

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Otimização de Potência Reativa em Sistemas Elétricos
com Energia Solar Fotovoltaica Utilizando
Algoritmo Genético**

Jaqueline Oliveira Rezende

**Uberlândia
2021**

Jaqueline Oliveira Rezende

**Otimização de Potência Reativa em Sistemas Elétricos
com Energia Solar Fotovoltaica Utilizando
Algoritmo Genético**

Tese apresentada à Universidade Federal de
Uberlândia por Jaqueline Oliveira Rezende, como
parte dos requisitos para a obtenção do título de
Doutora em Ciências, na área de concentração de
Sistemas de Energia Elétrica.

Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D.
Orientador

Luiz Carlos Gomes de Freitas, Dr.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

R467 2021	<p>Rezende, Jaqueline Oliveira, 1990- Otimização de Potência Reativa em Sistemas Elétricos com Energia Solar Fotovoltaica Utilizando Algoritmo Genético [recurso eletrônico] / Jaqueline Oliveira Rezende. - 2021.</p> <p>Orientador: Geraldo Caixeta Guimarães. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.te.2021.582 Inclui bibliografia. Inclui ilustrações.</p> <p>1. Engenharia elétrica. I. Guimarães, Geraldo Caixeta , 1954-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.</p> <p>CDU: 621.3</p>
--------------	---

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091

Jaqueline Oliveira Rezende

**Otimização de Potência Reativa em Sistemas Elétricos
com Energia Solar Fotovoltaica Utilizando
Algoritmo Genético**

Tese apresentada à Universidade Federal de Uberlândia por Jaqueline Oliveira Rezende, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutora em Ciências, na área de concentração de Sistemas de Energia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Ph.D. Geraldo Caixeta Guimarães

Orientador – Universidade Federal de Uberlândia - UFU

Prof. Dr. Gustavo Brito de Lima

Universidade Federal de Uberlândia – UFU

Prof. Dr. Thales Lima Oliveira

Universidade Federal de Uberlândia - UFU

Profa. Dra. Madeleine Rocio Medrano Castillo Albertini

Universidade Federal do Triângulo Mineiro – UFTM

Prof. Dr. Márcio Augusto Tamashiro

Instituto Federal do Tocantins - IFTO

**Uberlândia
2021**



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
 Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
 Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
 Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Tese de Doutorado, 291, PPGEELT				
Data:	Quinze de outubro de dois mil e vinte e um	Hora de início:	14:00	Hora de encerramento:	17:00
Matrícula do Discente:	11713EEL006				
Nome do Discente:	Jaqueline Oliveira Rezende				
Título do Trabalho:	Otimização de potência reativa em sistemas elétricos com energia solar fotovoltaica utilizando algoritmo genético				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Dinâmica de sistemas elétricos				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título do projeto: Análise Matemática, Computacional e Laboratorial de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica. Coordenador do projeto: Geraldo Caixeta Guimarães. Agência financiadora: não possui . Número do processo na agência financiadora: não possui . Vigência do projeto: Início em 2012, em andamento.				

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Gustavo Brito de Lima - FEELT/UFU; Thales Lima Oliveira - FEELT/UFU; Madeleine Rocio Medrano Castillo Albertini - UFTM; Márcio Augusto Tamashiro - IFTO; Geraldo Caixeta Guimarães- FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). Geraldo Caixeta Guimarães, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Madeleine Rocio Medrano Castillo Albertini, Usuário Externo**, em 15/10/2021, às 16:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Márcio Augusto Tamashiro, Usuário Externo**, em 15/10/2021, às 16:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Thales Lima Oliveira, Usuário Externo**, em 15/10/2021, às 16:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Brito de Lima, Professor(a) do Magistério Superior**, em 15/10/2021, às 16:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Geraldo Caixeta Guimarães, Professor(a) do Magistério Superior**, em 15/10/2021, às 16:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3100420** e o código CRC **C64211CD**.

*Dedico este trabalho aos meus pais Ézio e Izildete
pelo carinho, amor, apoio e pelas palavras sábias,
os quais foram essenciais para a minha formação.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à **Deus** pelo dom da vida, pelo conhecimento e por sempre me abençoar na busca dos meus objetivos, permitindo que eu realize todos os meus sonhos. Também agradeço à Deus por sempre me dar forças para vencer os obstáculos e nunca desistir dos meus sonhos.

Agradeço de forma muito especial e com admiração aos meus pais **Ézio Parreira de Rezende** e **Izildete Carlos de Oliveira Rezende** pelo amor, paciência e incentivos nos momentos difíceis e pelas palavras iluminadas que sempre me incentivaram a realizar os meus sonhos. Também os agradeço pela compreensão da minha ausência em muitos momentos, nos quais eu estava me dedicando aos estudos.

Agradeço enormemente ao meu irmão **Paulo Henrique Oliveira Rezende** por ser sempre o meu exemplo de dedicação, esforço e conhecimento. Agradeço-o pelas conversas que muitas vezes me ajudava a seguir em frente, enfrentar as dificuldades e nunca desistir.

À toda a minha família e amigos, em especial aos meus avós **Hélcio José de Rezende** (*In memoriam*), **Nilza Parreira de Rezende** (*In memoriam*), **Aristonides de Oliveira** (*In memoriam*) e **Dinamar Carlos de Oliveira** pelo apoio e incentivo em sempre continuar estudando para alcançar os meus sonhos.

De forma especial, agradeço ao meu orientador Professor **Geraldo Caixeta Guimarães**, pela orientação, paciência, conhecimentos transmitidos e pela dedicação no desenvolvimento desta tese.

Aos meus colegas dos laboratórios de Dinâmica de Sistemas Elétricos e Qualidade de Energia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia **Anderson Rodrigo Piccini**, **Fernando Bento Silva**, **Leonardo Rosenthal Caetano Silva**, **Roberta Ramos Santos**, **Thales Lima Oliveira** e **Arthur Costa de Souza** pela amizade e companheirismo.

Aos meus colegas de trabalho do **Instituto Federal de Goiás (IFG) – Campus Jataí**, em especial aos da Coordenação de Engenharia Elétrica, pelo companheirismo, compreensão e incentivo para concluir esta tese.

À **CAPES** (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo apoio financeiro.

*Aquele que habita no esconderijo do Altíssimo, à sombra do Onipotente descansará.
Direi do Senhor: Ele é o meu Deus, o meu refúgio, a minha fortaleza, e nele confiarei.*

Salmo 91, 1-2

Resumo

OTIMIZAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA UTILIZANDO ALGORITMO GENÉTICO

Os equipamentos elétricos são projetados para operarem dentro de uma determinada faixa de tensão e esses apresentam desempenho insatisfatório ou mesmo não funcionam quando são alimentados com tensões bem diferentes de seus valores nominais. Diante disso, a energia elétrica fornecida aos consumidores finais deve estar dentro de padrões de qualidade especificados em normas regulamentadoras. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a responsável por regulamentar e fiscalizar a qualidade da energia elétrica.

Neste contexto, a presente pesquisa possui como objetivo otimizar a potência reativa em sistemas elétricos que possuem conectado uma usina fotovoltaica, objetivando melhorar o perfil de tensão de todas as barras desse sistema, de forma que essas atinjam níveis próximos de 1,0 pu e contribuam com a qualidade da energia elétrica. Para isso, é proposto a utilização de um algoritmo específico para otimização, o algoritmo genético, para determinar os melhores valores de potência reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos do sistema elétrico devem absorver ou fornecer ao sistema para obter a tensão desejada em todas as barras do mesmo.

A metodologia proposta é validada com a análise do sistema elétrico do IEEE de 14 barras, no qual foi conectada uma usina fotovoltaica com 10,62 MW de potência ativa. Foram realizados estudos em seis cenários de cargas diferentes da literatura, para alterar os níveis de tensão do sistema original e observar a atuação do algoritmo proposto. Com a análise dos resultados, observa-se que o algoritmo genético desenvolvido é eficiente para determinar os valores de potência reativa da usina fotovoltaica e dos compensadores síncronos que resultam na redução ou elevação dos níveis de tensão, permitindo que as tensões das barras do sistema sejam mais próximas possíveis de 1,0 pu para atender aos requisitos da ANEEL.

Palavras-Chave: Algoritmo genético, potência reativa, otimização, sistema fotovoltaico.

Abstract

REACTIVE POWER OPTIMIZATION IN ELECTRICAL SYSTEMS WITH PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY USING GENETIC ALGORITHM

The electrical equipment is designed to operate within a specified voltage range, and it presents unsatisfactory performances or even does not work when it is supplied with voltages very different from their nominal values. Therefore, the electricity supplied to final consumers must comply with quality guidelines specified in regulatory standards. In Brazil, the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) is responsible for regulating and inspecting the quality of electricity.

In this context, the present research aims to optimize the reactive power in electrical systems with photovoltaic plants, to improve the voltage profile of all system buses, and contribute to the quality of electric power. For this, it is proposed a specific optimization algorithm, the genetic algorithm, which is used to determine the best reactive power values that the photovoltaic plant and the synchronous compensators must absorb from or supply to the electrical system to obtain the desired bus voltage.

The proposed methodology is validated with the analysis of the 14-bar IEEE electrical system, in which a photovoltaic plant with 10.62 MW of active power was connected. Studies were carried out in six different load scenarios of the literature, in order to change the voltage levels of the original system and observe the performance of the proposed algorithm. With the analysis of the results, it is observed that the developed genetic algorithm is efficient to determine the reactive power values from the photovoltaic plant and the synchronous compensators that result in voltage level reduction or increase, allowing the system bus voltages to be as close as possible to 1.0 pu to meet ANEEL requirements.

Keywords: Genetic algorithm, reactive power, optimization, photovoltaic system.

Lista de Figuras

Figura 1.1: Matriz energética mundial em 2019.....	27
Figura 2.1: Influência do ângulo de incidência na massa de ar.....	41
Figura 2.2: Componentes da radiação global.....	42
Figura 2.3: Bandas de energia.....	44
Figura 2.4: Semicondutor tipo n	45
Figura 2.5: Semicondutor tipo p	46
Figura 2.6: (a) junção dos semicondutores tipo n e tipo p , (b) junção pn com os íons positivos e negativos e (c) junção pn com a zona de depleção.....	47
Figura 2.7: Representação da célula fotovoltaica.....	48
Figura 2.8: Célula de silício monocristalino (a) redonda, (b) semi-quadrada e (c) quadrada.....	50
Figura 2.9: Células de silício policristalino, (a) sem camada anti-reflexo, (b) com camada anti-reflexo e (c) com camada anti-reflexo e contatos elétricos.....	51
Figura 2.10: Células de película fina, (a) células de silício amorfo, (b) células de disseleneto de cobre e índio e (c) células de telureto de cádmio.....	52
Figura 2.11: Modelo ideal da célula fotovoltaica.....	53
Figura 2.12: Célula fotovoltaica em curto-circuito.....	55
Figura 2.13: Célula fotovoltaica em circuito aberto.....	56
Figura 2.14: Modelo real da célula fotovoltaica.....	57
Figura 2.15: Curva característica.....	58
Figura 2.16: Curva de Potência.....	60
Figura 2.17: Curvas características com influência da irradiação solar.....	61
Figura 2.18: Curvas características com influência da temperatura ambiente.....	62
Figura 2.19: Curvas características com influência da resistência série.....	63
Figura 2.20: Curvas características com influência da resistência paralela.....	64
Figura 2.21: Diferença entre célula, módulo, painel e arranjo fotovoltaico.....	65
Figura 2.22: Ligação série de células fotovoltaicas.....	66
Figura 2.23: Curvas características para células associadas em série.....	66
Figura 2.24: Ligação em paralelo de células fotovoltaicas.....	67
Figura 2.25: Curvas características para células associadas em paralelo.....	68

Figura 3.1: Sistema fotovoltaico.....	72
Figura 3.2: Bloco “ <i>PV Array</i> ”.....	72
Figura 3.3: Gráficos do arranjo fotovoltaico, (a) curva característica I-V e (b) curva de potência.....	74
Figura 3.4: Conversor Boost.....	75
Figura 3.5: Conversor Boost com dois capacitores.	77
Figura 3.6: Fluxograma do Perturba e Observa.....	80
Figura 3.7: Diagrama de blocos do controle do conversor Boost.	81
Figura 3.8: Representação do conversor Boost e seu controle.	82
Figura 3.9: Inversor de fonte de tensão trifásico.	83
Figura 3.10: Tensões de linha.....	84
Figura 3.11: Diagrama fasorial dos sistemas “ <i>abc</i> ” e “ <i>dq0</i> ”.	85
Figura 3.12: Malha de controle de potência reativa.	87
Figura 3.13: Malha de controle da tensão do link-dc.	89
Figura 3.14: Malha de controle de corrente.....	90
Figura 3.15: Formação dos pulsos de disparo.	91
Figura 3.16: Forma de onda para modulação de largura de pulso senoidal para um inversor trifásico, (a) comparação das três ondas senoidais com a onda triangular, (b) forma de onda das três tensões de fase na saída do inversor trifásico e (c) tensão de linha na saída do inversor trifásico.	92
Figura 3.17: Representação do inversor trifásico.	93
Figura 3.18: Representação da malha de controle de potência reativa.....	93
Figura 3.19: Representação da malha de controle da tensão do link-dc.....	94
Figura 3.20: Representação da malha de controle de corrente.	94
Figura 3.21: Filtro <i>LCL</i>	95
Figura 3.22: Representação do filtro <i>LCL</i>	98
Figura 3.23: Sistema teste do IEEE de 14 barras.	99
Figura 3.24: Modelo <i>PI</i>	103
Figura 3.25: Representação do sistema teste de 14 barras.	115
Figura 4.1: Estrutura básica de um algoritmo genético.	122
Figura 4.2: Fluxograma das etapas do algoritmo genético.....	123
Figura 4.3: Representação do indivíduo.....	124
Figura 4.4: Seleção por torneio.....	129
Figura 4.5: Exemplo de cruzamento aritmético.	131

Figura 4.6: Exemplo de mutação uniforme.	133
Figura 4.7: Exemplo de algoritmo genético com e sem elitismo.	135
Figura 5.1: Circuito com painéis fotovoltaicos conectados ao conversor Boost.....	140
Figura 5.2: Tensão fornecida pelos painéis fotovoltaicos.	141
Figura 5.3: Corrente fornecida pelos painéis fotovoltaicos.....	141
Figura 5.4: Potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos.	142
Figura 5.5: Funcionamento do MPPT nas condições padrão de teste.....	142
Figura 5.6: Funcionamento do MPPT com variação da irradiação solar.	143
Figura 5.7: Tensão dos módulos fotovoltaicos com variação da irradiação solar.....	144
Figura 5.8: Corrente dos módulos fotovoltaicos com variação da irradiação solar.	144
Figura 5.9: Potência dos módulos fotovoltaicos com variação da irradiação solar.....	145
Figura 5.10: Funcionamento do MPPT com variação da temperatura das células fotovoltaicas.	146
Figura 5.11: Tensão dos módulos fotovoltaicos com variação da temperatura das células fotovoltaicas.	146
Figura 5.12: Corrente dos módulos fotovoltaicos com variação da temperatura das células fotovoltaicas.	147
Figura 5.13: Potência dos módulos fotovoltaicos com variação da temperatura das células fotovoltaicas.	148
Figura 5.14: Potências do conversor Boost nas condições padrão de teste.....	148
Figura 5.15: Circuito elétrico com fonte de tensão trifásica programável.	150
Figura 5.16: Frequência da rede elétrica fornecida pelo PLL.	151
Figura 5.17: Estrutura do PLL.....	151
Figura 5.18: Posição angular fornecida pelo PLL: (a) gráfico evidenciando a posição angular antes do aumento da frequência; (b) gráfico destacando a posição angular após o aumento de frequência.....	152
Figura 5.19: Tensão do link-dc.....	153
Figura 5.20: Tensões do PAC no sistema de coordenadas síncrona “ $dq0$ ”.	153
Figura 5.21: Corrente de referência de eixo direto.....	154
Figura 5.22: Corrente de referência de eixo em quadratura.	154
Figura 5.23: Correntes do PAC no sistema de coordenadas síncrona “ $dq0$ ”.....	155
Figura 5.24: Tensão e corrente da fase a no PAC quando o sistema fotovoltaico fornece potência reativa.....	155
Figura 5.25: Tensões no sistema “ $dq0$ ” originadas pela malha de controle de corrente.	156

Figura 5.26: Sinais de modulação de referência empregado no PWM.	156
Figura 5.27: Pulsos das chaves do inversor, (a) chave 1, (b) chave 4, (c) chave 3, (d) chave 6, (e) chave 5 e (f) chave 6.	157
Figura 5.28: Tensão de saída VAB do inversor trifásico.	158
Figura 5.29: Potência ativa no PAC com variação da irradiação solar.	158
Figura 5.30: Potência reativa quando o sistema fotovoltaico fornece 66,6 kVAr e 133,2 kVAr.	159
Figura 5.31: Potência reativa quando o sistema fotovoltaico absorve 133,2 kVAr e 66,6 kVAr.	159
Figura 5.32: Tensão VAB após o filtro LCL.	160
Figura 5.33: Correntes antes do filtro LCL.	161
Figura 5.34: Correntes após o filtro LCL.	161
Figura 5.35: Sistema teste de 14 barras do IEEE.	162
Figura 5.36: Melhores resultados do algoritmo genético em cada geração.	165
Figura 5.37: Potências reativas fornecidas pelo AG com aumento de 30% nas cargas.	167
Figura 5.38: Comparação dos níveis de tensão com aumento de 30% das cargas.	169
Figura 5.39: Tensão na barra 8 sem utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 30%.	169
Figura 5.40: Tensão na barra 8 após utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 30%.	170
Figura 5.41: Potências reativas fornecidas pelo AG com aumento de 40% nas cargas.	171
Figura 5.42: Comparação dos níveis de tensão com aumento de 40% das cargas.	172
Figura 5.43: Tensão na barra 3 antes de utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 40%.	173
Figura 5.44: Tensão na barra 3 após utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 40%.	173
Figura 5.45: Potências reativas fornecidas pelo AG com aumento de 50% nas cargas.	175
Figura 5.46: Comparação dos níveis de tensão com aumento de 50% das cargas.	176
Figura 5.47: Tensão na barra 13 antes de utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 50%.	176
Figura 5.48: Tensão na barra 13 após utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 50%.	177
Figura 5.49: Potências reativas fornecidas pelo AG com redução de 20% nas cargas.	178
Figura 5.50: Comparação dos níveis de tensão com redução de 20% das cargas.	179

Figura 5.51: Tensão na barra 8 antes de utilizar os dados do algoritmo genético com redução de carga de 20%.....	180
Figura 5.52: Tensão na barra 8 após utilizar os dados do algoritmo genético com redução de carga de 20%.	180
Figura 5.53: Potências reativas fornecidas pelo AG com redução de 30% nas cargas.	182
Figura 5.54: Comparação dos níveis de tensão com redução de 30% das cargas.	183
Figura 5.55: Tensão na barra 8 após utilizar os dados do algoritmo genético com redução de carga de 30%.	184
Figura 5.56: Potências reativas fornecidas pelo AG com redução de 40% nas cargas.	185
Figura 5.57: Comparação dos níveis de tensão com redução de 40% das cargas.	186
Figura 5.58: Tensão na barra 8 após utilizar os dados do algoritmo genético com redução de carga de 40%.	187

Lista de Tabelas

Tabela 1.1: Maiores países em capacidade instalada de energia solar fotovoltaica em 2019. .	28
Tabela 1.2: Comparação dos Métodos de Controle.....	33
Tabela 3.1: Dados técnicos do painel fotovoltaico.....	73
Tabela 3.2: Período de funcionamento das chaves do inversor trifásico.....	83
Tabela 3.3: Dados de barras do sistema teste de 14 barras do IEEE.....	100
Tabela 3.4: Dados de ramos do sistema teste de 14 barras do IEEE.....	100
Tabela 3.5: Dados de tensão das barras do sistema teste de 14 barras do IEEE.	101
Tabela 3.6: Dados dos geradores e compensadores síncronos do sistema teste de 14 barras do IEEE.	102
Tabela 3.7: Dados dos ramos do sistema de 14 barras para utilização no Simulink.	104
Tabela 3.8: Dados para representação dos geradores e dos compensadores síncronos.....	114
Tabela 5.1: Dados de potência com a variação da irradiação solar.....	145
Tabela 5.2: Dados de potência com a variação da temperatura das células fotovoltaicas.	148
Tabela 5.3: Fluxo de carga antes da conexão do sistema solar fotovoltaico.....	163
Tabela 5.4: Diferença percentual do fluxo de carga.....	163
Tabela 5.5: Resultados do Algoritmo Genético	166
Tabela 5.6: Cargas com Aumento de 30%	167
Tabela 5.7: Níveis de tensão com aumento de 30% das cargas.	168
Tabela 5.8: Cargas com Aumento de 40%	170
Tabela 5.9: Níveis de tensão com aumento de 40% das cargas.	172
Tabela 5.10: Cargas com Aumento de 50%	174
Tabela 5.11: Níveis de tensão com aumento de 50% das cargas.	175
Tabela 5.12: Cargas com Redução de 20%	177
Tabela 5.13: Níveis de tensão com redução de 20% das cargas.....	179
Tabela 5.14: Cargas com Redução de 30%	181
Tabela 5.15: Níveis de tensão com redução de 30% das cargas.....	182
Tabela 5.16: Cargas com Redução de 40%	184
Tabela 5.17: Níveis de tensão com redução de 40% das cargas.....	186

Lista de Abreviaturas e Siglas

AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CI	Circuito Integrado
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
k_d	Ganho Derivativo
k_i	Ganho Integral
k_p	Ganho Proporcional
LCL	Indutor - Capacitor - Indutor
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PDO	Programa Diário da Operação
PI	Controlador Proporcional Integral
PID	Controlador Proporcional Integral Derivativo
PLL	<i>Phase Lock Loop</i> (Malha de Captura de Fase)
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSP-UFU	Plataforma de Sistemas de Potência da Universidade Federal de Uberlândia
p.u.	Por Unidade
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
P&O	Perturba e Observa
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse-Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso Senoidal)
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições Padrão de Teste)
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i> (Distorção Harmônica Total)

Sumário

1.	INTRODUÇÃO	25
1.1.	Considerações Iniciais	25
1.2.	Contextualização do Tema	26
1.3.	Revisão Bibliográfica	29
1.4.	Objetivos e Contribuições	32
1.5.	Estrutura da Tese	35
1.6.	Considerações Finais	37
2.	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	39
2.1.	Considerações Iniciais	39
2.2.	Recurso Solar	40
2.2.1.	Radiação Solar na Superfície da Terra	40
2.2.2.	Componentes da Radiação Solar	41
2.3.	Características da Célula Fotovoltaica	42
2.3.1.	Material Semicondutor	43
2.3.2.	Dopagem	44
2.3.3.	Junção <i>pn</i>	46
2.4.	Tipos de Células Fotovoltaicas	49
2.4.1.	Célula de Silício Monocristalino	49

2.4.2. Célula de Silício Policristalino -----	50
2.4.3. Célula de Película Fina -----	51
2.5. Perdas em Células Fotovoltaicas -----	52
2.6. Circuito Equivalente -----	53
2.6.1. Modelo Ideal -----	53
2.6.1.1. Operação em Curto-Circuito -----	54
2.6.1.2. Operação em Circuito Aberto-----	55
2.6.2. Modelo Real -----	56
2.7. Curva Característica I-V-----	57
2.8. Alteração das Características Elétricas -----	60
2.8.1. Irradiação Solar-----	61
2.8.2. Temperatura Ambiente -----	62
2.8.3. Resistência Série -----	63
2.8.4. Resistência Paralela -----	63
2.9. Associação de Células Fotovoltaicas -----	64
2.9.1. Associação em Série -----	65
2.9.2. Associação em Paralelo -----	67
2.10. Sombreamento Parcial-----	68
2.11. Considerações Finais -----	69
 3. MODELAGEM MATEMÁTICA -----	70
3.1. Considerações Iniciais -----	70
3.2. Plataforma Computacional-----	70
3.3. Sistema Fotovoltaico-----	71
3.4. Painéis Fotovoltaicos -----	72

3.5.	Conversor Boost-----	74
3.5.1.	Cálculo dos Componentes do Conversor Boost-----	75
3.5.2.	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência-----	78
3.5.3.	Controle do Conversor Boost-----	80
3.5.4.	Representação Computacional-----	81
3.6.	Inversor Trifásico -----	82
3.6.1.	Controle do Inversor Trifásico-----	85
3.6.1.1.	<i>Malha de Controle da Potência Reativa</i> -----	87
3.6.1.2.	<i>Malha de Controle da Tensão do Link-dc</i> -----	88
3.6.1.3.	<i>Malha de Controle de Corrente</i> -----	89
3.6.2.	Representação Computacional-----	92
3.7.	Filtro -----	94
3.7.1.	Cálculo dos Componentes do Filtro -----	95
3.7.2.	Representação Computacional-----	98
3.8.	Sistema Elétrico -----	98
3.8.1.	Dados dos Ramos -----	102
3.8.2.	Banco de Capacitores-----	105
3.8.3.	Transformadores-----	106
3.8.4.	Geradores e Compensadores Síncronos -----	113
3.8.5.	Cargas-----	114
3.8.6.	Representação Computacional-----	114
3.9.	Considerações Finais -----	116

4. ALGORITMO GENÉTICO ----- 117

4.1.	Considerações iniciais -----	117
4.2.	Computação Evolutiva -----	118
4.3.	Princípios do Algoritmo Genético -----	118

4.4.	Terminologia-----	120
4.5.	Estrutura do Algoritmo Genético-----	122
4.5.1.	Inicialização da População -----	123
4.5.2.	Avaliação dos Indivíduos -----	125
4.5.3.	Seleção-----	127
4.5.4.	Cruzamento -----	129
4.5.5.	Mutação -----	132
4.5.6.	Elitismo-----	134
4.5.7.	Atualização da População -----	135
4.5.8.	Critério de Parada -----	136
4.6.	Considerações Finais -----	137
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES-----	139
5.1.	Considerações Iniciais -----	139
5.2.	Sistema Solar Fotovoltaico-----	140
5.2.1.	Painéis Fotovoltaicos Conectados ao Conversor Boost -----	140
5.2.2.	Inversor Trifásico -----	149
5.2.3.	Filtro LCL -----	160
5.3.	Sistema Elétrico -----	162
5.4.	Algoritmo Genético -----	164
5.4.1.	Estudo de Caso 1: Aumento de Carga de 30% -----	166
5.4.2.	Estudo de Caso 2: Aumento de Carga de 40% -----	170
5.4.3.	Estudo de Caso 3: Aumento de Carga de 50% -----	173
5.4.4.	Estudo de Caso 4: Redução de Carga de 20%-----	177
5.4.5.	Estudo de Caso 5: Redução de Carga de 30%-----	181
5.4.6.	Estudo de Caso 6: Redução de Carga de 40%-----	184
5.5.	Considerações Finais -----	187

6.	CONCLUSÕES	189
APÊNDICE A.	FLUXO DE CARGA	205
APÊNDICE B.	ALGORITMO GENÉTICO PROPOSTO	208
ANEXO.	MÉTODO PERTURBA E OBSERVA	217

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Iniciais

Neste capítulo é apresentado a contextualização do tema proposto, sendo destacado a necessidade de fornecimento da tensão dentro de níveis estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica e também relata a atuação do Operador Nacional do Sistema Elétrico para atender a essa faixa de tensão. É mencionado na contextualização a capacidade da energia solar fotovoltaica de absorver ou fornecer potência reativa ao sistema elétrico que está conectada e a contribuição que a otimização dessa potência pode trazer na regulação do nível de tensão do sistema.

Além disso, é descrito uma revisão bibliográfica contemplando os principais trabalhos relatados na literatura sobre o tema primordial desse trabalho. Na sequência, é detalhado os objetivos pretendidos com a realização desta pesquisa e apresentado um quadro comparativo com os trabalhos técnicos existentes e destacado as vantagens e diferenças da metodologia proposta no presente trabalho.

São relatadas as metas individuais com a realização dessa pesquisa, necessárias para atingir o objetivo proposto. Em seguida, é descrito a contribuição resultante do desenvolvimento desta tese. Por fim, esse capítulo apresenta a estrutura deste trabalho, sendo descrito sucintamente o que será abordado em cada capítulo.

1.2. Contextualização do Tema

O advento da energia elétrica representou um importante marco para a humanidade. Essa impulsionou o desenvolvimento de diversos equipamentos eletrônicos, eletrodomésticos, processos industriais, equipamentos de telecomunicações, hospitalares e outros. A eletricidade também foi responsável por profundas mudanças no cotidiano das pessoas, na melhoria da qualidade de vida, na realização de inúmeras atividades, na forma das pessoas de se relacionarem entre si e com o meio onde vivem.

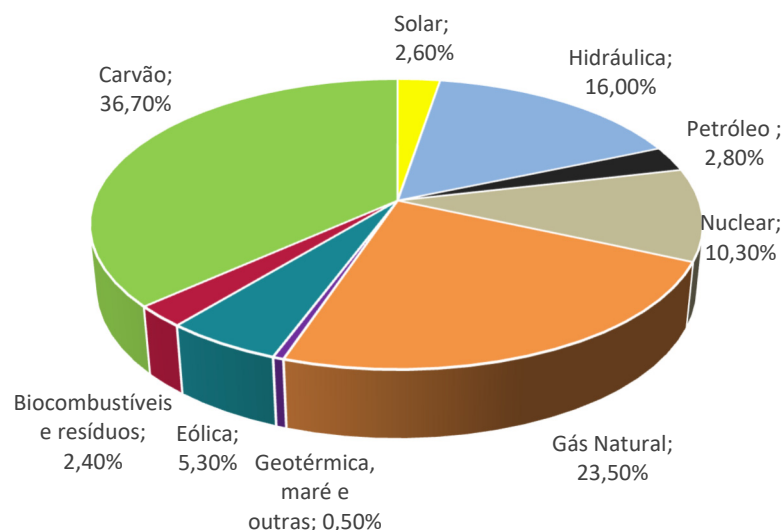
A energia elétrica para garantir o correto funcionamento de equipamentos elétricos e também industriais, como motores, deve ser fornecida ao consumidor final dentro de limites de qualidade específicos. Quando esses equipamentos são alimentados com níveis de tensão diferente de seus valores nominais apresentam desempenho insatisfatório e também podem não funcionar, acarretando inúmeros problemas para o usuário. Dentre os principais problemas, pode-se destacar a parada de uma planta industrial, resultando em grandes perdas de faturamento, e o desempenho inadequado de equipamentos hospitalares, os quais podem colocar em risco a vida de pacientes.

Para que a energia elétrica seja disponibilizada aos consumidores de forma contínua e adequada, atendendo a padrões previamente estabelecidos, há normas regulamentadoras específicas que os agentes atuantes no setor elétrico devem seguir. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a responsável por regulamentar e fiscalizar a qualidade de fornecimento dos serviços de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a). As faixas de tensão de regime permanente consideradas adequadas pela ANEEL, de acordo com o seu nível de tensão, são apresentadas nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), em seu Módulo 8, o qual aborda sobre a qualidade da energia elétrica (PRODIST, 2021).

Neste contexto, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão brasileiro responsável pela coordenação, planejamento e controle das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Dentro de suas atribuições, se destaca a de garantir uma operação do sistema eletroenergético de forma otimizada, sempre atendendo aos padrões definidos nos Procedimentos de Rede, os quais são aprovados pela ANEEL (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2021). Dessa forma, é de responsabilidade do ONS realizar o planejamento da operação visando também o atendimento dos níveis de tensão estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Ademais, os combustíveis fósseis (gás natural, carvão mineral e petróleo) ainda constituem a principal maneira de obtenção da energia elétrica no mundo, sendo responsável pela geração de 63% da energia elétrica mundial em 2019, conforme pode ser observado na matriz energética ilustrada na Figura 1.1 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019). O emprego desses combustíveis é de extrema preocupação, devido serem fontes não renováveis de energia e por causarem inúmeros impactos ambientais, como o aumento do aquecimento global e a chuva ácida. Dessa forma, a energia solar fotovoltaica vem ganhando destaque ao longo dos anos no cenário mundial e brasileiro, por ser uma fonte de energia limpa e abundante em diversas localidades.

Figura 1.1: Matriz energética mundial em 2019.



Fonte: Extraído de (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019).

A utilização da energia solar fotovoltaica, em 2009, apresentava apenas 23 GW de potência instalada mundialmente, com cinco países com essa grandeza superior a 1 GW, sendo Alemanha, Espanha, Estados Unidos, Itália e Japão. Em 2013, esse número passou para 135 GW, com dezessete países com potência instalada superior a 1 GW (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2014). Em 2017, a capacidade mundial de potência instalada de energia solar fotovoltaica foi de 402,5 GW (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018) e esse número passou para 627 GW em 2019 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020). Os países com maiores capacidades instaladas dessa forma de geração, em 2019, e seus respectivos valores são apresentados na Tabela 1.1 a seguir.

Tabela 1.1: Maiores países em capacidade instalada de energia solar fotovoltaica em 2019.

	<i>País</i>	<i>Potência Instalada</i>
1	China	204,7 GW
2	EUA	75,9 GW
3	Japão	63,0 GW
4	Alemanha	49,2 GW
5	Índia	42,8 GW
6	Itália	20,8 GW
7	Austrália	14,6 GW
8	Reino Unido	13,3 GW
9	Coréia do Sul	11,2 GW
10	França	9,9 GW

Fonte: Extraído de (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2020).

No Brasil, em 2019 a energia solar fotovoltaica apresentava 2,07 GW de potência instalada distribuída em 2468 usinas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019). Em setembro de 2021, essa passou a ter 3,84 GW de potência instalada em 4301 unidades, sendo responsável por 2,14% da matriz energética brasileira (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b). Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, em setembro de 2021, as dez maiores usinas fotovoltaicas do país eram responsáveis por 1,83 GW de potência. Essas usinas, com sua potência instalada e localidade, respectivamente, são:

- São Gonçalo: 475 MW, São Gonçalo do Gurguéia - PI;
- Pirapora: 321 MW, Pirapora - MG;
- Nova Olinda: 292 MW, Ribeira do Piauí - PI;
- Ituverava: 292 MW, Tabocas do Brejo Velho - BA;
- Lapa: 168 MW, Bom Jesus da Lapa - BA;
- Juazeiro Solar: 156 MW; Juazeiro - BA;
- Guaimbé: 150 MW, Guaimbê - SP;
- Apodi: 132 MW, Quixeré - CE;
- Paracatu: 132 MW, Paracatu - MG;
- Tauá: 1 MW, Tauá - CE.

Dessa forma, além da contribuição com o atendimento da demanda de energia elétrica e a redução da dependência com os combustíveis fósseis, a energia solar fotovoltaica, quando dotada de apropriado sistema de controle, também pode fornecer potência reativa ao sistema elétrico ao qual está conectada ou absorver essa potência do mesmo. Essa singular capacidade de absorver/fornecer potência reativa ao sistema elétrico pode contribuir de forma significativa com a alteração do nível de tensão dos barramentos do sistema. Porém, para que essa alteração do nível de tensão seja eficiente e contribua para reduzir ou elevar o nível de tensão de forma adequada, de acordo com a configuração do sistema elétrico, deve-se estabelecer a quantidade ideal de potência reativa que a energia solar fotovoltaica deve fornecer ou absorver.

Nesse sentido, a otimização da potência reativa em sistemas elétricos dotados com energia solar fotovoltaica contribui significativamente com a regulação do nível de tensão dos barramentos do sistema. Com a determinação ideal dessa grandeza, de acordo com a configuração do sistema elétrico e da quantidade de cargas conectadas ao mesmo, é possível atender aos níveis de tensão estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Dessa forma, são necessários estudos para subsidiar o Operador Nacional do Sistema Elétrico na determinação da quantidade ideal de potência reativa e no planejamento da operação do sistema eletroenergético.

1.3. Revisão Bibliográfica

A energia solar fotovoltaica é uma fonte de energia renovável com participação cada vez mais expressiva na matriz energética de inúmeros países. Essa utiliza painéis, os quais são constituídos por células fotovoltaicas que são responsáveis pela conversão da radiação solar em corrente contínua. Para que essa energia seja despachada para o sistema elétrico é necessário convertê-la em corrente alternada, uma vez que os sistemas operam dessa forma (ZHU e FEI, 2018).

A conversão de corrente contínua para corrente alternada é realizada por inversores, os quais quando dotados de apropriado controle permitem que os sistemas fotovoltaicos possam injetar potência reativa na rede elétrica ou também absorver essa potência (TSENGENES; ADAMIDIS, 2011; YANG *et al.*, 2016). A capacidade dos sistemas fotovoltaicos de absorver/injetar potência reativa tem sido estudada por diversos pesquisadores para melhorar os níveis de tensão de barramentos específicos do sistema elétrico ou desse como um todo.

Um dos métodos empregados para controlar o nível de tensão em sistemas com participação de geração fotovoltaica consiste na redução da potência ativa gerada por essa fonte de energia aliada à injeção de potência reativa na rede elétrica (COLLINS e WARD, 2015; CABRERA-TOBAR *et al.*, 2019). Na referência (DALL'ANESE, DHOPE e GIANNAKIS, 2014) apenas alguns inversores presentes no sistema elétrico são escolhidos para diminuir o valor da potência ativa gerada e injetar potência reativa no sistema. Em (GHASEMI e PARNIANI, 2016) o controle é implementado para aumentar a capacidade de instalação da geração fotovoltaica na rede de distribuição sem provocar sobretensão. Nesse controle, a potência ativa é reduzida e a quantidade de potência reativa a ser injetada no sistema é determinada utilizando os dados de potência nominal do inversor e tensão da barra de conexão da geração fotovoltaica.

Para evitar desvios dos limites da tensão, a referência (HOROWITZ *et al.*, 2020) realiza o controle da potência reativa da geração fotovoltaica. O valor dessa potência é determinado de acordo com níveis de tensões previamente estabelecidos e caso essa potência não seja suficiente para regular a tensão, também é realizado a redução da potência ativa proveniente da geração fotovoltaica.

A elevação de tensão também pode ser evitada através de configurações no inversor fotovoltaico. Na metodologia apresentada por (BLETTERIE *et al.*, 2012) são realizados cálculos para especificar os parâmetros de fator de potência mínimo, banda morta, fator de queda, tensão máxima para a faixa linear e ponto de ajuste da tensão.

Na referência (ALI *et al.*, 2018), para evitar sobretensões a quantidade de energia reativa que cada inversor fotovoltaico instalado em residências deve fornecer ao sistema depende de sua distância em relação ao transformador de distribuição. Para a regulação da tensão, a potência reativa também pode ser calculada através de dados de tensão, os quais são determinados pela matriz de impedância de barra de sequência positiva (KIM, 2018; KIM e HARLEY, 2020).

Na referência (AGHATEHRANI e GOLNAS, 2012) o controle proposto destina-se a melhorar o nível de tensão apenas em algumas barras específicas do sistema. Esse controle é realizado pela análise da matriz de sensibilidade de tensão, a qual é obtida pelo cálculo da matriz Jacobiana do fluxo de potência e a linearização das equações do fluxo de potência em torno de um ponto operacional. A matriz de sensibilidade à tensão também é utilizada por (SAMADI *et al.*, 2014) para determinar a potência reativa necessária para manter a tensão de alguns barramentos dentro de limites pré-estabelecidos. Além disso, são empregados nesse cálculo a potência ativa momentânea do barramento e o valor de potência ativa definido como o limite

para o sistema começar a injetar potência reativa. Em (KRISHAN *et al.*, 2019) a regulação da tensão do ponto de acoplamento comum (PAC) é realizada com um algoritmo de busca de harmonia dinâmica juntamente com fluxo de potência ideal.

No trabalho (HOWLADER *et al.*, 2018) para melhorar o nível de tensão da rede, a energia reativa que o inversor será responsável é determinada comparando o valor da tensão do PAC com quatro tensões previamente definidas. Dependendo da tensão do PAC há cinco possibilidades de valores para a potência reativa. O método de controle proposto em (KERBER, WITZMANN e SAPPL, 2009) tem como objetivo reduzir a tensão quando essa atinge um limite superior, onde a quantidade de potência reativa que o inversor deve absorver é calculada a partir de funções lineares e de valores de tensão estabelecidos inicialmente.

Na referência (FAWZY *et al.*, 2011) para melhorar o nível de tensão, a potência reativa é determinada em função da tensão no PAC do sistema fotovoltaico com a rede elétrica. Para evitar sobretensões, em (DEMIROK *et al.*, 2011) é proposta uma combinação de dois métodos de controle para determinar um fator de potência diferente para cada inversor fotovoltaico e melhorar o nível de tensão, sendo utilizado os controles com fator de potência fixo e potência reativa em função da tensão no PAC.

A metodologia desenvolvida por (ALENIUS *et al.*, 2020) determina o valor da potência reativa através do valor do ângulo da corrente de saída e da indutância de transmissão estimada pelo valor da impedância da rede. Esse método objetiva compensar o fluxo de energia reativa não intencional que circula do inversor fotovoltaico para a rede elétrica. A referência (ALI, MAHMOUD e LEHTONEN, 2021) possui como finalidade aumentar a capacidade de hospedagem da geração fotovoltaica no sistema elétrico. Para isso, a potência reativa dos inversores fotovoltaicos é calculada através dos dados de tensão da barra, tap dos transformadores, condutância e susceptância da linha.

O trabalho (TURITSYN *et al.*, 2010) propõe regular o nível de tensão de um circuito de distribuição radial rural através do controle da potência reativa da geração fotovoltaica. O valor dessa potência é determinado utilizando equações simplificadas do fluxo de potência. Na referência (FARIVAR *et al.*, 2012), o controle da potência reativa dos inversores fotovoltaicos objetiva reduzir as flutuações de tensão rápidas e grandes ocasionadas pela geração fotovoltaica. Nesse estudo, a potência reativa da geração fotovoltaica é calculada utilizando os dados de reatância da linha, tensão da barra, potência reativa da carga, potência reativa de capacitores em derivação e potência ativa, sendo empregado um programa de cone de segunda ordem para solucionar a sua função objetivo.

1.4. Objetivos e Contribuições

O presente trabalho possui como objetivo regular o nível de tensão de todos os barramentos de um sistema elétrico que possui conectado uma usina fotovoltaica, através da otimização da potência reativa desse sistema. A metodologia proposta se diferencia dos trabalhos relatados na literatura pela maneira que determina a quantidade ideal de potência reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos presente no sistema devem fornecer/absorber. O valor dessa potência é obtido através do desenvolvimento de um algoritmo genético (AG) e para todo valor de potência determinado é realizado um fluxo de carga para obter os níveis de tensão do sistema e, assim, através da análise dos valores de tensão é identificada a quantidade ideal de potência reativa da usina e dos compensadores. Dessa forma, o método proposto é mais preciso na determinação dos melhores valores de potência reativa, pois é obtido os valores reais de tensão em todas as barras do sistema através do fluxo de carga, não sendo utilizada equações aproximadas para a obtenção da potência reativa, como é empregado pelos trabalhos descritos na literatura.

Além disso, na metodologia proposta, para atingir o objetivo de otimização da potência reativa e consequente melhoria do nível de tensão dos barramentos do sistema elétrico, não há necessidade de redução da potência ativa proveniente da usina fotovoltaica, como é relatado em vários trabalhos técnicos. Ademais, a otimização da potência reativa é realizada para melhorar o nível de tensão em todas as barras do sistema elétrico, não apenas em algumas barras específicas, e essa regulação permite aumentar ou reduzir a tensão das barras, conforme a necessidade do sistema e de cada barra.

Na Tabela 1.2 é realizada uma comparação dos métodos de controle de potência reativa descritos na literatura e a metodologia proposta nesse trabalho. A comparação é realizada em relação as principais características que se deseja desse controle, como:

- a) determinação precisa da potência reativa (sem a utilização de equações aproximadas);
- b) sem redução da potência ativa proveniente da geração fotovoltaica;
- c) regulação da tensão em todas as barras do sistema;
- d) capacidade de elevação ou redução do nível de tensão dos barramentos.

Observa-se pela tabela que a única forma de controle da potência reativa que possui todas as características desejadas é a metodologia proposta neste trabalho.

Tabela 1.2: Comparação dos Métodos de Controle

Referência	Potência Reativa Não é Determinada por Equações Aproximadas	Não tem Redução de Potência Ativa	Regulação de Tensão de Todas as Barras do Sistema	Elevação ou Redução da Tensão
(CABRERA-TOBAR <i>et al.</i> , 2019)	x	x	✓	✓
(COLLINS e WARD, 2015)	x	x	✓	✓
(DALL'ANESE, DHOPE e GIANNAKIS, 2014)	x	x	✓	✓
(GHASEMI e PARNIANI, 2016)	x	x	✓	x
(HOROWITZ <i>et al.</i> , 2020)	x	x	✓	✓
(BLETTERIE <i>et al.</i> , 2012)	x	✓	✓	x
(ALI, Z. <i>et al.</i> , 2018)	x	✓	✓	x
(KIM, 2018)	x	✓	✓	✓
(KIM e HARLEY, 2020)	x	✓	✓	✓
(AGHATEHRANI e GOLNAS, 2012)	x	✓	x	✓
(SAMADI <i>et al.</i> , 2014)	x	✓	x	✓
(KRISHAN <i>et al.</i> , 2019)	x	✓	x	✓
(HOWLADER <i>et al.</i> , 2018)	x	✓	✓	✓
(KERBER, WITZMANN e SAPPL, 2009)	x	✓	✓	x
(FAWZY <i>et al.</i> , 2011)	x	✓	✓	✓
(DEMIROK <i>et al.</i> , 2011)	x	✓	✓	x
(ALENIUS <i>et al.</i> , 2020)	x	✓	✓	✓
(ALI, MAHMOUD e LEHTONEN, 2021)	x	✓	✓	✓
(TURITSYN <i>et al.</i> , 2010)	x	✓	✓	✓
(FARIVAR <i>et al.</i> , 2012)	x	✓	✓	✓
Metodologia Proposta	✓	✓	✓	✓

Fonte: Autora

Dessa forma, o código do algoritmo genético desenvolvido nesta pesquisa foi implementado no *software* Matlab. Para realizar a validação da metodologia proposta de otimização da potência reativa foi utilizado o sistema elétrico de 14 barras do IEEE. Esse sistema é constituído por dois geradores, três compensadores síncronos, onze cargas, um banco de capacitores, três transformadores e dezessete linhas. Em seguida, uma usina fotovoltaica foi conectada ao barramento 14 do sistema elétrico empregado. Essa usina apresenta potência ativa máxima de 10,62 MW, sendo sua modelagem realizada para uma potência de 212,4 kW e, posteriormente, utilizada a representação de 50 unidades para atingir a potência desejada. O sistema elétrico de 14 barras do IEEE, juntamente com a usina fotovoltaica, foi implementado no *software* Matlab/Simulink.

Para atingir o objetivo proposto, este trabalho possui as seguintes metas:

- Compreender como ocorre a geração solar fotovoltaica;
- Representar o sistema solar fotovoltaico no *software* Matlab/Simulink;
- Analisar o controle do conversor elevador de tensão e implementá-lo no *software* mencionado;
- Realizar a implementação do método de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT);
- Analisar e implementar o controle mais adequado do inversor trifásico;
- Modelar o sistema teste de 14 barras do IEEE no *software* Matlab/Simulink;
- Conectar a usina fotovoltaica no sistema teste de 14 barras do IEEE;
- Compreender os conceitos primordiais de algoritmo genético;
- Estabelecer a representação do cromossomo a ser utilizado no algoritmo;
- Determinar como será avaliada a relação da potência reativa com o nível de tensão nas barras através do algoritmo;
- Definir a função objetivo a ser empregada no algoritmo;
- Escolher o tipo de seleção, cruzamento e mutação que melhor se aplicam ao objetivo do algoritmo;
- Definir o valor das probabilidades de cruzamento e de mutação;

- Especificar a quantidade de indivíduos na população e número de gerações;
- Desenvolver o algoritmo genético;
- Implementar os dados obtidos com o algoritmo genético no sistema elétrico;
- Realizar estudos de casos;
- Analisar os resultados obtidos.

