ³	
32R	100%	0%	100%	0%	Os protetores de rede atuam para todos os casos, inclusive para aqueles com GDs.
67 e 32R	64%	93%	35%	55%	A proteção opera corretamente apenas para resistência de falta pequena e baixo nível de geração fotovoltaica.
27 e 32R	100%	100%	25%	100%	A proteção não apresenta um desempenho bom para rede reticulada altamente malhada.
47 e 32R	49%	100%	35%	100%	A proteção opera corretamente para faltas bifásicas e GDs, mas há limitações quanto às faltas trifásicas.

¹ FRP - Fluxo Reverso de Potência.

² Total de casos simulados: 64 (32 para o carregamento pesado e 32 para o carregamento leve).

³ Total de casos simulados: 20 (10 para o carregamento pesado e 10 para o carregamento leve).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conclusões

Um crescimento significativo nas instalações de geração distribuída tem sido registrado nos últimos anos e a perspectiva é que esta evolução prossiga ainda mais agressivamente nos próximos anos. Algumas vantagens são relacionadas a estas instalações, como a diversificação da matriz de energia elétrica, o adiamento da necessidade de expansão das linhas de transmissão e também a contribuição aos parâmetros técnicos, como níveis de tensão, perdas técnicas, entre outros. Porém, foi mostrado nesta dissertação que elevados níveis de geração distribuída podem acarretar impactos aos sistemas elétricos. Neste contexto, uma vasta pesquisa foi realizada com o intuito de verificar os principais trabalhos que tratam as conexões de GDs em redes reticuladas de distribuição de energia elétrica e, a partir da literatura encontrada, foi possível constatar que ainda há uma carência de estudos que investiguem os impactos e, conseqüentemente, que avaliem possíveis soluções para tais impactos. Com isso, esta dissertação de mestrado propõe análises de impactos e avaliações de possíveis soluções para a operação dos protetores de rede.

Este trabalho teve como objetivo identificar as influências de elevados níveis de geração fotovoltaica nas redes reticuladas, em que os resultados possibilitaram conhecer a funcionalidade e as particularidades deste sistema de distribuição, além de evidenciar situações em que a geração distribuída acomete problemas à rede elétrica, seja no tocante a fatores econômicos, como é o caso do aumento das perdas técnicas, fatores de QEE em que foram constatadas violações da faixa adequada de tensão nodal e, também, a proteção do sistema de distribuição, pois foi visto que os protetores de rede utilizados atualmente são sensibilizados mesmo sem a presença de faltas nos alimentadores primários ou distúrbios nos transformadores de distribuição. Este é um fator bastante significativo capaz de sinalizar o iminente risco da redução da confiabilidade no atendimento de energia elétrica aos consumidores das redes reticuladas, pois como foi apresentado, houve casos que levaram o sistema de distribuição de 81 barras, por exemplo, à completa desenergização.

Atualmente, a conciliação dos GDs e redes reticuladas é sustentada pelo fato de a geração distribuída ainda possuir um potencial baixo perante a demanda dos clientes e,

conforme visto na literatura correlata, a principal maneira de impedir que haja excedente de potência gerada no lado de BT e esta seja entregue à MT, é limitando-a, em suas devidas proporções, à demanda daquela região, o que vai contra os conceitos de disseminação de tais tecnologias. Por isso, propôs-se a avaliação de quatro proteção distintas, sendo elas: direcional de potência, direcional de sobrecorrente, subtensão e desbalanço e tensão, a fim de encontrar alguma(s) alternativa(s) que minimizasse(m) a ocorrência dos falsos *trips*, sem que haja a necessidade de adicionar complexidade ou custo de investimento ao sistema reticulado de distribuição de energia elétrica.

As simulações computacionais produziram resultados interessantes ao mostrar que apenas a proteção direcional de potência não é suficiente para distinguir a fonte causadora do fluxo reverso de potência nos transformadores de distribuição, pois esta proteção atuou para todos os casos em que houve fluxo reverso de potência, inclusive aqueles tratados como falsos *trips*. Outro fator observado, é que com o aumento da resistência de falta a corrente elétrica não se eleva significativamente se comparada com o montante de corrente advinda dos geradores fotovoltaicos e, por isso, a proteção direcional de sobrecorrente não conseguiu definir um padrão de atuação preciso para os protetores de rede, ficando limitada às condições de curto-circuito com resistência de falta pequena e também ao baixo nível de geração distribuída. Além disso, constatou-se que a proteção de subtensão atuou corretamente em todos os casos propostos para a rede reticulada de 81 barras, contudo, a tensão no secundário dos transformadores não sofre redução considerável em sistemas reticulados altamente malhados sob condições de falta, porque os diversos alimentadores primários se encarregam de manter as condições operacionais da rede reticulada. Esta consideração mostra que a proteção de subtensão apresenta um potencial significativo para minimizar os falsos *trips*, mas um estudo detalhado levando em conta toda a estrutura da rede reticulada deve ser realizado, porque sua utilização é dependente da robustez do sistema de distribuição considerado.