Dentro deste contexto, a presente pesquisa irá contribuir com o planejamento da operação do sistema realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Especificamente na elaboração do Programa Diário da Operação (PDO), o qual possui como finalidade otimizar a operação do Sistema Interligado Nacional, por meio do suprimento das demandas previstas, com as melhores condições eletroenergéticas, econômicas e segurança operacional. Dessa forma, esta tese irá contribuir fornecendo um algoritmo para realizar a otimização da potência reativa em sistemas elétricos dotados com energia solar fotovoltaica. Esse algoritmo permitirá ao ONS obter dados precisos da quantidade de potência reativa que a geração fotovoltaica e também os compensadores síncronos presentes no sistema elétrico devem fornecer/absorver, dependendo das condições de carga presente no mesmo, para obterem os melhores níveis de tensão em todos os barramentos do sistema elétrico.

1.5. Estrutura da Tese

Para a melhor compreensão, a presente tese é dividida em seis capítulos, os quais relatam os seguintes assuntos:

Capítulo 1: Introdução

No primeiro capítulo foi relatada a contextualização do tema proposto, contemplando a capacidade da geração solar fotovoltaica de absorver ou fornecer potência reativa. Também foi apresentado os principais trabalhos da literatura sobre o tema abordado e realizado uma comparação com a metodologia proposta. Em seguida, foi abordado os objetivos e contribuições desta pesquisa.

Capítulo 2: Energia Solar Fotovoltaica

O segundo capítulo possui como objetivo expor os principais conceitos sobre a energia solar fotovoltaica, como as características da radiação solar, a constituição das células fotovoltaicas, sua representação utilizando circuito equivalente, os tipos mais comuns e os fatores que interferem em seus parâmetros elétricos.

Capítulo 3: Modelagem Matemática

O terceiro capítulo aborda a representação do sistema solar fotovoltaico no *software* Matlab/Simulink, sendo detalhados o funcionamento, cálculos dos componentes e controles empregados do conversor Boost e inversor trifásico. Além disso, são descritos os cálculos para representação no referido *software* dos componentes do sistema teste de 14 barras do IEEE, os quais são geradores, compensadores síncronos, transformadores, linhas, banco de capacitores e cargas.

Capítulo 4: Algoritmo Genético

O quarto capítulo contempla os conceitos sobre algoritmo genético, sendo abordados a sua definição, inspiração com fenômenos da natureza, princípios da computação evolutiva e o significado dos principais termos utilizados na biologia, os quais apresentam outras interpretações em algoritmo genético. Além disso, nesse capítulo é apresentado detalhadamente como foi realizada a implementação de cada etapa do algoritmo genético proposto nesta pesquisa.

Capítulo 5: Resultados e Discussões

O quinto capítulo apresenta os resultados e discussões obtidos com a realização desta tese. São abordados os parâmetros elétricos dos painéis fotovoltaicos, contemplando sua influência com a irradiação solar e temperatura ambiente. São apresentados os dados obtidos nas diversas etapas do controle do inversor trifásico. É evidenciado a importância da utilização do filtro LCL para a tensão e a corrente. Também é contemplado o fluxo de carga do sistema teste de 14 barras do IEEE. Além

disso, são apresentados os resultados obtidos com o algoritmo genético proposto para seis estudos de casos. Foram detalhados, para cada estudo de caso, a média do valor da tensão dos barramentos do sistema e o menor e o maior valor da tensão, considerando o sistema sem e com a utilização dos parâmetros provenientes do código desenvolvido. Também é relatado o barramento com maior diferença percentual no nível da tensão, quando é empregado os valores obtidos com o AG.

Capítulo 6: Conclusões

O sexto capítulo apresenta as conclusões obtidas com a realização desta tese, sendo destacado os resultados provenientes do desenvolvimento do algoritmo genético proposto e dos estudos de casos analisados. Além disso, nesse capítulo são descritas sugestões de trabalhos futuros seguindo o tema desta pesquisa.

1.6. Considerações Finais

O presente capítulo abordou a contextualização do tema proposto, sendo destacado a necessidade de fornecimento da energia elétrica aos consumidores finais com padrões de qualidade específicos, uma vez que o não atendimento desses padrões acarreta inúmeras consequências negativas aos usuários. Na sequência, foi relatado a importância da Agência Nacional de Energia Elétrica no contexto brasileiro. Esse órgão é o responsável pela normatização e fiscalização do fornecimento de energia elétrica respeitando aos requisitos de qualidade e garantindo o atendimento adequada aos consumidores.

Em seguida, foram contempladas as funções primordiais do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que aborda o planejamento e a operação eletroenergética do Sistema Interligado Nacional. Ademais, foi mencionado que nas realizações de suas funções, também é de responsabilidade do ONS seguir os níveis de tensão definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Nesse capítulo foi apresentado o panorama mundial e brasileiro da energia solar fotovoltaica, destacando que essa é uma fonte de energia renovável que vem apresentando expressivo crescimento ao longo dos anos e participação cada vez maior na matriz energética de vários países. Também foi abordado que a geração fotovoltaica pode contribuir com a

absorção ou fornecimento de potência reativa ao sistema elétrico, quando possui um sistema de controle específico, podendo contribuir com a regulação do nível de tensão das barras do sistema elétrico.

Ademais, foi contemplado uma revisão bibliográfica do tema proposto, realizando posteriormente uma comparação com a metodologia desenvolvida nesta pesquisa. Por fim, esse capítulo apresentou quais são os objetivos esperados com o estudo do tema proposto, as contribuições do desenvolvimento deste trabalho e a estrutura utilizada para a apresentação dessa tese, contemplando os principais assuntos discutidos em cada capítulo.

Capítulo 2

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1. Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentados os princípios fundamentais da energia solar fotovoltaica. Inicialmente, são abordados os conceitos sobre o Sol, uma vez que esse é a fonte primária de energia utilizada na geração fotovoltaica. Assim, são relatados a constituição do Sol, a radiação solar que atinge a superfície da Terra e as componentes da radiação solar, as quais são direta, difusa e refletida.

Na sequência, são descritas as características fundamentais da célula fotovoltaica, como o material empregado em sua fabricação, o processo de dopagem e a junção *pn*. Também são relatados os tipos de células mais fabricadas, sendo essas de silício monocristalino, silício policristalino e película fina. São abordados os modelos utilizados para representar o circuito equivalentes das células, contemplando dois modos essenciais de operação, os quais são em curto-circuito e circuito aberto.

Ademais, este capítulo discorre sobre a curva característica I-V, destacando seus principais pontos, os quais compreende a corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, máxima potência e corrente e tensão de máxima potência. São descritas as alterações das características elétricas das células decorrentes da irradiação solar, temperatura ambiente, resistência série e resistência paralela. São apresentadas as formas de associação das células fotovoltaicas e relatado sobre sombreamento parcial.

2.2. Recurso Solar

O Sol consiste em uma grande esfera formada por gases extremamente quentes, o qual é composto por 75% de hidrogênio, 23% de hélio e 2% de outros gases (KININGER, 2003). Esse é constituído por várias regiões, sendo as principais o núcleo, a zona radiativa, a zona convectiva, a fotosfera, a cromosfera e a coroa. O núcleo, com temperatura de aproximadamente 15 milhões de Kelvin, é a região solar onde ocorrem as reações termonucleares, as quais são responsáveis pela liberação de energia. Nessas reações, há fusão de átomos de hidrogênio para formar átomos de hélio, originando a liberação de energia em forma de radiação para o espaço (KININGER, 2003; PINHO e GALDINO, 2014).

2.2.1. Radiação Solar na Superfície da Terra

A radiação solar que atinge o topo da atmosfera é considerada perpendicular, uma vez que a distância entre o Sol e a Terra é elevada, sendo de aproximadamente 149 milhões de quilômetros. A irradiação no topo da atmosfera possui um valor de 1367 W/m^2 e recebe o nome de Constante Solar. A Terra possui um raio de 6371 Km e considerando o valor da constante solar a potência originada do Sol, que atinge o topo da atmosfera terrestre, é de 174 TW (KININGER, 2003; PINHO e GALDINO, 2014; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019).

A quantidade de irradiação solar que atinge o solo é diferente daquela que atinge o topo da atmosfera. Essa modificação ocorre à medida que os raios solares atravessam a atmosfera e são absorvidos e espalhados por elementos como partículas de poeira e água. Essa influência depende diretamente da espessura da camada atmosférica e pode ser mensurada por um coeficiente denominado de Massa de Ar, o qual é calculado pela equação 2.1 (KININGER, 2003; PINHO; GALDINO, 2014; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019).

Para o cálculo da massa de ar é necessário conhecer o ângulo zenital, o qual corresponde ao ângulo formado entre os raios solares e uma reta vertical chamada de zênite. Essa reta é formada a partir do local onde se encontra o observador, sendo traçada verticalmente e perpendicular à superfície terrestre (PINHO e GALDINO, 2014). A relação entre o ângulo zenital e o valor da massa de ar é ilustrada da Figura 2.1.

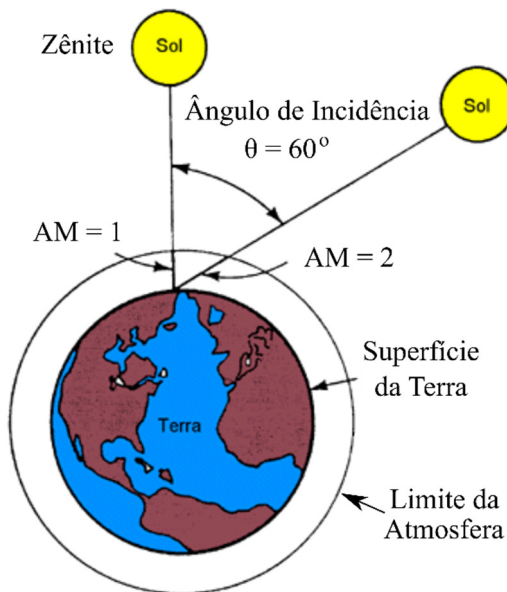
$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (2.1)$$

Onde:

AM – Massa de ar;

θ_z – Ângulo zenital;

Figura 2.1: Influência do ângulo de incidência na massa de ar.



Fonte: Extraído de (BLUESOL EDUCACIONAL, 2019).

Com a presença da camada atmosférica e os fenômenos de absorção e espalhamento que ocorrem com a radiação solar, a irradiação que incide na superfície terrestre apresenta, aproximadamente, 73% daquela que atinge o topo da atmosfera, o que corresponde ao valor de 1000 W/m². Esse é o motivo que os painéis fotovoltaicos possuem seus dados técnicos especificados para uma irradiação solar de 1000 W/m² (PINHO e GALDINO, 2014; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019).

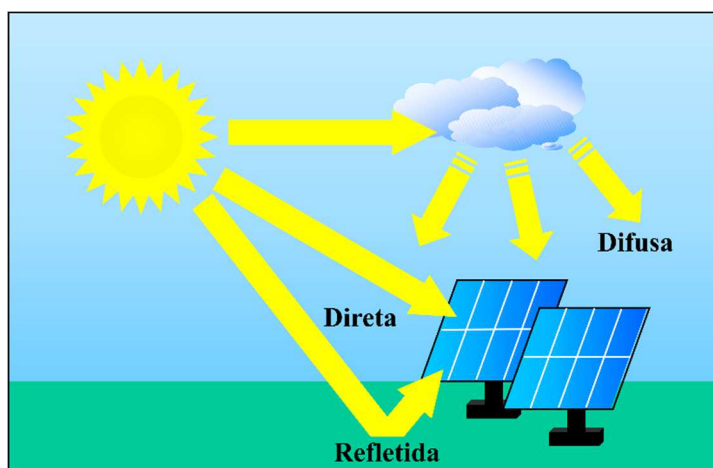
2.2.2. Componentes da Radiação Solar

A radiação solar que atinge a superfície terrestre possui três componentes, as quais são direta, difusa e refletida, e são representadas na Figura 2.2. A última componente existe apenas quando a superfície receptora de radiação estiver inclinada em relação a horizontal. A soma das três componentes é chamada de radiação global. A componente direta é constituída pelos raios

solares provenientes diretamente do Sol e o bloqueio dessa é responsável pelo surgimento das sombras. A componente difusa é proveniente de raios solares que vem de todas as direções e que são espalhadas por partículas de poeira, gases e moléculas de água (KININGER, 2003; PINHO e GALDINO, 2014).

A componente refletida também é chamada de componente de albedo, essa é formada por raios solares que são refletidos por elementos que se encontram na superfície terrestre, como vegetação, montanha e solo. Toda superfície possui um coeficiente de reflexão, denominado de albedo, o qual estabelece a razão entre a radiação refletida e a radiação incidente. O coeficiente de albedo para algumas superfícies são: 2 a 10% para os oceanos, 6 a 18% para florestas, 7 a 25% para grama, 35 a 45% para deserto e 80 a 90% para neve (KININGER, 2003; PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 2.2: Componentes da radiação global.



Fonte: Extraído de (KININGER, 2003).

2.3. Características da Célula Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é considerada uma fonte renovável de energia elétrica, uma vez que utiliza uma matéria-prima considerada abundante e renovável na natureza (sol) e não causa poluição ao meio ambiente durante a sua geração. Essa utiliza a energia proveniente do sol para a obtenção direta de energia elétrica. Para realizar essa conversão de energia são utilizadas células fotovoltaicas, as quais são constituídas de material semicondutor, sendo normalmente utilizadas células de silício (TAVARES, 2009).

O fenômeno de conversão da energia solar em energia elétrica é denominado de efeito fotovoltaico. Esse foi descoberto, em 1839, por Alexandre Edmond Becquerel, que observou o surgimento de uma diferença de potencial entre eletrodos inseridos em uma solução ácida, quando essa era iluminada (PINHO e GALDINO, 2014). Após 50 anos, Charles Fritts foi o responsável por construir a primeira célula fotovoltaica, a qual era formada pelo material semicondutor selênio e uma fina camada de ouro. Em 1954, os pesquisadores americanos Daryl Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson, do laboratório Bell Laboratories, localizado nos Estados Unidos, produziram a primeira célula fotovoltaica, a qual utilizava como material semicondutor o silício (KININGER, 2003).

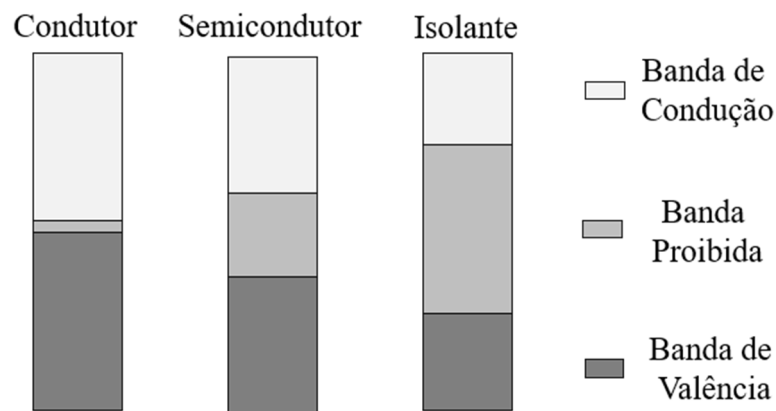
2.3.1. Material Semicondutor

Os materiais semicondutores são utilizados na fabricação das células fotovoltaicas e as características desses permitem a conversão da energia solar em energia elétrica. O material semicondutor apresenta propriedades elétricas intermediárias aos isolantes e aos condutores, sendo essas características influenciadas pela exposição à luz, variação de temperatura e acréscimo de impurezas.

A definição de condutor, isolante e semicondutor é estabelecida devido às bandas de energia presente em cada material, as quais são banda de valência, banda de condução e banda proibida (também denominada de *bandgap* ou *gap*). A banda de valência constitui a região onde se localiza os elétrons com menor energia no átomo, sendo os mais afastados do núcleo. A banda de condução apresenta os elétrons livres, os quais são provenientes da banda de valência. É nessa banda de energia que ocorre a condução de eletricidade. A banda proibida é intermediária as outras bandas, sendo caracterizada pela energia necessária que um elétron da banda de valência necessita para passar para a banda de condução (MELLO e BIASI, 1975; PINHO e GALDINO, 2014).

Os materiais condutores apresentam uma banda proibida muito pequena, assim, os elétrons da camada de valência necessitam de uma pequena quantidade de energia para passarem para a banda de condução. Para os materiais isolantes, a banda proibida apresenta um valor elevado, o que dificulta a passagem dos elétrons da banda de valência para a banda de condução. Os materiais semicondutores apresentam a energia da banda proibida intermediária aos condutores e aos isolantes, sendo que essa energia pode ser de até 3 elétrons-volt (MELLO e BIASI, 1975; PINHO e GALDINO, 2014). A representação das bandas de energia pode ser visualizada na Figura 2.3.

Figura 2.3: Bandas de energia.



Fonte: Modificado de (PINHO e GALDINO, 2014).

2.3.2. Dopagem

Os semicondutores puros, denominados de intrínsecos, não possuem em sua estrutura átomos de outros elementos químicos. Nesses semicondutores intrínsecos são realizadas ligações covalentes entre os átomos, sendo compartilhado os elétrons da camada de valência para atingirem a estabilidade elétrica. O semicondutor mais empregado na fabricação de células fotovoltaicas é o silício, o qual apresenta quatro elétrons em sua camada de valência e realiza quatro ligações covalentes para se tornar estável (MELLO e BIASI, 1975; TAVARES, 2009).

Quando os semicondutores são intrínsecos a quantidade de elétrons livres presente em sua estrutura não são suficientes para produzirem uma corrente elétrica útil. Dessa forma, para alterar as características desses elementos e melhorar a condução de eletricidade é realizado o processo de dopagem. Esse consiste em adicionar pequenas quantidade de outros elementos químicos, denominados de impurezas, aos átomos do material semicondutor puro (MELLO e BIASI, 1975; TAVARES, 2009).

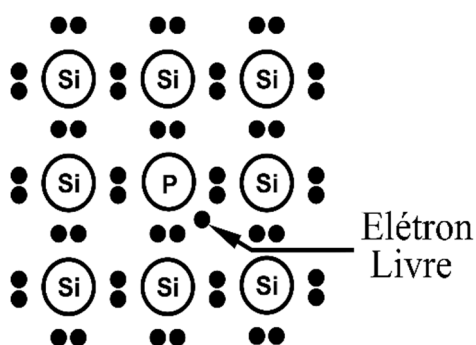
Os elementos químicos utilizados na dopagem devem apresentar em sua camada de valência uma quantidade de elétrons diferente do número desses presentes na última camada de elétrons do material predominante. Assim, ao serem estabelecidas as ligações covalentes irão surgir elétrons sem fazer ligações, originando os elétrons livres e as lacunas, necessários na condução de eletricidade. Para as células fotovoltaicas, as impurezas devem ter um número de elétrons diferente de quatro na camada de valência, pois essa é a quantidade de elétrons na

camada de valência do silício. Os semicondutores que são dopados com outros elementos são denominados de semicondutores tipo n e tipo p .

Os semicondutores tipo n são dopados com elementos que possuem, na camada de valência, uma quantidade de elétrons superior ao do átomo predominante. O silício, para formar semicondutores tipo n , pode ser dopado com elementos como o fósforo (P), o arsênio (As) e o antimônio (Sb), os quais são pentavalente, ou seja, possuem cinco elétrons na camada de valência. Quando os átomos de silício realizam ligações com um elemento pentavalente, apenas quatro elétrons da impureza realizam ligações covalentes com os elétrons do silício. Assim, restará um elétron da impureza sem fazer ligação, originando um elétron livre. O dopante pentavalente é denominado de doador ou impureza tipo n , sendo n referente a negativo, devido a carga do elétron livre originado (MELLO e BIASI, 1975; KININGER, 2003; PINHO e GALDINO, 2014).

A Figura 2.4 ilustra a representação do semicondutor tipo n , formado por átomos de silício (Si) e átomo de fósforo (P). Nessa figura, pode-se observar os átomos de silício realizando ligações covalentes entre si e não originando elétrons livre e lacunas, uma vez que todos os elétrons são compartilhados para atingirem a estabilidade. Ao realizar a ligação entre os átomos de fósforo e de silício, observa-se o surgimento de um elétron livre, pois dos cinco elétrons da impureza apenas quatro realizam ligações covalentes com os elétrons do silício.

Figura 2.4: Semicondutor tipo n .



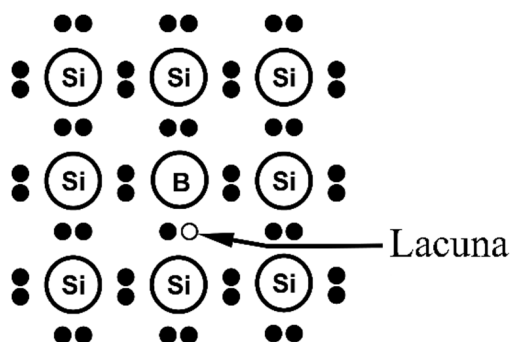
Fonte: Extraído de (KININGER, 2003).

Os semicondutores tipo p são formados quando são adicionadas impurezas que apresentam em sua última camada um número de elétrons inferior aos elétrons da camada de valência do elemento predominante. Quando o semicondutor é formado por silício, deve-se introduzir impurezas trivalentes, as quais apresentam três elétrons na camada de valência, como o boro (B), o alumínio (Al) e o gálio (Ga). Para formar o semicondutor tipo p , apenas três

elétrons, dos quatro da camada de valência, do silício irão realizar ligações covalentes com os elétrons da impureza trivalente, assim ficará um elétron do silício sem realizar ligação. Ao lugar que deveria ser ocupado por um elétron, para realizar uma ligação e tornar o átomo estável eletricamente, é denominado de lacuna ou buraco. O elemento trivalente é chamado de impureza aceitadora ou dopante tipo *p* (MELLO e BIASI, 1975; KININGER, 2003; PINHO e GALDINO, 2014).

Na Figura 2.5, pode-se observar a representação de um semiconductor tipo *p*. Nessa figura, átomos de silício (Si) são dopados por um átomo de boro (B), originando uma lacuna.

Figura 2.5: Semiconductor tipo *p*.



Fonte: Extraído de (KININGER, 2003).

2.3.3. Junção *pn*

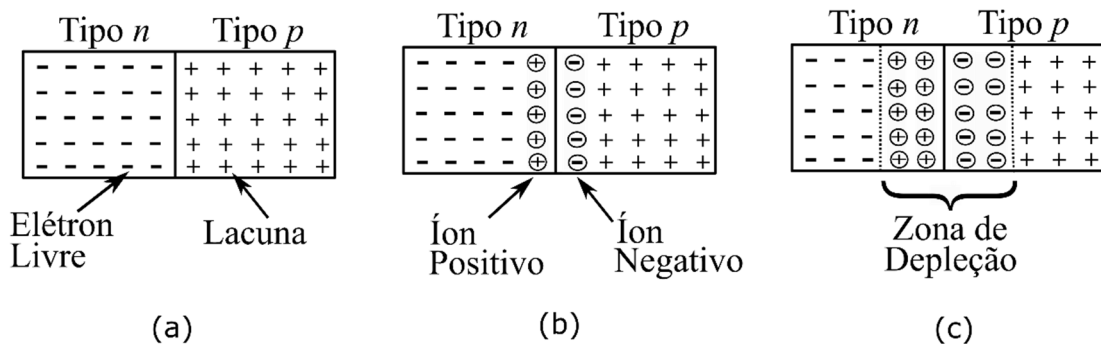
As células fotovoltaicas, as quais formam o módulo fotovoltaico, são formadas pela união de um semiconductor tipo *p* e um semiconductor tipo *n*. Geralmente, o semiconductor tipo *p* é dopado com uma concentração de aproximadamente $1:10^7$, ou seja, são adicionados um átomo trivalente para cada dez milhões de átomos de silício. Para o semiconductor tipo *n*, a concentração de dopagem é de aproximadamente $1:10^3$, o que corresponde a um átomo pentavalente para mil átomos de silício (MELLO e BIASI, 1975; PINHO e GALDINO, 2014).

Na junção dos semicondutores, os elétrons livres presentes na região tipo *n* se deslocam para a região tipo *p*, com a finalidade de preencher as lacunas existentes e estabelecer o equilíbrio elétrico. Assim, no semiconductor tipo *n*, é criada uma região eletricamente positiva, devido aos átomos que perderam elétrons e se tornaram íons positivos, por exemplo, se a impureza utilizada for o fósforo, serão formados íons P^+ . O oposto é observado no semiconductor tipo *p*, no qual os átomos que ganharam elétrons se tornam íons negativos, como íons B^- se o boro for utilizado como dopante, e a região se torna eletricamente negativa. As cargas positivas

e negativas, formadas na junção dos semicondutores, criam um campo elétrico, o qual ao entrar em equilíbrio impede a movimentação de elétrons da região n para a p . Essa região é denominada de zona de depleção ou zona de carga espacial (MELLO e BIASI, 1975; PINHO e GALDINO, 2014; CUNHA, 2013).

A Figura 2.6 ilustra a formação da junção pn , a presença dos íons nos materiais semicondutores e o posicionamento da zona de depleção na junção desses elementos.

Figura 2.6: (a) junção dos semicondutores tipo n e tipo p , (b) junção pn com os íons positivos e negativos e (c) junção pn com a zona de depleção.



Fonte: Extraído de (GOUVEIA FILHO, 2015).

A diferença de potencial estabelecida na junção pn , em equilíbrio, pode ser calculada pela equação 2.2, dada por:

$$V_0(T) \cong \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln \left(\frac{N_d \cdot N_a}{n_i^2} \right) \quad (2.2)$$

Onde:

$V_0(T)$ – Diferença de potência na junção;

k – Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K);

T – Temperatura absoluta;

q – Carga do elétron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C);

N_d – Concentração do dopante tipo n ;

N_a – Concentração do dopante tipo p ;

n_i – Concentração de portadores intrínsecos no material.

Quando fótons, provenientes da radiação eletromagnética do sol, com energia superior ao *gap* do material semiconductor, atingem uma célula fotovoltaica, os elétrons da camada de

valência saltam para a camada de condução, gerando elétrons livres e originando pares elétron-lacuna. A energia da banda proibida do silício, na temperatura de 300 K, é de 1,12 eV e a energia contida em um fóton é calculada pela equação 2.3. Se a energia do fóton for superior ao do *gap* do elemento, a energia excedente é dissipada como calor no material (PINHO e GALDINO, 2014).

$$E_f = h \cdot f \quad (2.3)$$

Onde:

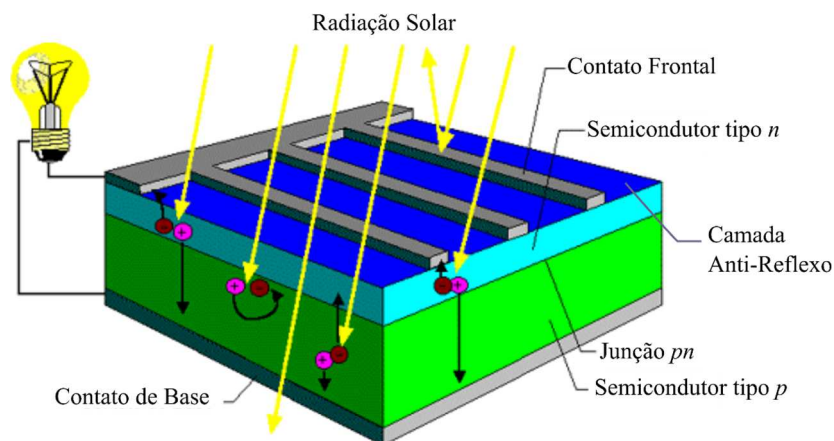
E_f – Energia do fóton (J);

h – Constante de Planck ($6,62 \cdot 10^{-34}$ Js);

f – Frequência da onda eletromagnética (Hz).

A formação de pares elétrons-lacuna pela absorção de fóton é responsável por desequilibrar eletricamente a camada de depleção, possibilitando que haja movimentação de elétrons no interior do semicondutor. Quando os terminais da célula fotovoltaica são ligados a um fio, surge uma circulação de elétrons, originando a corrente elétrica. A Figura 2.7 apresenta a representação de uma célula fotovoltaica, na qual são destacados os contatos frontal e de base, os semicondutores tipo *n* e tipo *p*, a junção *pn*, a camada anti-reflexo e uma carga resistiva, sendo representada por uma lâmpada.

Figura 2.7: Representação da célula fotovoltaica.



Fonte: Modificado de (CUNHA, 2013).

2.4. Tipos de Células Fotovoltaicas

Para que o material semicondutor se torne uma célula fotovoltaica são necessários vários processos. O principal desses consiste na purificação do elemento semicondutor, sendo o mais empregado o silício. Além disso, é necessário realizar a dopagem do material na proporção correta. Esses processos de purificação determinam características importantes das células e podem separá-las em tipos distintos. As principais células empregadas na constituição dos painéis fotovoltaicos serão descritas a seguir.

2.4.1. Célula de Silício Monocristalino

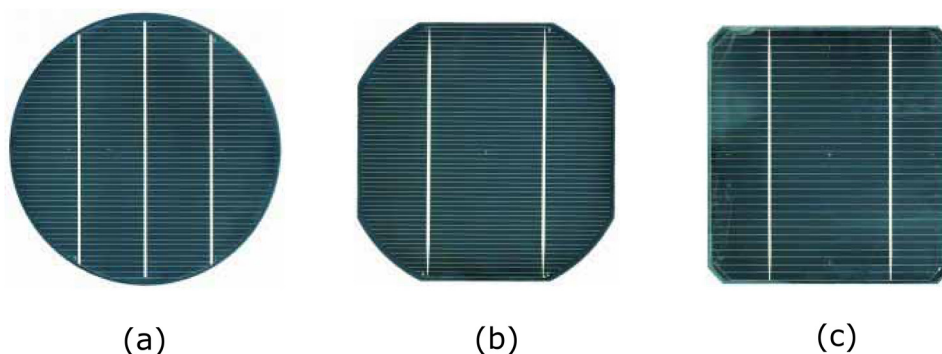
O silício é o segundo elemento mais abundante na natureza, perdendo apenas para o oxigênio. Porém, esse se encontra combinado com outros elementos químicos, como na areia e no quartzo, sendo necessário diversos processos para a obtenção do silício puro, o qual é utilizado para a fabricação das células fotovoltaicas. São esses processos de obtenção do silício que eleva os custos da tecnologia fotovoltaica (BLUESOL EDUCACIONAL, 2019).

O silício monocristalino é o mesmo material empregado na confecção de circuitos integrados (CIs) aplicados na eletrônica e as células desse tipo são as mais utilizadas na construção dos painéis fotovoltaicos. Esse tipo de silício é obtido por um processo denominado de Czochralski. Nesse processo, um núcleo de cristal de silício é inserido em uma caldeira contendo silício policristalino fundido, em uma temperatura de 1420°C. Esse cristal é retirado rodando lentamente, o que faz os átomos de silício se cristalizarem formando um único cristal, por isso são chamados de monocristal. Assim, são originados cristais com 30 cm de diâmetro e vários metros de comprimento. Em seguida, o monocristal é cortado em fatias finas com 0,3 mm de espessura. As impurezas positivas são inseridas durante o processo de purificação do silício e as impurezas negativas são inseridas por difusão nas pastilhas. Posteriormente, são adicionados a camada anti-reflexo, os contatos de base, frontal e elétricos para a formação da célula (CUNHA, 2013; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019).

As células de silício monocristalino podem ser redondas, semi-quadradas ou quadradas, sendo as primeiras com menor custo, devido perderem menos material durante sua produção. As células monocristalinas, geralmente, possuem tamanhos de 10 cm² ou 12,5 cm² com diâmetros que podem ser de 10 cm, 12,5 cm ou 15 cm. Sua cor consiste, predominantemente, em azul escuro ou azul-acinzentado. Apresentam eficiência de 15 a 18% para células comerciais e até 24,7% para testes em laboratório (PORTAL ENERGIA, 2004; BLUESOL

EDUCACIONAL, 2019). A Figura 2.8 ilustra os três formatos da célula de silício monocristalino.

Figura 2.8: Célula de silício monocristalino (a) redonda, (b) semi-quadrada e (c) quadrada.



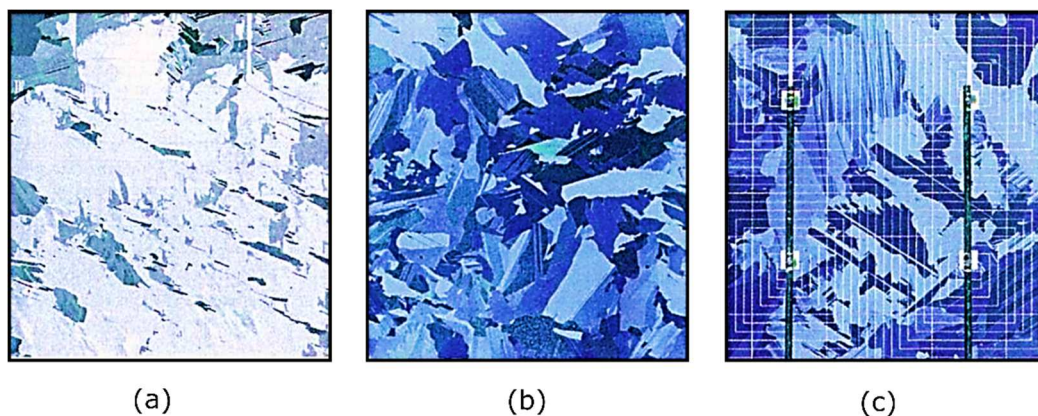
Fonte: Extraído de (PORTAL ENERGIA, 2004).

2.4.2. Célula de Silício Policristalino

As células de silício policristalino são obtidas em um processo denominado de Fundição de Lingotes. Nesse processo, a matéria-prima do silício, no vácuo, é aquecida a uma temperatura de 1500°C e depois resfriada para 800°C , formando um bloco com inúmeros cristais menores em várias orientações, por isso são classificadas como células policristalinas. Na purificação, pode-se realizar a dopagem do material com impurezas trivalentes, como o boro (B). Nessa etapa, é utilizada uma quantidade menor de energia, comparado com a obtenção do silício monocristalino (PORTAL ENERGIA, 2004; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019).

Inicialmente, são formados blocos de silício com 40 cm^2 e 30 cm de altura. Em seguida, esses são separados em barras e depois em finas pastilhas com $0,3\text{ mm}$ de espessura. Nessas pastilhas são introduzidas as impurezas pentavalentes, como o fósforo (P). Os contatos de base, frontal, os contatos elétricos e a camada anti-reflexo são adicionados às pastilhas dopadas com impurezas. Essas células apresentam um formato quadrado, tamanho de 10 cm^2 , $12,5\text{ cm}^2$ ou 15 cm^2 , geralmente cor azul ou cinza prateado e sua eficiência varia de 13 a 15% (PORTAL ENERGIA, 2004; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019). A Figura 2.9 ilustra as células de silício policristalino.

Figura 2.9: Células de silício policristalino, (a) sem camada anti-reflexo, (b) com camada anti-reflexo e (c) com camada anti-reflexo e contatos elétricos.



Fonte: Extraído de (BLUESOL EDUCACIONAL, 2019).

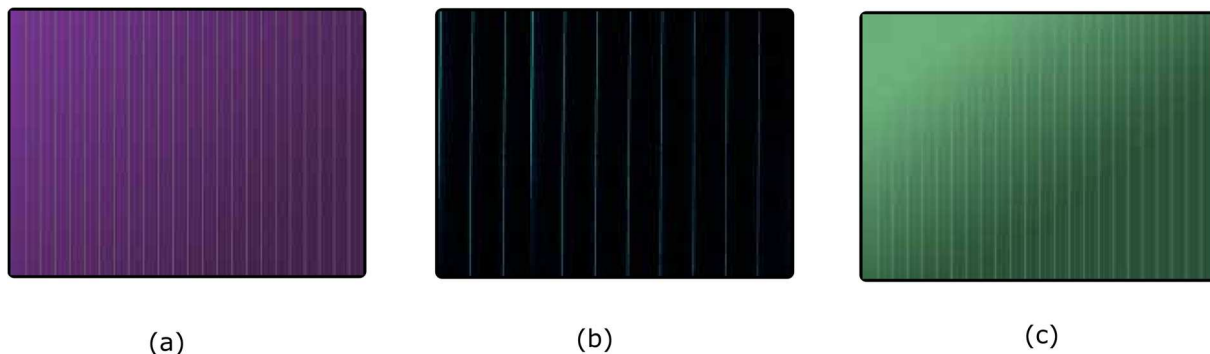
2.4.3. Célula de Película Fina

As células de película fina começaram a ser desenvolvidas na década de 1990, com a finalidade de serem células fotovoltaicas com custos menores e, assim, diminuir o custo da energia solar fotovoltaica. Essas células consistem em finas camadas de material semicondutor, menores que 0,001 mm, depositadas em uma superfície, geralmente o vidro. O semicondutor pode ser depositado no vidro por processos de vaporização, disposição catódica ou banho eletrolítico. Os materiais semicondutores mais empregados na célula de película fina são o silício amorfo (a-Si), o disseleneto de cobre e índio (CIS) e o telureto de cádmio (CdTe).

A temperatura necessária no processo de fabricação das células de película fina são de 200°C a 500°C, sendo menor que a temperatura empregada na produção das células cristalinas devido a facilidade que os materiais utilizados apresentam em serem dopados. Essa temperatura inferior e a quantidade menor de material utilizado contribuem significativamente para a redução dos custos de fabricação das células de película fina. Essas células apresentam como principal característica o formato e o tamanho não padronizado. A eficiência para as células de silício amorfo é de 5 a 9%, para as células de disseleneto de cobre e índio o valor é de 7,5 a 9,5% e para as células de telureto de cádmio é de 6 a 9%.

A Figura 2.10 apresenta três células de película fina, compostas por silício amorfo, disseleneto de cobre e índio e telureto de cádmio.

Figura 2.10: Células de película fina, (a) células de silício amorfo, (b) células de disseleneto de cobre e índio e (c) células de telureto de cádmio.



Fonte: Extraído de (PORTAL ENERGIA, 2004).

2.5. Perdas em Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas apresentam perdas durante o seu funcionamento devido a diversos fatores. Segundo a referência (KININGER, 2003) os principais motivos dessas perdas são:

- A radiação solar incidente nas células fotovoltaicas não é totalmente utilizada para a geração do par elétron-lacuna, pois parte dessa radiação é refletida para o ambiente quando atinge o contato frontal da célula. Além disso, ocorrem perdas da radiação ao passar do ar para o material semicondutor, devido esses meios possuírem índices de refração distintos. Uma forma de minimizar esse tipo de perda é revestir a superfície da célula com uma camada anti-reflexo.
- A radiação solar apresenta uma distribuição espectral muito ampla, a qual é composta por fótons que apresentam vários comprimentos de onda e valores de energia diferentes. Quando o fóton possui energia inferior ao *gap* do material semicondutor, esse não é suficiente para gerar um elétron livre. Assim, não são todos os fótons que atingem as células que contribuem para a geração de eletricidade. Além disso, quando o fóton possui energia superior ao *gap* do semicondutor, apenas a energia igual ao *gap* é útil para gerar elétrons livres, sendo a energia excedente dissipada em forma de calor na rede cristalina.

- Alguns elétrons livres, originados com a incidência da radiação solar, não contribuem com a geração de eletricidade, pois esses se recombinam com lacunas existentes no material semicondutor. Esta recombinação ocorre com maior frequência onde há imperfeições do material e na superfície das células, devido essa ser uma região que apresenta muitas perturbações.

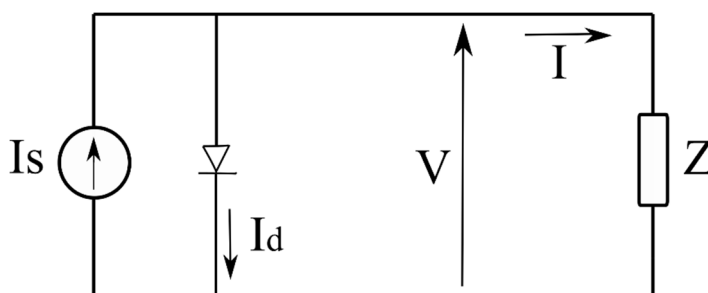
2.6. Circuito Equivalente

A célula fotovoltaica pode ser representada por um circuito elétrico equivalente composto por elementos físicos, como resistências, fonte de corrente e diodos. Esses elementos físicos indicam as características de funcionamento das células. Os modelos mais utilizados para descrever essas células são o modelo ideal e o modelo real, os quais serão descritos a seguir. Além disso, a célula fotovoltaica apresenta modos de operação importantes para a compreensão de seu funcionamento, os quais também serão apresentados nessa seção.

2.6.1. Modelo Ideal

O modelo ideal da célula fotovoltaica também é denominado de modelo simplificado, esse é constituído por uma fonte de corrente e um diodo, conforme mostra a Figura 2.11.

Figura 2.11: Modelo ideal da célula fotovoltaica.



Fonte: Modificado de (CAMUS e EUSÉBIO, 2006).

Na figura anterior, o diodo representa a junção *pn* do material semicondutor, I_s corresponde a corrente elétrica gerada devido à radiação solar incidente, a qual é denominada de fotocorrente, I_d indica a corrente que passa pela junção *pn*, Z a carga conectada aos terminais da célula, V a tensão nos terminais da carga e I a corrente entregue a carga (CAMUS e EUSÉBIO, 2006; ZILLES *et al.*, 2012).

Segundo as referências (KININGER, 2003; CAMUS e EUSÉBIO, 2006; ZILLES *et al.*, 2012), com o circuito equivalente do modelo simplificado da célula fotovoltaica é possível determinar as seguintes expressões:

a) Corrente do diodo

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{qV}{mkT}} - 1 \right) \quad (2.4)$$

Onde:

I_d – Corrente do diodo;

I_0 – Corrente de saturação reversa do diodo no escuro;

e – Número de Euler (2,7183);

q – Carga elétrica do elétron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C);

V – Tensão de saída da célula;

m – Fator de idealidade do diodo;

k – Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/°K);

T – Temperatura absoluta da célula.

b) Corrente fornecida pela célula fotovoltaica

$$I = I_S - I_d \quad (2.5)$$

Onde:

I – Corrente fornecida pela célula fotovoltaica;

I_S – Corrente gerada pela célula fotovoltaica;

I_d – Corrente do diodo.

2.6.1.1. Operação em Curto-Circuito

Quando a célula fotovoltaica possui seus terminais curto-circuitados, conforme a Figura 2.12, a tensão de saída dessa é zero e a corrente fornecida pela célula é a máxima possível. Essa corrente é denominada de corrente de curto-circuito e o seu valor é fornecido pelos fabricantes de painéis fotovoltaicos, considerando condições específicas de irradiação solar, temperatura

ambiente e massa de ar (KININGER, 2003; CAMUS e EUSÉBIO, 2006). Com os terminais em curto-circuito, as seguintes expressões são válidas:

$$V = 0 \quad (2.6)$$

$$I_d = 0 \quad (2.7)$$

$$I_{cc} = I_S \quad (2.8)$$

Onde:

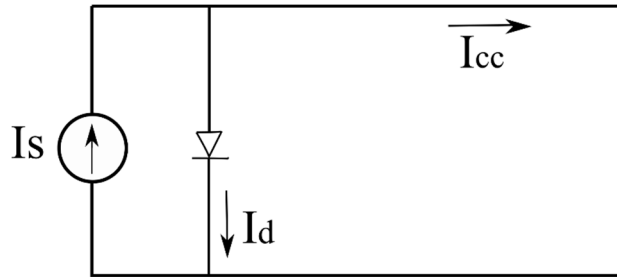
V – Tensão de saída da célula;

I_d – Corrente do diodo;

I_{cc} – Corrente de curto-circuito;

I_S – Corrente gerada pela célula fotovoltaica.

Figura 2.12: Célula fotovoltaica em curto-circuito.



Fonte: Modificado de (CAMUS e EUSÉBIO, 2006).

2.6.1.2. Operação em Circuito Aberto

Na operação em circuito aberto, a célula possui seus terminais em aberto, apresenta a corrente de saída igual a zero e toda a corrente gerada é transferida ao diodo, como ilustrado na Figura 2.13. A tensão de circuito aberto é a máxima tensão que a célula pode fornecer e esse dado também é viabilizado pelos fabricantes, para determinadas condições ambientais (KININGER, 2003; CAMUS e EUSÉBIO, 2006). Dessa forma, pode-se obter as seguintes expressões:

$$I = 0 \quad (2.9)$$

$$V_{ca} = \frac{mkT}{q} \ln \left(\frac{I_S}{I_d} \right) \quad (2.10)$$

Onde:

I – Corrente fornecida pela célula fotovoltaica;

V_{ca} – Tensão de circuito aberto;

m – Fator de idealidade do diodo;

k – Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$);

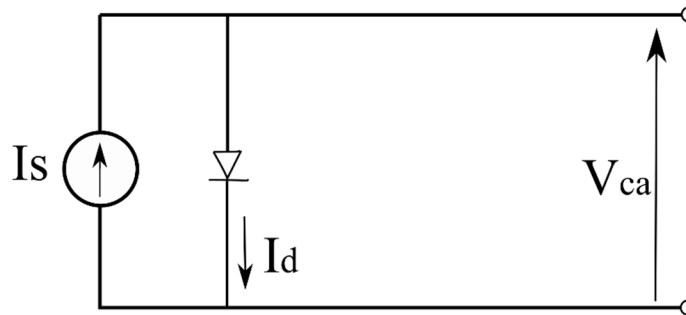
T – Temperatura absoluta da célula;

q – Carga elétrica do elétron ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$);

I_s – Corrente gerada pela célula fotovoltaica;

I_d – Corrente do diodo.

Figura 2.13: Célula fotovoltaica em circuito aberto.

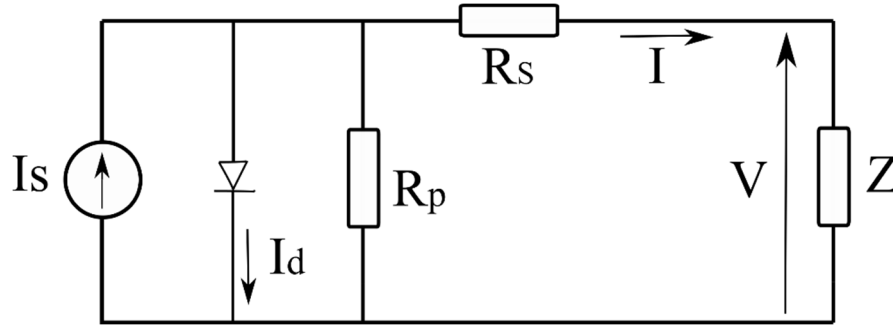


Fonte: Modificado de (CAMUS e EUSÉBIO, 2006).

2.6.2. Modelo Real

O modelo real também é denominado de modelo com duas resistências e pode ser visualizado na Figura 2.14. Nesse modelo, são incluídas duas resistências ao modelo ideal da célula fotovoltaica, as quais representam as perdas na célula. A resistência em série (R_s) representa a dificuldade que a corrente encontra ao percorrer a célula até os contatos de saída dessa e a queda de tensão nessa resistência indica a queda de tensão interna da célula fotovoltaica. A resistência em paralelo (R_p) representa a resistência de fuga do circuito, devido principalmente a junção *pn* não ser ideal e por conter impurezas nessa região, as quais proporcionam curto-circuito parcial nessa área do material semiconductor (KININGER, 2003; CAMUS e EUSÉBIO, 2006; ZILLES *et al.*, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 2.14: Modelo real da célula fotovoltaica.



Fonte: Modificado de (CAMUS e EUSÉBIO, 2006).

A corrente fornecida pela célula fotovoltaica, no modelo real, é dada por:

$$I = I_S - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q \cdot (V + I \cdot R_S)}{m k T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_S}{R_p} \quad (2.11)$$

Onde:

I – Corrente fornecida pela célula fotovoltaica;

I_S – Corrente gerada pela célula fotovoltaica;

I_0 – Corrente de saturação reversa do diodo no escuro;

e – Número de Euler (2,7183);

q – Carga elétrica do elétron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C);

V – Tensão de saída da célula;

R_S – Resistência em série;

m – Fator de idealidade do diodo;

k – Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ J/°K);

T – Temperatura absoluta da célula;

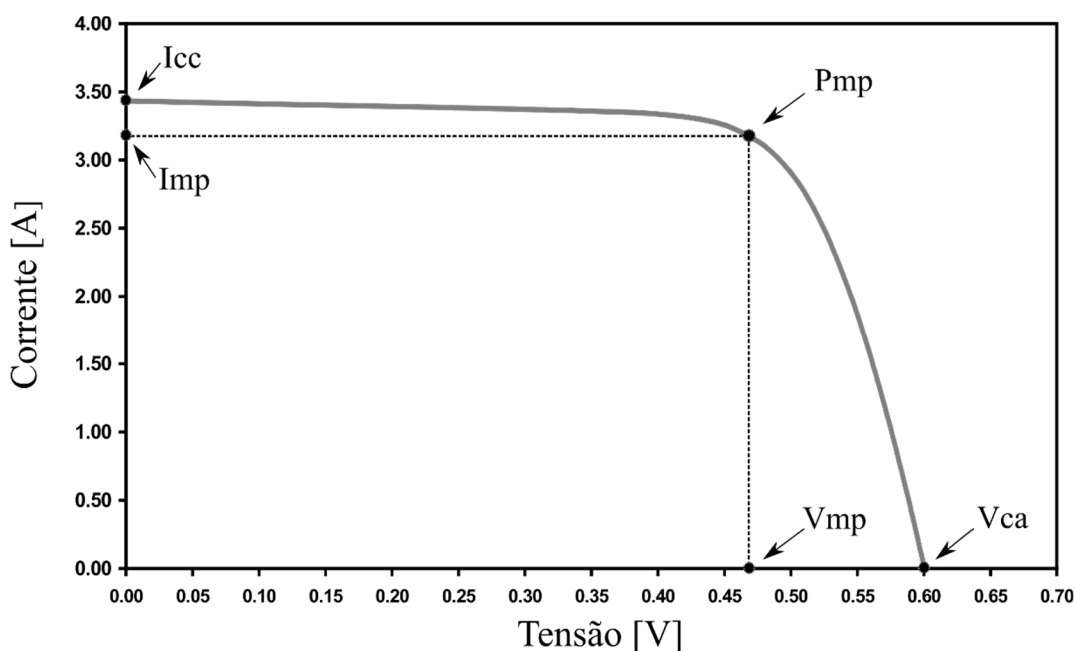
R_p – Resistência em paralelo.

2.7. Curva Característica I-V

A curva característica I-V expressa as características elétricas das células, para determinadas condições de irradiação solar e de temperatura ambiente. Essa também pode ser traçada para representar o comportamento dos painéis fotovoltaicos. A curva consiste em um

gráfico com dados de saída de corrente e de tensão da célula e, por meio desses, obtém-se os valores de potência em diversos pontos de operação da mesma. Essa é traçada entre dois pontos de funcionamento da célula fotovoltaica, sendo quando a célula está com seus terminais em curto-circuito e quando essa se encontra em circuito aberto. Um exemplo dessa curva é ilustrado na Figura 2.15.

Figura 2.15: Curva característica.



Fonte: Modificado de (KININGER, 2003).

Conforme é indicado na Figura 2.15, o gráfico da curva apresenta cinco pontos importantes para descrever o comportamento da célula fotovoltaica (KININGER, 2003; ZILLES *et al.*, 2012; PINHO e GALDINO, 2014) e esses serão descritos a seguir:

- I_{cc} – *Corrente de curto-circuito*: é a máxima corrente que a célula pode fornecer, nesse ponto a tensão e a potência são zero;
- V_{ca} – *Tensão de circuito aberto*: é o máximo valor de tensão que a célula fornece, sendo nesse ponto a corrente e a potência iguais a zero. As células de silício monocristalino apresentam esse valor de 0,5 a 0,7 V;

- P_{mp} – Ponto de máxima potência ou potência de pico: é o maior valor de potência que a célula pode fornecer, em determinadas condições de irradiação solar e temperatura ambiente;
- I_{mp} – Corrente de máxima potência: é a corrente em que a célula fornece a potência máxima. Essa é considerada a corrente nominal da célula. Essa corrente pode ser estimada como sendo de 85 a 95% da corrente de curto-circuito.
- V_{mp} – Tensão de máxima potência: é o valor de tensão em que a célula fornece a máxima potência. Esse valor corresponde a tensão nominal da célula. Esse valor também pode ser estimado, sendo considerado de 75 a 90% da tensão de circuito aberto.

As curvas características I-V também podem indicar a qualidade das células fotovoltaicas. Quanto mais a curva se aproximar da figura de um retângulo, melhor é a qualidade das células. Essa característica é definida pelo Fator de Forma, também denominado de fator de preenchimento, o qual pode ser calculado pela equação 2.12. Geralmente, as células cristalinas apresentam um fator de forma de 0,7 a 0,8 (KININGER, 2003; ZILLES *et al.*, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{ca} \cdot I_{cc}} \quad (2.12)$$

Onde:

FF – Fator de forma;

V_{mp} – Tensão de máxima potência;

I_{mp} – Corrente de máxima potência;

V_{ca} – Tensão de circuito aberto;

I_{cc} – Corrente de curto-circuito.

A potência máxima da célula fotovoltaica e a sua eficiência podem ser calculadas pelas equações 2.13 e 2.14, respectivamente

$$P_{mp} = V_{mp} \cdot I_{mp} = V_{ca} \cdot I_{cc} \cdot FF \quad (2.13)$$

$$\eta = \frac{V_{ca} \cdot I_{cc} \cdot FF}{P_{in}} \quad (2.14)$$

Onde:

P_{mp} – Ponto de máxima potência;

V_{mp} – Tensão de máxima potência;

I_{mp} – Corrente de máxima potência;

V_{ca} – Tensão de circuito aberto;

I_{cc} – Corrente de curto-circuito;

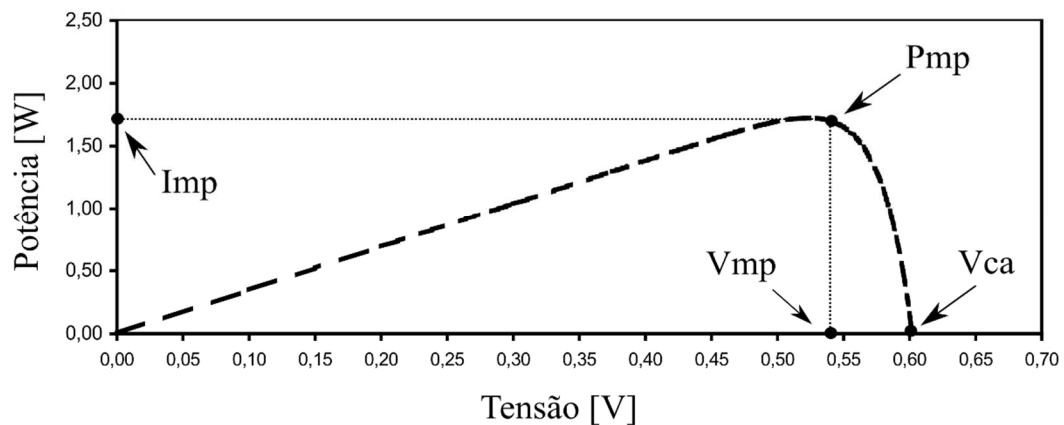
FF – Fator de forma;

η – Rendimento;

P_{in} – Potência de entrada.

A célula fotovoltaica também apresenta um gráfico que expressa seu comportamento da potência, o qual é denominado de curva P-V. Esse é obtido a partir dos valores da curva característica I-V e relaciona a potência de saída com a tensão de saída da célula. A Figura 2.16 apresenta esse gráfico.

Figura 2.16: Curva de Potência.



Fonte: Modificado de (KININGER, 2003).

2.8. Alteração das Características Elétricas

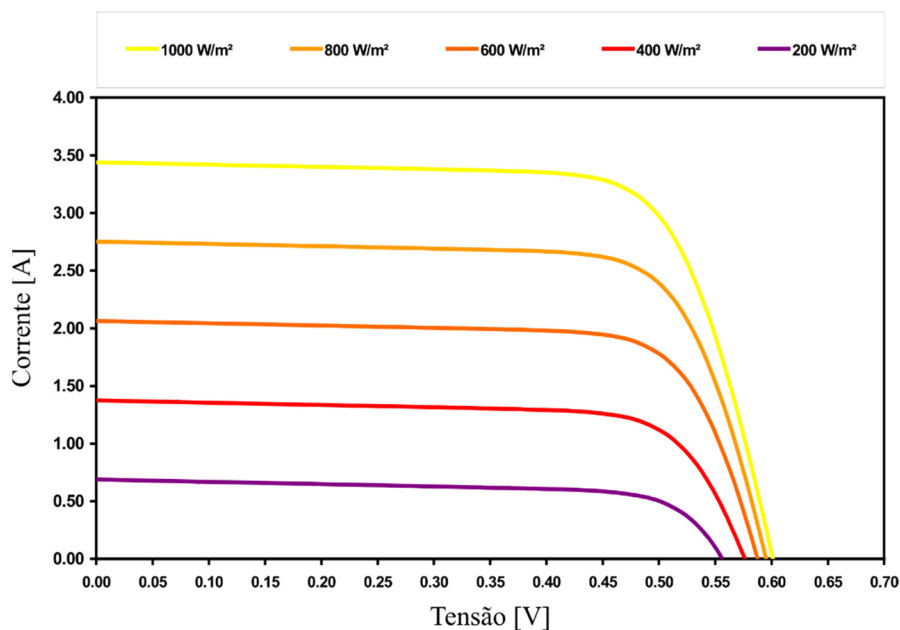
As características elétricas das células fotovoltaicas são alteradas significativamente pelos valores de irradiação solar e temperatura ambiente. Por esse motivo, as curvas

características, os dados de tensão de circuito aberto, a corrente de curto-circuito e a potência máxima sempre são fornecidos para uma condição específica de temperatura ambiente e irradiação solar. Além disso, os valores da resistência série e resistência paralela, as quais simbolizam as perdas no circuito equivalente real da célula fotovoltaica, também determinam as características elétricas de saída da célula, influenciando diretamente na potência máxima fornecida. Na sequência, serão detalhadas a influências de cada parâmetro mencionado.

2.8.1. Irradiação Solar

A influência da irradiação solar na curva característica da célula fotovoltaica é apresentada na Figura 2.17.

Figura 2.17: Curvas características com influência da irradiação solar.



Fonte: Modificado de (KININGER, 2003).

A irradiação solar que incide nas células fotovoltaicas influencia diretamente nos seus parâmetros de saída. A corrente de curto-circuito, a corrente de máxima potência e o valor de potência máxima são linearmente proporcionais à variação da irradiação solar. Com o aumento da irradiação solar, uma maior quantidade de fótons atinge a mesma, o que contribui para gerar mais elétrons livres e, conseqüentemente, aumentar a corrente gerada. A tensão de circuito aberto varia de forma logarítmica com o aumento da irradiação solar, porém essa variação é

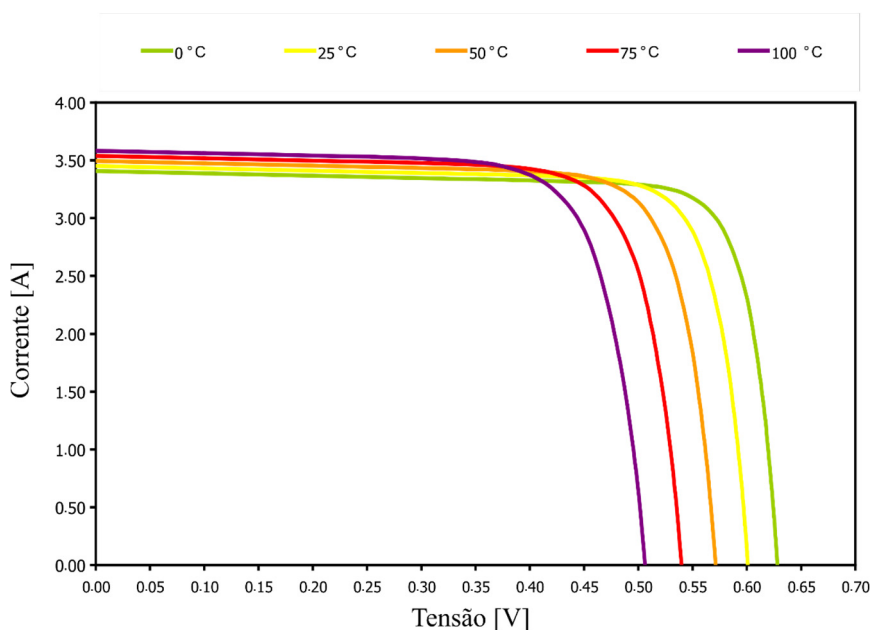
muito pequena (KININGER, 2003; CAMUS e EUSÉBIO, 2006; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019).

2.8.2. Temperatura Ambiente

A temperatura ambiente também interfere nos dados de saída da célula fotovoltaica. A variação da temperatura é inversamente proporcional a tensão de circuito aberto e a máxima potência. Com o aumento da temperatura, a tensão de circuito aberto diminui, devido a característica do material semicondutor de diminuir o valor do *gap* quando ocorre diminuição da temperatura. Com essa diminuição do *gap*, uma quantidade maior de elétrons se recombinam com as lacunas (KININGER, 2003; ZILLES *et al.*, 2012; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019).

A corrente de curto-circuito possui um pequeno aumento quando há elevação da temperatura ambiente, porém esse aumento é menor que a diminuição da tensão de circuito aberto. Assim, a potência máxima diminui com o aumento da temperatura (KININGER, 2003; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019). A Figura 2.18 ilustra a influência da temperatura ambiente na curva característica da célula fotovoltaica.

Figura 2.18: Curvas características com influência da temperatura ambiente.

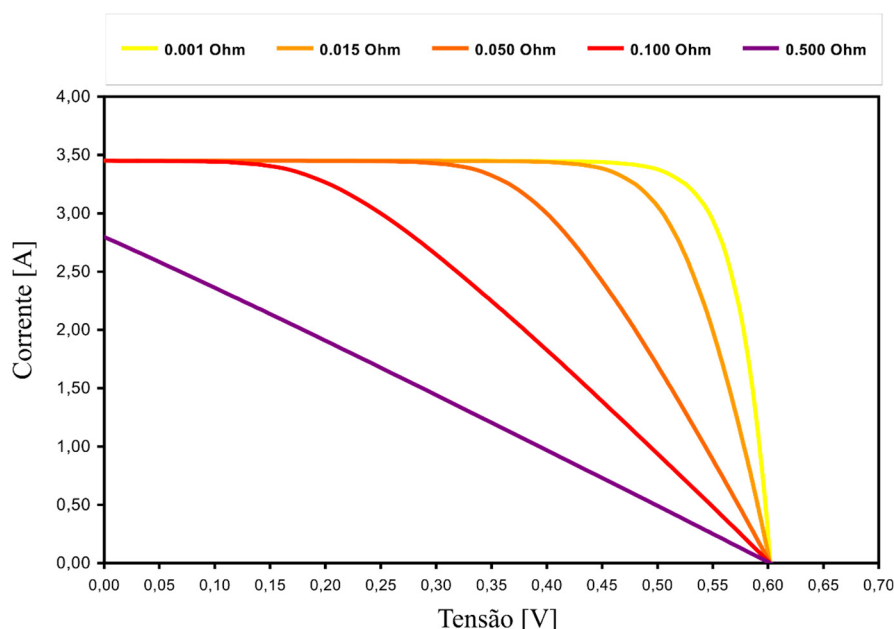


Fonte: Modificado de (KININGER, 2003).

2.8.3. Resistência Série

O valor da resistência série, presente no modelo real do circuito equivalente da célula fotovoltaica, também contribui para modificar as características elétricas da célula. O aumento dessa resistência contribui para reduzir a corrente de curto-circuito e a eficiência da célula. Além disso, valores muito elevados da resistência série modificam a forma da curva característica e essa se torna uma reta, a qual possui uma inclinação inversamente proporcional ao valor dessa resistência. O valor de tensão de circuito aberto não é alterado com a variação da resistência série (KININGER, 2003; PINHO e GALDINO, 2014). A Figura 2.19 apresenta a curva característica para diversos valores de resistência série.

Figura 2.19: Curvas características com influência da resistência série.



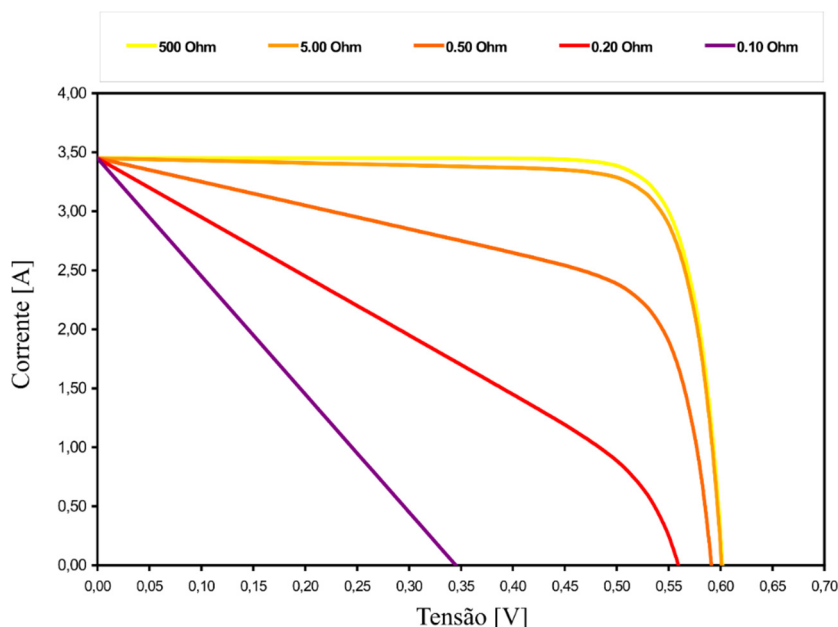
Fonte: Modificado de (KININGER, 2003).

2.8.4. Resistência Paralela

A resistência paralela, também representada no modelo real do circuito equivalente da célula fotovoltaica, influencia nos dados elétricos da célula. A diminuição do valor dessa resistência reduz a tensão de circuito aberto e a eficiência. Baixos valores da resistência paralela também modificam o formato da curva característica, sendo que para valores extremamente pequenos essa é alterada para uma reta, com a inclinação inversamente proporcional ao valor dessa resistência. A alteração da resistência paralela não interfere nos valores de corrente de curto-circuito (KININGER, 2003; PINHO e GALDINO, 2014). Na Figura 2.20 pode-se

observar o comportamento da curva característica resultante da variação do valor da resistência paralela.

Figura 2.20: Curvas características com influência da resistência paralela.



Fonte: Modificado de (KININGER, 2003).

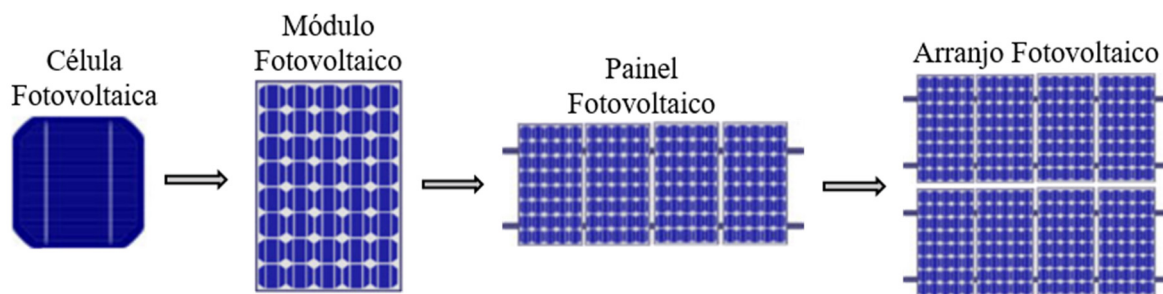
2.9. Associação de Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas podem ser conectadas eletricamente a outras células para atingirem maiores valores de tensão, corrente e potência, uma vez que esses dados de uma única célula são insuficientes em inúmeras aplicações. Com essa associação de células é formado o módulo fotovoltaico, o qual também pode ser ligado em série e em paralelo para formar os painéis fotovoltaicos, com o mesmo objetivo da associação das células. Por sua vez, a associação dos painéis fotovoltaicos forma o arranjo fotovoltaico, sendo esse mais utilizado quando se deseja a geração de uma potência elevada (KININGER, 2003; CAMUS e EUSÉBIO, 2006; PINHO e GALDINO, 2014; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019). A constituição das células, módulos, painéis e arranjos fotovoltaicos é ilustrada na Figura 2.21.

As informações do tipo de célula e a quantidade dessas conectada em série e em paralelo para a formação dos módulos fotovoltaicos são informadas pelos fabricantes. Além disso, os fabricantes disponibilizam os dados de máxima potência, tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, tensão de máxima potência e corrente de máxima potências nas Condições

Padrão de Teste (em inglês *Standard Test Conditions* – STC), as quais se referem a uma irradiação solar de 1000 W/m², massa de ar de 1,5 e temperatura ambiente de 25°C. Nesses catálogos, os fabricantes de módulos fotovoltaicos também apresentam as curvas características para diversos valores de irradiação solar e temperatura ambiente (CANADIANSOLAR, 2018).

Figura 2.21: Diferença entre célula, módulo, painel e arranjo fotovoltaico.



Fonte: Modificado de (ROSSI, 2018).

2.9.1. Associação em Série

A ligação em série das células fotovoltaicas é realizada conectando o terminal negativo de uma célula ao terminal positivo de outra e dessa forma até a última unidade, conforme é ilustrado na Figura 2.22. Nessa configuração, a tensão total será a somatória das tensões individuais de cada célula e a corrente resultante possui o mesmo valor que as correntes individuais e permanece inalterado esse valor, quando as células são iguais (KININGER, 2003); PINHO e GALDINO, 2014; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019). Assim, para a associação em série, a tensão e a corrente total são dadas por:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.15)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2.16)$$

Onde:

V – Tensão total;

V_1 – Tensão da primeira célula;

V_2 – Tensão da segunda célula;

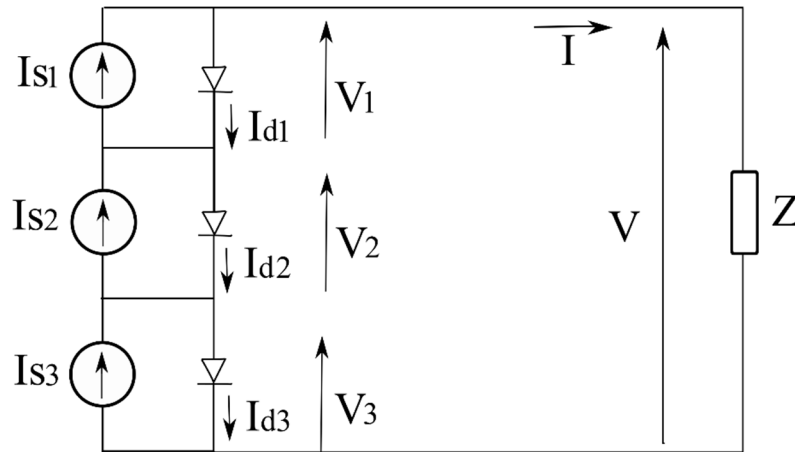
V_n – Tensão da última célula;

I – Corrente total;

I_1 – Corrente da primeira célula;
 I_2 – Corrente da segunda célula;
 I_n – Corrente da última célula.

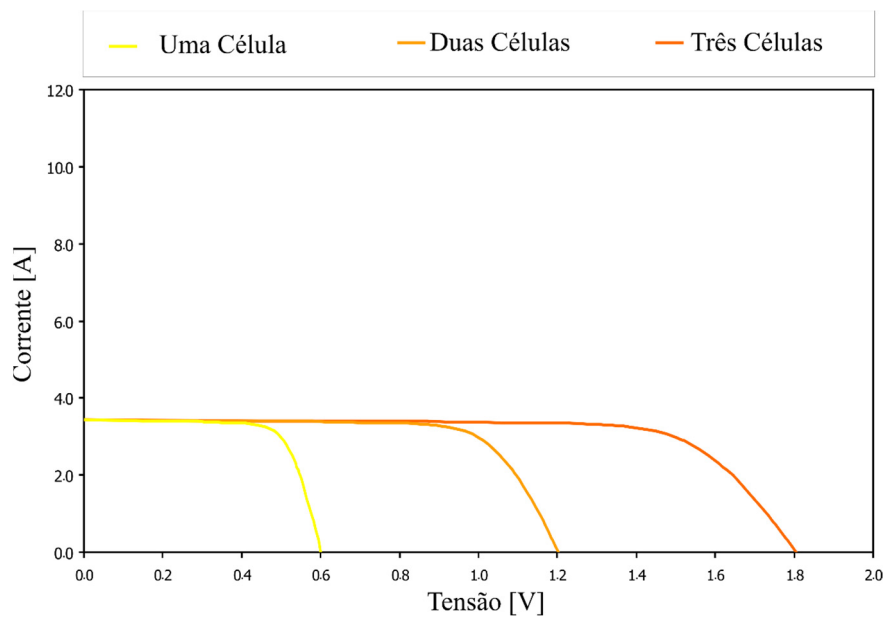
Se as células forem diferentes, a corrente de saída terá o valor da menor corrente individual (PINHO e GALDINO, 2014). As curvas características para diferentes quantidades de células fotovoltaicas conectadas em série, ilustradas na Figura. 2.23, permite observar os valores de tensão e corrente resultantes.

Figura 2.22: Ligação série de células fotovoltaicas.



Fonte: Modificado de (KININGER, 2003).

Figura 2.23: Curvas características para células associadas em série.



Fonte: Modificado de (KININGER, 2003).

2.9.2. Associação em Paralelo

A associação em paralelo das células fotovoltaicas é realizada conectando entre si os terminais positivos de todas as células e da mesma forma os terminais negativos, conforme é apresentado na Figura 2.24. Nessa ligação, a corrente total será a soma das correntes individuais das células e a tensão total é igual a tensão de cada célula, permanecendo sem modificação (KININGER, 2003; PINHO e GALDINO, 2014; BLUESOL EDUCACIONAL, 2019). A tensão e a corrente total, para a ligação em paralelo, podem ser descritas por:

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (2.17)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (2.18)$$

Onde:

I – Corrente total;

I_1 – Corrente da primeira célula;

I_2 – Corrente da segunda célula;

I_n – Corrente da última célula;

V – Tensão total;

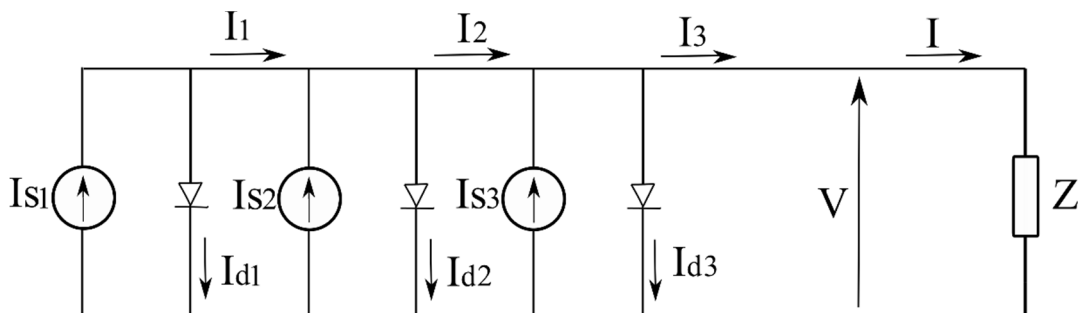
V_1 – Tensão da primeira célula;

V_2 – Tensão da segunda célula;

V_n – Tensão da última célula.

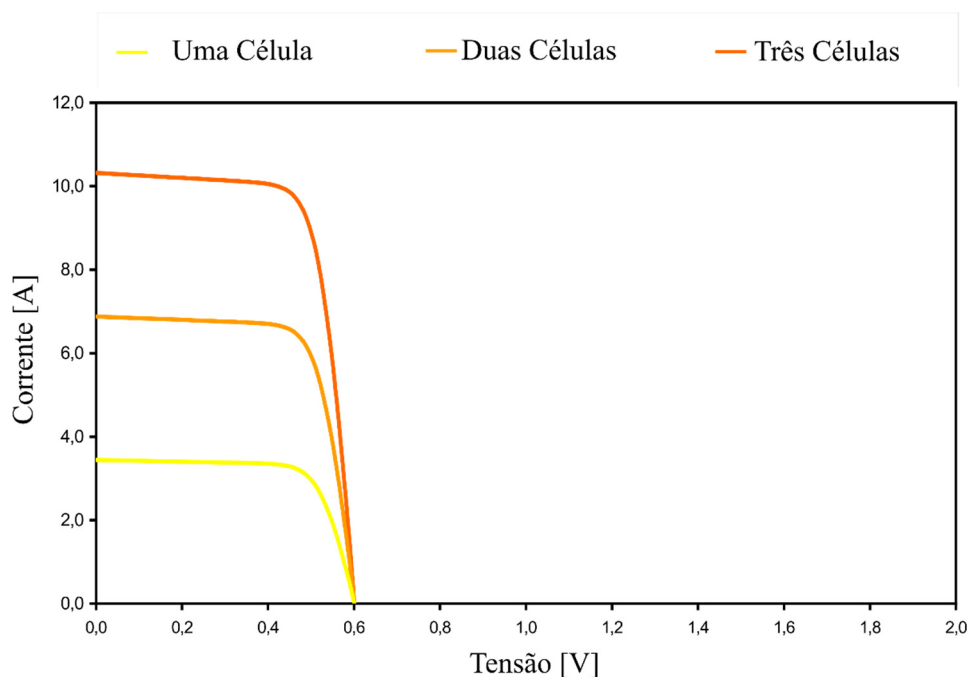
A interferência na tensão e na corrente de saída, devido a quantidade de células fotovoltaicas ligadas em paralelo, pode ser observada pela curva característica, as quais são apresentadas na Figura 2.25.

Figura 2.24: Ligação em paralelo de células fotovoltaicas.



Fonte: Modificado de (KININGER, 2003).

Figura 2.25: Curvas características para células associadas em paralelo.



Fonte: Modificado de (KININGER, 2003).

2.10. Sombreamento Parcial

Os módulos fotovoltaicos, conforme mencionado, são constituídos por células conectadas em série e em paralelo e o agrupamento dos módulos formam os painéis. O sombreamento parcial ocorre quando algumas células ou módulos dos painéis não recebem radiação solar, sendo que esse sombreamento pode ser decorrente de edificações, árvores, acúmulo de poeira nos módulos, algum objeto indevido sobre o vidro e outros. Como a corrente elétrica produzida por uma célula fotovoltaica é proporcional a quantidade de radiação solar incidente sobre ela, o módulo com sombreamento parcial irá gerar uma corrente elétrica menor que os demais módulos (COSTA, 2019).

Na associação em paralelo de células fotovoltaicas, a corrente resultante é a soma das correntes de cada célula. Dessa forma, se alguma célula estiver com sombreamento, sua corrente será reduzida e resultará em uma diminuição da corrente total fornecida por essa associação, contribuindo também para a redução da potência fornecida (PINHO e GALDINO, 2014).

Quando as células estão conectadas em série, a corrente resultante possui o mesmo valor que as correntes individuais de cada célula. Assim, quando uma célula apresenta sombreamento

parcial, a corrente dessa célula será menor e irá limitar a corrente de toda a associação. Dessa forma, a potência gerada pelo módulo também será menor. Além disso, essa situação pode provocar danos físicos permanentes nas células e módulos fotovoltaicos, uma vez que a potência gerada que não é entregue a carga é dissipada na célula afetada. Esse fenômeno é denominado de ponto quente (em inglês *hotspot*), o qual consiste em um aquecimento intenso da célula com sombreamento resultando em ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais que constituem as células e os módulos fotovoltaicos (PINHO e GALDINO, 2014).

Para evitar o aquecimento intenso das células sombreadas são utilizados diodos de desvio (também denominados de *by-pass*). Quando uma ou mais células estão sombreadas, o diodo de desvio consiste em um caminho alternativo para a passagem da corrente elétrica proveniente das demais células iluminadas. Esses diodos são posicionados em antiparalelo com células conectadas em série nos módulos fotovoltaicos. Geralmente, é empregado um diodo de desvio para grupos de 15 a 30 células. Os diodos *by-pass* são projetados para suportar a corrente total do conjunto de células que estão protegendo, o que limita a potência dissipada na célula afetada para a potência máxima do grupo de células envolvidas pelo diodo (COSTA, 2019).

2.11. Considerações Finais

No presente capítulo foram apresentados os principais conceitos sobre o Sol, como a origem da energia proveniente desse, as características da radiação solar no topo da atmosfera e na superfície terrestre e as componentes dessa radiação, sendo essas denominadas de direta, difusa e refletida.

Ademais, foram contempladas as características mais relevantes das células fotovoltaicas, como os materiais utilizados, a junção *pn*, os principais tipos de células empregadas comercialmente e as fontes de perdas nessas. Foram descritos o circuito equivalente da célula, com o modelo ideal e o real, a curva característica I-V, contemplando os seus pontos primordiais, e os fatores que alteram os parâmetros elétricos da célula, como irradiação solar, temperatura ambiente, resistência série e resistência paralela. Na sequência, foi explicado a associação das células e o sombreamento parcial.

Capítulo 3

MODELAGEM MATEMÁTICA

3.1. Considerações Iniciais

No presente capítulo é apresentado o *software* escolhido para a realização dos estudos computacionais e suas principais características. É descrito detalhadamente o sistema solar fotovoltaico utilizado, sendo apresentada toda a modelagem matemática necessária para a representação dos elementos que compõem o mesmo, como o conversor Boost, o inversor trifásico e o filtro.

Além disso, esse capítulo retrata o sistema elétrico do IEEE de 14 barras, o qual foi utilizado para a conexão do sistema solar fotovoltaico. Assim, são apresentados os cálculos necessários para a representação dos componentes do sistema no *software* escolhido, sendo esses os dados de linha, transformadores, banco de capacitores, geradores, compensadores síncronos e cargas.

3.2. Plataforma Computacional

Para o desenvolvimento desta pesquisa foi utilizada a plataforma Simulink do *software* Matlab. Esse *software* pertence à empresa MathWorks e foi elaborada pelo engenheiro eletricista e cientista da computação Jack Little e pelo matemático e cientista da computação Cleve Moler.

O Matlab e o Simulink apresentam uma ampla variedade de aplicações, dessas pode-se destacar o emprego em sistemas de controle, biologia computacional, processamento digital de sinais, sistemas de tecnologia da informação, processamento de imagens, aprendizagem de máquinas, mecatrônica, eletrônica de potência, manutenção preditiva, robótica, comunicação sem fio, indústria aeroespacial e defesa, inteligência artificial, indústria automobilística, dispositivos médicos e neurociência.

Segundo o fabricante, o Simulink é um ambiente gráfico, o qual é destinado a realizar simulações e projetos de sistemas dinâmicos, sendo os sistemas representados por blocos, facilitando a visualização e a implementação pelo usuário. O Simulink disponibiliza bibliotecas específicas que permitem a modelagem e a simulação em conjunto de sistemas elétricos, eletrônicos, mecânicos, hidráulicos, térmicos e outros sistemas físicos. Além disso, essa plataforma permite comunicação com o Matlab e a execução de códigos escritos na linguagem C (MATHWORKS, 2017).

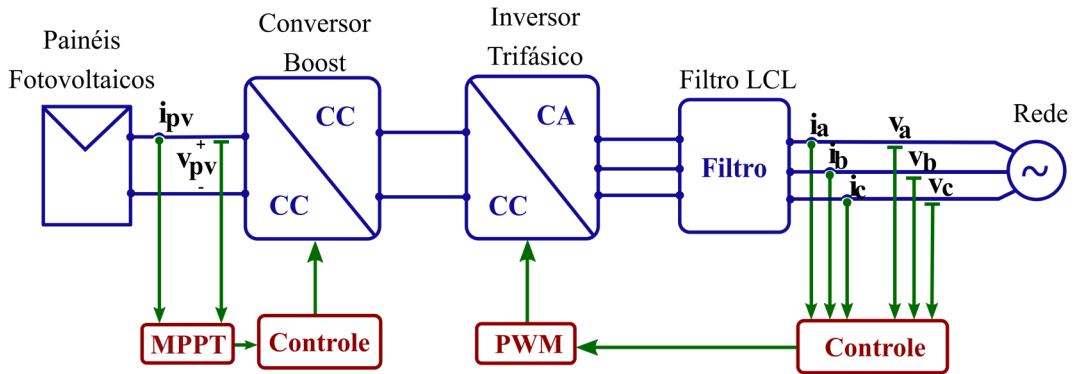
3.3. Sistema Fotovoltaico

O sistema fotovoltaico estudado é composto pelo conjunto de painéis fotovoltaicos, conversor Boost, inversor de fonte de tensão trifásico e filtro LCL (indutor – capacitor – indutor). Essa configuração foi adotada por ser amplamente empregada em aplicações de energia solar fotovoltaica e também mencionada em diversos trabalhos da literatura, como nas referências (TEODORESCU e BLAABJERG, 2004; HASSAINE *et al.*, 2014; SUYATA, PONGAM e TARASANTISUK, 2015; MERABET, LABIB e GHAS, 2017; XAVIER, CUPERTINO e PEREIRA, 2018).

A modelagem do sistema fotovoltaico foi realizada considerando uma potência ativa de 212,4 kW, onde foram utilizados oito módulos fotovoltaicos em série e sessenta e quatro módulos em paralelo. Dessa forma, para a representação da usina fotovoltaica nas simulações, foram utilizadas 50 unidades do sistema fotovoltaico de 212,4 kW, objetivando atingir a potência ativa máxima de 10,62 MW.

A configuração do sistema fotovoltaico utilizado pode ser observada na Figura 3.1. Na sequência, serão detalhados a modelagem de todos os componentes utilizados para representar uma unidade do sistema fotovoltaico. Após a representação da usina fotovoltaica, essa foi conectada ao sistema elétrico de 14 barras do IEEE, o qual também será descrito nesse capítulo.

Figura 3.1: Sistema fotovoltaico.

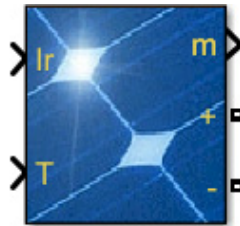


Fonte: Autora.

3.4. Painéis Fotovoltaicos

Para a simulação dos painéis fotovoltaicos foi utilizado o bloco específico do Simulink, denominado de “*PV Array*”. Esse bloco apresenta uma biblioteca contendo diversos modelos de painéis fotovoltaicos disponíveis comercialmente, os quais são disponibilizados juntamente com seus parâmetros técnicos. Nesse bloco é possível especificar a quantidade desejada de módulos conectadas em série e em paralelo. Os dados de entrada para o bloco são os valores de irradiação solar (especificados em W/m^2) e temperatura ambiente (fornecidos em $^{\circ}\text{C}$). Os dados de saída são a tensão fornecida pelo arranjo fotovoltaico, a corrente de saída, a corrente do diodo, a irradiação e a temperatura ambiente submetidos esse arranjo. A Figura 3.2 apresenta o bloco “*PV Array*” utilizado nas simulações.

Figura 3.2: Bloco “*PV Array*”.



Fonte: Extraído de (MATHWORKS, 2017).

Para a representação do sistema fotovoltaico em estudo foi utilizado o módulo SunPower SPR-415E-WHT-D, cujos dados técnicos são apresentados na Tabela 3.1. Esse sistema foi representado com oito módulos em série e sessenta e quatro módulos em paralelo, totalizando uma potência de 212,4 kW, com uma tensão de máxima potência de 583,2 V, corrente de máxima potência de 364,16 A, tensão de circuito aberto de 682,4 V e corrente de curto-circuito de 389,76 A.

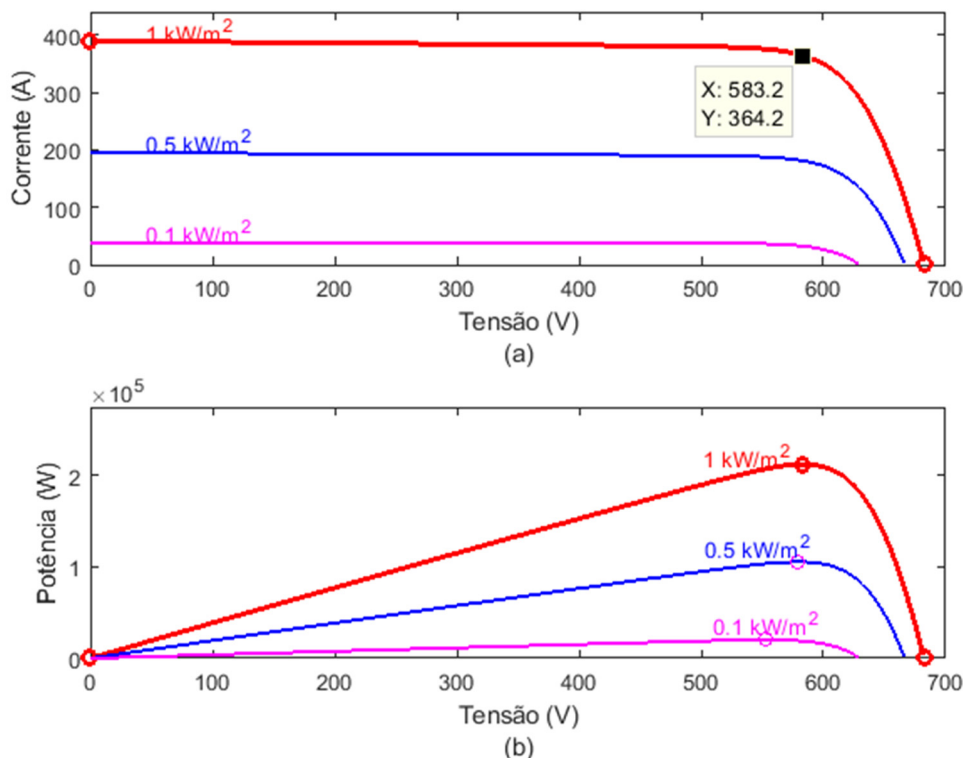
O bloco “*PV Array*” também permite que seja traçada a curva característica I-V e a curva de potência do módulo fotovoltaico escolhido e do arranjo formado pela quantidade de módulos em série e em paralelo determinado pelo usuário, sendo possível obter as referidas curvas para vários valores de irradiação solar e temperatura ambiente. A Figura 3.3 apresenta a curva característica I-V e curva de potência para o arranjo fotovoltaico com oito módulos em série e sessenta e quatro módulos em paralelo, considerando a temperatura ambiente em 25 °C e a irradiação solar de 1000 W/m², 500 W/m² e 100 W/m². No gráfico da curva característica é destacado o ponto de máxima potência.

Tabela 3.1: Dados técnicos do painel fotovoltaico.

<i>Parâmetros</i>	<i>Valores</i>
Máxima potência	414,801 W
Tensão de circuito aberto	85,3 V
Corrente de curto-circuito	6,09 A
Tensão de máxima potência	72,9 V
Corrente de máxima potência	5,69 A
Coefficiente de temperatura de V_{ca}	-0,229 %/°C
Coefficiente de temperatura de I_{cc}	0,030706 %/°C
Células por módulo	128
Corrente gerada pela célula	6,0978 A
Corrente de saturação do diodo	$7,1712 \cdot 10^{-13}$ A
Resistência em série	0,5371 Ω
Resistência em paralelo	419,7813 Ω

Fonte: Extraído de (MATHWORKS, 2017).

Figura 3.3: Gráficos do arranjo fotovoltaico, (a) curva característica I-V e (b) curva de potência.



Fonte: Extraído de (MATHWORKS, 2017).

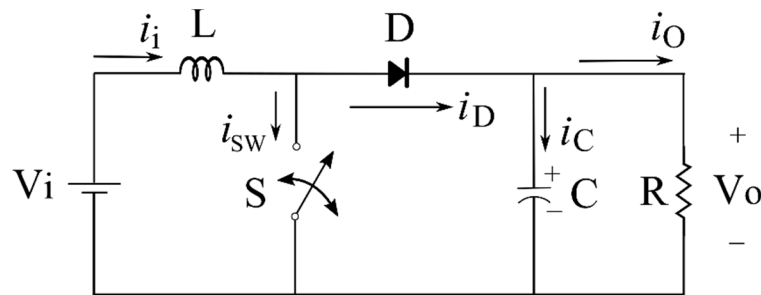
3.5. Conversor Boost

O conversor Boost também é denominado na literatura por *chopper step-up*, conversor *cc-cc* e conversor elevador de tensão. Esse conversor possui como objetivo fornecer em seus terminais de saída uma tensão superior à sua tensão de entrada, sendo ambas uma tensão contínua (MARTINS e BARBI, 2006). Dessa forma, na simulação em estudo foi necessário a utilização do conversor cc-cc para elevar o nível de tensão proveniente dos módulos fotovoltaicos para o nível de entrada do inversor. Além disso, esse conversor possui como função realizar o rastreamento do ponto de máxima potência, o qual será detalhado na seção 3.5.2.

A Figura 3.4 ilustra a representação de um conversor Boost. Esse conversor possui dois estágios de funcionamento, sendo um quando a chave está fechada e o outro quando essa está aberta. Quando a chave estiver ligada, ou seja, com os seus contatos fechados, o indutor ficará conectado apenas a fonte de alimentação e armazenará energia em seu campo magnético. A tensão nos terminais do indutor será imediatamente igual a tensão da fonte de alimentação e a

corrente aumentará de forma linear. Quando a chave abrir, a energia contida no indutor será transferida para o capacitor. A tensão da fonte de alimentação será somada a tensão do indutor e, assim aumentará a tensão de saída. Quando a chave retornar para o estado fechado, o capacitor será o responsável por fornecer tensão a carga (AHMED, 2000; MARTINS e BARBI, 2006).

Figura 3.4: Conversor Boost.



Fonte: Extraído de (AHMED, 2000).

3.5.1. Cálculo dos Componentes do Conversor Boost

O cálculo de cada componente presente no conversor Boost será detalhado na sequência.

a) Cálculo do Indutor

Para o cálculo do indutor, inicialmente é necessário determinar a razão cíclica do conversor cc-cc, a qual é obtida pela equação 3.1 (MARTINS e BARBI, 2006; CUNHA, 2013; SILVA, 2015). Para o sistema fotovoltaico em estudo é considerada a tensão de entrada de 583,2 V, a qual é proveniente do arranjo fotovoltaico e consiste na tensão de máxima potência, e uma tensão de saída de 1000 V, devido essa ser o valor da tensão de entrada do inversor.

$$V_o = V_i \cdot \left(\frac{1}{1-d} \right)$$

$$1000 = 583,2 \cdot \left(\frac{1}{1-d} \right) \quad (3.1)$$

$$d = 0,4168$$

Onde:

V_o – Tensão de saída;

V_i – Tensão de entrada;

d – Razão cíclica.