Desta maneira, tem-se que as proteções avaliadas, direcional de potência, direcional de sobrecorrente e subtensão, apresentaram vantagens e desvantagens na operação do sistema de distribuição, mas aquela que melhor determinou padrões para distinguir tais ocorrências, foi a desbalanço de tensão, a qual conseguiu minimizar os conflitos na tomada de decisão dos protetores de rede. Esta proteção identificou todos os casos de falso *trip* e de faltas bifásicas. Com esta abordagem é possível postergar medidas que visem limitar a quantidade de geração distribuída, além de não necessitar de nenhuma estrutura de comunicação entre os dispositivos, não incrementar complexidade e nem mesmo elevar o custo da instalação de redes reticuladas de distribuição de energia elétrica. Todavia, salienta-se a necessidade de elucidar outros parâmetros técnicos com a finalidade de abranger também os curtos-circuitos trifásicos para que, assim, as redes reticuladas possam agregar os geradores fotovoltaicos ou qualquer outro tipo de geração distribuída sem prejudicar suas funcionalidades.

8.1 Trabalhos Futuros

Esta dissertação apresentou significativos avanços no sentido de minimizar os falsos *Trips* dos protetores de rede e documentou as limitações encontradas para algumas proteções avaliadas. Desta maneira, tem-se ainda há a necessidade de maiores desenvolvimentos e aperfeiçoamentos para solucionar tal problema. Sendo assim, propõe-se as seguintes análises como continuidade desta pesquisa:

- ❑ Investigar a influência da atuação da proteção da rede primária quando da ocorrência de faltas nos alimentadores primários na operação dos protetores de rede, considerando também a presença de GD;
- ❑ Desenvolver modelos dinâmicos das proteções estudadas e avaliar o problema do ponto de vista de simulações no domínio do tempo, no sentido de desenvolver um classificador do tipo de falta para aumentar a taxa de acerto da proteção 47;
- ❑ Avaliar o potencial prático na utilização de sistemas armazenadores de energia, a fim de acumular o excedente de energia das redes reticuladas;
- ❑ Utilizar técnicas de processamento de sinal para tentar diferenciar a assinatura da corrente para casos de faltas e casos de geração distribuída.
- ❑ Avaliar a viabilidade técnica e econômica de esquemas de proteção que exijam a comunicação entre os protetores de rede.
- ❑ Avaliar a influência do sombreamento dos painéis fotovoltaicos na atuação dos protetores de rede, pois esta condição pode ocasionar ciclismo dos mesmos;

Referências Bibliográficas

ABNT. **NBR10899 - Conversão fotovoltaica de energia solar**. Rio de Janeiro - RJ, Janeiro 2013.

ACKERMANN, T.; AANDERSSON, G.; SODER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, 2001. v. 57, p. 195–204, 2001.

AES ELETROPAULO. **Nota Técnica 6.010 - Requisitos mínimos para interligação de gerador particular de consumidor secundário com a rede de distribuição da AES Eletropaulo utilizando sistema de transferência automática com paralelismo momentâneo**. [S.l.], Janeiro 2011.

_____. **Alternativas para viabilização da implementação de redes subterrâneas no Brasil**. Setembro 2013. Evento ANEEL: Sistemas Subterrâneos de Distribuição: Aspectos Regulatórios. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

ANEEL. **Atlas da Energia Elétrica do Brasil**. Brasília - DF: [s.n.], 2008.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), **Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição**. Abril 2012.

_____. **Resolução Normativa número 482, de 17 de abril de 2012**. Abril 2012. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

_____. **Resolução Normativa número 687, de 24 de novembro de 2015**. Novembro 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

_____. **Geração Distribuída amplia número de conexões em 2015**. Janeiro 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias-.cfm?Identidade=9044id_area=>>.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), **Módulo 1 - Introdução**. mar. 2016.

_____. **Nota Técnica 0056/2017-SRD/ANEEL - Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024**. [S.l.], maio 2017.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), **Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. Janeiro 2018.

AZEVEDO, F. A. de. **Otimização de Rede de Distribuição de Energia Elétrica Subterrânea Reticulada Através de Algoritmos Genéticos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Paraná (UFPR), Curitiba - PR, 2010.

BAIER, M.; FEERO, W. E.; SMITH, D. R. Connection of a distributed resource to 2-transformer spot network. In: **Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES**. Dallas - EUA: [s.n.], 2003. v. 2, p. 520–526 vol.2.

BARBOSA, V. **As 10 Potências mundiais em energia limpa**. 2016. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/economia/os-10-paises-lideres-em-energia-limpa-no-mundo/>>.

BARBOSA, W. P. F.; AZEVEDO, A. C. S. de. Geração distribuída: Vantagens e desvantagens. In: **II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia**. Belém - BR: [s.n.], 2013.

BARRETO, G. de A. **Metodologia de Aplicação de Geração Distribuída Fotovoltaica em Baixa Tensão nos Reticulados Subterrâneos das Distribuidoras de Energia Elétrica**. 175 p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo (USP), São Paulo - Brasil, 2014.

BOLLEN, M.; HASSAN, F. **Integration of Distributed Generation in the power System**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2011. ISBN 9781118029015.

BOMMAREDDY, C.; MAKRAM, E. Power quality studies in the presence of DG. In: **2006 Power Systems Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources**. Clemson - EUA: [s.n.], 2006. p. 224–229.

BRUNHEROTTO, P. A.; OLIVEIRA, J. J. S. **Redes subterrâneas no mundo - história e números**. jan. 2013. Revista O Setor Elétrico, Cap. 1, Ed. 84.

BURGARDT, L. **Redes Subterrâneas - Saiba como as cidades viabilizaram a conversão da fiação aérea por cabeamento enterrado**. Outubro 2011. Disponível em: <www.infraestruturaurbana.pini.com.br>.

CHEN, P. C.; SALCEDO, R.; ZHU, Q.; LEON, F. de; CZARKOWSKI, D.; JIANG, Z. P.; SPITSA, V.; ZABAR, Z.; UOSEF, R. E. Analysis of voltage profile problems due to the penetration of distributed generation in low-voltage secondary distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2012. v. 27, n. 4, p. 2020–2028, Oct 2012. ISSN 0885-8977.

CODDINGTON, M.; KROPOSKI, B.; BASSO, T.; LYNN, K.; VAZIRI, M. Photovoltaic systems interconnected onto secondary network distribution systems. In: **Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE**. Philadelphia - EUA: [s.n.], 2009. p. 000405–000408. ISSN 0160-8371.

DUGAN, R. C. **Equations/Calculations of Losses**. abr. 2013. SourceForge. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861976/thread/931e3805/>>.

_____. **Reference guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [S.l.], Junho 2013.

EATON, E. E. I. **Enhanced Surge Protection and Monitoring for Networks**. EUA, Aug 2009.

_____. **Instruction for the cutler-hammer type MPCV Network Protection Relay**. Moon Township - EUA, Dec 2010.

_____. **Spot Network Equipment**. maio 2017. Acesso em: 07/05/2018. Disponível em: <www.eaton.com>.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016 - Ano base 2015**. Rio de Janeiro - RJ: [s.n.], 2016. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPRI. **OpenDSS PVSsystem Element Model**. 1. ed. [S.l.], Fev 2011.

_____. Rev. 2, **Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies - Smart Inverter Function Modeling in OpenDSS**. 2013.

FELIPE, N. **Registro de micro e mini geradores distribuídos**. Novembro 2016. Disponível em: <<https://energiacolaborativa.wordpress.com/2016/11/10/registro-de-micro-e-mini-geradores-distribuidos/>>.

FIGUEIREDO, G. A. D. **Caracterização das Perdas na Rede de Distribuição de Média Tensão**. Dissertação (Mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, jan. 2012.

GADO, A. A. E. M. Impact the expansion of the production of generation of solar power on the low voltage network in Egypt. In: **2015 Saudi Arabia Smart Grid (SASG)**. Jeddah - Saudi Arabia: [s.n.], 2015. p. 1–4.

GOLDEMBERG, J. Energia e desenvolvimento. **Estudos Avançados**, 1998. Scielo, v. 12, p. 7 – 15, Aug 1998. ISSN 0103-4014.

GOMEZ, J. C.; VASCHETTI, J.; COYOS, C.; IBARLUCEA, C. Distributed generation: impact on protections and power quality. **IEEE Latin America Transactions**, 2013. v. 11, n. 1, p. 460–465, Feb 2013. ISSN 1548-0992.

GOUVÊA, M. R.; COSTA, R. F.; BRUNHEROTO, A. P.; BELVEDERE, E. C.; OLIVEIRA, J. J.; MASCIGRANDE, P. E.; AAES, C. E. P. M. Underground distribution hybrid system. In: **Electricity Distribution, 2005. CIRED 2005. 18th International Conference and Exhibition on**. Turin - Italy: [s.n.], 2005. p. 1–5.