Em seguida, é necessário determinar o valor de ondulação da corrente de entrada do conversor, também denominada de *ripple* (MARTINS e BARBI, 2006; CUNHA, 2013; SILVA, 2015). Para o projeto, foi definido que essa ondulação seria correspondente à 10%. Assim, os cálculos para determinar o valor do *ripple* é apresentado pela equação 3.2, sendo a corrente de entrada de 364,2 A, à qual é proveniente do conjunto de módulos fotovoltaicos.

$$\Delta I_i = 0,10 \cdot I_i = 0,10 \cdot 364,2 = 36,42 \text{ A} \quad (3.2)$$

Onde:

ΔI_i – Ondulação da corrente de entrada;

I_i – Corrente de entrada.

Por fim, o indutor do conversor Boost é determinado pela equação 3.3 (MARTINS e BARBI, 2006; CUNHA, 2013; SILVA, 2015), sendo considerado a frequência de chaveamento desse conversor de 50 kHz.

$$L = \frac{V_i \cdot d}{f_{ch} \cdot \Delta I_i} = \frac{583,2 \cdot 0,4168}{50000 \cdot 36,42} = 1,335 \cdot 10^{-4} \text{ H} \quad (3.3)$$

Onde:

L – Indutor;

V_i – Tensão de entrada;

d – Razão cíclica;

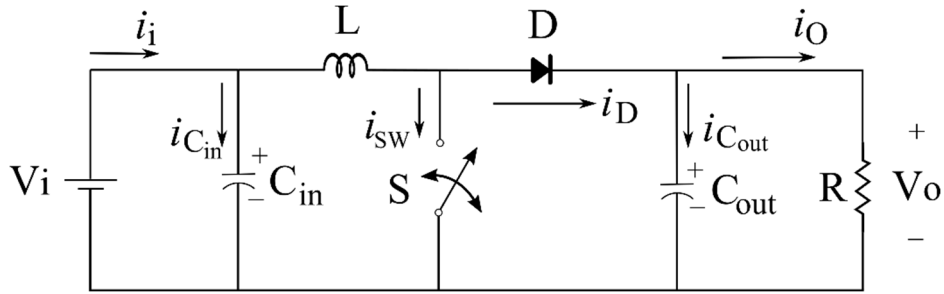
f_{ch} – Frequência de chaveamento;

ΔI_i – Ondulação da corrente de entrada.

b) Cálculo do Capacitor de Entrada

Com o objetivo de minimizar a ondulação da tensão de entrada do conversor Boost, foi adicionado um capacitor de entrada, localizado antes do indutor (AHMED, 2000; SOUZA, 2016), conforme é ilustrado na Figura 3.5.

Figura 3.5: Conversor Boost com dois capacitores.



Fonte: Modificado de (AHMED, 2000).

Assim, o capacitor de entrada pode ser obtido com a equação 3.4 (MARTINS e BARBI, 2006; CUNHA, 2013; SILVA, 2015; SOUZA, 2016), sendo considerado como 1% a ondulação da tensão de entrada.

$$C_{in} = \frac{I_i \cdot d}{f_{ch} \cdot \Delta V_i} = \frac{364,2 \cdot 0,4168}{50000 \cdot (0,01 \cdot 583,2)} = 5,21 \cdot 10^{-4} F \quad (3.4)$$

Onde:

C_{in} – Capacitor de entrada;

I_i – Corrente de entrada;

d – Razão cíclica;

f_{ch} – Frequência de chaveamento;

ΔV_i – Ondulação da tensão de entrada.

c) Cálculo do Capacitor de Saída

O valor do capacitor de saída do inversor Boost é definido pela equação 3.5 (CUNHA, 2013; SILVA, 2015; SOUZA, 2016), sendo considerado para o estudo a tensão da rede elétrica de 380 V, o rendimento do conversor de 96%, a potência de entrada de 212,4 kW, a frequência da rede elétrica de 60 Hz e 1% a ondulação da tensão de saída. A tensão nos terminais desse capacitor é denominada de tensão do link-dc.

$$C_{out} = \frac{\left(\frac{\frac{\sqrt{2} \cdot V_{rede}}{V_o}}{V_{rede}} - \frac{1}{\eta \cdot V_o} \right) \cdot P_i}{4 \cdot \pi \cdot f \cdot \Delta V_o} \quad (3.5)$$

$$C_{out} = \frac{\left(\frac{\frac{\sqrt{2} \cdot 380}{1000}}{380} - \frac{1}{0,96 \cdot 1000} \right) \cdot 212400}{4 \cdot \pi \cdot 60 \cdot (0,01 \cdot 1000)}$$

$$C_{out} = 10,489 \cdot 10^{-3} F$$

Onde:

C_{out} – Capacitor de saída;

V_{rede} – Tensão da rede elétrica;

V_o – Tensão de saída;

η – Rendimento do conversor cc-cc;

P_i – Potência de entrada;

f – Frequência da rede elétrica;

ΔV_o – Ondulação da tensão de saída.

3.5.2. Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

Os parâmetros de saída do painel fotovoltaico são diretamente influenciados pelas condições de irradiação solar e temperatura ambiente, sendo essa uma variação não-linear, conforme foi mostrado pela curva característica I-V e pela curva de potência. Portanto, conforme há mudanças na irradiação solar e na temperatura ambiente a potência fornecida pelo módulo fotovoltaico é diferente, necessitando de técnicas para aproveitar o máximo de sua potência. Essas técnicas são denominadas de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência, referidas também como MPPT (em inglês *Maximum Power Point Tracking*). Os estudos sobre o MPPT começaram aproximadamente em 1968 e são responsáveis por aumentar de 15% a 30% o rendimento dos dispositivos fotovoltaicos (CUNHA, 2013; HAFEMEISTER, DIAS e POLTOSI, 2018).

A literatura apresenta uma grande quantidade de técnicas de MPPT, a referência (ESRAM; CHAPMAN, 2007) realiza uma comparação entre dezenove métodos. As técnicas mais utilizadas para realizar o rastreamento do ponto de máxima potência são o Perturba e Observa (P&O) e a Condutância Incremental (IncCond). No sistema fotovoltaico em estudo foi adotado o método Perturba e Observa, uma vez que esse é eficiente para o rastreamento da potência, apresenta uma operação simples e o algoritmo possui estrutura simplificada.

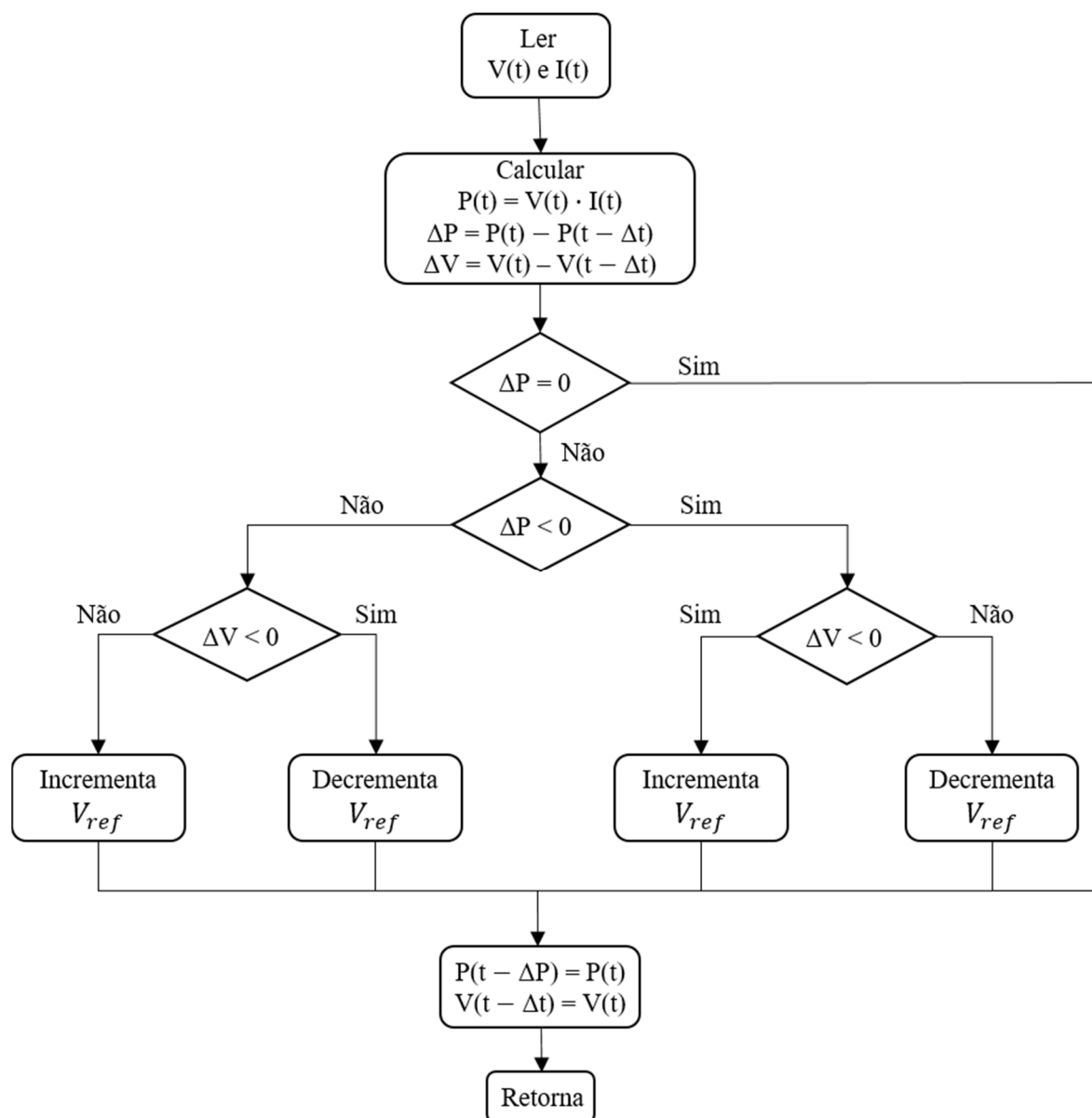
O método Perturba e Observa atua modificando a tensão de saída do arranjo fotovoltaico de forma periódica, podendo a tensão ser incrementada ou decrementada por um valor fixo, previamente definido em seu algoritmo, sendo essa alteração da tensão decorrente da modificação da potência de saída. Inicialmente, o método P&O calcula a potência a partir dos dados de tensão e de corrente medidos do sistema. Em seguida, o resultado é comparado com o valor calculado de potência do ciclo anterior e se houver diferença entre esses valores a tensão será alterada (ESRAM e CHAPMAN, 2007; SHI, WANG e JIN, 2013; HAFEMEISTER, DIAS e POLTOSI, 2018).

Quando for comparada a potência calculada com a potência anterior e houver aumento dessa grandeza, o algoritmo continuará atuando nesse sentido para atingir o ponto máximo. Caso contrário, ou seja, se a potência diminuir, o algoritmo atuará no sentido oposto. Quando o MPPT encontra o ponto de máxima potência, o algoritmo Perturba e Observa opera oscilando a potência de saída em torno no ponto máximo, devido às modificações na tensão de saída (ESRAM e CHAPMAN, 2007; SHI, WANG e JIN, 2013; HAFEMEISTER, DIAS e POLTOSI, 2018).

A escolha adequada do passo de variação da tensão é importante para o desempenho do MPPT. Caso o passo seja grande, haverá grandes oscilações próximo ao ponto de máxima potência, resultando em perda de energia. Porém, se o passo de variação da tensão for pequeno a quantidade de perturbações para atingir o ponto de máxima potência e o tempo necessário para a realização dessa tarefa serão muito maiores (SHI, WANG e JIN, 2013). Além disso, valores inadequados do passo podem contribuir para a corrente de saída saturar (quando essa atinge o seu valor de curto-circuito) ou a saturação da tensão de saída (quando atinge o valor de circuito aberto), contribuindo com a perda de potência (CUNHA, 2013; SOUZA, 2016). Para o sistema em estudo, foi considerado como 1 V o passo de variação da tensão.

A Figura 3.6 ilustra o fluxograma de funcionamento do método de rastreamento Perturba e Observa. Esse método foi empregado na simulação utilizando o bloco “*MATLAB Function*” presente no Simulink e o código implementado se encontra em anexo.

Figura 3.6: Fluxograma do Perturba e Observa.



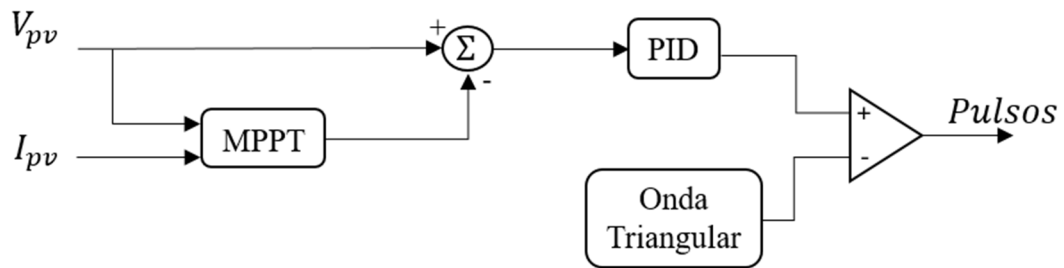
Fonte: Extraído de (CUNHA, 2013).

3.5.3. Controle do Conversor Boost

O controle do conversor Boost possui como objetivo elevar a tensão recebida em seus terminais de entrada. Para o sistema em estudo, a tensão de entrada possui valor de 583,2 V, sendo essa tensão proveniente do arranjo fotovoltaico, e deve ser elevada para o valor de 1000 V, uma vez que esse é o nível de tensão na entrada do inversor.

O controle foi realizado em conjunto com a técnica de rastreamento do ponto de máxima potência. Inicialmente, os valores de tensão e de corrente provenientes do arranjo fotovoltaico são fornecidos ao MPPT. O sinal de saída do método Perturba e Observa é subtraído da tensão dos módulos fotovoltaicos produzindo um erro. Em seguida, esse erro é submetido a um controlador proporcional integral derivativo (PID), com ganho proporcional (k_p) de 9,0, ganho integral (k_i) de 0,008 e ganho derivativo (k_d) de 0,075, os quais foram determinados pelo método de estimativas objetivando menor *overshoot* e tempo de assentamento igual à 10% do degrau da referência utilizada no MPPT. Os pulsos enviados à chave do conversor são produzidos pela comparação do sinal proveniente do controlador com uma onda triangular, cuja frequência é de 50 kHz e a amplitude é unitária. O diagrama de blocos do controle do conversor Boost é ilustrado na Figura 3.7.

Figura 3.7: Diagrama de blocos do controle do conversor Boost.



Fonte: Autora.

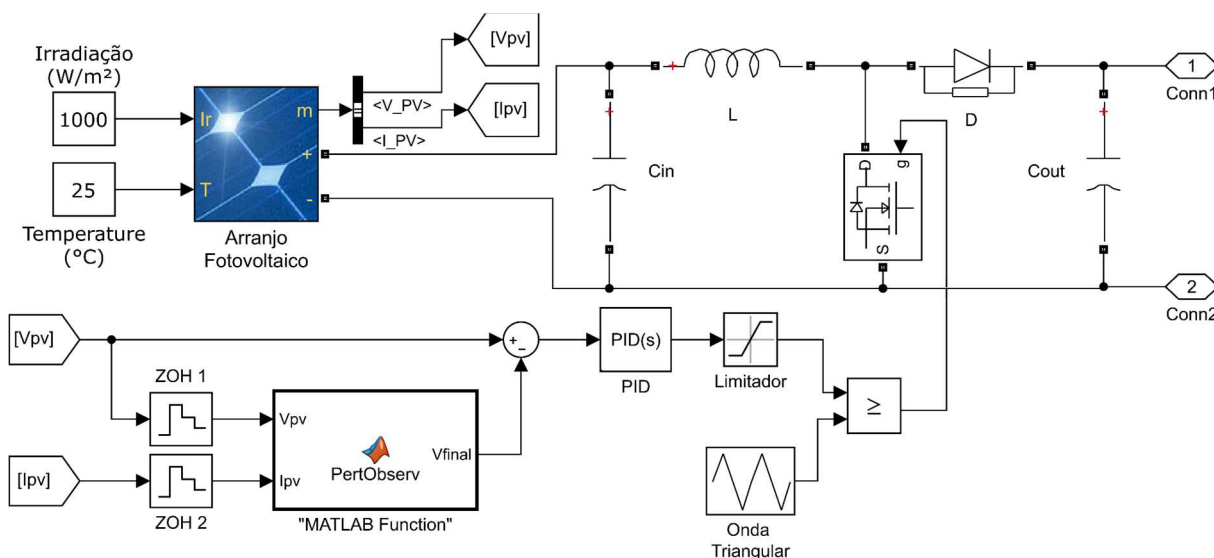
3.5.4. Representação Computacional

A implementação no *software* Simulink do conversor elevador de tensão conectado ao arranjo fotovoltaico e do controle desse conversor com a presença do método de rastreamento do ponto de máxima potência são apresentados na Figura 3.8. O arranjo fotovoltaico foi representado inicialmente considerando como dados de entrada as condições padrão de teste, ou seja, irradiação solar de 1000 W/m² e temperatura ambiente de 25 °C, os quais foram inseridos pelo bloco “Constant” do referido *software*.

O conversor Boost foi modelado utilizando os componentes eletrônicos presentes na biblioteca do Simulink, como capacitor, chave, indutor e diodo. A chave utilizada nas simulações consiste de um MOSFET (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*). Para o controle do conversor, os valores de tensão e de corrente provenientes do arranjo fotovoltaico, necessários para o funcionamento do MPPT, são fornecidos inicialmente ao bloco

“Zero-Order Hold”, o qual possui a finalidade de adquirir uma amostra desses sinais, com uma frequência especificada em 100 Hz. No referido controle, foi utilizado após o controlador PID um limitador, com limite superior e inferior de 1 e -1, respectivamente, uma vez que a onda triangular foi definida com amplitude unitária. O desempenho desse conversor é apresentado no próximo capítulo.

Figura 3.8: Representação do conversor Boost e seu controle.



Fonte: Autora.

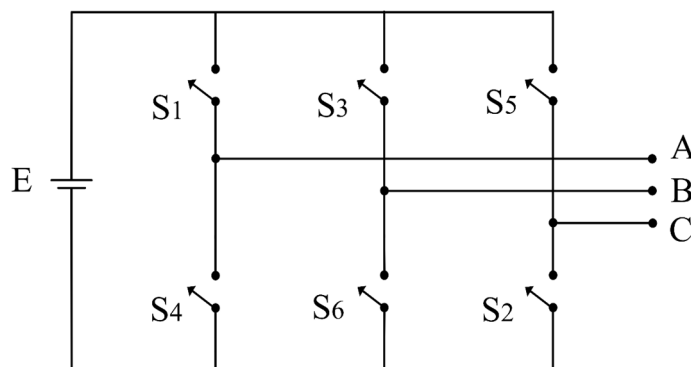
3.6. Inversor Trifásico

O inversor é um conversor cc-ca, o qual possui como finalidade realizar a interface do arranjo fotovoltaico com a rede elétrica e converter a tensão contínua fornecida em seus terminais de entrada em uma tensão de saída alternada. Nos estudos realizados foi utilizado um inversor trifásico de fonte de tensão, comumente denominado na literatura de VSI (em inglês *Voltage Source Inverter*). Nesse tipo de inversor, a fonte de tensão contínua é considerada constante e a corrente requerida pela carga não influencia no valor dessa tensão. Nesses inversores são utilizados um capacitor, geralmente de valor elevado, em paralelo com a tensão de entrada, com o objetivo de evitar que a operação de abertura e fechamento das chaves interfiram de forma significativa no valor da tensão contínua de entrada (AHMED, 2000).

O inversor de fonte de tensão trifásico utilizado possui uma configuração em ponte, no qual são empregadas seis chaves, sendo posicionadas em paralelo duas chaves conectadas em

um mesmo caminho, conforme ilustra a Figura 3.9. Essas chaves são abertas e fechadas periodicamente em uma determinada sequência, a qual determina a forma de onda da tensão de saída (AHMED, 2000).

Figura 3.9: Inversor de fonte de tensão trifásico.



Fonte: Modificado de (AHMED, 2000).

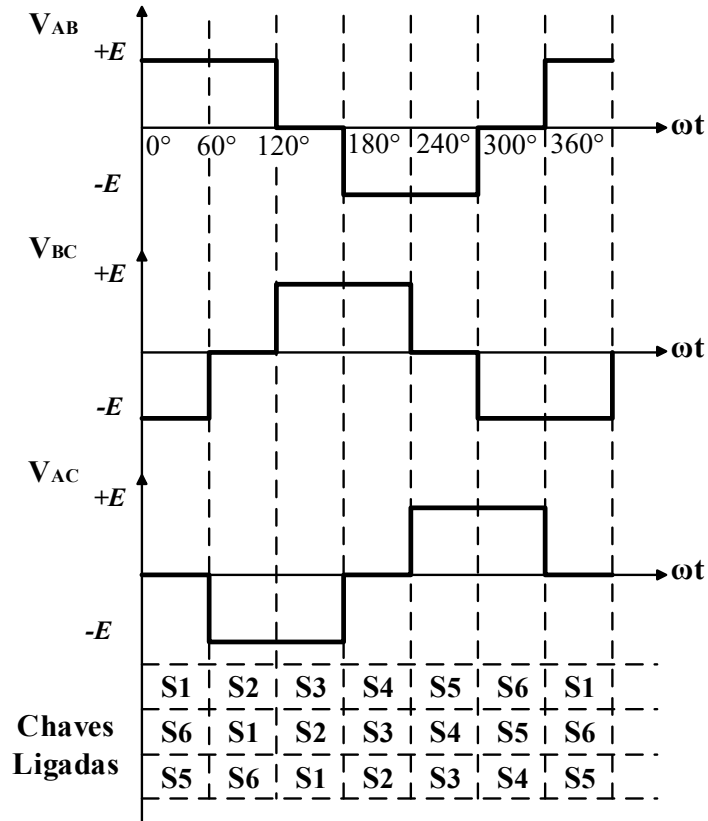
O sistema em estudo foi implementado no Simulink, que opera com uma sequência de chaveamento denominada de condução por 180° . Nesse tipo de condução, cada chave conduz por um período de 180° e chaves posicionadas no mesmo caminho nunca conduzem no mesmo instante de tempo. Em cada ciclo da tensão de saída há seis intervalos de condução de 60° , no qual sempre três chaves estão conduzindo. A sequência de chaves conduzindo produz um padrão dado por: 1-2-3, 2-3-4, 3-4-5, 4-5-6, 5-6-1, 6-1-2 (AHMED, 2000). O período de condução de cada chave é mostrado na Tabela 3.2. A forma de onda das tensões de linha é apresentada na Figura 3.10.

Tabela 3.2: Período de funcionamento das chaves do inversor trifásico.

Intervalo	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	S_6
0° a 60°	ligada	desligada	desligada	desligada	ligada	ligada
60° a 120°	ligada	ligada	desligada	desligada	desligada	ligada
120° a 180°	ligada	ligada	ligada	desligada	desligada	desligada
180° a 240°	desligada	ligada	ligada	ligada	desligada	desligada
240° a 300°	desligada	desligada	ligada	ligada	ligada	desligada
300° a 360°	desligada	desligada	desligada	ligada	ligada	ligada

Fonte: Extraído de (AHMED, 2000).

Figura 3.10: Tensões de linha.



Fonte: Extraído de (AHMED, 2000).

O inversor trifásico também define a quantidade de potência reativa que o sistema fotovoltaico é capaz de fornecer ao sistema elétrico ou absorver, conforme a equação 3.6 (SU, MASOUM e WOLFS, 2014).

$$-\sqrt{S^2 - P^2} \leq Q \leq \sqrt{S^2 - P^2} \quad (3.6)$$

Onde:

S – Potência aparente do inversor;

P – Potência ativa do inversor;

Q – Limite de potência reativa do sistema fotovoltaico.

Para a determinação do limite da potência reativa foram utilizados os dados do inversor trifásico SIW700 do fabricante Weg (WEG, 2021), cuja potência ativa é de 275 kW e o fator de potência é 0,9, esse inversor foi escolhido por ser o valor comercial brasileiro imediatamente

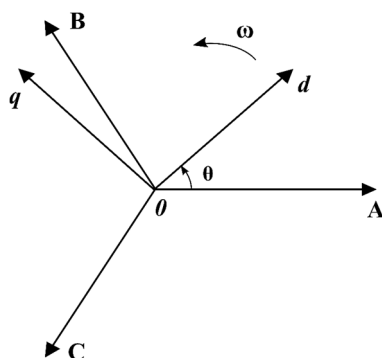
superior a potência ativa de cada unidade fotovoltaica. Dessa forma, o limite máximo de potência reativa para cada unidade fotovoltaica é de 133,2 kVAr e o limite mínimo é de -133,2 kVAr. Considerando a representação de 50 unidades, a potência reativa da usina fotovoltaica possui limite máximo de 6,6 MVar e limite mínimo de - 6,6 MVar.

3.6.1. Controle do Inversor Trifásico

O controle do inversor trifásico possui como objetivo comandar a operação de abertura e fechamento das chaves, possibilitando que a tensão de entrada contínua seja convertida em tensão alternada. O controle utilizado é denominado de quadro de referência síncrona (em inglês *synchronous reference frame*) ou controle dq . Nesse controle, são empregados uma malha para controlar a potência reativa, uma malha de controle da tensão do link-dc e uma malha destinada a controlar a corrente.

No controle de quadro de referência síncrona, os valores de tensão e de corrente representados no sistema trifásico “ abc ” são convertidos para o sistema de coordenadas síncronas “ $dq0$ ”, utilizando a Transformada de Park. Essa transformação possibilita que os componentes do sistema trifásico, com valores que variam de forma senoidal no tempo, sejam representados por um sistema com componentes que apresentam valores constantes em regime permanente e com a mesma velocidade do sistema original. No sistema “ $dq0$ ”, os seus componentes são denominados de eixo direto (d), eixo em quadratura (q) e homopolar (0). O diagrama fasorial com a representação do sistema “ abc ” e do sistema “ $dq0$ ” é apresentado na Figura 3.11, onde ω é a velocidade angular de ambos os sistemas e θ é a posição angular do eixo d em relação ao eixo da fase a (considerado como referência) e calculado pela equação 3.7 (MENÉNDEZ, 2004; TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011).

Figura 3.11: Diagrama fasorial dos sistemas “ abc ” e “ $dq0$ ”.



Fonte: Modificado de (MENÉNDEZ, 2004).

$$\theta = \omega \cdot t \quad (3.7)$$

Onde:

θ – Posição angular;

ω – Velocidade angular;

t – Tempo.

Os valores dos componentes do sistema de coordenadas síncronas são obtidos aplicando a Transformada de Park, sendo o vetor contendo os valores dos componentes do sistema trifásico multiplicados por uma matriz de transformação, conforme é apresentado na equação 3.8 para o cálculo das tensões (MENÉNDEZ, 2004; TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011). As correntes no sistema “ $dq0$ ” são obtidas de forma semelhante, utilizando a mesma matriz de transformação.

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta + 2\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Onde:

V_d , V_q e V_0 – Tensões no sistema de coordenadas síncronas;

V_a , V_b e V_c – Tensões no sistema trifásico;

θ – Posição angular.

A componente homopolar do sistema “ $dq0$ ” é considerada nula quando o sistema é equilibrado ou apresenta o neutro isolado. Nesse caso, a Transformada de Park irá converter um sistema trifásico em um sistema bifásico ortogonal, com a presença apenas das componentes de eixo direto e de eixo em quadratura (MENÉNDEZ, 2004).

3.6.1.1. Malha de Controle da Potência Reativa

A malha de controle da potência reativa é a mais lenta dos controles. Inicialmente, é necessário converter os valores de tensão e de corrente do ponto de acoplamento comum para o sistema de coordenadas síncronas. Para isso, é determinado a posição angular da tensão da rede utilizando uma Malha de Captura de Fase (em inglês *Phase Lock Loop*), comumente referida na literatura como PLL. Em seguida, é calculado o valor instantâneo da potência reativa com os dados de tensão e de corrente, conforme é descrito na equação 3.9. Assim, esse controle permite que a energia reativa seja controlada conforme as variações da rede.

Na sequência, o valor calculado é comparado com o valor que se deseja dessa grandeza (Q^*), podendo essa potência ser fornecida ou absorvida. O erro gerado é submetido a um controlador proporcional integral (PI) (TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011), cujos ganhos foram determinados pelo método de estimativas. O ganho proporcional (k_p) foi de 0,08 e o ganho integral (k_i) foi de 8,0. O diagrama desse controle é ilustrado na Figura 3.12.

$$Q_{inst} = \frac{2}{3} \cdot (V_q \cdot I_d - V_d \cdot I_q) \quad (3.9)$$

Onde:

Q_{inst} – Potência reativa instantânea calculada;

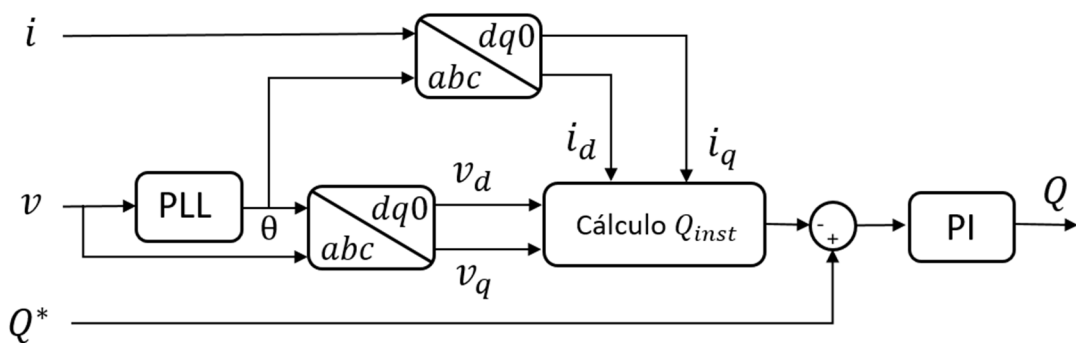
V_q – Tensão de eixo em quadratura;

I_d – Corrente de eixo direto;

V_d – Tensão de eixo em direto;

I_q – Corrente de eixo em quadratura.

Figura 3.12: Malha de controle de potência reativa.



Fonte: Modificado de (TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011).

3.6.1.2. Malha de Controle da Tensão do Link-dc

A malha de controle da tensão do link-dc possui como objetivo realizar o controle da tensão contínua presente nos terminais de entrada do inversor, referida na literatura como tensão do link-dc. Inicialmente, é realizada a diferença da tensão do link-dc monitorada nos terminais do inversor (v_{dc}) e o valor de referência dessa grandeza (V_{dc}^*). Nos estudos realizados, a tensão de referência do link-dc possui valor de 1000 V, uma vez que essa deve ser a tensão de entrada do inversor. O erro desses sinais é enviado a um controlador proporcional integral, com ganho proporcional (k_p) de 15,0 e ganho integral (k_i) de 0,0015, ambos determinados pelo método de estimativas. O sinal proveniente do controlador é multiplicado pela tensão do link-dc medida, originando o valor de potência ativa (TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011).

Em seguida, a tensão do ponto de acoplamento comum é convertida para o sistema de coordenadas síncronas, resultando em tensão de eixo direto e tensão de eixo em quadratura, novamente necessitando de um PLL para a determinação da posição angular da tensão da rede. Assim, as correntes de referência de eixo direto e eixo em quadratura (necessárias na malha de controle de corrente) são calculadas conforme a equação 3.10, sendo utilizado os dados de tensão em coordenadas síncronas, potência ativa determinada por esse controle e potência reativa proveniente da malha de controle anterior (TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011). O diagrama de blocos da malha de controle da tensão do link-dc é ilustrado na Figura 3.13.

$$\begin{bmatrix} i_d^* \\ i_q^* \end{bmatrix} = \frac{1}{v_d^2 + v_q^2} \begin{bmatrix} v_d & -v_q \\ v_q & v_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Onde:

i_d^* - Corrente de referência do eixo direto;

i_q^* - Corrente de referência do eixo em quadratura;

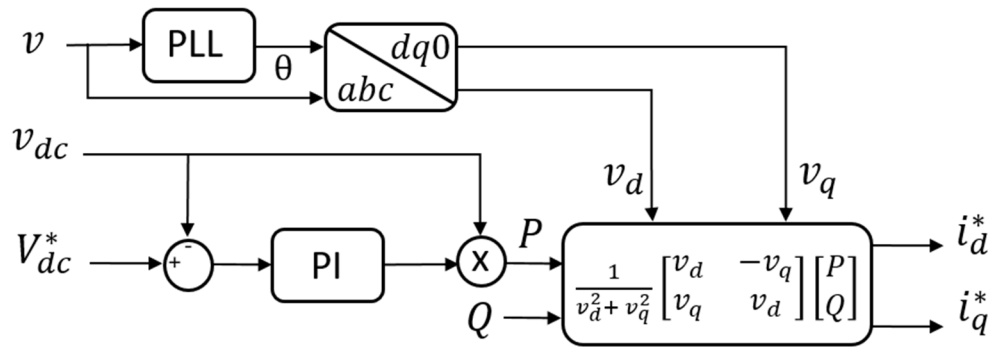
v_d - Tensão de eixo em direto;

v_q - Tensão de eixo em quadratura;

P - Potência ativa;

Q - Potência reativa.

Figura 3.13: Malha de controle da tensão do link-dc.



Fonte: Modificado de (TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011).

3.6.1.3. Malha de Controle de Corrente

A malha de controle de corrente é mais rápida que as anteriores e essa é responsável por fornecer os pulsos de comando para as chaves do inversor. Primeiramente, a corrente do ponto de acoplamento comum é transformada para o sistema de coordenadas síncronas, utilizando a posição angular da tensão da rede obtido pelo PLL. Na sequência, a corrente de eixo direto é comparada com a sua referência (i_d^*) obtida na malha de controle da tensão do link-dc. O erro é submetido a um controlador integral com ganho proporcional (k_p) de 0,1 e ganho integral (k_i) de 1,0, também determinados com o método de estimativas objetivando menor *overshoot* e tempo de assentamento reduzido.

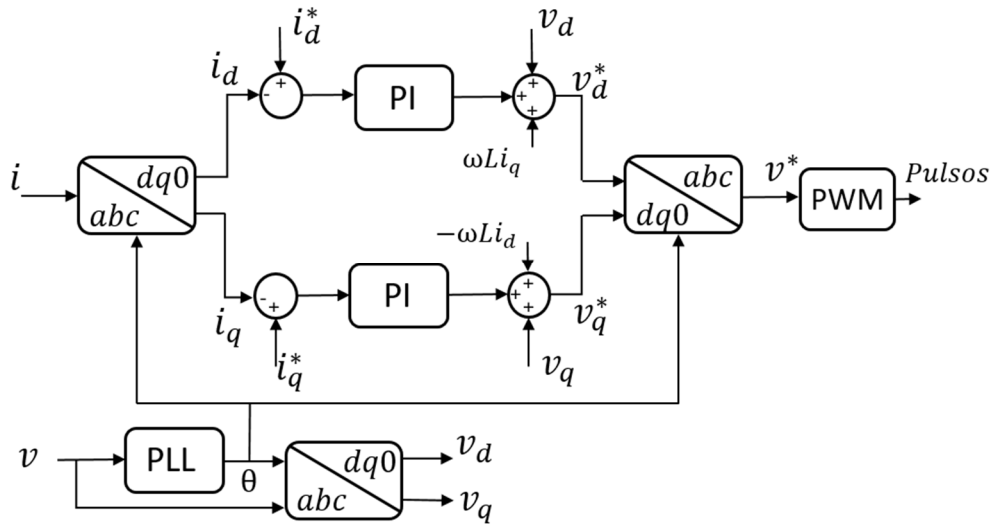
Em seguida, o sinal é adicionado ao valor da tensão de eixo direto e uma componente de desacoplamento. A componente de desacoplamento é calculada conforme a equação 3.11 e possui a finalidade de tornar o controle mais rápido (YANG, ZHOU e BLAABJERG, 2015). Essa somatória resulta na tensão de referência de eixo direto. O mesmo procedimento é aplicado à corrente de eixo em quadratura, incluindo os mesmos ganhos do controlador, resultando na tensão de referência do eixo em quadratura. As tensões de referência são submetidas a Transformada de Park Inversa para obter a tensão trifásica que será utilizada na modulação por largura de pulso, a qual é comumente referida na literatura por PWM (em inglês *Pulse Width Modulation*) (TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011). O diagrama de blocos da malha de controle de corrente é ilustrado na Figura 3.14.

$$\omega L = \omega(L_1 + L_2) \quad (3.11)$$

Onde:

- ω – Velocidade angular da rede;
- L_1 – Primeira indutância do filtro inserido após o inversor;
- L_2 – Segunda indutância do filtro inserido após o inversor.

Figura 3.14: Malha de controle de corrente.

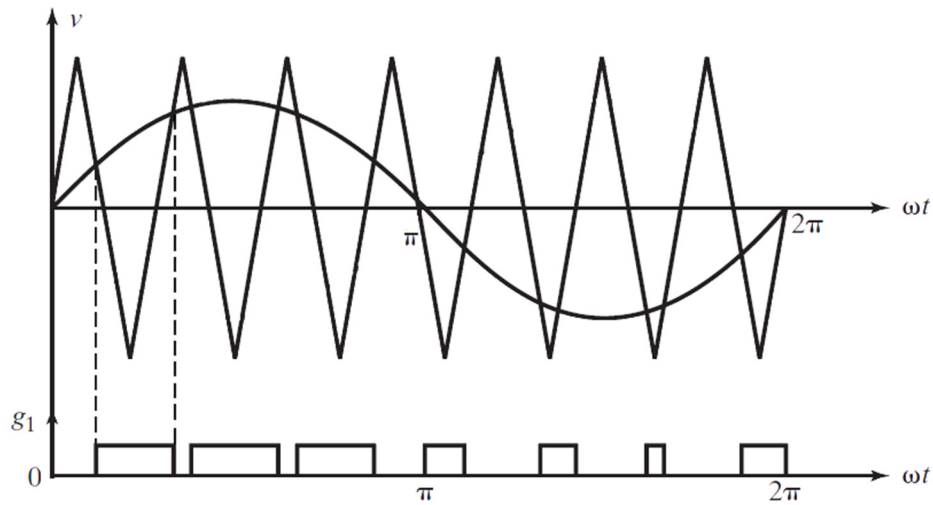


Fonte: Modificado de (TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011).

O PWM é o responsável por gerar os pulsos de comando da operação de abertura e fechamento das seis chaves do inversor trifásico. Para o estudo realizado foi utilizada a modulação por largura de pulso senoidal, comumente denominada de SPWM (em inglês *Sinusoidal Pulse-Width Modulation*), na qual as larguras dos pulsos de disparo das chaves são distintas e correspondentes à amplitude de uma onda senoidal. Os pulsos são formados a partir da comparação de um sinal de modulação de referência (onda senoidal) e uma onda portadora (sinal triangular) de alta frequência (RASHID, 1999; AHMED, 2000).

O pulso, que corresponde ao estado ligado da chave, é gerado quando a onda senoidal apresenta um valor superior ao sinal triangular, conforme pode ser observado na Figura 3.15. A relação da amplitude da onda senoidal com a amplitude do sinal triangular é denominada de índice de modulação (M). Esse índice é o responsável pela largura dos pulsos de disparo e, consequentemente, pelo valor eficaz da tensão alternada de saída do inversor. Para alterar o valor do índice de modulação é modificado a amplitude da onda senoidal e mantido constante a amplitude do sinal triangular. A frequência da tensão de saída do inversor é igual a frequência do sinal de referência (RASHID, 1999; AHMED, 2000).

Figura 3.15: Formação dos pulsos de disparo.



Fonte: Modificado de (RASHID, 1999).

Para o comando das seis chaves presente no inversor trifásico são necessárias uma onda portadora triangular e três ondas senoidais de referência, uma vez que duas chaves presente em um mesmo caminho do inversor nunca operam em instantes iguais. As ondas senoidais devem ser defasadas entre si por um ângulo de 120° . Assim, são produzidos pulsos de disparo para apenas uma das chaves de um caminho e utilizado o complemento desse pulso para acionar a outra chave. Os pares de chaves complementares são $S_1 - S_4$, $S_3 - S_6$ e $S_5 - S_2$ (RASHID, 1999; AHMED, 2000).

A Figura 3.16 ilustra uma onda triangular sendo comparada com três ondas senoidais para a formação dos pulsos de disparo, as formas de onda das três tensões de fase na saída do inversor trifásico e a forma de onda de uma tensão de linha. As tensões de linha, na saída do inversor trifásico, são obtidas pela equação 3.12.

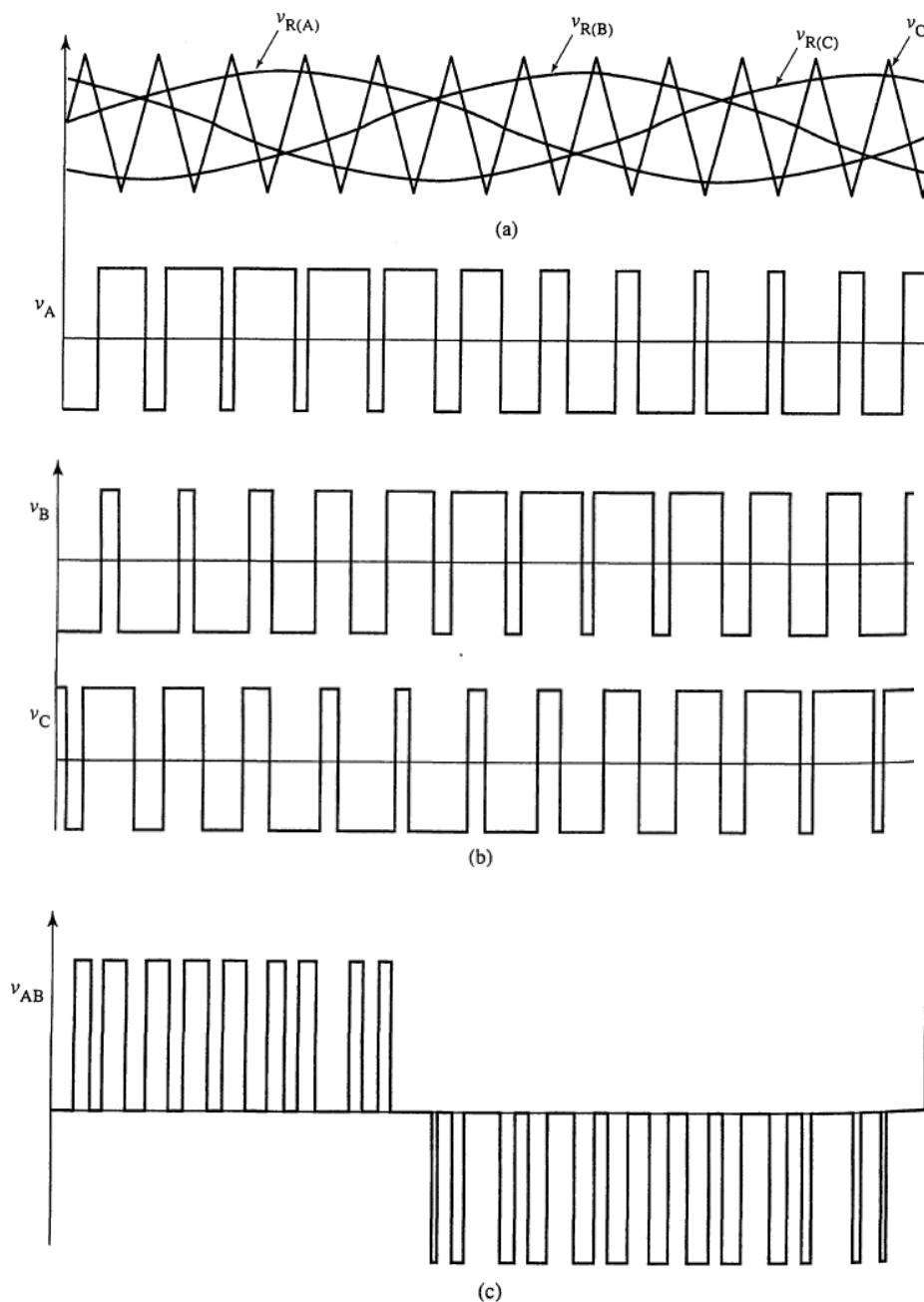
$$\begin{aligned} v_{AB} &= v_A - v_B \\ v_{BC} &= v_B - v_C \\ v_{CA} &= v_C - v_A \end{aligned} \tag{3.12}$$

Onde:

v_{AB} , v_{BC} e v_{CA} – Tensões de linha;

v_A , v_B e v_C – Tensões de fase.

Figura 3.16: Forma de onda para modulação de largura de pulso senoidal para um inversor trifásico, (a) comparação das três ondas senoidais com a onda triangular, (b) forma de onda das três tensões de fase na saída do inversor trifásico e (c) tensão de linha na saída do inversor trifásico.



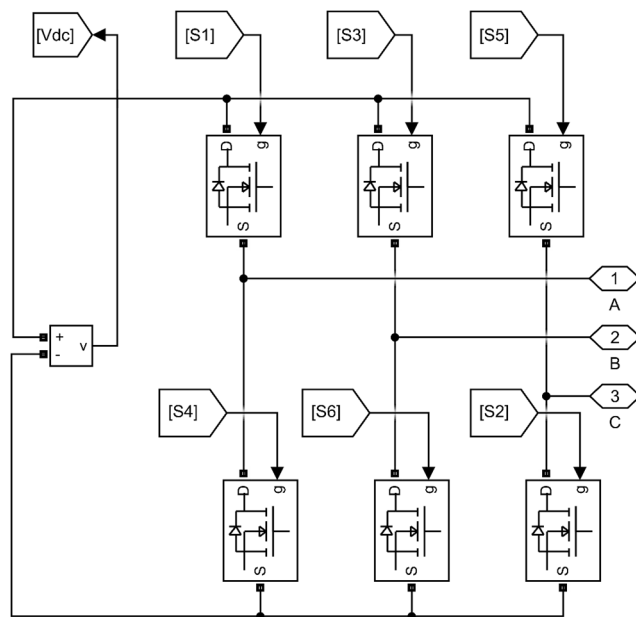
Fonte: Extraído de (AHMED, 2000).

3.6.2. Representação Computacional

A modelagem do inversor trifásico no Simulink pode ser vista na Figura 3.17. Nesse conversor, foi utilizado o MOSFET para a representação das chaves. A implementação, no referido *software*, da malha de controle de potência reativa, da malha de controle da tensão do

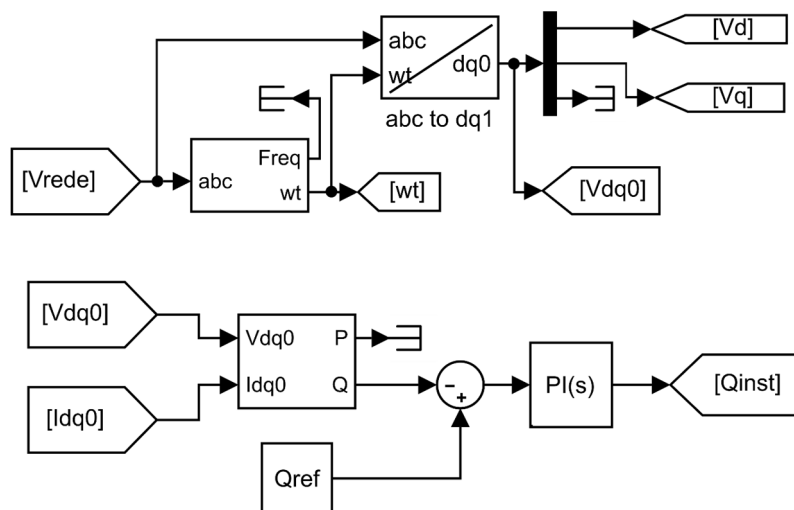
link-dc e da malha de controle de corrente são apresentados nas Figuras 3.18, 3.19 e 3.20, respectivamente.