GREENBRAS. **8 Países que se destacam na geração de energia renovável**. São Carlos - SP: [s.n.], s.d. Disponível em: <<http://greenbras.com/energia-limpa-no-mundo/8-paises-que-se-destacam-na-geracao-de-energia-renovavel/>>.

HERNANDO-GIL, I.; ILIE, I. S.; COLLIN, A. J.; ACOSTA, J. L.; DJOKIC, S. Z. Impact of DG and energy storage on distribution network reliability: A comparative analysis. In: **2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)**. Florence - Italy: [s.n.], 2012. p. 605–611.

IEA. **IEA raises its five-year renewable growth forecast as 2015 marks record year**. Paris - France, October 2016. Disponível em: <www.iea.org>.

IEEE. **Power Energy Society, IEEE 390 Node Low Voltage Network Test System**. 2014.

IEEE.1547.6. IEEE recommended practice for interconnecting distributed resources with electric power systems distribution secondary networks. **IEEE Std 1547.6-2011**, 2011. p. 1–38, Sept 2011.

IEEE.C57.12.44. IEEE standard requirements for secondary network protectors. **IEEE Std C57.12.44-2014 (Revision of IEEE Std C57.12.44-2005)**, 2014. p. 1–65, June 2014.

JOSHI, K. A.; PINDORIYA, N. M. Risk assessment of unintentional islanding in a spot network with roof-top photovoltaic system - a case study in india. In: **2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)**. Bangalore - India: [s.n.], 2013. p. 1–6. ISSN 2378-8534.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 3. ed. Florianópolis - SC: [s.n.], 2012.

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

KYOCERA. 2016. Disponível em: <www.kyocera.com.sg/%3E>.

LANDMAN, R. J. Underground secondary ac networks, a brief history. In: **Electric Power, 2007 IEEE Conference on the History of**. Newark - EUA: [s.n.], 2007. p. 140–151.

LEE, W.-J.; CULTRERA, J.; MAFFETONE, T. Application and testing of a microcomputer-based network protector. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 2000. v. 36, n. 2, p. 691–696, Mar 2000. ISSN 0093-9994.

LEVA, F. H. de; SALERNO, C. H.; CAMACHO, J. R.; GUIMARAES, S. C. Modelo de um projeto de um sistema fotovoltaico. In: **V Encontro de energia no meio rural**. Campinas - Brasil: [s.n.], 2004.

LIGHT. Rede de distribuição subterrânea. In: . [s.n.], 2011. Disponível em: <www.cabum-ex.net.br/relatorio-distribuicao-Light_abril2011.pdf>.

LMDM. **A transformação das redes de distribuição de energia aérea em subterrâneas**. Outubro 2014. Disponível em: <www.lmdm.com.br>.

MARQUES, F. A. S.; MORÁN, J. A.; ABREU, L.; SILVA, L. C. P. da; FREITAS, W. Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica. In: **V Encontro de Energia no Meio Rural**. Campinas - Brasil: [s.n.], 2004.

MOHAMMADI, P.; MEHRAEEN, S. Challenges of pv integration in low-voltage secondary networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2017. v. 32, n. 1, p. 525–535, Feb 2017. ISSN 0885-8977.

NIE, S.; FU, X. P.; LI, P.; GAO, F.; DING, C. D.; YU, H.; WANG, C. S. Analysis of the impact of dg on distribution network reconfiguration using opendss. In: **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies**. Washington - EUA: [s.n.], 2012. p. 1–5. ISSN 2378-8534.

OLIVEIRA, S. L. M. de; DIREITO, L. C. M.; VELLOSO, A. S.; WICHAN, J. R.; CAMPOS, M. G.; FREUND, R. S. Automação de câmaras transformadoras. In: **XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI)**. Rio de Janeiro - Brasil: [s.n.], 2012.

PEDREIRO, M. dos S. **Práticas da AES Eletropaulo na Manutenção e Recuperação de Protetores de Rede do Sistema Reticulado**. s.d. Disponível em: <www.docplayer.com.br/1826363-Praticas-da-aes-eletropaulo-na-manutencao-e-recuperacao-de-protetores-de-rede-do-sistema-reticulado.html>.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro - Brasil, Março 2014.

PUTTGEN, H. B.; MACGREGOR, P. R.; LAMBERT, F. C. Distributed generation: Semantic hype or the dawn of a new era? **IEEE Power and Energy Magazine**, 2003. v. 1, n. 1, p. 22–29, Jan 2003. ISSN 1540-7977.