Figura 3.17: Representação do inversor trifásico.



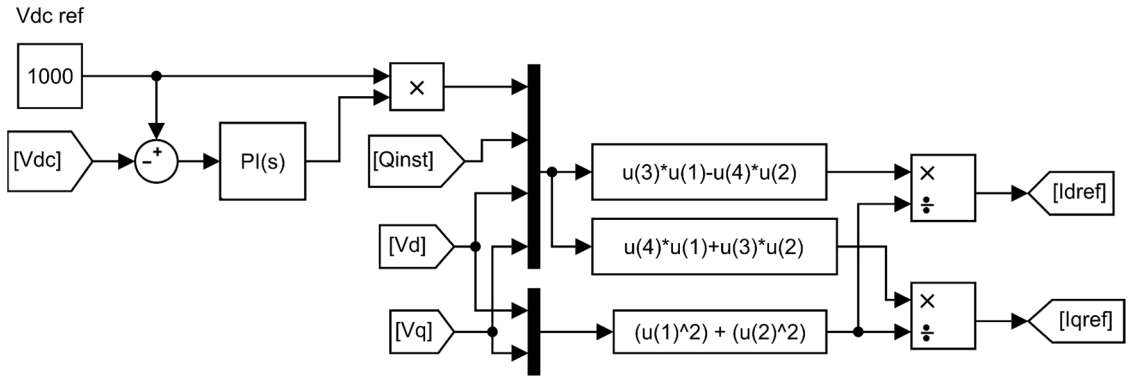
Fonte: Autora.

Figura 3.18: Representação da malha de controle de potência reativa.



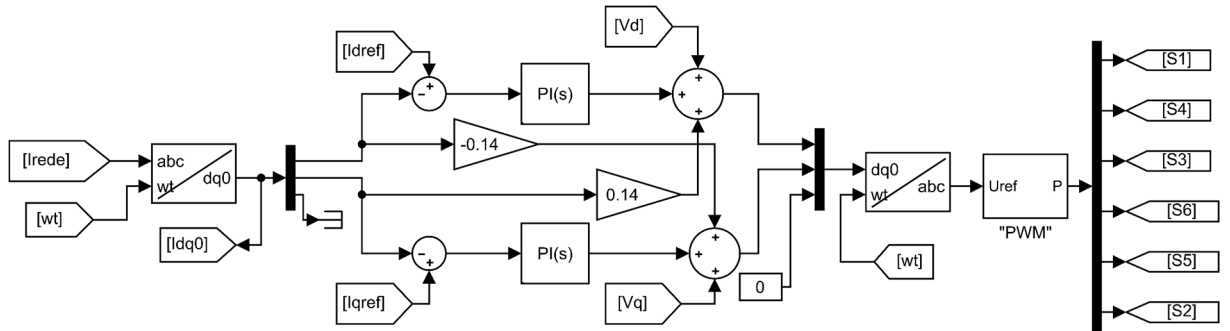
Fonte: Autora.

Figura 3.19: Representação da malha de controle da tensão do link-dc.



Fonte: Autora.

Figura 3.20: Representação da malha de controle de corrente.



Fonte: Autora.

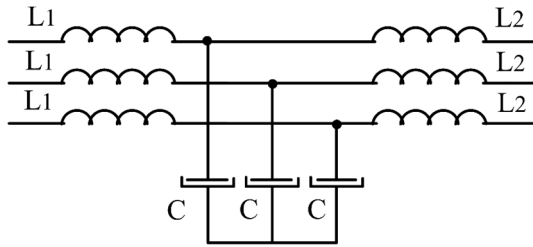
3.7. Filtro

O filtro foi utilizado nas simulações para conectar o inversor trifásico e, consequentemente, o sistema solar fotovoltaico à rede elétrica. Esse filtro possui como objetivo minimizar as distorções harmônicas presente na corrente de saída do inversor trifásico, originadas devido à operação de abertura e fechamento das chaves do inversor. Na literatura, os filtros mais empregados para essa finalidade são o indutivo (filtro L), o indutivo-capacitivo (filtro LC) e o indutivo-capacitivo-indutivo (filtro LCL).

Para o sistema estudado foi utilizado o filtro passivo de terceira ordem indutivo-capacitivo-indutivo, uma vez que esse apresenta uma atenuação maior para altas frequências e menores valores de indutância, comparado com os outros filtros. Além disso, esse filtro

contendo valores de indutância inferiores contribui para reduzir o tamanho dos seus componentes e diminuir os custos e as perdas durante a sua operação (ARAÚJO, 2012; REZNIK *et al.*, 2014). A Figura 3.21 ilustra a representação de um filtro *LCL*.

Figura 3.21: Filtro *LCL*.



Fonte: Extraído de (ARAÚJO, 2012).

3.7.1. Cálculo dos Componentes do Filtro

Os cálculos para a determinação dos valores das indutâncias e do capacitor constituintes do filtro *LCL* serão detalhados a seguir.

a) Cálculo da Primeira Indutância

Para o cálculo da primeira indutância do filtro é necessário obter inicialmente o valor da corrente máxima na saída do inversor e o valor da ondulação (*ripple*) dessa corrente, conforme são descritos nas equações 3.13 e 3.14, respectivamente (REZNIK *et al.*, 2014). Na determinação desses parâmetros são considerados a potência ativa de 212,4 kW e a tensão de fase na saída do inversor de 219,39 V.

$$I_{max} = \frac{P_n \sqrt{2}}{3 V_{ph}} = \frac{212400 \cdot \sqrt{2}}{3 \cdot 219,39} = 456,38 \text{ A} \quad (3.13)$$

$$\Delta I_{Lmax} = 0,1 \cdot I_{max} = 0,1 \cdot 456,38 = 45,638 \text{ A} \quad (3.14)$$

Onde:

I_{max} – Corrente máxima na saída do inversor;

P_n – Potência ativa nominal;

V_{ph} - Tensão de fase na saída do inversor;

ΔI_{Lmax} – Ondulação da corrente máxima de saída do inversor.

Assim, o valor da primeira indutância do filtro é obtido com a equação 3.15 (REZNIK *et al.*, 2014), sendo considerado a tensão do link-dc de 1000 V e a frequência de chaveamento do inversor de 10 kHz.

$$L_1 = \frac{V_{DC}}{6 \cdot f_{SW} \cdot \Delta I_{Lmax}} = \frac{1000}{6 \cdot 10000 \cdot 45,638} = 3,652 \cdot 10^{-4} H \quad (3.15)$$

Onde:

L_1 – Primeira indutância do filtro;

V_{DC} – Tensão do link-dc;

f_{SW} – Frequência de chaveamento do inversor;

ΔI_{Lmax} – Ondulação da corrente máxima de saída do inversor.

b) Cálculo da Capacitância

Para a determinação do valor da capacitância é essencial calcular a impedância base e a capacitância base, seguindo, respectivamente, as equações 3.16 e 3.17 (REZNIK *et al.*, 2014). Para essas equações, foram considerados o valor da tensão de saída do inversor de 380 V, a potência ativa nominal de 212,4 kW e a velocidade angular da rede elétrica de 377 rad/s. Dessa forma, o cálculo da capacitância do filtro é realizado pela equação 3.18 (REZNIK *et al.*, 2014).

$$Z_b = \frac{E_n^2}{P_n} = \frac{380^2}{212400} = 0,679 \Omega \quad (3.16)$$

$$c_b = \frac{1}{\omega_g \cdot Z_b} = \frac{1}{377 \cdot 0,679} = 3,91 \cdot 10^{-3} F \quad (3.17)$$

$$c_f = 0,05 \cdot c_b = 0,05 \cdot 3,91 \cdot 10^{-3} = 1,955 \cdot 10^{-4} F \quad (3.18)$$

Onde:

Z_b – Impedância base;

E_n – Tensão de saída do inversor;

P_n – Potência ativa nominal;

- c_b – Capacitância base;
 ω_g – Velocidade angular da rede elétrica;
 c_f – Capacitância do filtro.

c) Cálculo da Segunda Indutância

O valor da segunda indutância do filtro é determinado pela equação 3.19 (REZNIK *et al.*, 2014), sendo o fator de atenuação definido como 0,2 e a frequência de chaveamento do inversor de 10 kHz.

$$L_2 = \frac{\sqrt{\frac{1}{k_a^2} + 1}}{c_f \cdot (2\pi f_{SW})^2} = \frac{\sqrt{\frac{1}{(0,2)^2} + 1}}{(1,955 \cdot 10^{-4}) \cdot (2\pi \cdot 10000)^2} = 7,77 \cdot 10^{-6} \text{ H} \quad (3.19)$$

Onde:

- L_2 – Segunda indutância do filtro;
 k_a – Fator de atenuação;
 c_f – Capacitância do filtro;
 f_{SW} – Frequência de chaveamento do inversor.

Na representação do filtro *LCL* foi utilizada uma resistência em série com o capacitor, com a finalidade de evitar a ressonância. Para a determinação do valor dessa resistência é fundamental determinar o valor da frequência de ressonância, a qual é calculada pela equação 3.20 (REZNIK *et al.*, 2014). Por fim, a resistência é obtida com a equação 3.21 (REZNIK *et al.*, 2014).

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 \cdot L_2 \cdot c_f}} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{3,652 \cdot 10^{-4} + 7,77 \cdot 10^{-6}}{3,652 \cdot 10^{-4} \cdot 7,77 \cdot 10^{-6} \cdot 1,955 \cdot 10^{-4}}} = 4127,83 \text{ Hz} \quad (3.20)$$

$$r_f = \frac{1}{3 \cdot 2\pi f_{res} \cdot c_f} = \frac{1}{3 \cdot (2\pi \cdot 4127,83) \cdot 1,955 \cdot 10^{-4}} = 0,0657 \Omega \quad (3.21)$$

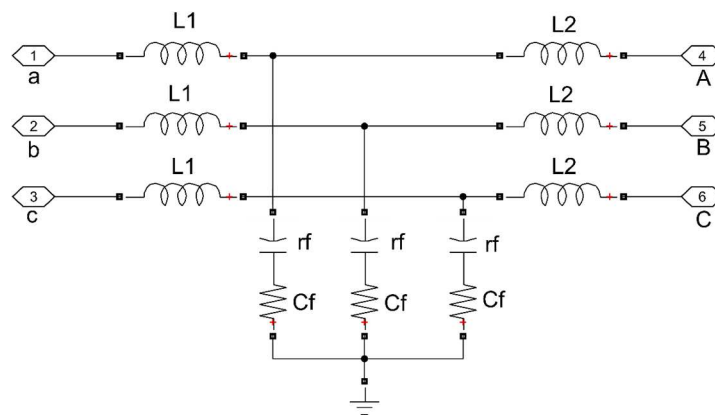
Onde:

- f_{res} – Frequência de ressonância;
- L_1 – Primeira indutância do filtro;
- L_2 – Segunda indutância do filtro;
- c_f – Capacitância do filtro;
- r_f – Resistência em série com o capacitor.

3.7.2. Representação Computacional

O filtro *LCL* foi implementado no Simulink utilizando os elementos indutor, capacitor e resistência presentes em sua biblioteca. A Figura 3.22 ilustra a representação do filtro no *software* mencionado.

Figura 3.22: Representação do filtro *LCL*.



Fonte: Autora.

3.8. Sistema Elétrico

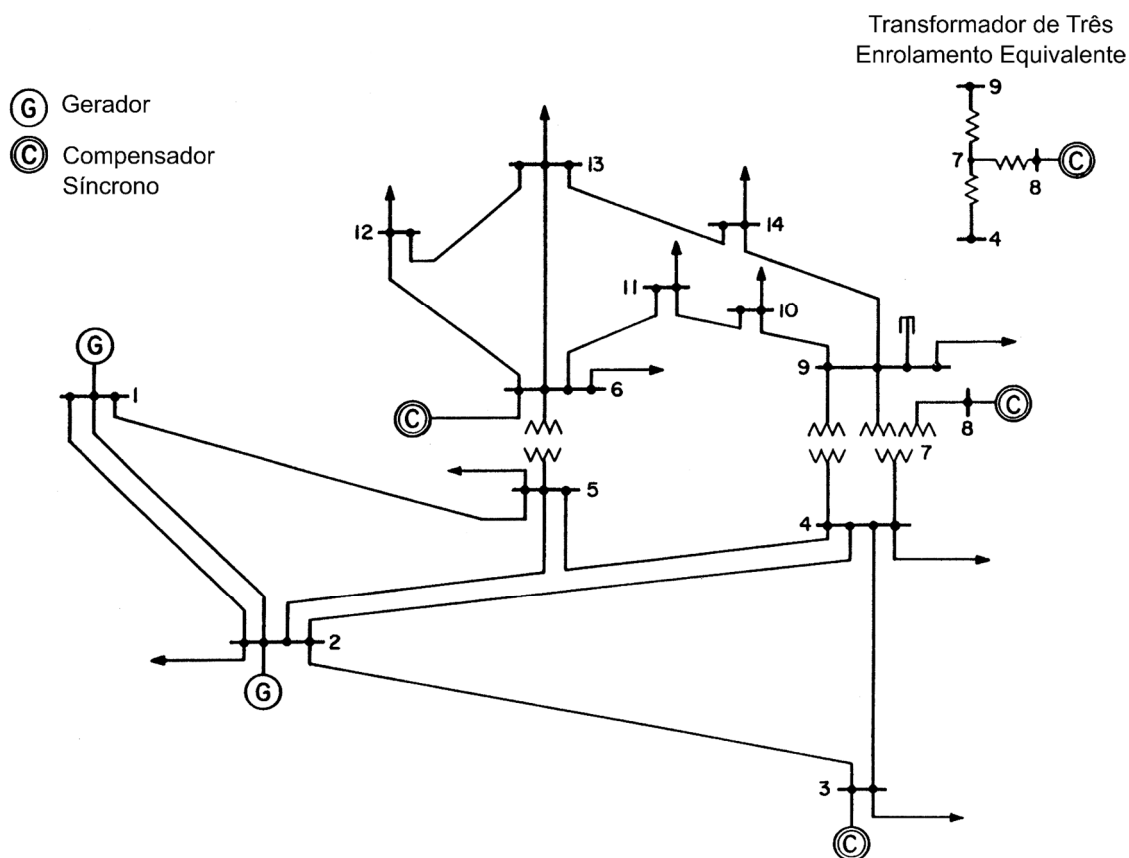
O sistema fotovoltaico, descrito anteriormente, foi conectado a um sistema elétrico representado pelo sistema teste de 14 barras do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*). Esse sistema retrata uma parte do sistema elétrico dos Estados Unidos, localizado no centro-oeste desse país, no período de fevereiro de 1962 (CHRISTIE, 1993). O sistema de 14 barras, ilustrado na Figura 3.23, é constituído por dois geradores, três compensadores síncronos, onze cargas, um banco de capacitor, três transformadores e dezessete linhas.

O sistema teste possui três níveis de tensões (CHRISTIE, 1993; MILANO, 2010), os quais são:

- 69 kV – Barras: 1, 2, 3, 4 e 5;
- 18 kV – Barra: 8;
- 13,8 kV – Barras: 6, 7, 9, 10, 11, 12, 13 e 14.

Os parâmetros elétricos do sistema de 14 barras são referidos a uma potência base de 100 MVA e frequência de 60 Hz. Os dados técnicos de suas barras são apresentados na Tabela 3.3, os dados de ramos na Tabela 3.4, os valores das tensões nas barras na Tabela 3.5 e parâmetros dos geradores e compensadores síncronos na Tabela 3.6.

Figura 3.23: Sistema teste do IEEE de 14 barras.



Fonte: Extraído de (MILANO, 2010).

Tabela 3.3: Dados de barras do sistema teste de 14 barras do IEEE.

<i>Barra</i>	<i>Tipo de Barra</i>	<i>Carga Ativa (MW)</i>	<i>Carga Reativa (MVar)</i>	<i>Geração Ativa (MW)</i>	<i>Reativo Máximo (MVar)</i>	<i>Reativo Mínimo (MVar)</i>	<i>B shunt (p.u.)</i>
1	Referência	0,0	0,0	232,4	-	-	0,0
2	PV	21,7	12,7	40,0	50,0	- 40,0	0,0
3	PV	94,2	19,0	0,0	40,0	0,0	0,0
4	PQ	47,8	-3,9	0,0	0,0	0,0	0,0
5	PQ	7,6	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
6	PV	11,2	7,5	0,0	24,0	- 6,0	0,0
7	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	PV	0,0	0	0,0	24,0	- 6,0	0,0
9	PQ	29,5	16,6	0,0	0,0	0,0	0,19
10	PQ	9,0	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0
11	PQ	3,5	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
12	PQ	6,1	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
13	PQ	13,5	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0
14	PQ	14,9	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fonte: Modificado de (CHRISTIE, 1993) e (MILANO, 2010).

Tabela 3.4: Dados de ramos do sistema teste de 14 barras do IEEE.

(continua)

<i>Barra De</i>	<i>Barra Para</i>	<i>r (p.u.)</i>	<i>x_l (p.u.)</i>	<i>b (p.u.)</i>	<i>Tap</i>
1	2	0,01938	0,05917	0,0528	-
1	5	0,05403	0,22304	0,0492	-
2	3	0,04699	0,19797	0,0438	-
2	4	0,05811	0,17632	0,0374	-
2	5	0,05695	0,17388	0,0340	-
3	4	0,06701	0,17103	0,0346	-
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	-

(conclusão)

<i>Barra De</i>	<i>Barra Para</i>	<i>r (p.u.)</i>	<i>x_l (p.u.)</i>	<i>b (p.u.)</i>	<i>Tap</i>
4	7	0,00000	0,20912	0,0000	0,978
4	9	0,00000	0,55618	0,0000	0,969
5	6	0,00000	0,25202	0,0000	0,932
6	11	0,09498	0,1989	0,0000	-
6	12	0,12291	0,25581	0,0000	-
6	13	0,06615	0,13027	0,0000	-
7	8	0,00000	0,17615	0,0000	1,000
7	9	0,00000	0,11001	0,0000	-
9	10	0,03181	0,08450	0,0000	-
9	14	0,12711	0,27038	0,0000	-
10	11	0,08205	0,19207	0,0000	-
12	13	0,22092	0,19988	0,0000	-
13	14	0,17093	0,34802	0,0000	-

Fonte: Modificado de (CHRISTIE, 1993; MILANO, 2010).

Tabela 3.5: Dados de tensão das barras do sistema teste de 14 barras do IEEE.

(continua)

<i>Barra</i>	<i>Módulo da Tensão (p.u.)</i>	<i>Ângulo da tensão (Graus)</i>
1	1,060	0,00
2	1,045	- 4,98
3	1,010	- 12,72
4	1,019	- 10,33
5	1,020	- 8,78
6	1,070	- 14,22
7	1,062	- 13,37
8	1,090	- 13,36
9	1,056	- 14,94

(conclusão)

<i>Barra</i>	<i>Módulo da Tensão (p.u.)</i>	<i>Ângulo da tensão (Graus)</i>
10	1,051	- 15,10
11	1,057	- 14,79
12	1,055	- 15,07
13	1,050	- 15,16
14	1,036	- 16,04

Fonte: Modificado de (CHRISTIE, 1993).

Tabela 3.6: Dados dos geradores e compensadores síncronos do sistema teste de 14 barras do IEEE.

<i>Máquina</i>	<i>Tensão (kV)</i>	<i>Potência (MVA)</i>	<i>r_a (pu)</i>	<i>x_d (pu)</i>
Barra 1	69	615	0,0000	0,8979
Barra 2	69	60	0,0031	1,0500
Barra 3	69	60	0,0031	1,0500
Barra 6	13,8	25	0,0041	1,2500
Barra 8	18	25	0,0041	1,2500

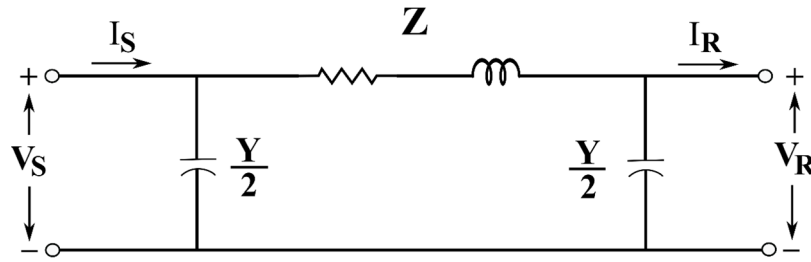
Fonte: Modificado de (MILANO, 2010).

O *software* utilizado nas simulações necessita que os parâmetros do sistema elétrico sejam fornecidos em grandezas elétricas, não sendo admitido os valores em por unidade. Dessa forma, foram necessários os devidos cálculos para a representação correta dos componentes do sistema elétrico no *software* Matlab/Simulink, conforme será demonstrado a seguir.

3.8.1. Dados dos Ramos

As linhas do sistema teste de 14 barras do IEEE foram modeladas no Simulink por meio do Modelo *PI*. Nesse modelo a resistência e a indutância são dispostas em série com a linha e a metade do valor da capacitância é inserida nas extremidades da mesma (STEVENSON JR., 1986), conforme é ilustrado na Figura 3.24.

Figura 3.24: Modelo PI.



Fonte: Extraído de (STEVENSON JR., 1986).

Para a representação das linhas no Simulink é necessário fornecer o valor da frequência da rede e os dados de sequência positiva e sequência zero de resistência (em Ohm), indutância (em Henry) e capacitância (em Faraday). O sistema elétrico empregado é equilibrado, porém o Simulink exige que seja fornecido os valores de sequência zero. Inicialmente, foi determinado os valores de sequência positiva e a sequência zero foi calculada como 2,5 vezes os dados de sequência positiva (STEVENSON JR., 1986).

Para a obtenção dos dados de sequência positiva é fundamental primeiramente determinar a impedância base de cada região do sistema, conforme a equação 3.22. Com esse valor são calculados os valores da resistência, reatância indutiva e reatância capacitiva em Ohm, utilizando as equações 3.23, 3.24 e 3.25, respectivamente. Na sequência, são obtidos os valores da indutância, com a equação 3.26, e da capacitância, com a equação 3.27 (BOYLESTAD, 2012).

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} \quad (3.22)$$

$$R = Z_b \cdot r(p.u.) \quad (3.23)$$

$$X_L = Z_b \cdot x_l(p.u.) \quad (3.24)$$

$$X_C = \frac{1}{B} \cdot Z_b \quad (3.25)$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} \quad (3.26)$$

$$C = \frac{1}{2\pi f \cdot X_C} \quad (3.27)$$

Onde:

Z_b – Impedância base;
 V_b – Tensão base;
 S_b – Potência base;
 R – Resistência em Ohm;
 $r(p. u.)$ – Resistência em por unidade;
 X_L – Reatância indutiva em Ohm;
 $x_l(p. u.)$ – Reatância indutiva em por unidade;
 X_C – Reatância capacitiva em Ohm;
 B – Susceptância;
 L – Indutância;
 f – Frequência;
 C – Capacitância.

Com a equação 3.22 e sabendo que a potência base do sistema é de 100 MVA, a impedância base para a região de 69 kV é de 47,61 Ω , para a área de 13,8 kV é de 1,9044 Ω e para a barra de 18 kV é de 3,24 Ω . Utilizando as equações de 3.23 a 3.27 e os dados do sistema teste disponíveis na Tabela 3.4, foram calculados os dados de resistência, indutância e capacitância, necessários para a representação da linha. Assim, a Tabela 3.7 apresenta os dados de sequência positiva de resistência (em Ohm), reatância indutiva (em Ohm), reatância capacitiva (em Ohm), indutância e capacitância para todas as linhas do sistema de 14 barras.

Tabela 3.7: Dados dos ramos do sistema de 14 barras para utilização no Simulink.

(continua)

Barra De	Barra Para	$R (\Omega)$	$X_L (\Omega)$	$L (H)$	$X_C (\Omega)$	$C (F)$
1	2	0,9227	2,8170	$7,4723 \cdot 10^{-3}$	901,700	$2,9417 \cdot 10^{-6}$
1	5	2,5724	10,6189	0,02817	967,680	$2,7412 \cdot 10^{-6}$
2	3	2,2372	9,4253	0,02500	1086,986	$2,4403 \cdot 10^{-6}$
2	4	2,7666	8,3946	0,02230	1272,995	$2,0837 \cdot 10^{-6}$
2	5	2,7114	8,2784	0,02196	1400,290	$1,8943 \cdot 10^{-6}$
3	4	3,1903	8,1427	0,02160	1376,010	$1,9277 \cdot 10^{-6}$
4	5	0,6356	2,0049	$5,3182 \cdot 10^{-3}$	3719,530	$7,1315 \cdot 10^{-6}$
4	7	0,0000	9,9562	0,02640	0,000	0,0000

(conclusão)

<i>Barra De</i>	<i>Barra Para</i>	<i>R (Ω)</i>	<i>X_L (Ω)</i>	<i>L (H)</i>	<i>X_C (Ω)</i>	<i>C (F)</i>
4	9	0,0000	26,4797	0,07020	0,000	0,0000
5	6	0,0000	11,9987	0,03180	0,000	0,0000
6	11	0,0181	0,3788	1,0048·10 ⁻³	0,000	0,0000
6	12	0,2341	0,4872	1,2923·10 ⁻³	0,000	0,0000
6	13	0,1259	0,2481	6,5810·10 ⁻⁴	0,000	0,0000
7	8	0,0000	0,3355	8,8994·10 ⁻⁴	0,000	0,0000
7	9	0,0000	0,2095	5,5572·10 ⁻⁴	0,000	0,0000
9	10	0,0606	0,1609	4,2680·10 ⁻⁴	0,000	0,0000
9	14	0,2421	0,5149	1,3658·10 ⁻³	0,000	0,0000
10	11	0,1562	0,3658	9,7031·10 ⁻⁴	0,000	0,0000
12	13	0,4207	0,3806	1,0096·10 ⁻³	0,000	0,0000
13	14	0,3255	0,6628	1,7581·10 ⁻³	0,000	0,0000

Fonte: Autora.

3.8.2. Banco de Capacitores

O banco de capacitor é representado no *software* Matlab/Simulink pelo seu valor de potência reativa capacitiva, tensão e frequência. Assim, com o valor da susceptância do banco de capacitores, informado na Tabela 3.3, foi determinada a sua reatância capacitiva, conforme equação 3.28, utilizando o dado de impedância base, descrito anteriormente. Com a reatância capacitiva foi obtido o valor da potência reativa do banco de capacitores seguindo a equação 3.29 (BOYLESTAD, 2012).

$$X_C = \frac{1}{B} \cdot Z_b = \frac{1}{0,19} \cdot 1,9044 = 10,023 \, \Omega \quad (3.28)$$

$$Q_C = \frac{V^2}{X_C} = \frac{(13800)^2}{10,023} = 19 \, MVAr \quad (3.29)$$

Onde:

 X_C – Reatância capacitiva;

B – Susceptância;
 Z_b – Impedância base;
 Q_C – Potência reativa capacitiva;
 V – Tensão.

3.8.3. Transformadores

Para a representação dos transformadores no Matlab/Simulink é fundamental fornecer os dados de potência aparente, frequência, tensão primária e secundária, resistência primária e secundária e indutância primária e secundária. Para esse elemento foi necessário a determinação dos valores de indutância primária e secundária em Henry, uma vez que esses dados do sistema teste de 14 barras são disponibilizados em por unidade. A seguir, serão descritos os procedimentos para a obtenção desses parâmetros em cada transformador.

a) Transformador entre as barras 5 e 6

Inicialmente, foi suposto que cada enrolamento do transformador possui a metade do valor da reatância indutiva fornecida em por unidade, assim, a reatância indutiva desse transformador é de 0,25202 pu e sua metade corresponde à 0,12601 pu. Para o cálculo da indutância do primário é necessário realizar uma mudança de base no valor da reatância indutiva, conforme a equação 3.30 (STEVENSON JR., 1986), devido esse transformador ter um tap de 0,932. Dessa forma, a tensão e a potência na base antiga desse transformador são 64308 V e 100 MVA, respectivamente, e esses dados na base nova são 69 kV para a tensão e 100 MVA para a potência.

$$Z_{novo} = Z_{antigo} \cdot \left(\frac{V_{antigo}}{V_{novo}} \right)^2 \cdot \frac{S_{novo}}{S_{antigo}} = 0,12601 \cdot \left(\frac{64308}{69000} \right)^2 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{100 \cdot 10^6} = 0,10945 \text{ pu} \quad (3.30)$$

Onde:

Z_{novo} – Impedância na base nova;
 Z_{antigo} – Impedância na base antiga;
 V_{antigo} – Tensão na base antiga;
 V_{novo} – Tensão na base nova;
 S_{novo} – Potência na base nova;

S_{antigo} – Potência na base antiga.

Em seguida, é determinado o valor da reatância indutiva para o primário em Ohm, utilizando a equação 3.31 (STEVENSON JR., 1986; BOYLESTAD, 2012) e considerando a impedância base dessa área de 47,61 Ω , a qual foi determinada pela equação 3.22 descrita anteriormente.

$$X_{L1} = Z_b \cdot Z_{novo}(p.u.) = 47,61 \cdot 0,10945 = 5,21091 \Omega \quad (3.31)$$

Onde:

X_{L1} – Reatância indutiva do primário;

Z_b – Impedância base;

Z_{novo} – Reatância indutiva do primário na base nova.

Por fim, a indutância do primário desse transformador é determinada pela equação 3.32 (BOYLESTAD, 2012), considerando a frequência de 60 Hz.

$$L_1 = \frac{X_{L1}}{2\pi f} = \frac{5,21091}{2\pi \cdot 60} = 0,01382 H \quad (3.32)$$

Onde:

L_1 – Indutância do primário;

X_{L1} – Reatância indutiva do primário;

f – Frequência.

Para a determinação do valor da indutância do secundário, primeiramente é obtido o valor da reatância indutiva em Ohm, utilizando a equação 3.33 (BOYLESTAD, 2012), sendo considerado a impedância base dessa região de 1,9044 Ω , conforme foi mostrada anteriormente.

$$X_{L2} = Z_b \cdot x_{l2}(p.u.) = 1,9044 \cdot 0,12601 = 0,23997 \Omega \quad (3.33)$$

Onde:

X_{L2} – Reatância indutiva do secundário;

Z_b – Impedância base;

x_{l2} – Reatância indutiva do secundário em pu.

Assim, a indutância secundária é obtida pela equação 3.34 (BOYLESTAD, 2012), novamente considerando a frequência de 60 Hz.

$$L_2 = \frac{X_{L2}}{2\pi f} = \frac{0,23997}{2\pi \cdot 60} = 0,00063655 \text{ H} \quad (3.34)$$

Onde:

L_2 – Indutância do secundário;

X_{L2} – Reatância indutiva do secundário;

f – Frequência.

b) Transformador entre as barras 4 e 9

Nesse transformador também foi suposto que a reatância indutiva em cada enrolamento é a metade do valor disponível na Tabela 3.4, o que corresponde a 0,27809 pu. Esse transformador apresenta um tap de 0,969, sendo necessário a mudança de base da indutância do primário, considerando os dados da base antiga de 66861 V e 100 MVA e os valores na base nova de 69 kV e 100 MVA. Assim, a reatância indutiva do primário na base nova é obtida pela equação 3.35. Com esse dado é calculado o valor da reatância indutiva em Ohm, conforme descreve a equação 3.36 e considerando a impedância base dessa região de 47,61 Ω . Em seguida, é determinado o valor da indutância primária com a equação 3.37 (STEVENSON JR., 1986; BOYLESTAD, 2012).

$$Z_{novo} = Z_{antigo} \cdot \left(\frac{V_{antigo}}{V_{novo}}\right)^2 \cdot \frac{S_{novo}}{S_{antigo}} = 0,27809 \cdot \left(\frac{66861}{69000}\right)^2 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{100 \cdot 10^6} = 0,261116 \text{ pu} \quad (3.35)$$

$$X_{L1} = Z_b \cdot Z_{novo} (p.u.) = 47,61 \cdot 0,261116 = 12,4317 \Omega \quad (3.36)$$

$$L_1 = \frac{X_{L1}}{2\pi f} = \frac{12,4317}{2\pi \cdot 60} = 0,032976 \text{ H} \quad (3.37)$$

Onde:

Z_{novo} – Impedância na base nova;

Z_{antigo} – Impedância na base antiga;

V_{antigo} – Tensão na base antiga;
 V_{novo} – Tensão na base nova;
 S_{novo} – Potência na base nova;
 S_{antigo} – Potência na base antiga;
 X_{L1} – Reatância indutiva do primário;
 Z_b – Impedância base;
 L_1 – Indutância do primário;
 f – Frequência.

A indutância do secundário é calculada pela equação 3.39, sendo necessário utilizar o valor da reatância indutiva em Ohm, a qual foi obtida com a equação 3.38 (BOYLESTAD, 2012) e considerando uma impedância base de 1,9044 Ω .

$$X_{L2} = Z_b \cdot x_{l2}(p.u.) = 1,9044 \cdot 0,27809 = 0,52594 \Omega \quad (3.38)$$

$$L_2 = \frac{X_{L2}}{2\pi f} = \frac{0,52594}{2\pi \cdot 60} = 0,00140479 H \quad (3.39)$$

Onde:

X_{L2} – Reatância indutiva do secundário;
 Z_b – Impedância base;
 x_{l2} – Reatância indutiva do secundário em por unidade;
 L_2 – Indutância do secundário;
 f – Frequência.

c) Transformador entre as barras 4, 8 e 9

O transformador entre as barras 4, 8 e 9 possui três enrolamentos e foi representado no sistema teste de 14 barras pelo seu equivalente. Esse equivalente do transformador é exibido no detalhe da Figura 3.23, sendo destacada a localização da barra número 7. Dessa forma, esse transformador foi representado por dois transformadores de dois enrolamentos (um entre as barras 4 e 7 e o outro entre as barras 7 e 8) e por uma reatância indutiva (entre as barras 7 e 9). Os cálculos necessários para a implementação desse transformador serão expostos a seguir.

Transformador entre as barras 4 e 7

O transformador foi representado de forma similar aos anteriores. Foi suposto que cada enrolamento do transformador apresenta a metade de sua reatância indutiva, o que significa um valor de 0,10456 pu. Esse transformador apresenta um tap de 0,978, conforme é descrito na Tabela 3.4, sendo necessário a mudança de base da reatância indutiva do primário. A base antiga possui valores de 67482 V e 100 MVA e a base nova de 69 kV e 100 MVA. O valor da reatância indutiva do primário na nova base é calculado pela equação 3.40. Na sequência, esse valor é obtido em Ohms, equação 3.41, utilizando a impedância base dessa área de 47,61 Ω . Por fim, a indutância do primário é determinada pela equação 3.42 (STEVENSON JR., 1986; BOYLESTAD, 2012).

$$Z_{novo} = Z_{antigo} \cdot \left(\frac{V_{antigo}}{V_{novo}} \right)^2 \cdot \frac{S_{novo}}{S_{antigo}} = 0,10456 \cdot \left(\frac{67482}{69000} \right)^2 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{100 \cdot 10^6} = 0,10001 \text{ pu} \quad (3.40)$$

$$X_{L1} = Z_b \cdot Z_{novo} (p. u.) = 47,61 \cdot 0,10001 = 4,76147 \Omega \quad (3.41)$$

$$L_1 = \frac{X_{L1}}{2\pi f} = \frac{4,76147}{2\pi \cdot 60} = 0,0126302 \text{ H} \quad (3.42)$$

Onde:

Z_{novo} – Impedância na base nova;

Z_{antigo} – Impedância na base antiga;

V_{antigo} – Tensão na base antiga;

V_{novo} – Tensão na base nova;

S_{novo} – Potência na base nova;

S_{antigo} – Potência na base antiga;

X_{L1} – Reatância indutiva do primário;

Z_b – Impedância base;

L_1 – Indutância do primário;

f – Frequência.

A indutância do secundário é obtida determinando inicialmente a reatância indutiva em Ohm, equação 3.43, utilizando a impedância base dessa região, 1,9044 Ω . Assim, a indutância do secundário desse transformador é calculada pela equação 3.44 (STEVENSON JR., 1986; BOYLESTAD, 2012).

$$X_{L2} = Z_b \cdot x_{l2}(p.u.) = 1,9044 \cdot 0,10456 = 0,1991241 \, \Omega \quad (3.43)$$

$$L_2 = \frac{X_{L2}}{2\pi f} = \frac{0,1991241}{2\pi \cdot 60} = 0,00052819 \, H \quad (3.44)$$

Onde:

X_{L2} – Reatância indutiva do secundário;

Z_b – Impedância base;

x_{l2} – Reatância indutiva do secundário em por unidade;

L_2 – Indutância do secundário;

f – Frequência.

Transformador entre as barras 7 e 8

Nessa representação também foi considerado que as reatâncias do primário e do secundário apresentam a metade do valor disponível pelas referências, sendo esse valor de 0,088075 pu. Como o tap desse transformador possui valor de 1,0, disponível na Tabela 3.4, não foi necessário realizar a mudança de base da reatância indutiva do primário. Dessa forma, foi determinado o valor da reatância indutiva do primário em Ohm com a equação 3.45, utilizando a impedância base dessa região de 1,9044 Ω e a indutância do primário é obtida pela equação 3.46 (BOYLESTAD, 2012).

$$X_{L1} = Z_b \cdot x_{l1}(p.u.) = 1,9044 \cdot 0,088075 = 1,6773003 \, \Omega \quad (3.45)$$

$$L_1 = \frac{X_{L1}}{2\pi f} = \frac{1,6773003}{2\pi \cdot 60} = 0,00449177 \, H \quad (3.46)$$

Onde:

X_{L1} – Reatância indutiva do primário;

Z_b – Impedância base;

x_{l1} – Reatância indutiva do primário em por unidade;

L_1 – Indutância do primário;

f – Frequência.

A indutância do secundário é determinada pela equação 3.48, sendo utilizado a reatância indutiva obtida em Ohm pela equação 3.47 (BOYLESTAD, 2012) e empregando o valor base do barramento 8 de 3,24 Ω .

$$X_{L2} = Z_b \cdot x_{l2}(p.u.) = 3,24 \cdot 0,088075 = 0,285363 \Omega \quad (3.47)$$

$$L_2 = \frac{X_{L2}}{2\pi f} = \frac{0,285363}{2\pi \cdot 60} = 0,00075695 H \quad (3.48)$$

Onde:

X_{L2} – Reatância indutiva do secundário;

Z_b – Impedância base;

x_{l2} – Reatância indutiva do secundário em por unidade;

L_2 – Indutância do secundário;

f – Frequência.

Reatância Indutiva entre as barras 7 e 9

A reatância indutiva entre as barras 7 e 9 possui valor de 0,11001 pu, conforme é mostrado na Tabela 3.4. Esse valor foi convertido para Ohm, equação 3.49 (BOYLESTAD, 2012), utilizando a impedância base dessa área que possui valor de 1,9044 Ω . Assim, a indutância foi obtida pela equação 3.50.

$$X_L = Z_b \cdot x_l(p.u.) = 1,9044 \cdot 0,11001 = 0,2095 \Omega \quad (3.49)$$

$$L = \frac{X_{L2}}{2\pi f} = \frac{0,2095}{2\pi \cdot 60} = 0,00055572 H \quad (3.50)$$

Onde:

X_L – Reatância indutiva;

Z_b – Impedância base;

x_l – Reatância indutiva em por unidade;

L – Indutância;

f – Frequência.

3.8.4. Geradores e Compensadores Síncronos

Os geradores e os compensadores síncronos foram representados no *software* Matlab/Simulink por uma fonte de tensão trifásica balanceada, a qual possui uma resistência e uma indutância interna. Dessa forma, como os valores disponibilizados pela referência também são em por unidade, foi necessário a determinação da resistência e da indutância em Ohm e Henry, respectivamente.

Para a representação dos geradores e dos compensadores síncronos é calculado, inicialmente, o valor da impedância base de cada máquina, conforme a equação 3.51, sendo utilizado os dados disponíveis na Tabela 3.6, ou seja, a tensão da barra que a máquina está conectada e a potência da própria máquina. Assim, é obtido o valor da resistência e da reatância indutiva em Ohm, aplicando as equações 3.52 e 3.53, respectivamente. Por fim, a indutância é calculada pela equação 3.54 (BOYLESTAD, 2012), sendo considerada uma frequência de 60 Hz.

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} \quad (3.51)$$

$$R = Z_b \cdot r_a \quad (3.52)$$

$$X_d = Z_b \cdot x_d \quad (3.53)$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} \quad (3.54)$$

Onde:

Z_b – Impedância base da máquina;

V_b – Tensão base da máquina;

S_b – Potência base da máquina;

R – Resistência em Ohm;

r_a – Resistência em por unidade;

X_d – Reatância de eixo direto em Ohm;

x_d – Reatância de eixo direto em por unidade;

L – Indutância em Henry;

f – Frequência.

Dessa forma, utilizando as equações de 3.51 a 3.54 e os dados dos geradores e dos compensadores síncronos presentes na Tabela 3.6, foram calculados os valores de impedância base, resistência em Ohm, reatância de eixo direto em Ohm e indutância em Henry de cada máquina, os quais são apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8: Dados para representação dos geradores e dos compensadores síncronos.

<i>Máquina</i>	$Z_b (\Omega)$	$R (\Omega)$	$X_d (\Omega)$	$L (H)$
Barra 1	7,741	0,0000	6,951	$18,438 \cdot 10^{-3}$
Barra 2	79,350	0,2459	83,317	0,22100
Barra 3	79,350	0,2459	83,317	0,22100
Barra 6	7,6176	0,0312	9,522	0,02520
Barra 8	12,960	0,0530	16,200	0,04297

Fonte: Autora.

Além disso, na representação dessas máquinas no *software* Matlab/Simulink também é necessário fornecer os valores de tensão, frequência, tipo de barra (referência ou PV), potência ativa gerada e potências reativas mínima e máxima que podem ser geradas. Esses dados são disponíveis na Tabela 3.3.

3.8.5. Cargas

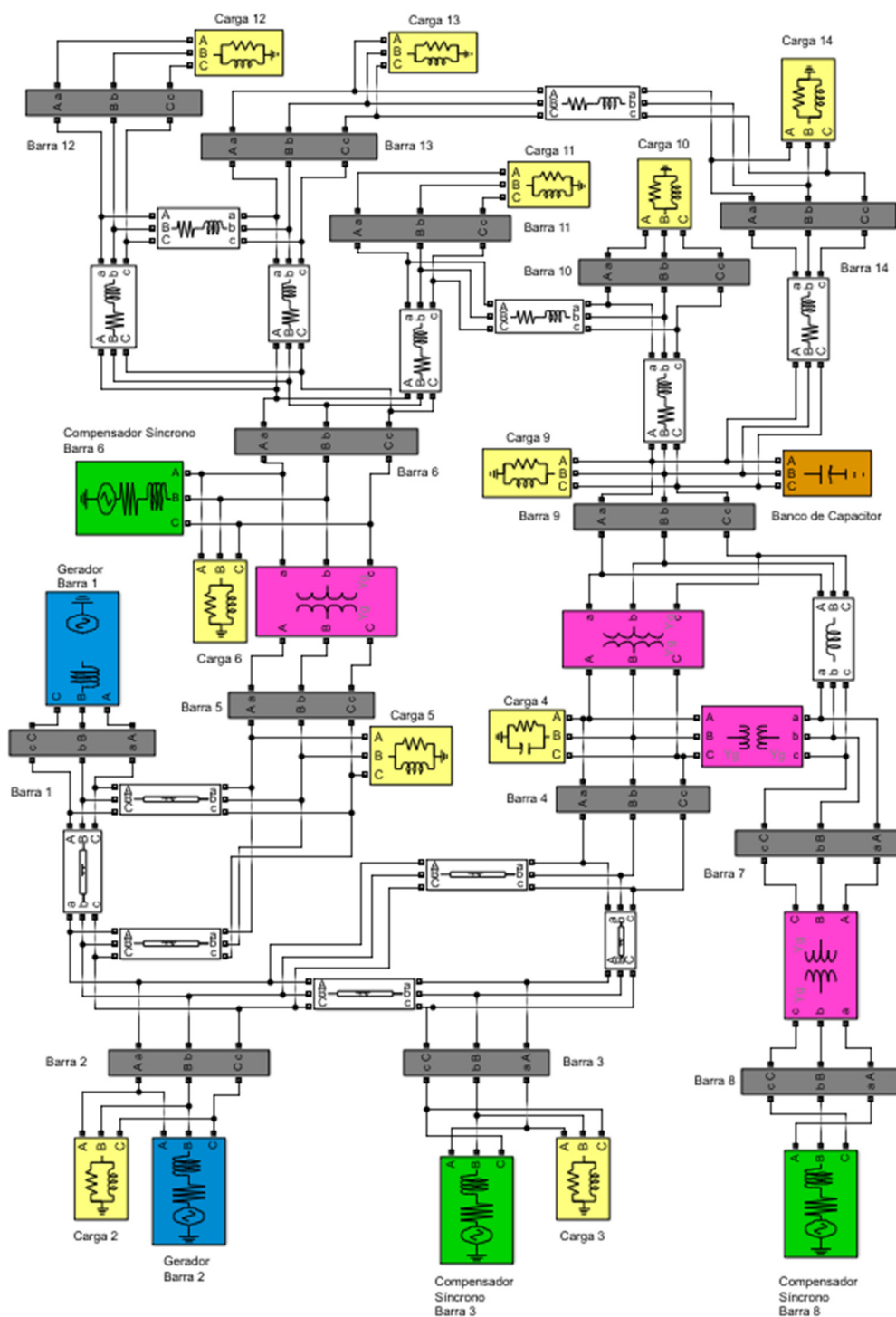
As cargas foram representadas no Simulink como potência constante, sendo consideradas cargas trifásica RLC em paralelo. Para a correta implementação dessas no *software* foram fornecidos os dados de tensão, frequência, potência ativa, potência reativa indutiva e potência reativa capacitiva. Esses dados foram apresentados na Tabela 3.3.

3.8.6. Representação Computacional

A representação do sistema teste de 14 barras do IEEE no *software* Matlab/Simulink é ilustrada na Figura 3.25. Todos os elementos presentes no referido *software* foram inseridos no modelo apresentado utilizando os componentes da biblioteca do Simulink.

A Figura 3.25 destaca em cor cinza as quatorze barras do sistema elétrico, em cor azul os dois geradores, em cor verde os três compensadores síncronos, em cor rosa os quatro transformadores de dois enrolamentos, em cor amarela as onze cargas e em cor alaranjado o banco de capacitores.

Figura 3.25: Representação do sistema teste de 14 barras.



Fonte: Autora.

3.9. Considerações Finais

No presente capítulo foram detalhados todos os componentes empregados no sistema solar fotovoltaico, como conversor Boost, inversor trifásico e filtro. Foi contemplado as características do conversor Boost, o cálculo de seus componentes, o controle utilizado e a técnica para o rastreamento do ponto de máxima potência. Em seguida, foi descrito o modo de operação do inversor trifásico e o seu controle, o qual contempla a malha de controle de potência reativa, a malha de controle da tensão do link-dc e a malha de controle de corrente. Também foi exposto a necessidade de utilização do filtro LCL e o cálculo de seus componentes.

Ademais, foi apresentada as características do sistema teste de 14 barras do IEEE, o qual foi utilizado para a conexão do sistema fotovoltaico. Para todos os elementos pertencentes ao sistema elétrico, foram detalhados os cálculos para obter os dados necessários para representar esses elementos no Simulink, uma vez que as referências disponibilizam esses dados em por unidade e no referido *software* deve-se fornecê-los em grandezas elétricas.

No presente capítulo também foi ilustrado a representação no Simulink de todos os componentes utilizados no sistema fotovoltaico (conversor Boost e seu controle, MPPT, inversor trifásico e seu controle e filtro LCL) e no sistema teste de 14 barras (geradores, compensadores síncronos, linhas, cargas, transformadores e banco de capacitores).

Capítulo 4

ALGORITMO GENÉTICO

4.1. Considerações iniciais

Nesse capítulo são abordados inicialmente os principais conceitos sobre a computação evolutiva, sua origem e as características que os algoritmos evolutivos, o qual pertence o algoritmo genético, apresentam em comum no desenvolvimento do código. Em seguida, são relatadas as definições de algoritmo genético, origem, motivação de seu desenvolvimento, primeiras pesquisas realizadas na área e o pesquisador considerado responsável por sua nomenclatura.

Além disso, são descritas as principais premissas da Teoria da Evolução proposta por Charles Darwin, pois o algoritmo genético foi inspirado nessa teoria e representa fenômenos da natureza em forma de código para solucionar problemas de otimização. Na sequência, é relatado o significado dos principais termos utilizados no desenvolvimento desses algoritmos, uma vez que possuem os mesmos nomes de conceitos empregados na biologia.

Esse capítulo apresenta também a estrutura do algoritmo genético proposto para realizar a otimização da potência reativa de um sistema elétrico com usina fotovoltaica. Dessa forma, são detalhadas todas as etapas utilizadas no desenvolvimento do código proposto. Essas etapas são: inicialização da população, avaliação da aptidão dos indivíduos que compõem a população, seleção dos cromossomos pais para aplicação das demais etapas, cruzamentos dos indivíduos pais, mutação dos filhos gerados, realização do elitismo, atualização da população e critério utilizado para a finalização do algoritmo genético.

4.2. Computação Evolutiva

A necessidade de resolução de problemas complexos de otimização impulsionou as pesquisas baseadas em fenômenos da natureza a partir de 1960. As técnicas inspiradas na evolução natural dos seres vivos para a solução desse tipo de problema pertencem à Computação Evolutiva, os quais englobam algoritmos genéticos, estratégias evolutivas, programação evolutiva, programação genética e sistemas classificadores, sendo esses definidos como algoritmos evolutivos (CASTRO e ZUBEN, 2002b; GEN, CHENG e LIN, 2008; BURIAN, 2009).

A computação evolutiva é considerada heurística, ou seja, consiste em estratégias de busca em um espaço de soluções possíveis e complexas, que utilizam operadores computacionais para determinar uma solução de forma robusta e eficiente, sem considerar os mínimos locais como resultados. Nos algoritmos evolutivos, a evolução é consequência da utilização de três etapas, sendo a reprodução com herança genética (descendentes mantêm algumas características dos pais), utilização de variáveis aleatórias (a forma de realização das operações é definida aleatoriamente) e seleção natural para a formação da geração futura (os elementos que menos satisfazem o problema são eliminados) (CASTRO e ZUBEN, 2002b; LINDEN, 2008).

Os algoritmos evolutivos, com a finalidade de obtenção da solução, possuem etapas em comum em sua execução, as quais são a reprodução, a aplicação de variáveis aleatórias, a competição e a seleção de indivíduos em uma população previamente definida (CASTRO e ZUBEN, 2002b; BURIAN, 2009). Porém, esses se diferem em relação a sua forma de codificação do problema, na utilização dos operadores genéticos e no emprego da seleção da nova geração (CASTRO e ZUBEN, 2002b).

4.3. Princípios do Algoritmo Genético

O algoritmo genético é um algoritmo evolutivo, pertencente à computação evolutiva, que pode ser definido como uma técnica de busca, o qual foi inspirado na mecânica da seleção natural e da genética dos seres vivos, com a finalidade de otimização de um dado problema complexo (GOLDBERG, 1989; GEN, CHENG e LIN, 2008; LINDEN, 2008). O desenvolvimento do algoritmo genético foi baseado na Teoria da Evolução, proposta pelo

naturalista inglês Charles Darwin, em 1859, no livro *On The Origin of Species* (KRAMER, 2017).

A Teoria da Evolução de Darwin afirma que a origem de todas as espécies é um ancestral comum, sendo que os indivíduos mais aptos sobrevivem a seleção natural da natureza e possuem maior probabilidade de gerarem descendentes, contribuindo para a evolução dessa espécie. Indivíduos de uma mesma espécie possuem características diferentes entre si, mesmo que sejam parentes próximos. Assim, os integrantes de uma mesma população ao lutarem pela sobrevivência, devido à escassez de muitos recursos, como os alimentos, possuem condições de sucesso apenas os indivíduos mais adaptados. Esses indivíduos possuem maior chance de sobreviverem e gerarem descendentes e os indivíduos menos adaptados provavelmente são eliminados antes de deixarem filhos. As características dos melhores indivíduos, que permitiram a sobrevivência, são transmitidas às gerações futuras através da hereditariedade. Além disso, ocorre a mutação, na qual algumas características genéticas são modificadas, podendo gerar indivíduos mais adaptados ao meio ambiente ou menos adaptados (CASTRO e ZUBEN, 2002a; LUCAS, 2002; OLIVEIRA, 2008; SILVA, 2008).

Os algoritmos genéticos utilizam técnicas análogas aos processos da natureza para solucionar problemas complexos. Para um dado problema, há diversas soluções possíveis, as quais são avaliadas e as que apresentam melhores resultados são selecionadas e modificadas, com operadores semelhantes aos encontrados na natureza, para gerarem novas soluções. Essas novas soluções são incorporadas as soluções possíveis da próxima geração. O processo se repete até atingir algum critério de parada e a solução é aquela que apresentar melhor resultado após uma avaliação (OLIVEIRA, 2008; SILVA, 2008).

As primeiras experiências relatadas sobre algoritmos, que seriam denominados de algoritmos genéticos futuramente, ocorreram na década de 1940, quando os pesquisadores iniciaram os estudos baseados nos fenômenos da natureza, com destaque para as formas de raciocínio e aprendizagem (LINDEN, 2008). Após a década de 1950, começaram os estudos para desenvolver processos genéricos capazes de solucionar problemas complexos utilizando soluções possíveis. Em 1957, George E. P. Box, no artigo intitulado *Evolutionary Operation: A Method for Increasing Industrial Productivity*, apresentou os primeiros algoritmos que relacionavam os processos naturais para a resolução de problemas de otimização e o emprego de métodos para a alteração das variáveis, como os operadores de seleção e de mutação utilizados atualmente (GOLDBERG, 1989).

Na década de 1960, os pesquisadores Woodrow Wilson Bledsoe e Hans-Joachim Bremermann representaram as soluções candidatas utilizando números inteiros, sendo que

antes era empregado a representação apenas com números binários. Além disso, esses pesquisadores utilizaram um processo de recombinação, o que se tornaria na recombinação atual. Nessa década, os trabalhos de Ingo Rechenberg ganharam destaque, uma vez que foram os primeiros a considerarem uma aplicação prática para a computação evolutiva. Nas suas pesquisas foram considerados uma população com dois indivíduos, sendo um o pai e o outro o filho, o qual era gerado utilizando unicamente a mutação. A mutação era aplicada utilizando os parâmetros de forma distribuída em uma gaussiana (BURIAN, 2009).

Apesar dos resultados descritos anteriormente, o pesquisador americano John Henry Holland, da Universidade de Michigan (EUA), é considerado o criador do algoritmo genético e o responsável por sua nomenclatura. Esse tinha como objetivos iniciais descrever os processos de adaptação da natureza e desenvolver algoritmos que pudessem representar esses processos para solucionar problemas complexos (GOLDBERG, 1989; LINDEN, 2008; BURIAN, 2009).

Holland apresentou um algoritmo heurístico computacionalmente, inspirado na evolução das espécies, que fosse capaz de solucionar problemas complexos, os quais eram impossíveis de serem resolvidos computacionalmente com os recursos disponíveis naquele momento. Em 1975, Holland publicou o livro *Adaptation in Natural and Artificial Systems*, no qual é apresentado uma pesquisa sobre os processos evolutivos, de forma que a adaptação e a evolução encontrados em elementos da natureza pudessem ser representados por algoritmos, com a finalidade de resolução de problemas complexos (GOLDBERG, 1989; LINDEN, 2008).

4.4. Terminologia

Como o algoritmo genético é inspirado na Teoria da Evolução de Charles Darwin, muitos nomes utilizados nesses algoritmos são provenientes da biologia. Dessa forma, para a melhor compreensão do algoritmo genético proposto serão descritos a seguir o significado dos principais termos empregados no desenvolvimento desse algoritmo (LACERDA e CARVALHO, 1999; RAIMANN, 2007; LINDEN, 2008; OLIVEIRA, 2008).

- Gene: representa um único parâmetro do vetor cromossomo, esse pode ser expresso em números binários ou números reais;

- Cromossomo: é um conjunto de genes, ou seja, é um conjunto de números que codificam uma solução no espaço de busca;
- Indivíduo: é um membro da população, representa uma possível solução do problema, é formado pelo cromossomo;
- Genótipo: é a informação que o conjunto de genes, presente no cromossomo, representa;
- Fenótipo: é a informação do cromossomo decodificada;
- População: conjunto das possíveis soluções do problema, ou seja, é o conjunto dos indivíduos;
- Geração: é uma etapa do processo de evolução, representa a quantidade de iterações que o algoritmo realiza;
- Alelo: representa as outras possibilidades que uma característica do gene pode assumir;
- Epistasia: é o quanto o gene de um determinado cromossomo influencia no gene de outro cromossomo;
- Operações genéticas: representa as operações realizadas pelos cromossomos, com a finalidade de evolução dos indivíduos;
- Aptidão: representa, numericamente, o quanto uma solução satisfaz o problema;
- Espaço de busca: é o conjunto ou espaço das possíveis soluções do problema proposto.

4.5. Estrutura do Algoritmo Genético

No desenvolvimento do algoritmo genético é necessário inicialmente gerar uma população de forma aleatória, sendo essa formada pelos indivíduos, os quais representam as possíveis soluções do problema em análise. Essa população é avaliada e atribuída um valor, o qual corresponde ao quanto uma solução satisfaz o problema e a qualidade desse indivíduo. Em seguida, são escolhidos dois cromossomos para se reproduzirem e gerarem novas soluções, as quais são denominadas de filhos. Aos indivíduos gerados é aplicado o operador de mutação, objetivando o surgimento de novas características. Os indivíduos resultantes são inseridos na população da próxima geração. Esses procedimentos são realizados enquanto não for atingido um parâmetro de parada previamente definido no código (WIDMAIER, 2005; LINDEN, 2008; SILVA, 2008). A estrutura básica para a implementação do algoritmo genético é apresentada na Figura 4.1.

Figura 4.1: Estrutura básica de um algoritmo genético.

```
t := 0  
  
Inicializa_População P(0)  
  
Enquanto não terminar faça  
  
    Avalie_População P(t)  
  
    P' := Selecione_Pais P(t)  
  
    P' := Recombinação_e_mutação P  
  
    Avalie_População P'  
  
    P(t+1) := Selecione_sobreviventes P(t), P'  
  
    t := t+1  
  
Fim enquanto
```

Fonte: Extraído de (LINDEN, 2008).

A implementação do algoritmo genético pode ser separada em etapas, as quais são ilustradas no fluxograma da Figura 4.2. A forma como cada uma dessas etapas foi desenvolvida

no algoritmo genético proposto será detalhada na sequência. O algoritmo genético foi elaborado utilizando o *software* Matlab (MATHWORKS, 2017).

Figura 4.2: Fluxograma das etapas do algoritmo genético.



Fonte: Modificado de (GEN, CHENG e LIN, 2008).

4.5.1. Inicialização da População

A primeira etapa para a implementação do algoritmo genético consiste em criar uma população. Essa população é formada pelos indivíduos, os quais são cromossomos que cont m a codificação que representa uma possível solução do problema proposto. Para a inicialização da população, os indivíduos são criados de forma aleatória e com a mesma probabilidade para garantir uma maior diversidade entre esses e atender um maior espaço de busca (SILVA, 2001; LUCAS, 2002).

No algoritmo genético proposto, os indivíduos que formam a população foram codificados com números reais, sendo formados por vetores colunas, no qual cada coluna

armazena a quantidade de energia reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos presente no sistema elétrico podem fornecer ou absorver. Além disso, a população foi formada considerando 200 indivíduos e essa quantidade de indivíduos permanece inalterada durante toda a execução do algoritmo genético. Essa população apresenta tamanho fixo devido na natureza os indivíduos também não terem condições de aumentar de forma contínua, uma vez que o ambiente é considerado de recursos limitados e não oferece condições para um grande aumento populacional.

Para validar a metodologia proposta foram realizadas simulações computacionais considerando o sistema elétrico do IEEE de 14 barras, no qual foi conectado uma usina fotovoltaica de 10,62 MW de potência ativa. Como esse sistema elétrico possui três compensadores síncronos, os indivíduos apresentam quatro colunas. A primeira coluna armazena a quantidade de potência reativa da usina fotovoltaica, a segunda coluna corresponde ao compensador síncrono presente na barra 3, a terceira coluna ao compensador síncrono conectado na barra 6 e a quarta coluna armazena a potência reativa do compensador síncrono da barra 8.

A Figura 4.3 ilustra a representação do indivíduo empregado no algoritmo genético proposto, onde o cromossomo possui quatro colunas responsáveis pelo armazenamento da potência reativa da usina fotovoltaica e dos compensadores síncronos das barras 3, 6 e 8, respectivamente.

Figura 4.3: Representação do indivíduo.

Q_{PV}	Q_3	Q_6	Q_8
----------	-------	-------	-------

Fonte: Autora.

Os valores de potência reativa que cada gene do cromossomo recebe é escolhido de forma aleatória e com a mesma probabilidade, porém foram respeitados os valores máximos e mínimos que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos podem assumir, conforme é descrito em 4.1. Os limites dessa potência para a usina fotovoltaica foram detalhados no capítulo anterior, na seção 3.6, e esses valores para os compensadores síncronos foram retirados da literatura (MILANO, 2010).

$$\begin{aligned} - 6,66 \text{ MVar} &\leq Q_{PV} \leq 6,66 \text{ MVar} \\ 0 &\leq Q_3 \leq 40 \text{ MVar} \\ - 6 \text{ MVar} &\leq Q_6 \leq 24 \text{ MVar} \\ - 6 \text{ MVar} &\leq Q_8 \leq 24 \text{ MVar} \end{aligned} \tag{4.1}$$

Onde:

Q_{PV} – Potência reativa da usina fotovoltaica;

Q_3 – Potência reativa do compensador síncrono da barra 3;

Q_6 – Potência reativa do compensador síncrono da barra 6;

Q_8 – Potência reativa do compensador síncrono da barra 8.

Dessa forma, no código do algoritmo genético proposto, o valor de potência reativa da usina fotovoltaica e de cada compensador síncrono foi gerado individualmente, de forma aleatória e com a mesma probabilidade, com a finalidade de atender as restrições impostas descritas em 4.1, uma vez que essas apresentam restrições diferentes. Assim, inicialmente, foram armazenadas em variáveis distintas a quantidade de potência reativa da usina e de cada compensador. Em seguida, o indivíduo foi formado como um vetor linha com quatro colunas, onde cada coluna foi preenchida por uma das variáveis geradas inicialmente. No código, esse procedimento foi definido para ser realizado 200 vezes, objetivando a formação de 200 indivíduos, visto que essa é a quantidade de integrantes da população do algoritmo genético proposto.

4.5.2. Avaliação dos Indivíduos

A etapa de avaliação dos indivíduos, é empregada para determinar o quanto um indivíduo satisfaz o problema apresentado, indicando a qualidade de cada cromossomo presente na população do algoritmo genético. Nessa avaliação é utilizada uma equação, denominada de função objetivo, a qual todos os elementos da população são submetidos. Com essa função é atribuído um valor aos indivíduos, denominado de aptidão, indicando o quanto essa solução é boa para solucionar o problema proposto. A aptidão consiste em um número real que pertence ao sistema de numeração decimal.

Dessa forma, para avaliar como a quantidade de potência reativa especificada em cada cromossomo interfere no nível de tensão das barras do sistema elétrico, foi realizado o cálculo

de um fluxo de carga. Como cada indivíduo armazena uma quantidade diferente de potência reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos podem fornecer ou absorver, foi calculado um fluxo de carga para cada cromossomo do algoritmo genético proposto. Assim, a relação entre a quantidade de potência reativa e o nível de tensão não é estimado por fórmulas, como ocorre em trabalhos relatados na literatura, mas é obtido de forma precisa através de um fluxo de carga que considera o sistema elétrico como um todo.

O fluxo de carga foi realizado utilizando o método Newton-Raphson e empregando a ferramenta gratuita Matpower (MATPOWER, 2021), a qual consiste em um pacote de arquivos tipo M, em linguagem Matlab de código aberto, que opera juntamente com o *software* Matlab. Dessa forma, foi criada uma função separadamente do código principal do algoritmo genético para realizar o fluxo de carga, com a finalidade dessa ser executada pelo Matpower. Essa função é chamada dentro do código principal do algoritmo quando é necessário empregar a função objetivo.

Na função para realizar o fluxo de carga foi necessário a representação adequada do sistema elétrico de 14 barras do IEEE, uma vez que esse sistema foi utilizado para validação da metodologia proposta. Portanto, esse foi representado fornecendo os dados das barras, dos ramos e dos geradores. Para as barras foram configurados os seguintes dados do sistema: número da barra, tipo da barra (referência, PQ ou PV), demanda de potência ativa, demanda de potência reativa, susceptância shunt, módulo e ângulo da tensão inicial, tensão base e magnitude mínima e máxima da tensão. Os ramos presentes no sistema elétrico foram definidos com os seguintes parâmetros: números da barra de origem e final de cada ramo, resistência, reatância, susceptância, tap dos transformadores e diferença angular máxima e mínima entre as barras que compõem o ramo. Para a representação dos geradores contidos no sistema elétrico foram inseridos o número da barra a que estão conectados, potência ativa de saída, potência reativa máxima e mínima, módulo da tensão, potência base e potência ativa máxima e mínima de saída do gerador.

Além disso, a função que realiza o fluxo de carga considera como parâmetro de entrada o vetor que representa o indivíduo no código do algoritmo genético, uma vez que esse possui os dados de potência reativa que se deseja considerar no sistema elétrico. Assim, para as barras que contêm a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos, a potência reativa armazenada nos cromossomos é utilizada para obter o valor da potência reativa resultante naquelas barras, considerando nesse cálculo os dados de potência reativa das cargas conectadas nos respectivos barramentos. Em seguida, é realizado o fluxo de carga do sistema elétrico de 14 barras do IEEE. A função retorna como parâmetro de saída, no código principal do algoritmo genético proposto,

os valores de tensão de todas as barras do sistema implementado no Matpower. O código desenvolvido para realizar o fluxo de carga no referido *software* é apresentado no Apêndice A.

Após ter os valores de tensão de todos os barramentos, considerando a quantidade de potência reativa contida em um cromossomo específico, no código principal do algoritmo genético é obtido apenas o módulo dessa tensão e utilizada a função objetivo descrita em 4.2. Essa função determina a somatória dos desvios das tensões das barras do sistema em relação ao valor da tensão que se deseja nesses barramentos, ou seja, 1,0 pu. Dessa forma, quanto menor o valor da função objetivo, melhor será o indivíduo para solucionar o problema apresentado, uma vez que as tensões em todas as barras do sistema elétrico estarão próximas do valor desejado.

$$fo = \sum_{i=1}^n |V_i - 1,0| \quad (4.2)$$

Onde:

fo – Função objetivo;

i – Barra do sistema elétrico analisado;

n – Número total de barras do sistema;

V_i – Módulo da tensão da barra i em pu.

Além da etapa de avaliação dos indivíduos, a função objetivo, juntamente com a função que realiza o fluxo de carga no Matpower, é utilizada em outros momentos dentro do código do algoritmo genético proposto. Essa função também é essencial para realizar a seleção dos indivíduos que irão prosseguir para as demais etapas do algoritmo, após a etapa de atualização da população para a definição do melhor indivíduo de cada geração e quando o algoritmo finaliza todas as gerações objetivando a determinação do melhor cromossomo do código, o qual é o resultado do algoritmo. Portanto, a função objetivo é primordial na execução do algoritmo genético proposto.

4.5.3. Seleção

A etapa de seleção consiste em escolher dois indivíduos para realizarem a reprodução, os quais são denominados de pais. Essa etapa permite que as características dos cromossomos

pais sejam repassadas para as outras gerações através dos indivíduos filhos que serão criados na próxima etapa. O método de seleção utilizado no algoritmo genético proposto consiste no torneio (MANZONI, MARIOT e TUBA, 2020), uma vez que esse apresenta grande aleatoriedade na escolha dos pais.

Na seleção por torneio, inicialmente são escolhidos indivíduos da população total, ou seja, entre os 200 indivíduos que pertencem a população, de forma aleatória e com a mesma probabilidade, para formar uma subpopulação temporária. Foram escolhidos três indivíduos para compor essa subpopulação. Em seguida, foi aplicada a função objetivo, juntamente com a função para determinar o fluxo de carga, aos integrantes da subpopulação temporária e identificado o melhor indivíduo (aquele que possui a menor aptidão) e o pior (aquele que apresenta o maior valor de aptidão). Assim, esse método se assemelha a um torneio, uma vez que os participantes competem entre si para serem o vencedor, ou seja, o melhor indivíduo da subpopulação temporária.

O pai será o melhor indivíduo da subpopulação temporária se um número aleatório, gerado entre 0 e 1, for menor que a probabilidade de torneio, a qual também pertence a esse intervalo. Se a probabilidade de torneio for maior que o número aleatório, o pai será o pior indivíduo dessa subpopulação. A probabilidade de torneio adotado no algoritmo genético proposto foi de 0,8.

Para a escolha dos indivíduos pais, os quais serão submetidos as demais etapas do algoritmo genético, são necessários a realização de dois torneios, sendo cada torneio para a escolha de um pai. Além disso, após a definição do primeiro pai, utilizando a primeira subpopulação temporária, esse indivíduo é retirado da população total. Esse procedimento foi realizado para evitar que o pai 1 seja escolhido novamente para compor a segunda subpopulação temporária e possa eventualmente ser definido como pai 2. Dessa forma, os dois pais escolhidos na seleção serão sempre diferentes.

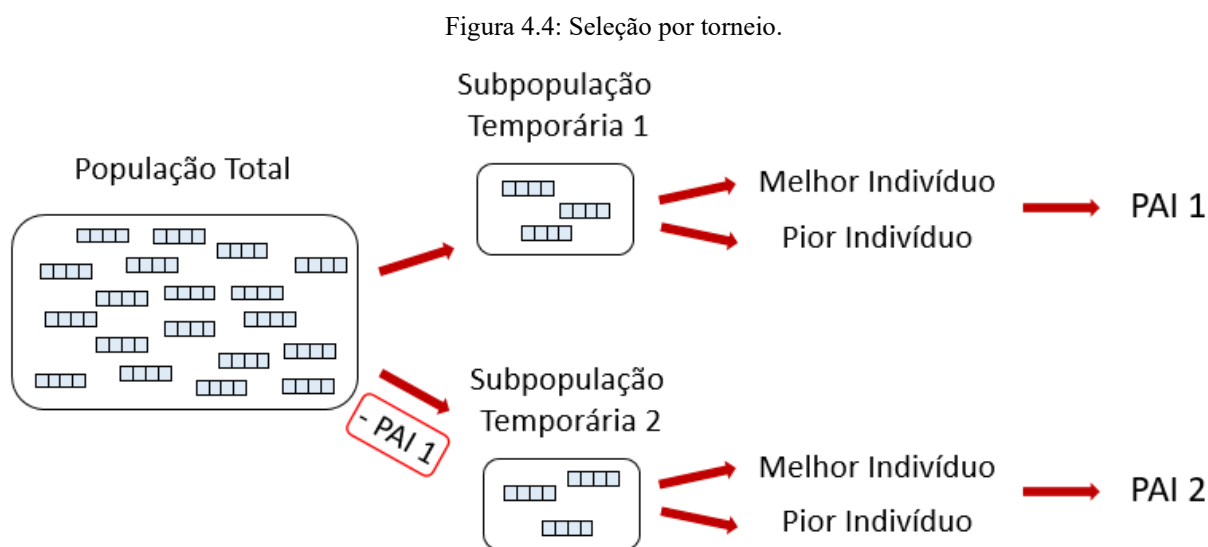
Portanto, no código do algoritmo genético para realizar a seleção por torneio, foi escolhido aleatoriamente e com a mesma probabilidade três indivíduos da população total para formarem a primeira subpopulação temporária. Esses indivíduos foram armazenados em uma matriz com três linhas e quatro colunas, uma vez que cada linha corresponde a um cromossomo e esses apresentam quatro colunas. Na sequência, foi realizado o fluxo de carga e calculado a função objetivo para cada integrante dessa subpopulação. Com isso, foi obtido a aptidão desses indivíduos e armazenado esses valores em uma variável.

Posteriormente, foram identificados o melhor e o pior valor da aptidão, ou seja, o menor e o maior valor obtido com a função objetivo, respectivamente. Assim, foram identificados no

código quais os indivíduos da subpopulação correspondem ao melhor e ao pior cromossomo. Em seguida, é gerado um número aleatório e comparado com o valor da probabilidade de torneio. Se o número gerado for menor que a referida probabilidade, o pai será o melhor indivíduo, caso contrário, o pai será o pior indivíduo.

No algoritmo genético, o código para a determinação dos pais é realizado duas vezes, sendo cada um para a escolha de um pai. Porém, para a formação da segunda subpopulação temporária é retirado da população total o pai 1 definido na primeira subpopulação. Assim, é armazenado em uma matriz os indivíduos restantes, para poderem ser escolhidos novamente três cromossomos e formar a segunda subpopulação temporária. Ademais, o código para a escolha do segundo pai é igual ao relatado anteriormente.

A Figura 4.4 ilustra a seleção por torneio, sendo destacado a formação das duas subpopulações temporárias, com indivíduos provenientes da população total, e a escolha dos pais a partir do melhor ou pior indivíduo de cada subpopulação temporária.



Fonte: Autora.

4.5.4. Cruzamento

A etapa de cruzamento também é denominada na literatura por *crossover*, reprodução e recombinação. Essa etapa possui como objetivo a formação de novas possíveis soluções para o problema proposto. Os procedimentos para a realização dessa etapa são análogos ao que ocorrem na natureza para a geração de novos seres vivos, no qual há a combinação genética entre dois organismos para a criação de um novo, que irá possuir características de ambos os

genitores. Assim, no algoritmo genético, o cruzamento consiste na combinação dos indivíduos escolhidos na seleção, denominados de pais, para a formação de duas novas soluções candidatas, as quais são chamadas de filhos, com a finalidade de explorar novas regiões do espaço de busca (OLIVEIRA, 2008).

A recombinação dos cromossomos, para originar as novas soluções com características de seus ancestrais, é realizada apenas quando um número gerado aleatoriamente em cada geração, entre 0 e 1, é menor que a taxa de probabilidade de cruzamento, a qual também deve pertencer a esse mesmo intervalo. Quando o número gerado é maior que a taxa de probabilidade de cruzamento, não há recombinação para a criação de novas soluções candidatas e os indivíduos filhos serão cópias idênticas dos indivíduos pais, o que permite que alguns cromossomos sejam mantidos na próxima geração. Foi adotado 0,7 como taxa de probabilidade de cruzamento no algoritmo genético proposto.

O cruzamento utilizado no algoritmo desenvolvido consiste no aritmético. Nesse cruzamento, a formação dos indivíduos filhos é resultante de uma combinação linear dos indivíduos pais (YALCINOZ, ALTUN e UZAM, 2001). Cada gene dos novos cromossomos é obtido por uma combinação com os genes dos cromossomos ancestrais. Para a formação do gene 1 de cada filho são utilizados no cálculo o gene 1 de cada cromossomo pai, para a criação do gene 2 são empregados o gene 2 de cada pai e, assim, é realizado esse procedimento até o vetor do cromossomo filho ser finalizado. O cruzamento aritmético garante que a combinação linear de indivíduos factíveis gere também indivíduos factíveis, ou seja, esse cruzamento assegura que os cromossomos filhos são válidos e não geram indivíduos com quantidade de potência reativa fora dos limites permitidos, os quais foram apresentados na equação 4.1. Cada gene dos indivíduos do filho 1 e do filho 2 é obtido através das equações 4.3 e 4.4, respectivamente. Nessas equações, a variável α é um número gerado aleatoriamente para cada gene dos cromossomos filhos, pertence ao intervalo de 0 a 1 e possui o mesmo valor para a determinação de ambos os filhos.

$$F_1 = \alpha \cdot P_1 + (1 - \alpha) \cdot P_2 \quad (4.3)$$

$$F_2 = (1 - \alpha) \cdot P_1 + \alpha \cdot P_2 \quad (4.4)$$

Onde:

F_1 – Indivíduo filho 1;

F_2 – Indivíduo filho 2;

P_1 – Indivíduo pai 1;

P_2 – Indivíduo pai 2;

α – Número aleatório.

A Figura 4.5 ilustra um exemplo de cruzamento aritmético, no qual foi utilizado para os cálculos a variável α igual a 0,3. Observa-se que todos os genes, dos dois filhos, apresentam valores factíveis, pois estão dentro do intervalo apresentado em 4.1.

Figura 4.5: Exemplo de cruzamento aritmético.

Pai 1	5,2	23,7	10,5	18,3
Pai 2	3,4	32,6	22,1	15,9
Filho 1	3,94	29,93	18,62	16,62
Filho 2	4,66	26,37	13,98	17,58

Fonte: Autora.

Portanto, para realizar o cruzamento aritmético no código do algoritmo genético proposto, inicialmente, é gerado um número aleatório e comparado com a probabilidade de cruzamento. Se o número aleatório for maior que a probabilidade, não será realizado o cruzamento e os indivíduos filhos serão exatamente iguais aos cromossomos pais, sendo o primeiro filho igual ao primeiro pai e o segundo filho igual ao segundo pai. Se o número aleatório for menor que a probabilidade, o cruzamento será realizado.

Quando o cruzamento é realizado, cada gene, de ambos os pais, é calculado separadamente. Para a formação de cada gene é gerada aleatoriamente a variável α , em seguida é realizado o cálculo de um gene, pertencente a uma coluna, do primeiro filho e também um gene do segundo filho, correspondente a mesma coluna do primeiro filho. Esse procedimento é realizado até completar todas as colunas dos filhos. Assim, todos os genes de ambos os indivíduos filhos estarão no intervalo apresentado em 4.1.

4.5.5. Mutação

A etapa de mutação possui o objetivo de aumentar a variabilidade da população, sem comprometer o desempenho da evolução obtido até o momento. Além disso, a mutação permite que seja recuperada alguma característica importante dos indivíduos que possa ter se perdido durante as etapas anteriores. Essa etapa realiza a introdução de um novo material genético em indivíduos existentes, o que possibilita a criação de novos cromossomos, permitindo aumentar a diversidade genética da população. Esse processo contempla uma investigação global no espaço de busca e evita problemas de convergência prematura (GOLDBERG, 1989; LUCAS, 2002).

A mutação é realizada nos dois indivíduos filhos, provenientes do processo de cruzamento, sendo efetuada a substituição de um gene em sua estrutura por um outro alelo. Para a realização desse processo é gerado aleatoriamente um número, pertencente ao intervalo de 0,001 a 0,1, e comparado esse valor com a probabilidade de mutação, a qual também deve pertencer a esse intervalo. Quando o número aleatório for menor que a probabilidade de mutação, o processo de mutação será efetuado e se esse número gerado for maior que a referida probabilidade, os indivíduos filhos não sofrerão a mutação e prosseguirão para as outras etapas do algoritmo genético (RAIMANN, 2007; SILVA, 2008). A probabilidade de mutação adotada no algoritmo genético proposto foi de 0,01.

A probabilidade de mutação assume valores baixos para que poucos indivíduos apresentem a mutação, assim como ocorre na natureza com os seres vivos. Porém, se essa taxa for muito pequena pode ocorrer a perda de diversidade da população. Contudo, essa taxa também não deve assumir valores elevados, uma vez que uma grande quantidade de alterações nos cromossomos dos indivíduos filhos pode acarretar em perda das características provenientes dos cromossomos paternos, comprometendo a convergência do algoritmo (SILVA, 2008).

Para o algoritmo desenvolvido foi utilizada a mutação uniforme. Nessa mutação, o alelo de um gene aleatório do indivíduo filho é alterado por um outro alelo, o qual é escolhido aleatoriamente, com uma distribuição uniforme, dentro de um intervalo permitido para esse gene. Dessa forma, o gene após a mutação deve pertencer ao intervalo $[v_{min} ; v_{max}]$, onde v_{min} e v_{max} são o valor mínimo e o valor máximo, respectivamente, que a variável que sofrerá a mutação pode assumir após essa etapa (MAITI e MAITI, 2008). Assim, são escolhidos valores de potência reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos conectados as barras

3, 6 e 8 podem fornecer ao sistema elétrico ou absorver, conforme seus limites permitidos descritos em 4.1.

A Figura 4.6 ilustra um exemplo de mutação em apenas um indivíduo filho. Nesse exemplo, o gene escolhido aleatoriamente e com mesma probabilidade para ocorrer a mutação foi o segundo. Como essa coluna do cromossomo armazena a quantidade de potência reativa referente ao compensador síncrono conectado à barra 3, o seu novo valor deve ser um número gerado aleatoriamente que pertença ao intervalo $[0; 40 \text{ MVar}]$, conforme especificado em 4.1. Dessa forma, com a realização da mutação, o valor do segundo gene foi alterado para 19,24 MVar, sendo esse valor definido aleatoriamente.

Figura 4.6: Exemplo de mutação uniforme.

Filho Antes da Mutação	3,94	29,93	18,62	16,62
Filho Após a Mutação	3,94	19,24	18,62	16,62

Fonte: Autora.

Logo, no código do algoritmo genético proposto, inicialmente para a implementação da mutação uniforme é gerado um número aleatório. Se esse número for maior que a probabilidade de mutação, o filho não sofrerá alteração e permanecerá exatamente igual ao cromossomo originado no cruzamento. Porém, se o número aleatório for menor que a probabilidade, a mutação irá ocorrer. Para isso, é gerado um outro número aleatório para escolher qual gene do cromossomo irá ocorrer a mutação, assim, esse número deve pertencer ao intervalo $[1; 4]$, uma vez que os indivíduos possuem quatro colunas.

Em seguida, é verificado qual coluna do cromossomo do filho o número aleatório gerado corresponde, visto que cada gene desse indivíduo pode armazenar uma quantidade diferente de potência reativa, conforme descrito em 4.1. Assim, após identificar a coluna que ocorrerá a mutação é gerado, novamente de forma aleatória, um novo valor de potência reativa, considerando o intervalo de potência que esse gene pode assumir, e armazenado esse valor em uma variável. Para finalizar, o cromossomo do filho é atualizado com o valor gerado, passando

a coluna correspondente ao número gerado assumir o valor armazenado na variável anteriormente.

O código para a execução da mutação é implementado duas vezes no algoritmo genético proposto, sendo um para cada filho. Inclusive, o número aleatório inicial gerado para observar se ocorrerá mutação é gerado duas vezes, uma vez que a realização da mutação do segundo filho independe de a mutação do primeiro filho ocorrer.

4.5.6. Elitismo

O elitismo possui como objetivo manter na próxima geração os melhores indivíduos da geração atual. Essa etapa é essencial para evitar que a população piore, uma vez que ao realizar o cruzamento e a mutação pode ocorrer do melhor indivíduo da população atual ser modificado para pior e, assim, a melhor solução encontrada até o momento é perdida. Dessa forma, o elitismo proporciona que a melhor solução da próxima geração seja no mínimo igual ao melhor resultado da geração anterior (YALCINO, ALTUN e UZAM, 2001).

No algoritmo genético desenvolvido, foram mantidos na população da próxima geração os dois melhores indivíduos da geração atual. Foram mantidos apenas os dois melhores cromossomos na geração seguinte, devido uma grande quantidade de soluções elite nas próximas gerações contribuir para a convergência do algoritmo para ótimos locais, impossibilitando encontrar o melhor resultado final.

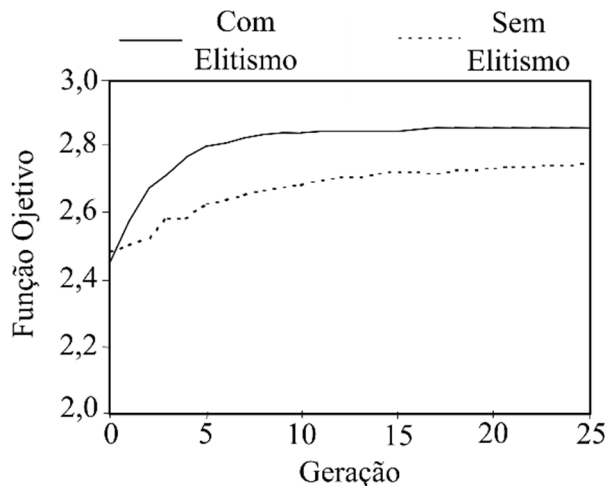
A utilização do elitismo também permite que o algoritmo encontre a melhor solução de forma mais rápida. Essa diferença pode ser observada no gráfico da Figura 4.7, o qual apresenta um exemplo de um mesmo algoritmo genético com a utilização do elitismo e sem a implementação do mesmo.

Assim, no algoritmo genético proposto, a etapa de elitismo foi implementada realizando inicialmente o fluxo de carga para todos os indivíduos da população e armazenando os valores de tensão em uma variável. Em seguida, foi obtido apenas o módulo dessas tensões e armazenado os valores em uma segunda variável. A função objetivo foi empregada utilizando os dados da segunda variável e atribuído o valor de aptidão correspondente a cada cromossomo da população, sendo esses mantidos em uma terceira variável.

Na sequência, foi determinado os dois melhores valores de aptidão, ou seja, os menores valores, uma vez que esses representam resultados das tensões mais próximas do valor desejado (1,0 pu). Para finalizar essa etapa, foram determinados os indivíduos que correspondem aos

melhores valores de aptidão e armazenados em uma quarta variável, para serem introduzidos na população da próxima geração.

Figura 4.7: Exemplo de algoritmo genético com e sem elitismo.



Fonte: Modificado de (LACERDA e CARVALHO, 1999).

4.5.7. Atualização da População

A atualização da população consiste em inserir os novos indivíduos, formados ao decorrer do código, na população total. Essa é realizada substituindo os indivíduos pais pelos indivíduos filhos. A substituição ocorre com a finalidade de manter o tamanho da população constante ao longo das gerações, uma vez que o algoritmo genético é inspirado na natureza e essa é considerada sem capacidade para atender um número ilimitado de habitantes. A natureza é um ambiente de recursos limitados, assim, a quantidade de indivíduos também é restrita, pois os recursos disponíveis para a sobrevivência da população, como água e alimentos, são escassos, influenciando diretamente no número de habitantes da mesma (LINDEN, 2008).

Em seguida, após a atualização da população, é calculado a aptidão de todos os indivíduos da população atualizada utilizando a função objetivo. Dessa forma, com a análise das aptidões dos cromossomos é determinado o melhor indivíduo dessa geração do algoritmo genético. Na sequência, é introduzida na população os indivíduos armazenados na etapa de elitismo, uma vez que o código não atingiu o critério de parada, o algoritmo irá retornar a etapa de avaliação dos indivíduos e repetir as etapas descritas anteriormente.

Logo, na implementação da atualização da população, no código do algoritmo genético proposto, inicialmente é determinado qual a posição da matriz da população é ocupada por cada pai. Na sequência, essas posições da matriz são atualizadas com os indivíduos filhos. Após a atualização, é realizado novamente o fluxo de carga e aplicada a função objetivo para cada indivíduo da população, da mesma forma que foi relatado na etapa anterior.

Em seguida, é determinado o melhor valor de aptidão dessa geração, ou seja, o menor resultado da função objetivo. Assim, é identificado o indivíduo que corresponde a esse valor, sendo armazenado esse cromossomo em uma variável. Essa variável será uma matriz com o número de linhas igual à quantidade de gerações do código e com quatro colunas, pois os indivíduos apresentam quatro genes. Ao final de cada geração do algoritmo genético será determinado o melhor indivíduo dessa geração e armazenado nessa variável.

Na sequência, é introduzido na população os dois elementos armazenados no elitismo. Para isso, é gerado dois números aleatórios, para indicar quais as posições da matriz da população serão substituídas pelos indivíduos elite. Posteriormente, é verificado se essas posições não correspondem as posições ocupadas pelos filhos, uma vez que os cromossomos gerados na atual geração necessitam estar presente na geração futura. Caso os números gerados sejam diferentes das posições dos filhos, os conteúdos armazenados na matriz da população referentes a essas posições são alterados para os valores do elitismo. Caso contrário, são gerados de forma aleatória novos números e observado novamente se esses são iguais as posições ocupadas pelos cromossomos filhos.

Dessa forma, a população da próxima geração estará com os indivíduos filhos desenvolvidos na geração anterior e também com os cromossomos armazenados no elitismo, considerando sempre essa com um tamanho constante ao longo de todas as gerações.

4.5.8. Critério de Parada

O critério de parada é necessário para avaliar quando o algoritmo genético será finalizado. As etapas descritas anteriormente são efetuadas durante uma geração e são realizadas sucessivamente até ser atingindo algum critério de parada previamente definido no código.

O critério de parada utilizado no algoritmo genético proposto foi o número máximo de gerações. Nesse método, o algoritmo genético é encerrado quando executa uma determinada quantidade de gerações, a qual foi estabelecida previamente no início do código. Para o

algoritmo desenvolvido foi considerado 800 gerações como critério de parada. A quantidade de gerações foi definida após observar o gráfico com o melhor resultado do algoritmo em cada geração e constatar que em 800 gerações o código evita os mínimos locais e permanece com o melhor resultado em um número significativo de gerações.

Quando o algoritmo genético termina de executar todas as gerações, há uma grande quantidade de melhores indivíduos encontrados em cada geração, sendo essa quantidade igual ao número de gerações. Dessa forma, é aplicada a função objetivo novamente nesses indivíduos e atribuído a aptidão desses. Em seguida, é determinado qual desses cromossomos possui a melhor aptidão, sendo esse indivíduo o resultado do algoritmo genético.

Portanto, para a implementação do critério de parada no algoritmo genético proposto, no início do código foi criado um laço, onde as etapas do algoritmo genético foram desenvolvidas, sendo que esse é executado até atingir o número máximo de gerações, ou seja, 800 gerações conforme informado anteriormente. Durante a execução das etapas contidas no laço, em cada geração é armazenado em uma variável o melhor indivíduo daquela respectiva geração. Ao terminar as gerações, essa variável será uma matriz com 800 linhas, onde cada linha possui o melhor indivíduo de uma geração.

Após as gerações terminarem de ser executadas e atingir o critério de parada, é realizado novamente um fluxo de carga e a função objetivo para cada indivíduo da variável que contém os melhores cromossomos determinados em cada geração. Assim, são realizados 800 fluxos de carga e funções objetivos para obter a aptidão de cada um desses elementos. Na sequência, é determinada a menor aptidão e o indivíduo que possui esse valor, sendo esse cromossomo o que apresenta o melhor resultado. Esse indivíduo será o resultado do algoritmo genético proposto, contendo os valores de potência reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos podem assumir para as tensões de todas as barras do sistema elétrico ficarem o mais próximo possível de 1,0 pu. O código desenvolvido do algoritmo genético proposto nesta pesquisa é apresentado no Apêndice B.

4.6. Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados o conceito de algoritmo genético, os princípios e as características fundamentais da computação evolutiva, a qual o algoritmo genético pertence, e a relação dos algoritmos evolutivos com a Teoria da Evolução proposta por Charles Darwin.

Como o algoritmo genético foi inspirado na natureza, foram apresentados os significados de termos provenientes da biologia, por exemplo, gene, cromossomo e alelo.

Também foram descritas todas as etapas implementadas no desenvolvimento do algoritmo genético proposto, os quais compreendem a geração da população inicial de forma aleatória, seleção dos indivíduos para realizar as demais etapas do código, cruzamento dos cromossomos pais, mutação dos indivíduos filhos, elitismo, atualização da população para a próxima geração e critério de parada do algoritmo.

Além disso, foi detalhado o procedimento utilizado para realizar a avaliação dos indivíduos e analisar a influência da potência reativa, contida em cada indivíduo da população, no nível de tensão das barras do sistema elétrico. Essa avaliação não foi estimada por fórmulas ou equações aproximadas, mas utilizando um fluxo de carga para cada cromossomo do código e considerando o sistema elétrico em sua totalidade.

Capítulo 5

RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. Considerações Iniciais

O presente capítulo apresenta os resultados computacionais obtidos com a representação do sistema solar fotovoltaico no *software* escolhido. Nesse sentido, são abordadas as características elétricas dos painéis quando esses estão conectados apenas ao conversor Boost, os dados obtidos nas etapas do controle utilizado no inversor trifásico e destacado a influência do filtro no comportamento da tensão e da corrente.

Na sequência, são descritos os resultados apresentados com a implementação do sistema elétrico de 14 barras do IEEE, o qual foi utilizado para a validação da metodologia proposta neste trabalho. Assim, são apresentados os valores obtidos com o fluxo de carga, antes da conexão da usina fotovoltaica ao mesmo, e comparado esses dados com os fornecidos por outro *software*.

Ademais, esse capítulo apresenta os resultados obtidos com o algoritmo genético proposto, sendo relatado os valores de potência reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos conectados ao sistema elétrico devem fornecer/absorver, com a finalidade de obter os melhores níveis de tensão nas barras do sistema. Dessa forma, para analisar o desempenho do algoritmo desenvolvido, são apresentados os resultados obtidos em seis estudos de casos, nos quais foram alterados os valores das cargas originais do sistema elétrico de 14 barras do IEEE.

5.2. Sistema Solar Fotovoltaico

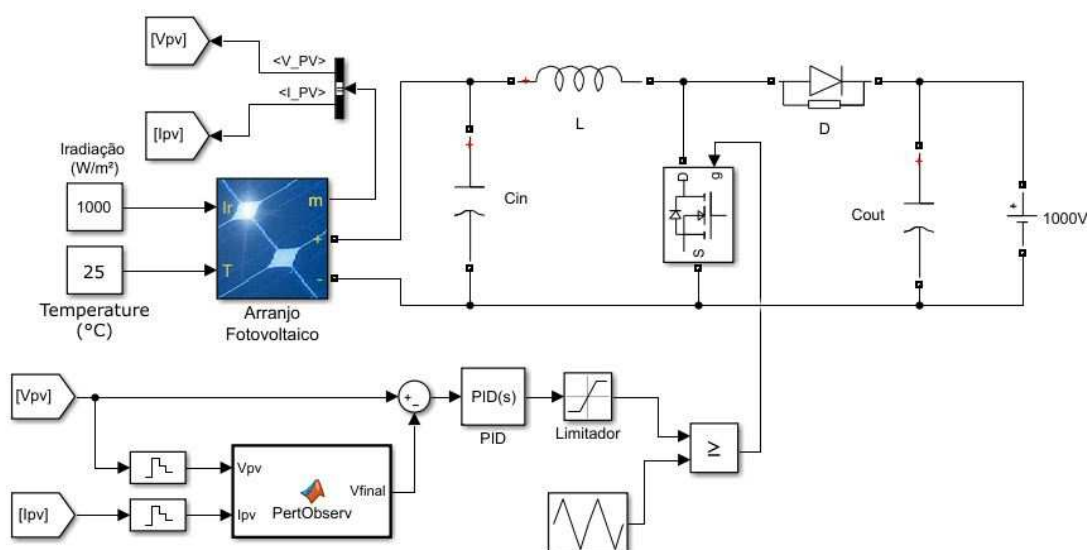
Serão apresentados os resultados computacionais obtidos na representação de uma unidade do sistema solar fotovoltaico, o qual possui uma potência máxima de 212,4 kW, visto que a usina fotovoltaica é representada utilizando 50 unidades desse sistema fotovoltaico. Assim, as simulações foram realizadas contemplando todos os componentes do sistema solar fotovoltaicos, os quais são os painéis fotovoltaicos, o conversor elevador de tensão, o inversor trifásico e o filtro. Além disso, também são considerados as atuações do controle empregado no conversor Boost, juntamente com o método de rastreamento do ponto de máxima potência, e o controle utilizado no inversor trifásico.