SCHNEIDER, K.; PHANIVONG, P.; LACROIX, J. S. IEEE 342-node low voltage networked test system. In: **2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. ISSN 1932-5517.

SETTEMBRINI, R. C.; FISHER, J. R.; HUDAK, N. E. Reliability and quality comparisons of electric power distribution systems. In: **Transmission and Distribution Conference, 1991., Proceedings of the 1991 IEEE Power Engineering Society**. Dallas - EUA: [s.n.], 1991. p. 704–712.

SEVERINO, M. M. **Avaliação Técnico Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia**. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília (UnB), Brasília - Brasil, Agosto 2008.

TIEPOLO, G. M. **A Energia Solar e o Potencial Fotovoltaico do Estado do Paraná**. Curitiba - Brasil: [s.n.], Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Setembro 2015. Disponível em: <www.iep.org.br>.

VIEIRA, J. C. de M. **Método Zbus Gauss Paralelo para Cálculo de Fluxo de Potência Trifásico em Redes Assimétricas de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, 1999.

VILLALVA, M. G. **Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede Elétrica**. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas - Brasil, Outubro 2010.

XU, Y.; LIU, C. C.; WANG, Z.; MO, K.; SCHNEIDER, K. P.; TUFFNER, F. K.; TON, D. T. DGs for service restoration to critical loads in a secondary network. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2017. PP, n. 99, p. 1–1, 2017. ISSN 1949-3053.

YIN, M.; ZHANG, Z. The analysis of power flow distribution in spotnetwork with dg. In: **2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)**. Shenzhen - China: [s.n.], 2014. p. 1551–1555. ISSN 2161-7481.

Apêndices

Topologias de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Neste anexo serão descritas as topologias dos sistemas de distribuição de energia elétrica abordadas na Tabela 1. Contudo, ressalta-se que as redes reticuladas não são tratadas nesse apêndice, visto que estas são apresentadas ao longo desta dissertação.

A.1 Radial simples

No sistema radial simples o transporte de energia elétrica fluindo da subestação em direção aos consumidores é realizado por um único alimentador. A rede radial simples é a mais encontrada nos sistemas de distribuição devido seu custo de investimento ser menor se comparado com as demais e também à menor complexidade na coordenação dos dispositivos de proteção. A ocorrência de distúrbios na rede implica na interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, permanecendo assim até que seja realizada a manutenção e extinção do defeito. A Figura 67 ilustra o diagrama unifilar desta estrutura.

Figura 67 – Diagrama unifilar da topologia radial simples.

A.2 Primário em anel

O sistema radial com primário em anel possui dois percursos para o transporte de energia elétrica, caso um apresente alguma falha, a chave comutadora normalmente aberta (NA) transfere toda a demanda ao outro ramo e por isso, os alimentadores desta topologia devem ser capazes de atender toda a demanda da rede. O sistema pode ser visualizado na Figura 68.

Figura 68 – Diagrama unifilar da topologia primário em anel.

A.3 Distribuição residencial subterrânea

O sistema de distribuição residencial subterrâneo possui um custo mais elevado se comparado com a radial simples. Em contrapartida, o fato das instalações estarem sob o solo reduz bastante a susceptibilidade às falhas. Uma confiabilidade ainda maior neste sistema pode ser alcançada adotando o arranjo de primário em anel (Figura 69), podendo isolar qualquer parte do primário sem ocasionar interrupção de energia.

Figura 69 – Diagrama unifilar do sistema residencial subterrâneo.

A.4 Primário seletivo

A estrutura do primário seletivo conta com dois alimentadores interligando a subestação às cargas e em caso de contingência em um alimentador, tem-se a comutação da chave para o outro, resultando um rápido restabelecimento do serviço. Porém, devido à maior quantidade de dispositivos necessários na topologia, o seu custo de investimento também aumenta e, por isso, suas instalações são utilizadas em áreas com grande concentração de cargas para que se justifique o investimento. A Figura 70 apresenta este sistema.

Figura 70 – Diagrama unifilar da topologia primário seletivo.

A.5 Secundário seletivo

O sistema com secundário seletivo segue o mesmo princípio de alimentadores duplicados, assim como ocorre no sistema radial com primário seletivo. No entanto, a chave de transferência se encontra no lado dos consumidores. Este arranjo também possibilita um rápido restabelecimento do fornecimento de energia elétrica às cargas em caso de contingências. O diagrama unifilar deste sistema pode ser visualizado na Figura 71.

Figura 71 – Diagrama unifilar da topologia secundário seletivo.