5.2.1. Painéis Fotovoltaicos Conectados ao Conversor Boost

Os módulos fotovoltaicos, como mencionado anteriormente, são conectados em série e em paralelo para obterem maiores níveis de tensão, corrente e potência. Dessa forma, foram utilizados no estudo sessenta e quatro módulos em paralelo e oito módulos em série com a finalidade de obter 212,4 kW de potência, 583,2 V de tensão e 364,16 A de corrente.

Inicialmente, o conjunto de painéis fotovoltaicos foi conectado apenas ao conversor Boost, com o seu controle, o método de rastreamento do ponto de máxima potência e uma fonte de tensão contínua de 1000 V, uma vez que esse é o valor de tensão na saída do conversor. O circuito contemplando esses componentes é ilustrado na Figura 5.1.

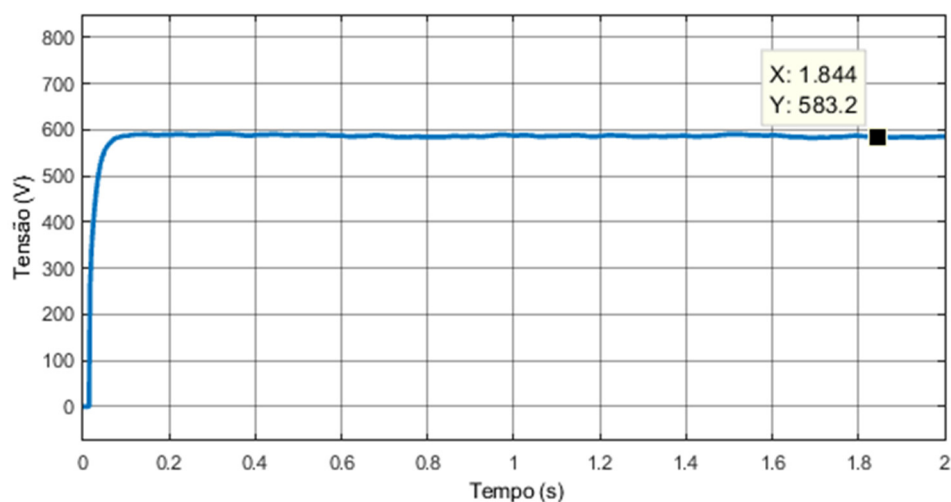
Figura 5.1: Circuito com painéis fotovoltaicos conectados ao conversor Boost.



Fonte: Autora.

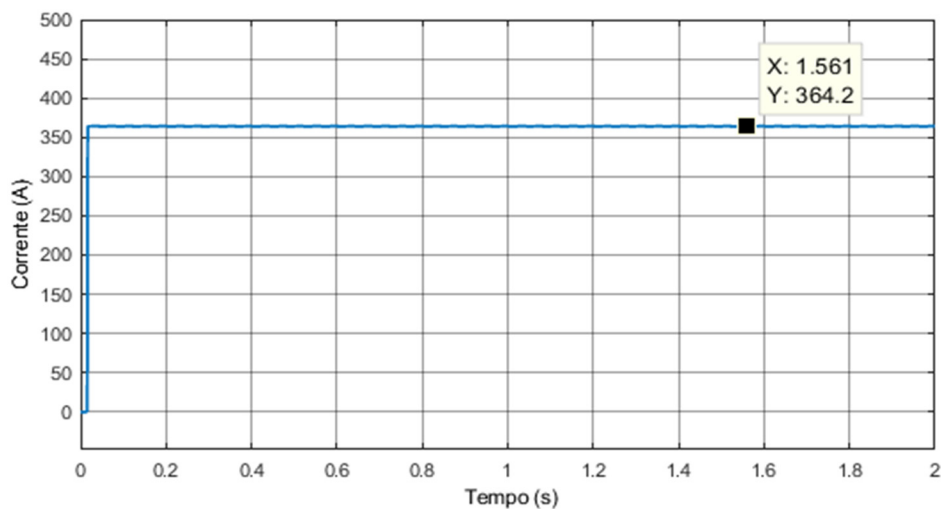
Dessa forma, as Figuras 5.2, 5.3 e 5.4 ilustram a tensão, a corrente e a potência, respectivamente, fornecida pelos módulos fotovoltaicos, considerando a irradiação solar de 1000 W/m^2 e a temperatura das células fotovoltaicas de 25°C . Pode-se observar com as figuras, que os valores de potência, de tensão e de corrente gerados pelos painéis correspondem aos valores teóricos projetados.

Figura 5.2: Tensão fornecida pelos painéis fotovoltaicos.



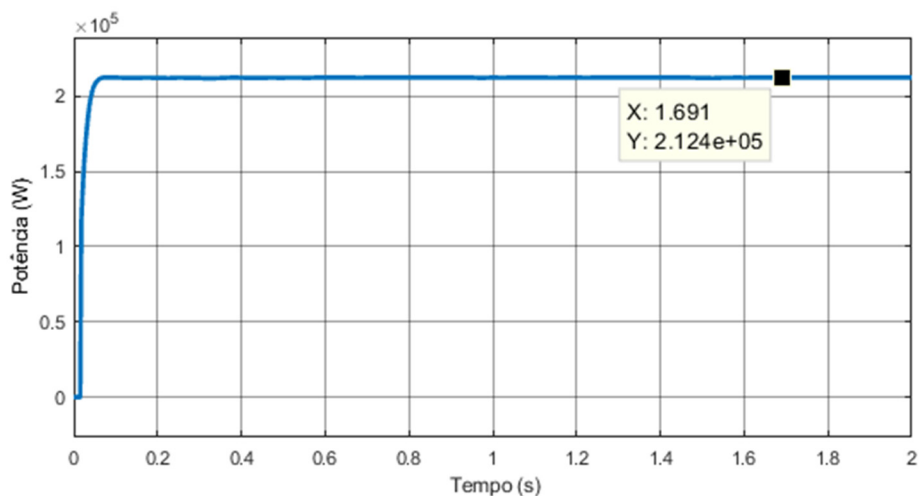
Fonte: Autora.

Figura 5.3: Corrente fornecida pelos painéis fotovoltaicos.



Fonte: Autora.

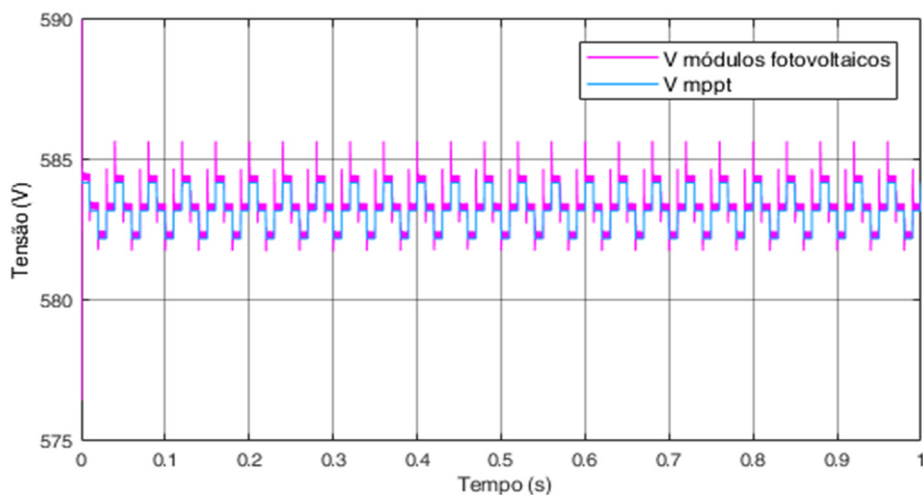
Figura 5.4: Potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos.



Fonte: Autora.

Além disso, foi verificado o desempenho do método de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). O método utilizado corresponde ao Perturba e Observa, o qual é responsável por gerar uma tensão de saída que corresponde ao ponto de máxima potência para as condições de irradiação solar e temperatura que os painéis fotovoltaicos estão submetidos naquele momento. A Figura 5.5 ilustra o funcionamento do MPPT quando os módulos fotovoltaicos estão submetidos as condições padrão de teste, ou seja, irradiação solar de 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C . Com a análise da referida figura, observa-se que a técnica de rastreamento utilizada é eficiente, uma vez que a tensão gerada pelo MPPT corresponde a tensão gerada pelo conjunto de módulos fotovoltaicos.

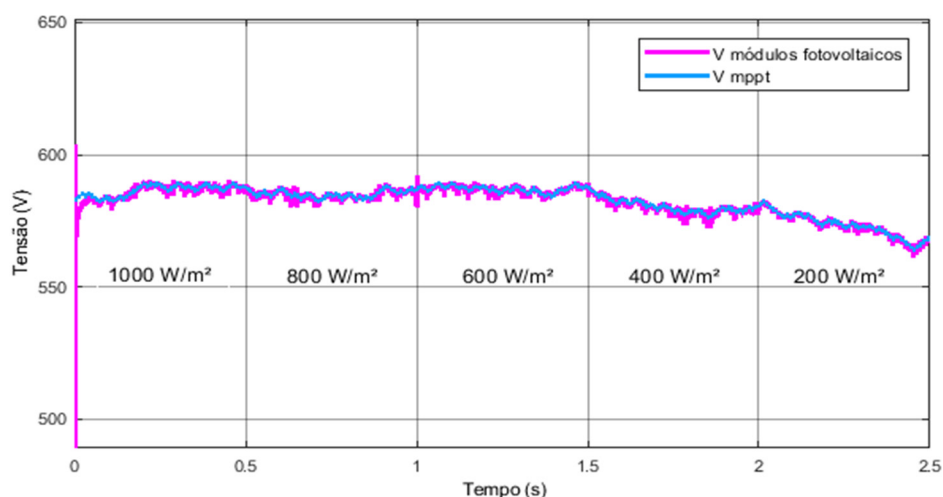
Figura 5.5: Funcionamento do MPPT nas condições padrão de teste.



Fonte: Autora.

Na sequência, foi alterado o valor da irradiação solar e mantido a temperatura das células fotovoltaicas constante igual à 25°C. A irradiação solar foi considerada decrescente com valores de 1000 W/m², 800 W/m², 600 W/m², 400 W/m² e 200 W/m², sendo cada um desses valores mantidos por 0,5 segundos. A atuação do método de rastreamento do ponto de máxima potência é ilustrada na Figura 5.6. Nota-se, que o MPPT apresenta desempenho satisfatório quando há variação da irradiação solar, pois a tensão fornecida pelo método Perturba e Observa é capaz de acompanhar as alterações da tensão proveniente dos painéis fotovoltaicos.

Figura 5.6: Funcionamento do MPPT com variação da irradiação solar.

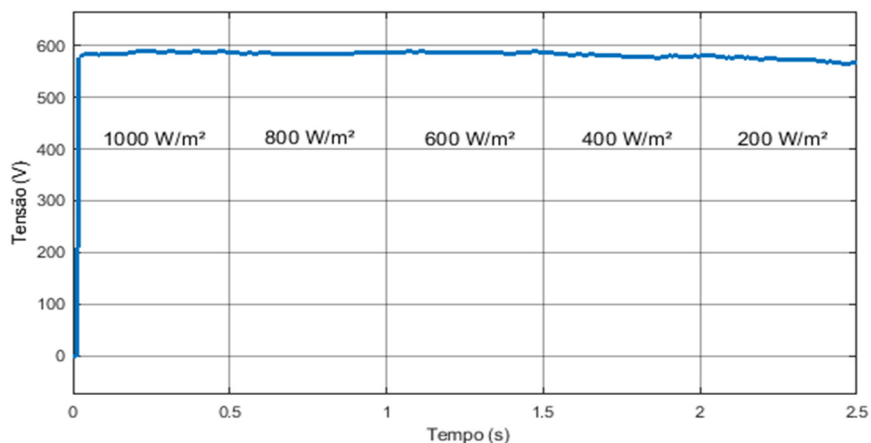


Fonte: Autora.

A Figura 5.7 apresenta a tensão fornecida pelo conjunto de módulos fotovoltaicos quando ocorre variação da irradiação solar. Com a mencionada figura, é possível observar que a diminuição da radiação solar proporciona uma pequena queda no valor da tensão gerada pelos módulos, conforme foi discutido anteriormente no item 2.9.1.

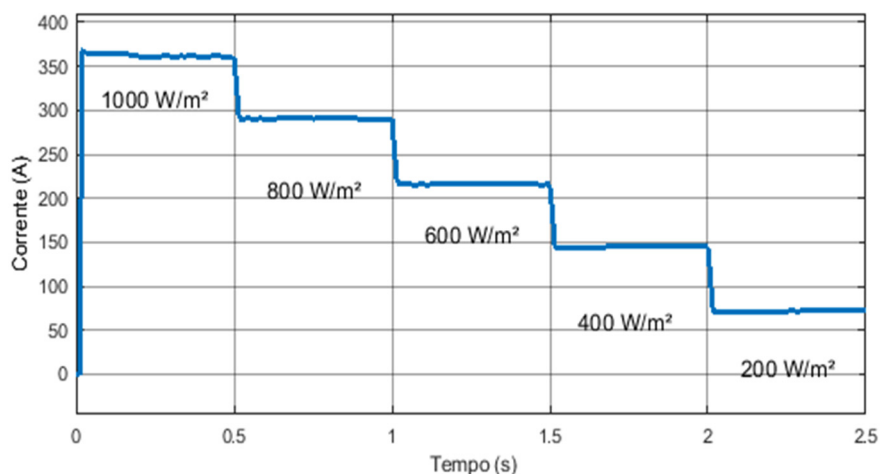
O comportamento da corrente fornecida pelos painéis fotovoltaicos com a alteração da irradiação solar é ilustrado na Figura 5.8. Observa-se que a variação da irradiação solar é diretamente proporcional a quantidade de corrente gerada. Assim, a diminuição da irradiação resultou em uma diminuição significativa no valor da corrente, uma vez que um menor número de fótons incide nas células fotovoltaicas quando a irradiação é baixa, proporcionando uma quantidade menor de elétrons livres e, consequentemente, um valor mais baixo de corrente.

Figura 5.7: Tensão dos módulos fotovoltaicos com variação da irradiação solar.



Fonte: Autora.

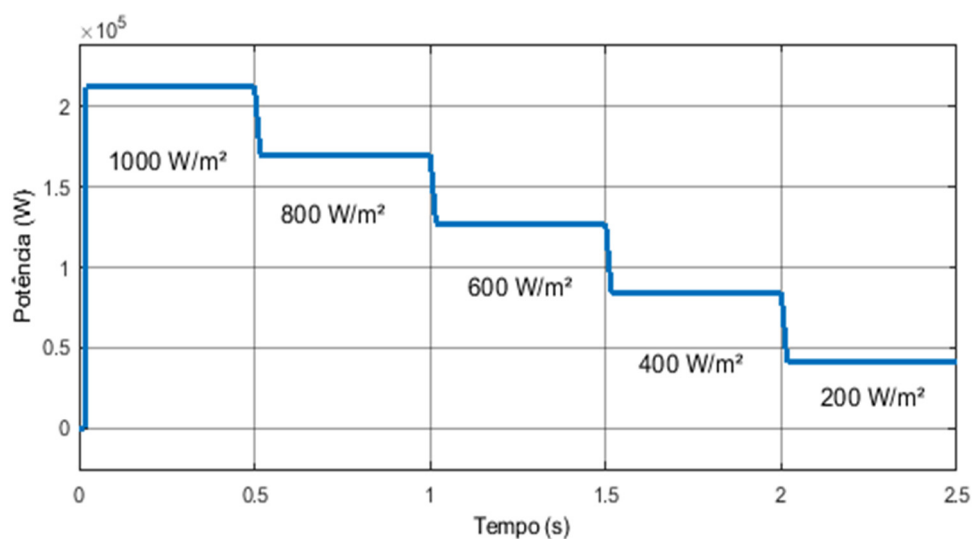
Figura 5.8: Corrente dos módulos fotovoltaicos com variação da irradiação solar.



Fonte: Autora.

A potência na entrada do conversor elevador de tensão também foi analisada quando há variação da irradiação solar, conforme pode ser visualizado na Figura 5.9. Com a análise da referida figura, observa-se que a potência também é diretamente proporcional à variação da irradiação solar, o que era esperado, pois essa grandeza é obtida pelo produto da tensão pela corrente e esses parâmetros também alteram com a variação da irradiação incidente. Dessa forma, com a diminuição da irradiação solar a potência fornecida pelo conjunto de painéis fotovoltaicos apresentou significativa redução. O valor da potência para cada nível de irradiação é apresentado na Tabela 5.1. Nota-se que há uma queda expressiva na potência gerada quando a irradiação solar atinge o valor de 200 W/m².

Figura 5.9: Potência dos módulos fotovoltaicos com variação da irradiação solar.



Fonte: Autora.

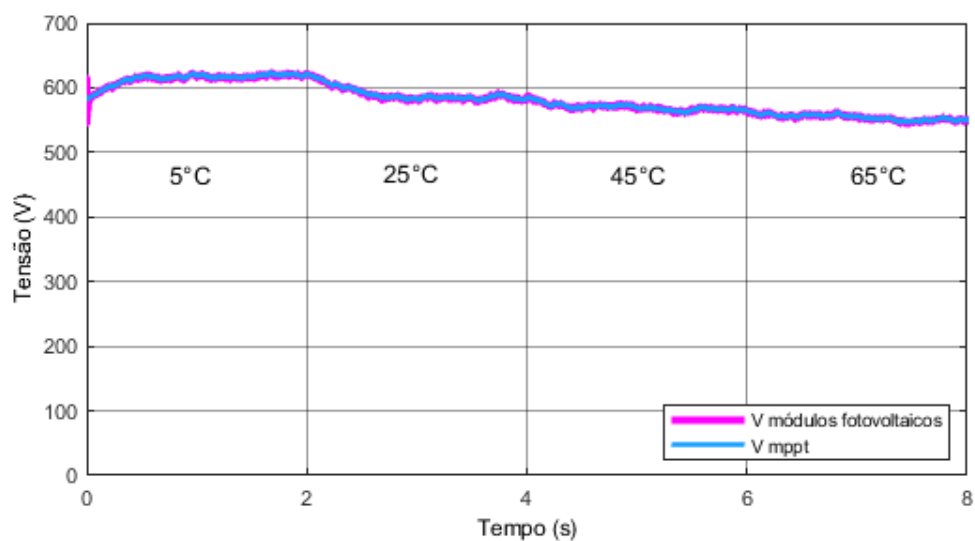
Tabela 5.1: Dados de potência com a variação da irradiação solar.

<i>Irradiação Solar</i>	<i>Potência</i>
1000 W/m ²	$2,124 \cdot 10^5$ W
800 W/m ²	$1,699 \cdot 10^5$ W
600 W/m ²	$1,270 \cdot 10^5$ W
400 W/m ²	$0,841 \cdot 10^5$ W
200 W/m ²	$0,413 \cdot 10^5$ W

Fonte: Autora.

Em seguida, foi alterada a temperatura das células fotovoltaicas de forma crescente e mantido a irradiação solar constante em 1000 W/m^2 . Foram considerados os valores de temperatura de 5°C , 25°C , 45°C e 65°C durante 2,0 segundos cada. Inicialmente, verificou-se a atuação do método de rastreamento do ponto de máxima potência, conforme é ilustrado na Figura 5.10. Nota-se com essa figura, que o método Perturba e Observa também é eficiente quando há alteração da temperatura, pois esse consegue acompanhar instantaneamente as mudanças no valor da tensão proveniente dos módulos fotovoltaicos.

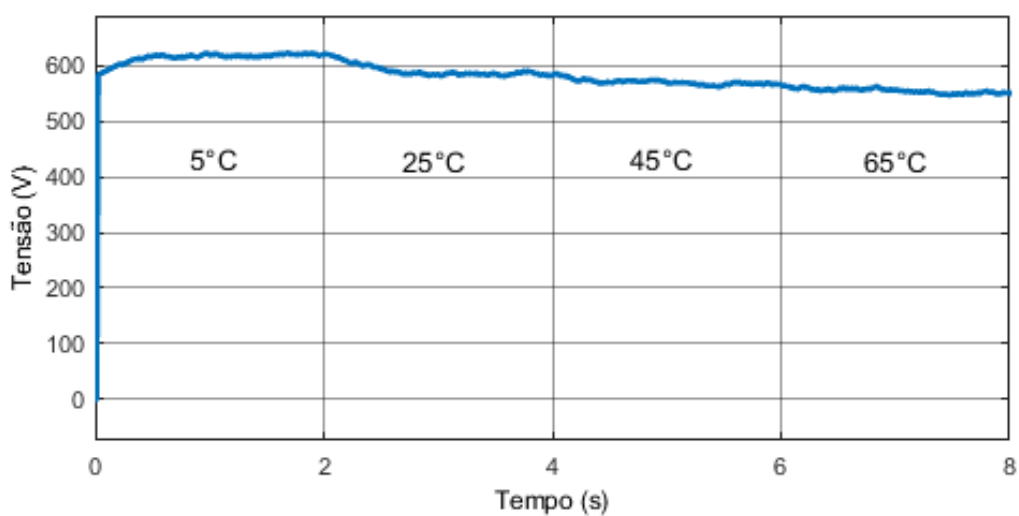
Figura 5.10: Funcionamento do MPPT com variação da temperatura das células fotovoltaicas.



Fonte: Autora.

O comportamento da tensão fornecida pelos painéis fotovoltaicos quando há alteração na temperatura das células é mostrado na Figura 5.11. Constata-se que a variação da temperatura influencia inversamente a tensão gerada, pois com o aumento da temperatura houve um decaimento da tensão, sendo esse mais acentuado quando comparado com o comportamento da tensão devido à variação da irradiação solar.

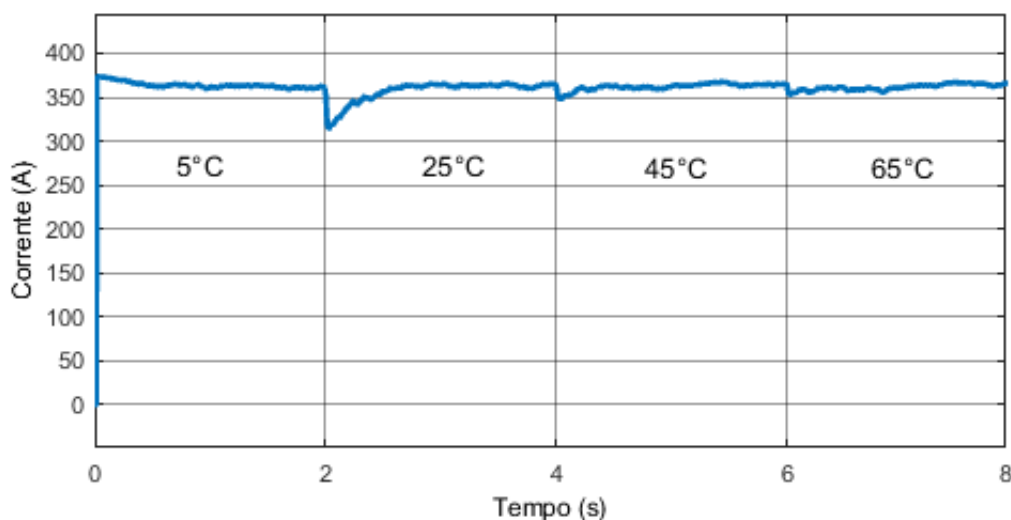
Figura 5.11: Tensão dos módulos fotovoltaicos com variação da temperatura das células fotovoltaicas.



Fonte: Autora.

Na Figura 5.12 é ilustrado o comportamento da corrente fornecida pelos módulos fotovoltaicos quando ocorre variação na temperatura das células. Observa-se com a análise da referida figura, que a alteração no valor da corrente é muito pequena quando há variação da temperatura. Portanto, a corrente gerada pelos painéis é pouco influenciada pela alteração da temperatura.

Figura 5.12: Corrente dos módulos fotovoltaicos com variação da temperatura das células fotovoltaicas.

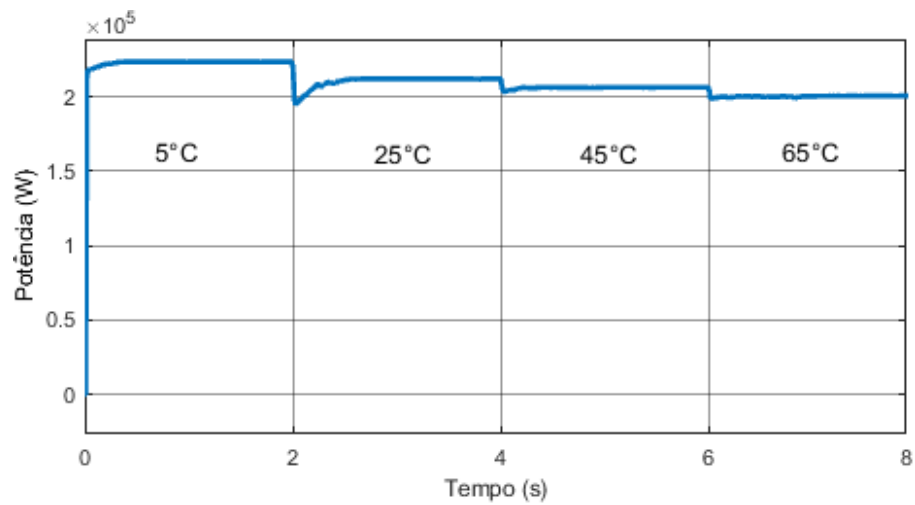


Fonte: Autora.

A potência disponibilizada pelo conjunto de módulos fotovoltaicos com a alteração da temperatura das células é apresentada na Figura 5.13. Nota-se pela figura que a variação da temperatura é inversamente proporcional à variação da potência. O aumento da temperatura das células resulta em uma diminuição da potência fornecida, sendo essa diminuição decorrente da variação da tensão. Os valores de potência apresentados para cada valor de temperatura são mostrados na Tabela 5.2.

Além disso, foi verificado as potências no conversor Boost. A Figura 5.14 apresenta a potência de entrada e a potência de saída do conversor elevador de tensão considerando a irradiação solar de 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C . A potência de entrada possui valor de $2,124 \cdot 10^5 \text{ W}$, sendo esse o valor da potência fornecida pelo conjunto de painéis fotovoltaicos. A potência de saída apresenta valor de $2,039 \cdot 10^5 \text{ W}$. Dessa forma, esse conversor apresenta um rendimento de 96%, o qual foi o valor estipulado no projeto do mesmo.

Figura 5.13: Potência dos módulos fotovoltaicos com variação da temperatura das células fotovoltaicas.



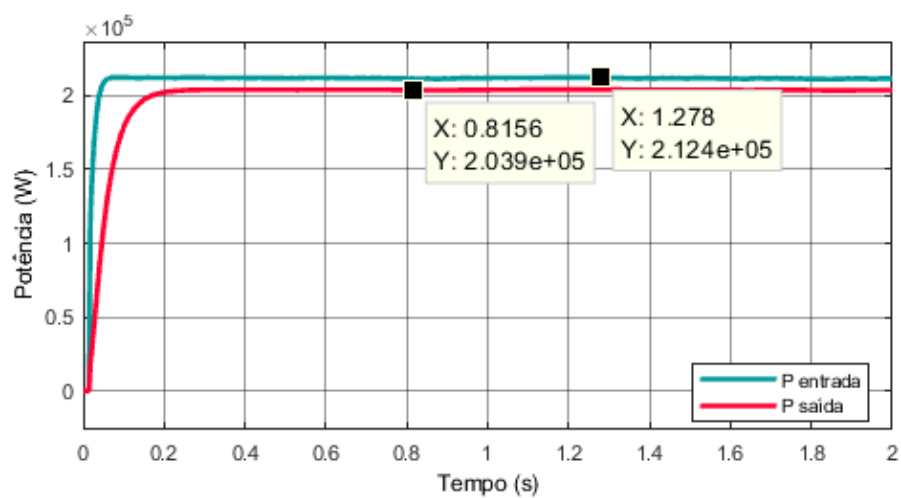
Fonte: Autora.

Tabela 5.2: Dados de potência com a variação da temperatura das células fotovoltaicas.

<i>Temperatura das Células</i>	<i>Potência</i>
0°C	$2,234 \cdot 10^5$ W
25°C	$2,124 \cdot 10^5$ W
45°C	$2,005 \cdot 10^5$ W
65°C	$1,889 \cdot 10^5$ W

Fonte: Autora.

Figura 5.14: Potências do conversor Boost nas condições padrão de teste.



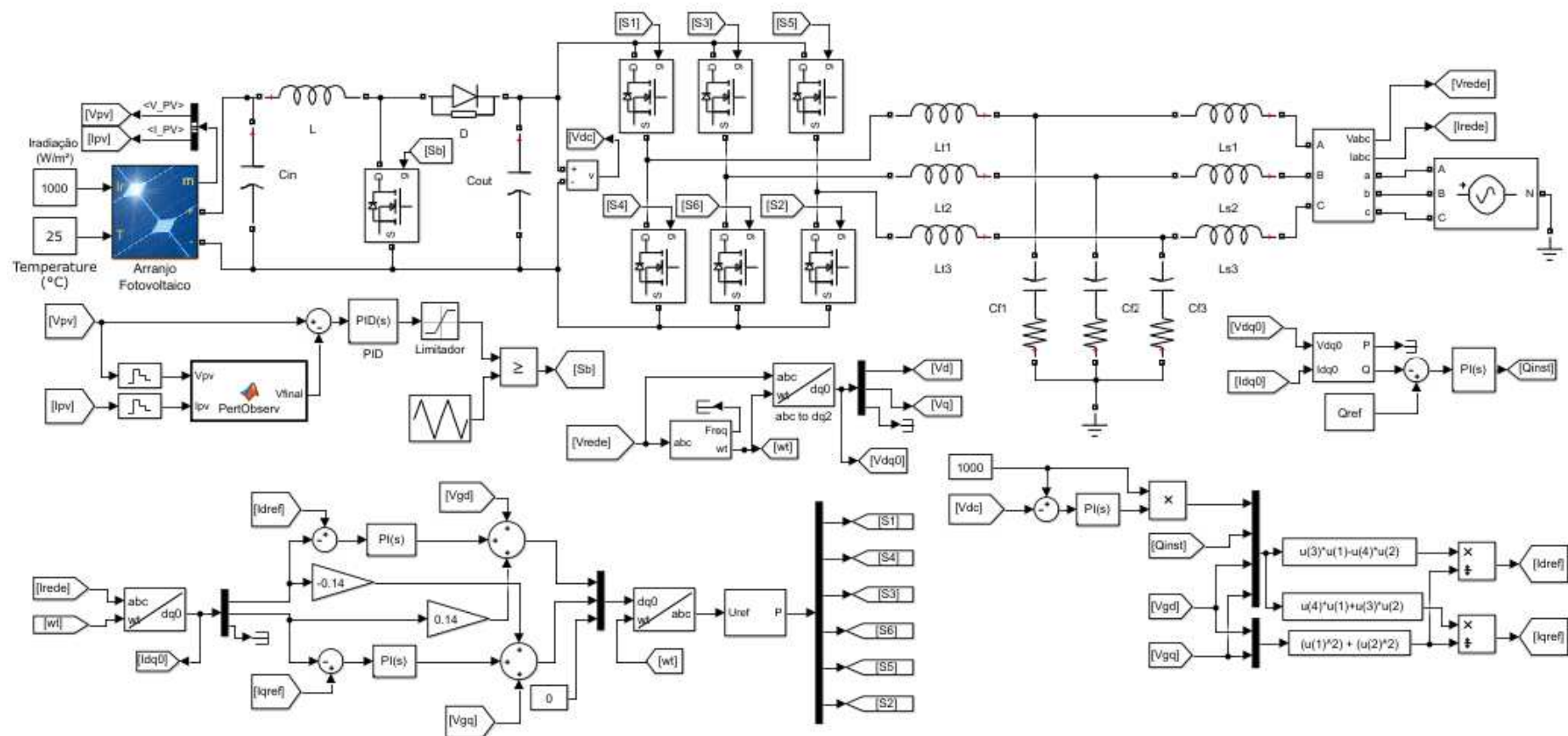
Fonte: Autora.

5.2.2. Inversor Trifásico

Para analisar o desempenho do inversor trifásico foi considerado o sistema fotovoltaico composto pelo conjunto de painéis, conversor elevador de tensão (dotado com controle), inversor trifásico (também com seu controle), filtro e a rede elétrica, conforme representado na Figura 5.15.

Inicialmente, a rede elétrica foi representada como uma fonte de tensão trifásica programável, na qual é possível alterar o valor da frequência em um instante de tempo previamente definido. Essa representação da rede elétrica foi utilizada com a finalidade de verificar o desempenho da malha de captura de fase (PLL) na determinação da frequência e da posição angular, uma vez que esses dados são essenciais no sincronismo da tensão proveniente dos painéis fotovoltaicos com a rede elétrica e na conversão do sistema trifásico “*abc*” para o sistema de coordenada síncronas “*dq0*”.

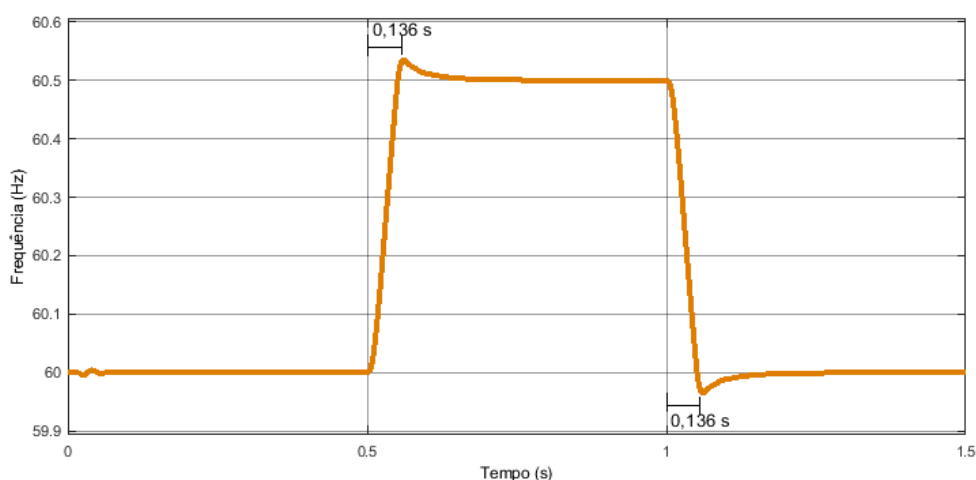
Figura 5.15: Circuito elétrico com fonte de tensão trifásica programável.



Fonte: Autora.

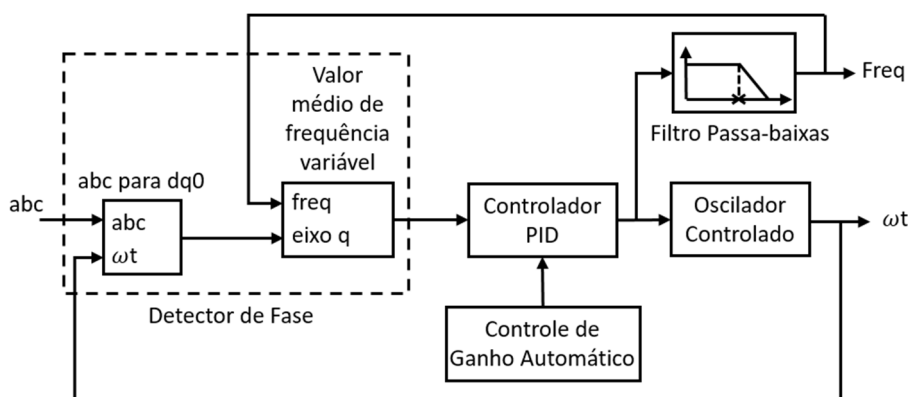
Para a análise do PLL foi considerada a tensão da rede elétrica de 380 V. A frequência foi definida em 60 Hz, com um uma elevação de 0,50 Hz entre os instantes de tempo de 0,5 e 1,0 segundo. A Figura 5.16 apresenta o desempenho do PLL na determinação da frequência da rede. Nota-se que a malha de captura de fase é eficiente, uma vez que essa apresenta as mudanças na frequência da rede e se estabiliza no novo valor em apenas 0,136 segundos em ambas as variações. Ademais, o diagrama de blocos da estrutura interna do PLL utilizado nas simulações é ilustrado na Figura 5.17.

Figura 5.16: Frequência da rede elétrica fornecida pelo PLL.



Fonte: Autora.

Figura 5.17: Estrutura do PLL.

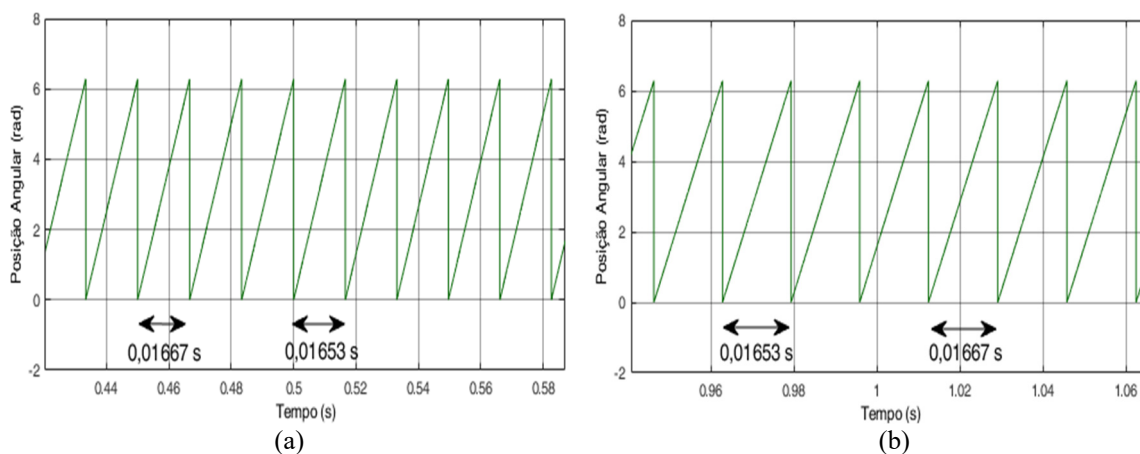


Fonte: Modificado de (MATHEWORKS, 2017).

O PLL também fornece a posição angular referente a tensão da rede. Considerando a variação da frequência de 60 Hz para 60,5 Hz entre os instantes 0,5 e 1,0 segundo, a Figura 5.18 apresenta a posição angular obtida pela malha de captura de fase. Com essa figura é

possível analisar a alteração da frequência utilizando o período. No gráfico (a) da Figura 5.18, observa-se que antes de 0,5 segundos (antes de ocorrer a alteração da frequência) o período é de 0,01667 segundos, o que corresponde a uma frequência de 60 Hz. Entre os instantes de tempo de elevação da frequência, o período é de 0,01653 segundos, o qual corresponde a uma frequência de 60,5 Hz. Após cessado a alteração da frequência, gráfico (b) da Figura 5.18, o período retorna para 0,01667 segundos, indicando uma frequência de 60 Hz novamente.

Figura 5.18: Posição angular fornecida pelo PLL: (a) gráfico evidenciando a posição angular antes do aumento da frequência; (b) gráfico destacando a posição angular após o aumento de frequência.

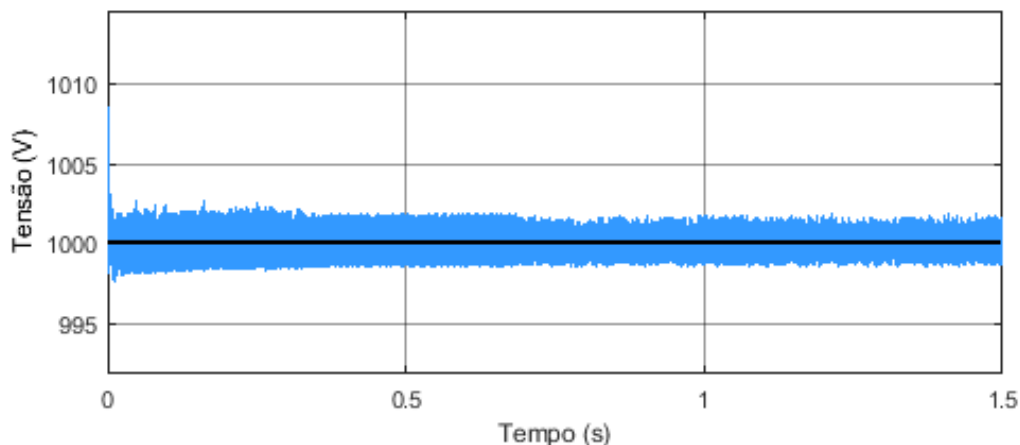


Fonte: Autora.

Na sequência, a usina fotovoltaica, representada por 50 unidades do sistema fotovoltaico, foi conectada ao sistema teste de 14 barras do IEEE. Ademais, foi considerado os painéis fotovoltaicos submetidos a uma temperatura constante de 25°C e a uma irradiação solar variável, sendo essa com valores de 1000 W/m², 900 W/m², 800 W/m², 700 W/m² e 600 W/m² permanecendo cada valor por 0,3 segundos. Foram analisados os resultados de uma unidade do sistema fotovoltaico, o qual apresenta potência ativa de 212,4 kW, uma vez que as demais unidades que representam a usina fotovoltaica são idênticas.

Inicialmente, foi verificado a atuação da malha de controle da tensão do link-dc. Essa malha de controle possui como objetivo primordial controlar a tensão de entrada do inversor trifásico, a qual é denominada de tensão do link-dc. A Figura 5.19 apresenta a referida tensão. Observa-se com a figura que o controle utilizado no inversor trifásico é eficiente, uma vez que foi mantida constante a tensão em 1000 V, valor especificado no projeto, apesar das variações na irradiação solar.

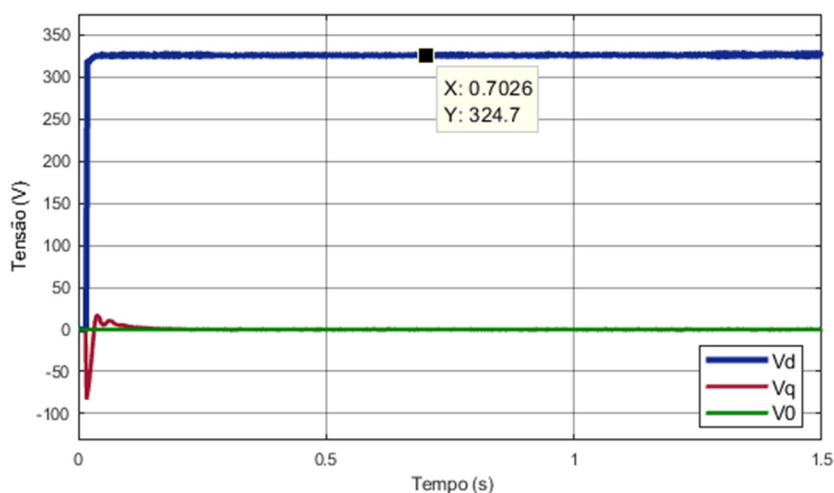
Figura 5.19: Tensão do link-dc.



Fonte: Autora.

Na malha de controle da tensão do link-dc é necessário obter os dados de tensão do ponto de acoplamento comum no sistema de coordenadas síncronas. Assim, a Figura 5.20 ilustra a tensão do PAC no sistema “ $dq0$ ”, considerando as mesmas condições de temperatura ambiente e irradiação solar anteriores. A tensão de eixo direto possui valor de 324,7 V e as componentes de eixo em quadratura e eixo homopolar são nulas.

Figura 5.20: Tensões do PAC no sistema de coordenadas síncrona “ $dq0$ ”.



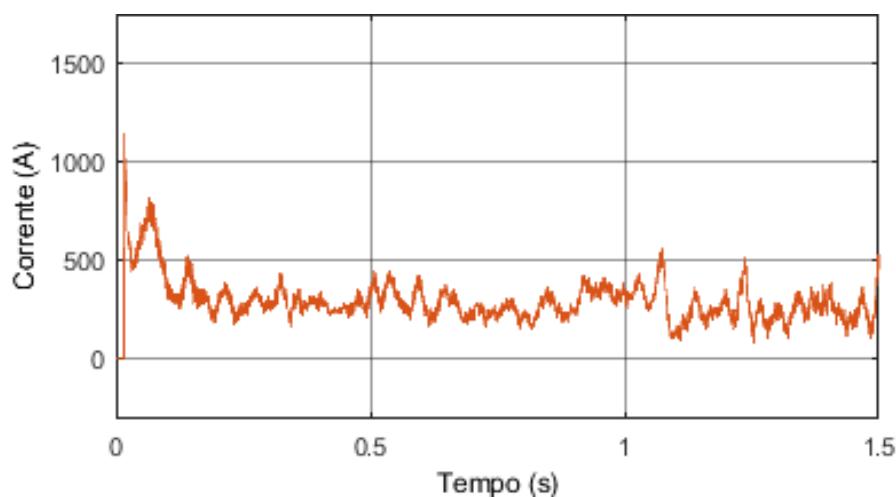
Fonte: Autora.

A malha de controle da tensão do link-dc também é responsável por gerar as correntes de referência de eixo direto e eixo em quadratura que serão empregadas na malha de controle que geram os pulsos das chaves do inversor. Para gerar essas correntes é necessário fornecer ao controle os dados de tensão do ponto de acoplamento comum no sistema de coordenadas

síncronas, o resultado do controle da tensão do link-dc e o parâmetro proveniente da malha de controle de potência reativa.

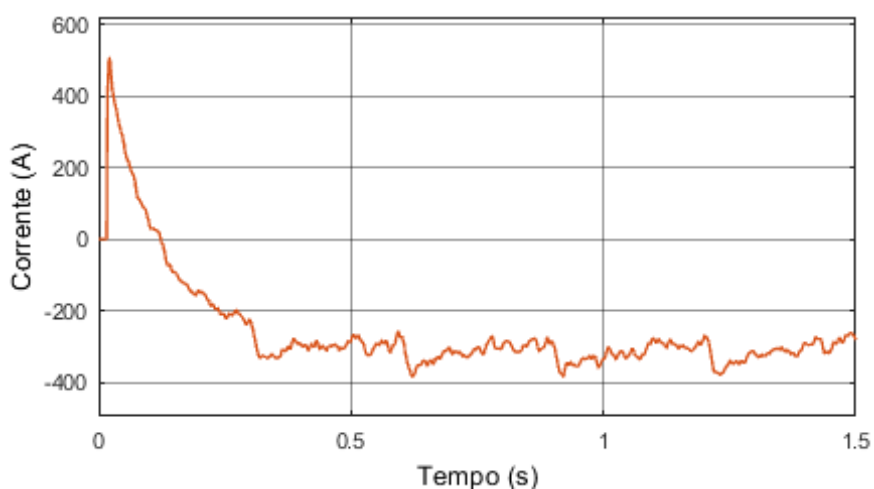
Com a finalidade de exemplificar a obtenção das correntes de eixo direto e em quadratura, foi considerado o sistema fotovoltaico fornecendo 133,2 kVAr de potência reativa, sendo esse o valor limite que um único sistema pode fornecer dessa grandeza. Assim, as Figuras 5.21 e 5.22 apresentam as correntes de referência eixo direto e eixo em quadratura, respectivamente, obtidas com o referido controle. O valor dessas correntes depende da quantidade de potência reativa solicitada ao sistema fotovoltaico.

Figura 5.21: Corrente de referência de eixo direto.



Fonte: Autora.

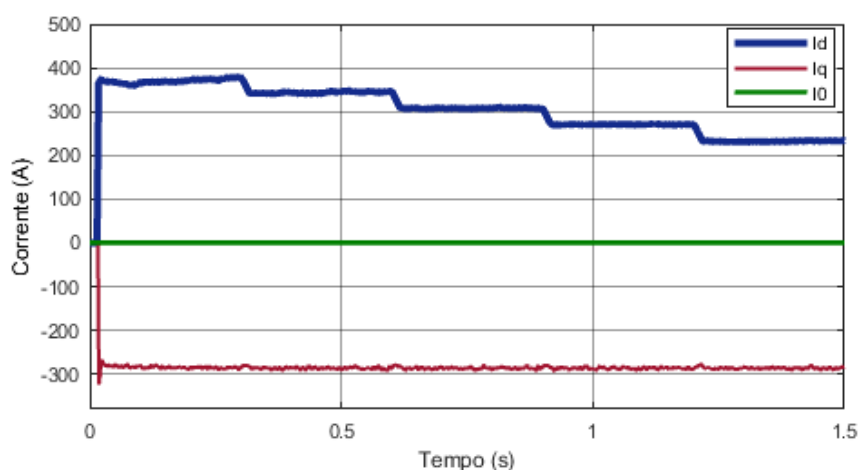
Figura 5.22: Corrente de referência de eixo em quadratura (Iq_ref) em função do tempo.



Fonte: Autora.

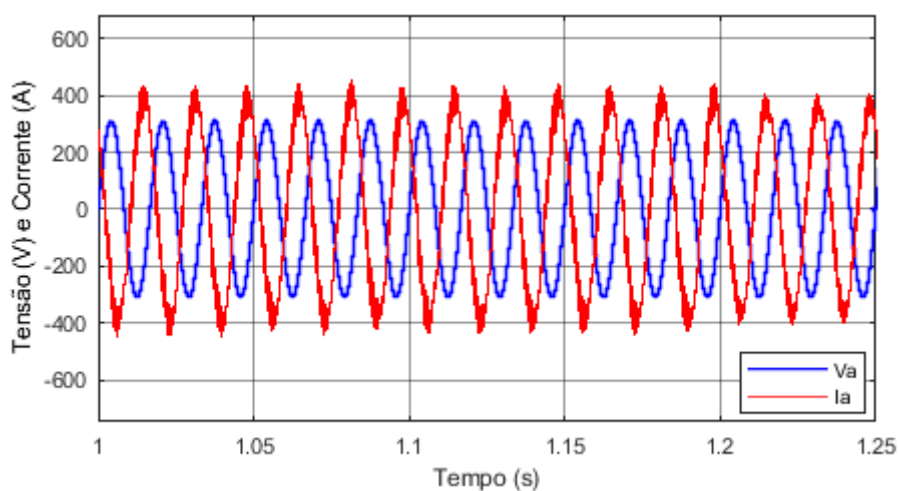
A malha de controle de corrente é responsável por gerar os pulsos de comando das chaves do inversor. Nesse controle, a corrente do ponto de acoplamento comum é transformada do sistema trifásico “*abc*” para o sistema de coordenada síncronas “*dq0*”. Considerando os painéis fotovoltaicos submetidos à temperatura constante de 25°C, a irradiação solar variável e o sistema fotovoltaico fornecendo 133,2 kVar de potência reativa, a Figura 5.23 ilustra as correntes do PAC no sistema “*dq0*”. Nota-se que a corrente de eixo direto sofre uma maior influência da irradiação solar. Além disso, analisando as correntes e as tensões no PAC também se constata que o sistema fotovoltaico está fornecendo potência reativa à rede elétrica, uma vez que as formas de onda da tensão e da corrente são opostas. A Figura 5.24 ilustra as formas de onda da tensão e da corrente da fase *a*.

Figura 5.23: Correntes do PAC no sistema de coordenadas síncrona “*dq0*”.



Fonte: Autora.

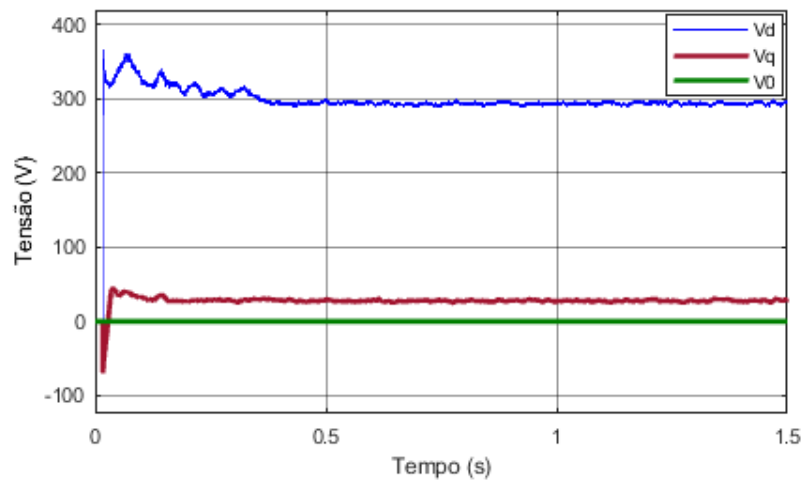
Figura 5.24: Tensão e corrente da fase *a* no PAC quando o sistema fotovoltaico fornece potência reativa.



Fonte: Autora.

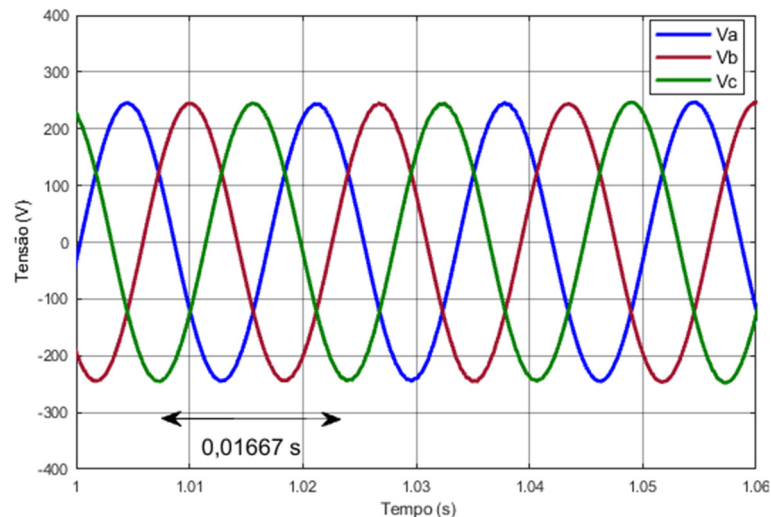
A malha de controle de corrente utiliza as correntes do PAC no sistema de coordenadas síncronas, as correntes de referência originadas na malha de controle da tensão do link-dc e as tensões do PAC no sistema “ $dq0$ ” para gerar as tensões, também no sistema “ $dq0$ ”, que serão utilizadas como sinais de modulação de referência no PWM, após a conversão para o sistema trifásico “ abc ”. A Figura 5.25 ilustra as tensões obtidas nesse controle no sistema “ $dq0$ ”. A Figura 5.26 ilustra os sinais de referência no sistema trifásico “ abc ”, os quais serão utilizados pelo PWM. Essa figura permite observar que a frequência desses sinais é de 60 Hz, uma vez que o período é de 0,0167 segundos, assim, essa será a frequência da tensão de saída do inversor trifásico.

Figura 5.25: Tensões no sistema “ $dq0$ ” originadas pela malha de controle de corrente.



Fonte: Autora.

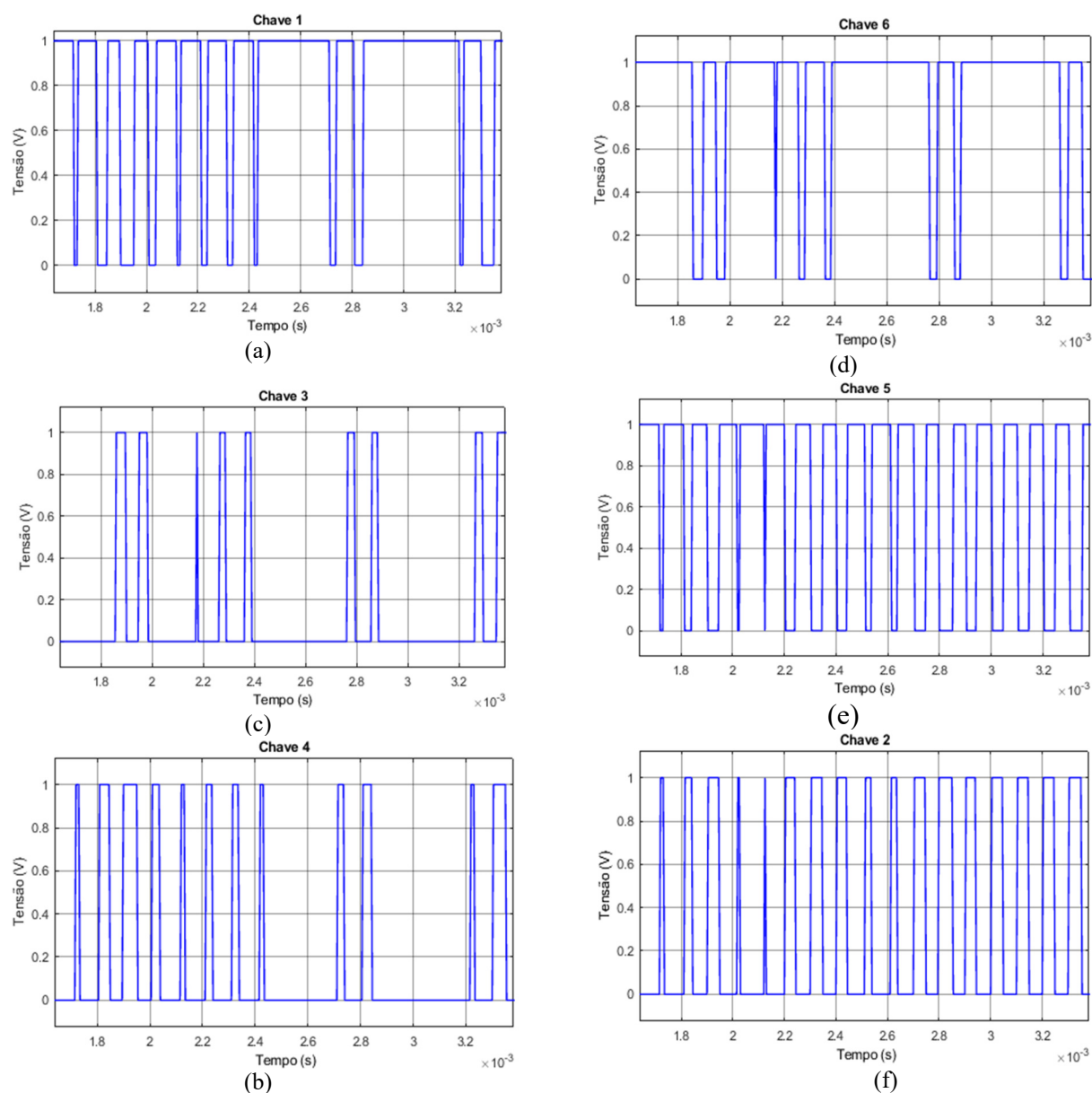
Figura 5.26: Sinais de modulação de referência empregado no PWM.



Fonte: Autora.

Os sinais de referências são comparados com uma onda triangular, cuja frequência é de 10 kHz. Dessa comparação são gerados os pulsos de comando das chaves do inversor. Os pulsos das seis chaves são apresentados na Figura 5.27. Nota-se que as chaves posicionadas no mesmo caminho ($S_1 - S_4$, $S_3 - S_6$ e $S_5 - S_2$) possuem pulsos complementares, ou seja, quando uma conduz a outra está bloqueada. Além disso, com a análise dos pulsos também é possível observar que a condução utilizada é denominada de 180° , uma vez que a sequência dos pulsos segue a ordem descrita na Tabela 3.2.

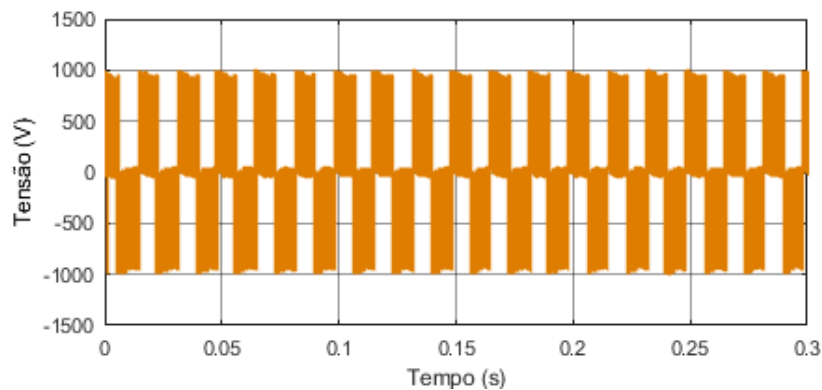
Figura 5.27: Pulsos das chaves do inversor, (a) chave 1, (b) chave 4, (c) chave 3, (d) chave 6, (e) chave 5 e (f) chave 2.



Fonte: Autora.

Dessa forma, com a operação adequada das chaves do inversor trifásico é obtida a tensão de saída desse. A Figura 5.28 ilustra a tensão de saída V_{AB} , considerando os painéis fotovoltaicos submetidos a temperatura constante, irradiação solar variável e o sistema fotovoltaico fornecendo 133,2 kVar de potência reativa. Observa-se que a tensão de saída apresenta amplitude de 1000 V e uma forma de onda periódica.

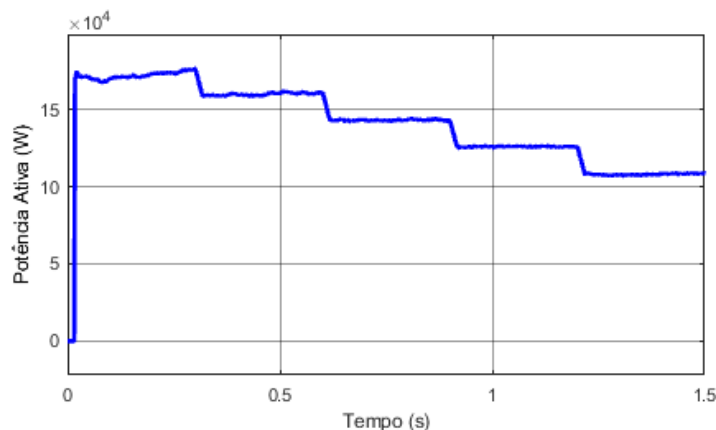
Figura 5.28: Tensão de saída V_{AB} do inversor trifásico.



Fonte: Autora.

A potência ativa instantânea no ponto de acoplamento comum é apresentada na Figura 5.29. Nota-se que a potência ativa depende da irradiação solar, visto que esse parâmetro influencia diretamente na corrente gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Figura 5.29: Potência ativa no PAC com variação da irradiação solar.



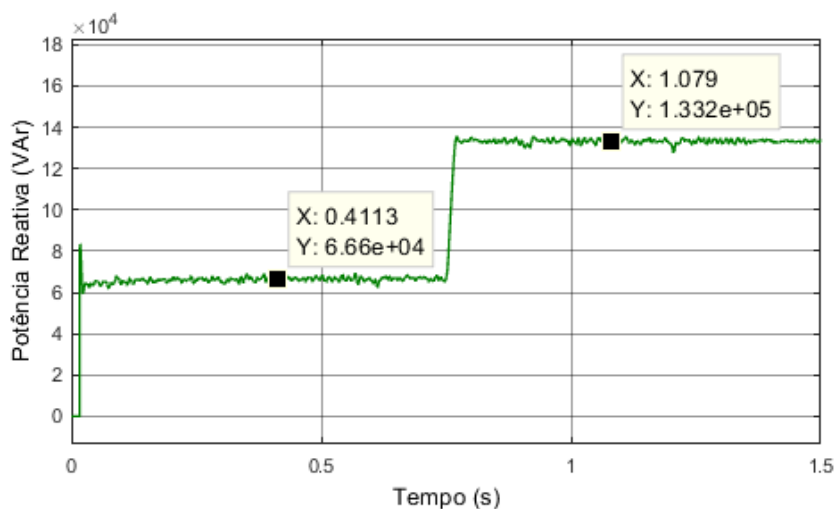
Fonte: Autora.

A malha de controle de potência reativa possui como finalidade controlar a quantidade de potência reativa entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica. Nesse controle são utilizadas a tensão e a corrente do ponto de acoplamento comum no sistema de coordenadas síncronas

para calcular a potência reativa instantânea e com esse valor o controle atua para gerar a potência reativa solicitada. Assim, considerando os painéis fotovoltaicos submetidos a temperatura constante e irradiação variável, foi solicitado 66,6 kVar e 133,2 kVar de potência reativa do sistema fotovoltaico. A Figura 5.30 apresenta as potências reativas instantâneas obtidas com esse controle. Consta-se que o controle é eficiente, uma vez que forneceu as potências reativas solicitadas, mesmo ocorrendo variações na irradiação solar.

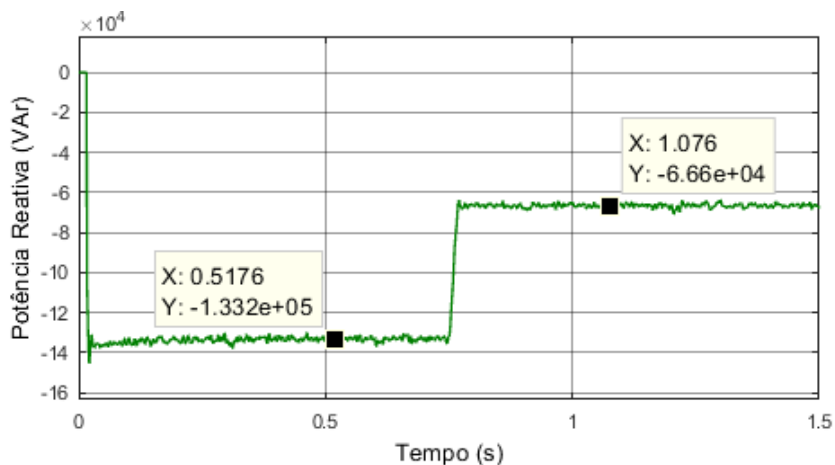
Ademais, a malha de controle de potência reativa também permite que seja absorvida essa grandeza do sistema elétrico. Assim, a Figura 5.31 apresenta a potência reativa instantânea quando é solicitado do sistema elétrico 133,2 kVar e 66,6 kVar, considerando temperatura constante e irradiação solar variável. Dessa forma, o controle é eficaz na determinação da potência reativa, podendo essa ser proveniente do sistema fotovoltaico ou da rede elétrica.

Figura 5.30: Potência reativa quando o sistema fotovoltaico fornece 66,6 kVar e 133,2 kVar.



Fonte: Autora.

Figura 5.31: Potência reativa quando o sistema fotovoltaico absorve 133,2 kVar e 66,6 kVar.

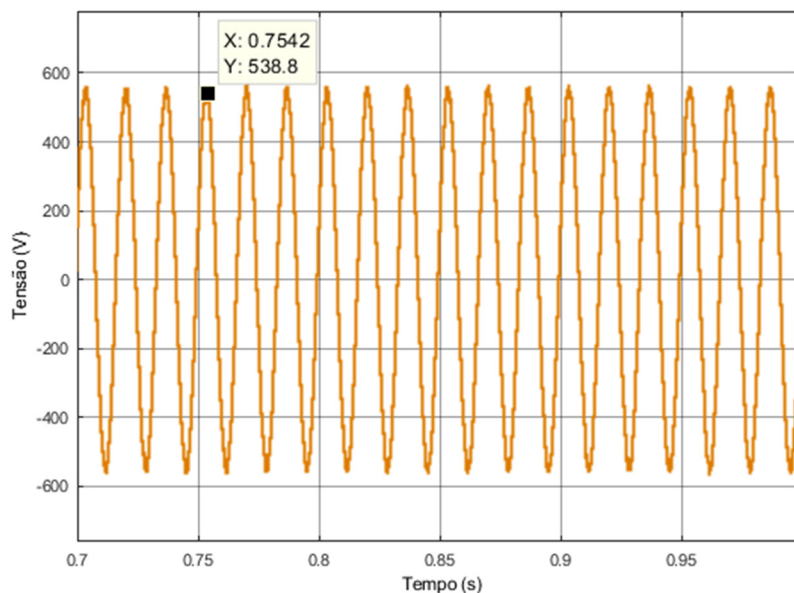


Fonte: Autora.

5.2.3. Filtro LCL

O filtro LCL é o responsável por conectar o sistema fotovoltaico ao sistema elétrico. Para analisar a influência do filtro também será considerada apenas uma unidade do sistema fotovoltaico. A tensão de linha V_{AB} apresentada antes do filtro LCL foi ilustrada na Figura 5.28, sendo essa com característica periódica. A Figura 5.32 apresenta a tensão de linha V_{AB} após o filtro LCL, considerando irradiação solar de 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C . Essa tensão apresenta valor de pico de $538,8 \text{ V}$ e frequência de 60 Hz . Observa-se que o filtro é importante na conexão do sistema fotovoltaico, uma vez que possibilita que a tensão apresente forma de onda senoidal.

Figura 5.32: Tensão V_{AB} após o filtro LCL.

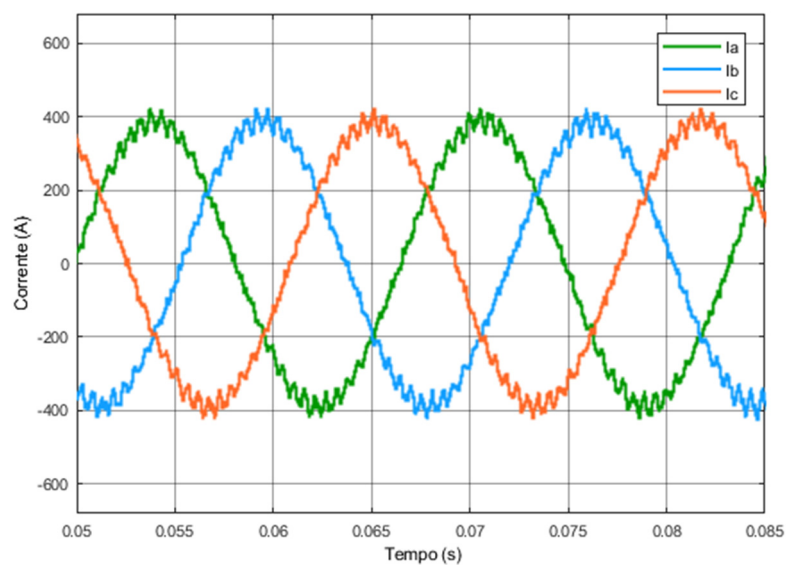


Fonte: Autora.

Além disso, o filtro também possui como finalidade minimizar as distorções harmônicas, originadas na operação de chaveamento do inversor trifásico. A análise harmônica foi realizada no *software* Matlab/Simulink utilizando a ferramenta “*FFT Analysis*” disponibilizada no “*Powergui*”. As correntes presentes no sistema antes do filtro LCL são ilustradas na Figura 5.33. Essas correntes possuem valor de pico de $402,9 \text{ A}$ e uma distorção harmônica total (em inglês *Total Harmonic Distortion - THD*) de $3,79\%$. A Figura 5.34 apresenta as formas de onda da corrente após o filtro. O valor de pico dessas correntes corresponde a $396,0 \text{ A}$ e a distorção harmônica total é reduzida para $2,84\%$. Dessa forma, o filtro LCL utilizado foi responsável por reduzir $25,07\%$ da distorção harmônica. Além disso,

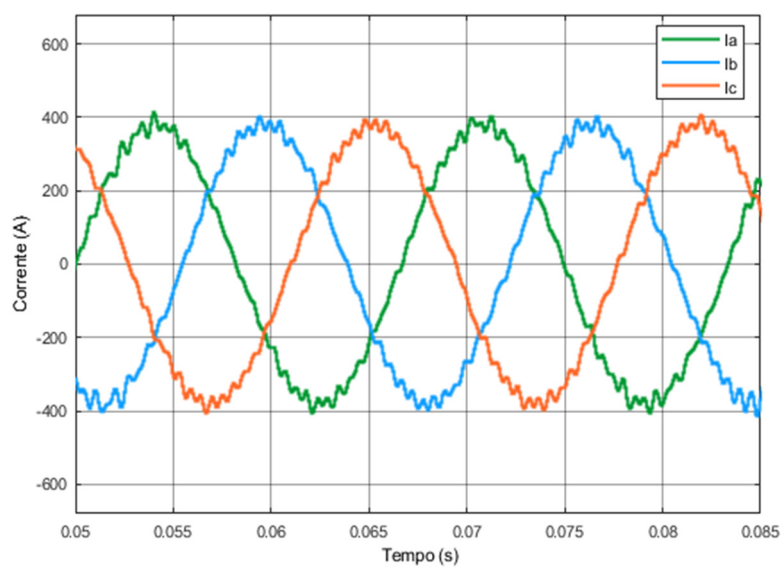
ambas as distorções harmônicas, antes e após o filtro, atendem ao valor estabelecido na norma ABNT NBR 16149:2013, o qual determinar que esse valor deve ser inferior à 5% (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

Figura 5.33: Correntes antes do filtro LCL.



Fonte: Autora.

Figura 5.34: Correntes após o filtro LCL.



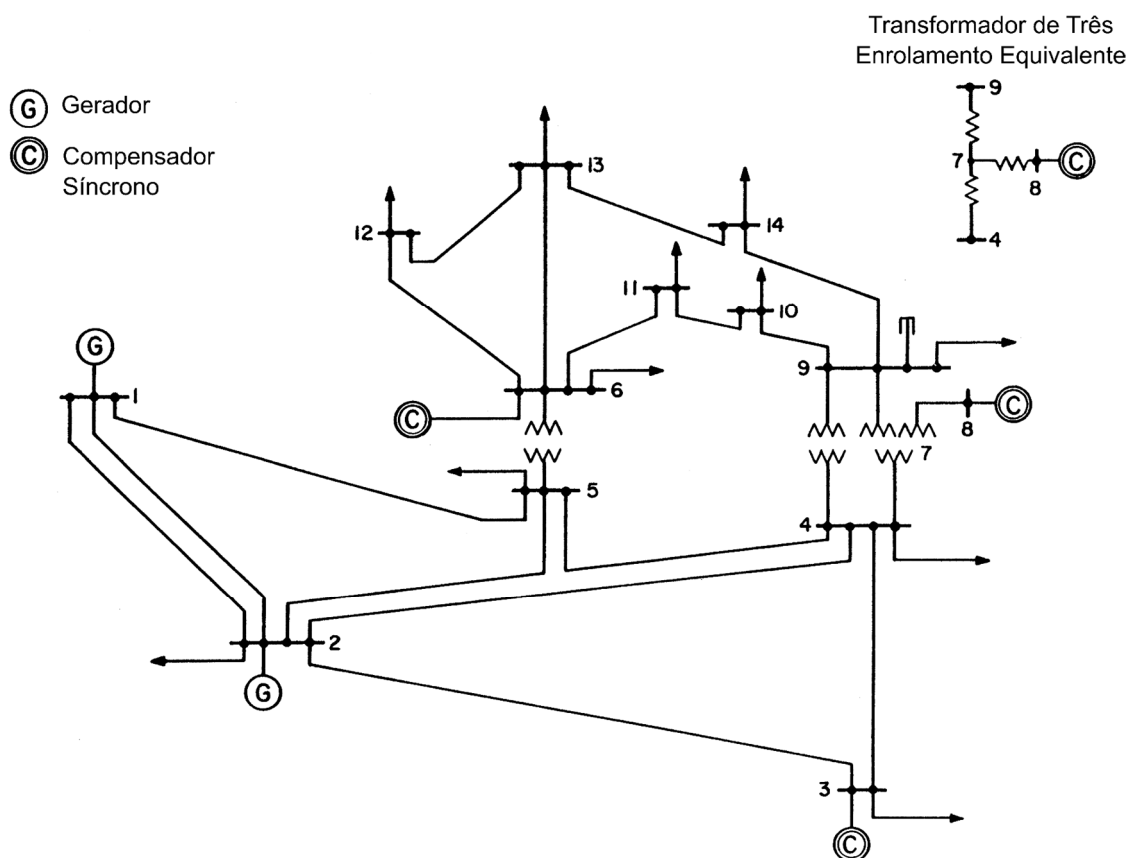
Fonte: Autora.

5.3. Sistema Elétrico

O sistema elétrico foi representado pelo sistema teste de 14 barras do IEEE, o qual é ilustrado novamente na Figura 5.35. Com a inserção dos elementos presente no sistema, como geradores, compensadores síncronos, cargas, transformadores, banco de capacitor e linhas, foi verificado o fluxo de carga desse.

O fluxo de carga é realizado no *software* Matlab/Simulink utilizando a ferramenta “Load Flow” disponibilizada na aba “Tools” presente no “Powergui”. A Tabela 5.3 apresenta os dados de tensão (módulo e ângulo), geração ativa, geração reativa, carga ativa e carga reativa do sistema teste de 14 barras obtidos com o fluxo de carga, sem considerar a conexão da usina fotovoltaica.

Figura 5.35: Sistema teste de 14 barras do IEEE.



Fonte: Extraído de (MILANO, 2010).

Tabela 5.3: Fluxo de carga antes da conexão do sistema solar fotovoltaico.

<i>Barra</i>	<i>Módulo da Tensão (p.u.)</i>	<i>Ângulo da tensão (Graus)</i>	<i>Geração Ativa (MW)</i>	<i>Geração Reativa (MVar)</i>	<i>Carga Ativa (MW)</i>	<i>Carga Reativa (MVar)</i>
1	1,060	0,00	233,31	-16,59	0,0	0,0
2	1,045	- 4,99	40,00	43,42	21,7	12,7
3	1,010	- 12,74	0,00	24,99	94,2	19,0
4	1,019	- 10,33	0,00	0,00	47,8	- 3,9
5	1,020	- 8,79	0,00	0,00	7,6	1,6
6	1,070	- 14,25	0,00	12,76	11,2	7,5
7	1,062	- 13,38	0,00	0,00	0,0	0,0
8	1,090	- 13,38	0,00	17,58	0,0	0,0
9	1,057	- 14,98	0,00	0,00	29,5	16,6
10	1,053	- 15,11	0,00	0,00	9,0	5,8
11	1,061	- 14,81	0,00	0,00	3,5	1,8
12	1,055	- 15,12	0,00	0,00	6,1	1,6
13	1,051	- 15,19	0,00	0,00	13,5	5,8
14	1,036	-16,08	0,00	0,00	14,9	5,0

Fonte: Autora.

A Tabela 5.4 apresenta a diferença percentual dos valores do fluxo de carga contidos na tabela anterior com os dados obtidos através do *software* PSP-UFU (Plataforma de Sistemas de Potência da Universidade Federal de Uberlândia), disponibilizados na referência (OLIVEIRA, 2016). Observa-se que a diferença percentual desses dados é muito pequena, sendo que a maior diferença foi de 0,37% no módulo da tensão da barra 11. Assim, pode-se considerar que o sistema teste de 14 barras do IEEE foi representado corretamente no *software* Matlab/Simulink.

Tabela 5.4: Diferença percentual do fluxo de carga.

(continua)

<i>Barra</i>	<i>Módulo da Tensão</i>	<i>Ângulo da Tensão</i>	<i>Geração Ativa</i>	<i>Geração Reativa</i>	<i>Carga Ativa</i>	<i>Carga Reativa</i>
1	0,00%	0,00%	0,36%	0,25%	0,00%	0,00%

(conclusão)

<i>Barra</i>	<i>Módulo da Tensão</i>	<i>Ângulo da Tensão</i>	<i>Geração Ativa</i>	<i>Geração Reativa</i>	<i>Carga Ativa</i>	<i>Carga Reativa</i>
2	0,00%	0,15%	0,00%	0,31%	0,00%	0,00%
3	0,00%	0,12%	0,00%	0,34%	0,00%	0,00%
4	0,13%	0,16%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5	0,05%	0,23%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	0,00%	0,20%	0,00%	0,23%	0,00%	0,00%
7	0,04%	0,15%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
8	0,00%	0,15%	0,00%	0,25%	0,00%	0,00%
9	0,10%	0,28%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
10	0,19%	0,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
11	0,37%	0,13%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
12	0,02%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
13	0,06%	0,22%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
14	0,04%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Fonte: Autora.

5.4. Algoritmo Genético

Com a representação correta do sistema elétrico de 14 barras do IEEE no *software* Matlab/Simulink foi realizada a conexão da usina fotovoltaica, composta por 50 unidades do sistema fotovoltaico. Em seguida, foi implementado nesse sistema os dados de potência reativa da usina fotovoltaica e dos compensadores síncronos obtidos com o algoritmo genético desenvolvido.

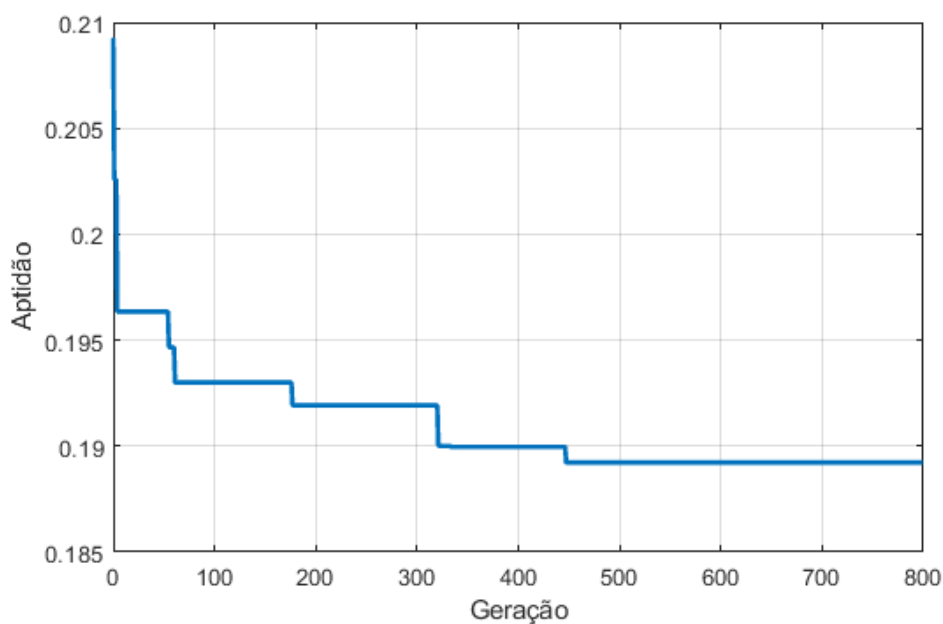
Para validar a metodologia de otimização da potência reativa proposta neste trabalho, foram realizadas simulações considerando seis cenários distintos do sistema elétrico. Em cada cenário foi alterado o valor das cargas do sistema de 14 barras do IEEE para obter diferentes níveis de tensão em seus barramentos. Assim, os cenários de cargas permitem analisar a atuação do algoritmo desenvolvido na determinação da quantidade ideal de potência reativa que a usina

fotovoltaica e os compensadores síncronos devem fornecer/absorver para garantir os melhores níveis de tensão em todas as barras do sistema, ou seja, o mais próximo possível de 1,0 pu.

Dessa forma, foram realizadas simulações de seis estudos de casos considerando alterações no valor da carga do sistema elétrico de 14 barras. Esses estudos de casos contemplam aumento de carga de 30%, 40% e 50% e redução dessa grandeza de 20%, 30% e 40%.

O algoritmo genético foi elaborado conforme detalhado no capítulo 4, sendo que os seus principais parâmetros são: população formada por 200 indivíduos, probabilidade de torneio de 0,8, probabilidade de cruzamento de 0,7, probabilidade de mutação de 0,01 e critério de parada de 800 gerações. A quantidade de gerações utilizada como parâmetro para finalização do código foi determinada analisando o gráfico que contém o melhor resultado do algoritmo em cada geração. A Figura 5.36 apresenta o referido gráfico para o estudo de caso com aumento de 30% das cargas. Com a análise dessa figura, observa-se a atuação do algoritmo na determinação do melhor resultado, uma vez que o valor de aptidão decresce ao decorrer das gerações. Além disso, também é possível notar que após as 800 gerações o algoritmo evitou os valores considerados mínimos locais e permaneceu com o melhor resultado em mais de 300 gerações, indicando que o algoritmo encontrou o melhor resultado possível para esse estudo de caso.

Figura 5.36: Melhores resultados do algoritmo genético em cada geração.



Fonte: Autora.

O código desenvolvido foi utilizado para todos os estudos de casos realizados, sendo modificado em cada estudo apenas o valor das cargas no código empregado no *software* Matpower para realizar o fluxo de carga do sistema elétrico. Portanto, os resultados apresentados pelo algoritmo genético proposto, para cada estudo de caso, são apresentados na Tabela 5.5. Esses resultados contemplam a quantidade ideal de potência reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos conectados nas barras 3, 6 e 8 do sistema elétrico devem fornecer/absorver.

Tabela 5.5: Resultados do Algoritmo Genético

<i>Cargas</i>	<i>Q_{PV} (MVar)</i>	<i>Q_3 (MVar)</i>	<i>Q_6 (MVar)</i>	<i>Q_8 (MVar)</i>
Aumento de 30%	6,550	39,490	11,090	1,570
Aumento de 40%	6,210	39,710	19,670	5,260
Aumento de 50%	6,500	39,890	23,750	10,50
Redução de 20%	- 6,588	2,699	- 5,395	- 5,899
Redução de 30%	- 6,660	0,090	- 6,000	- 5,980
Redução de 40%	- 6,660	0,012	- 5,998	- 6,000

Fonte: Autora.

Em seguida, com a obtenção dos valores de potência reativa fornecidos pelo algoritmo genético, esses dados foram configurados no sistema elétrico representado no *software* Matlab/Simulink. As análises para cada estudo de caso, do nível de tensão dos barramentos do sistema elétrico após a utilização dos parâmetros fornecidos pelo algoritmo, serão apresentadas a seguir.

5.4.1. Estudo de Caso 1: Aumento de Carga de 30%

O primeiro estudo de caso considera as cargas do sistema elétrico de 14 barras com aumento de 30% em relação aos valores originais fornecidos pela referência (MILANO, 2010), e esses valores são apresentados na Tabela 5.6.

Antes de utilizar os dados fornecidos pelo algoritmo genético, a média do valor da tensão nas barras do sistema elétrico foi de 1,023 pu, com a barra 3 apresentando o menor nível, sendo 0,9879 pu, e a barra 8 o maior nível de tensão, com 1,0380 pu. Em seguida, foi

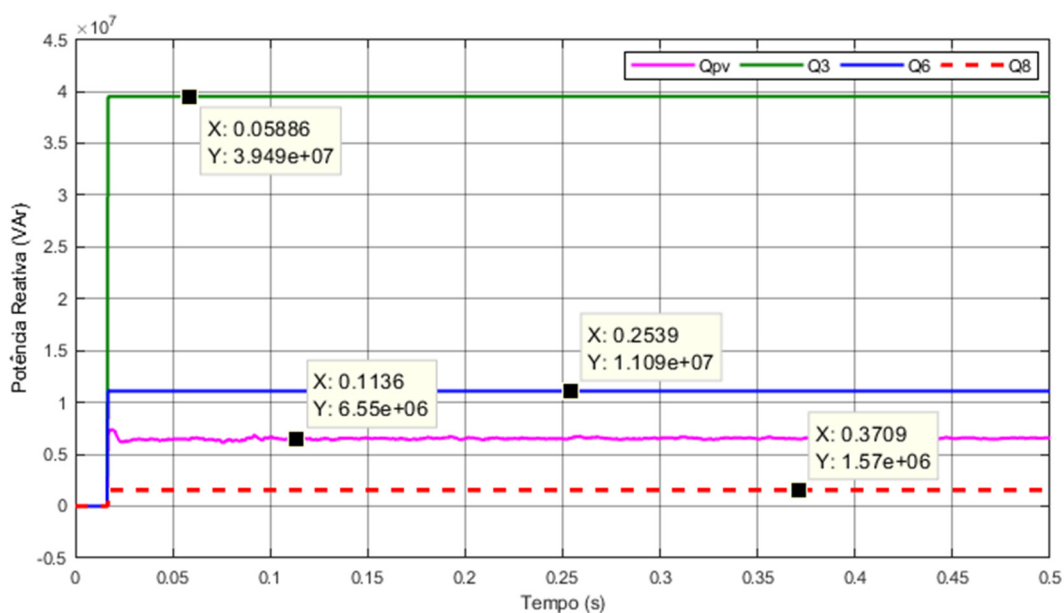
configurado na simulação o valor de potência reativa fornecido pelo código para a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos, conforme é mostrado na Figura 5.37.

Tabela 5.6: Cargas com Aumento de 30%

Barra	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)
1	0,00	0,00
2	28,21	16,51
3	122,46	24,70
4	62,14	- 5,07
5	9,88	2,08
6	14,56	9,75
7	0,00	0,00
8	0,00	0,00
9	38,35	21,58
10	11,70	7,54
11	4,55	2,34
12	7,930	2,08
13	17,55	7,54
14	19,37	6,50

Fonte: Autora.

Figura 5.37: Potências reativas fornecidas pelo AG com aumento de 30% nas cargas.



Fonte: Autora.

Dessa forma, com os dados do AG a média do valor da tensão reduziu para 1,008 pu, a barra 3 apresentou 0,9986 pu e a barra 8 foi para 1,0060 pu. O valor da tensão em todas as barras do sistema elétrico, considerando sem e com a utilização dos dados provenientes do algoritmo, são apresentados na Tabela 5.7. Para esse estudo de caso, os níveis de tensão de todas as barras, antes e após a utilização dos dados do AG, estão dentro da faixa de tensão considerada adequada pelo PRODIST em seu Módulo 8 (PRODIST, 2021).

Tabela 5.7: Níveis de tensão com aumento de 30% das cargas.

<i>Barra</i>	<i>Tensão sem AG (pu)</i>	<i>Tensão com AG (pu)</i>
1	1,0600	1,0600
2	1,0450	1,0450
3	0,9879	0,9986
4	0,9940	0,9945
5	0,9971	0,9994
6	1,0289	1,0190
7	1,0267	1,0040
8	1,0380	1,0060
9	1,0291	0,9986
10	1,0239	0,9930
11	1,0350	1,0050
12	1,0282	0,9999
13	1,0217	0,9951
14	1,0016	0,9995

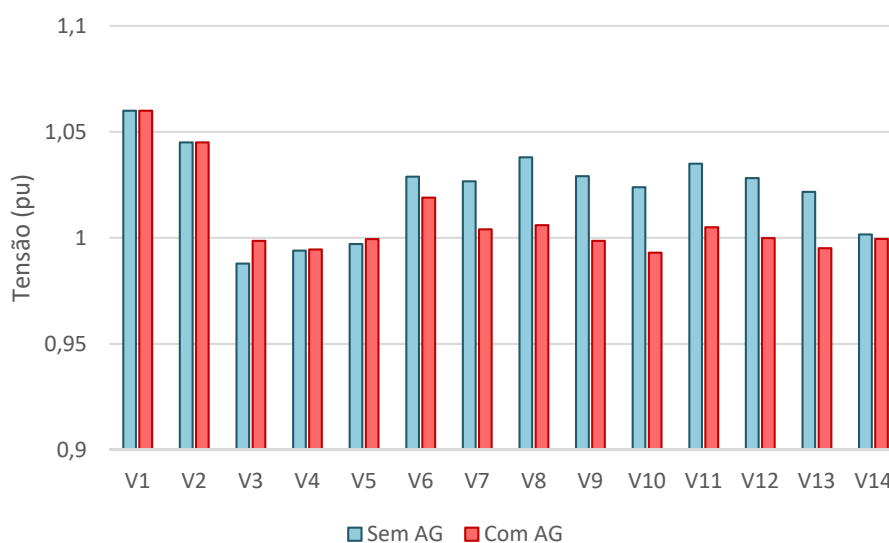
Fonte: Autora.

Apesar do aumento de 30% nas cargas resultar em uma alteração pequena do nível de tensão, com o resultado do algoritmo todas as barras do sistema elétrico apresentaram níveis de tensão mais próximos de 1,0 pu. Os dados determinados pelo AG permitiram não apenas redução no nível de tensão, mas também elevação em algumas barras, contribuindo para que todo o sistema elétrico tivesse uma tensão mais próxima do ideal determinado no desenvolvimento do código, ou seja, 1,0 pu.

O nível de tensão das barras 1 e 2 não apresentaram alteração, uma vez que a barra 1 é considerada a barra de referência e a barra 2 é uma barra do tipo PV. Os valores de tensão dessas barras foram retirados da referência (MILANO, 2010), sendo de 1,06 pu para a barra 1 e 1,045 pu para a barra 2.

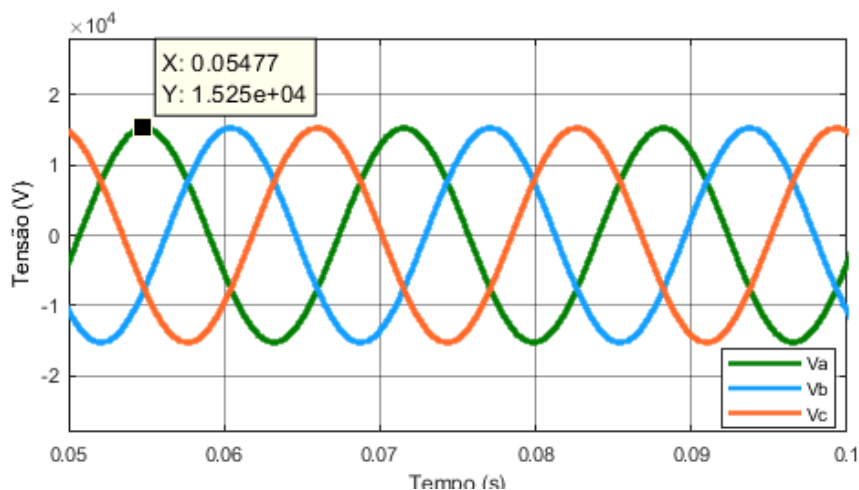
Além disso, a comparação dos níveis de tensão em todas as barras do sistema antes e após a aplicação do algoritmo é apresentada na Figura 5.38. A maior diferença percentual no nível da tensão foi na barra 8, com uma redução de 3,08%. Antes de utilizar os dados resultantes do algoritmo, a tensão dessa barra era de 1,038 pu, o que corresponde a um valor de pico por fase de 15.255,4 V, conforme é ilustrado na Figura 5.39. Após o emprego do código, essa tensão passou para 1,006, sendo esse valor de pico por fase de 14.785,1 V, como mostrado na Figura 5.40. Assim, na barra 8 houve uma redução de 470,3 V no nível da tensão.

Figura 5.38: Comparação dos níveis de tensão com aumento de 30% das cargas.



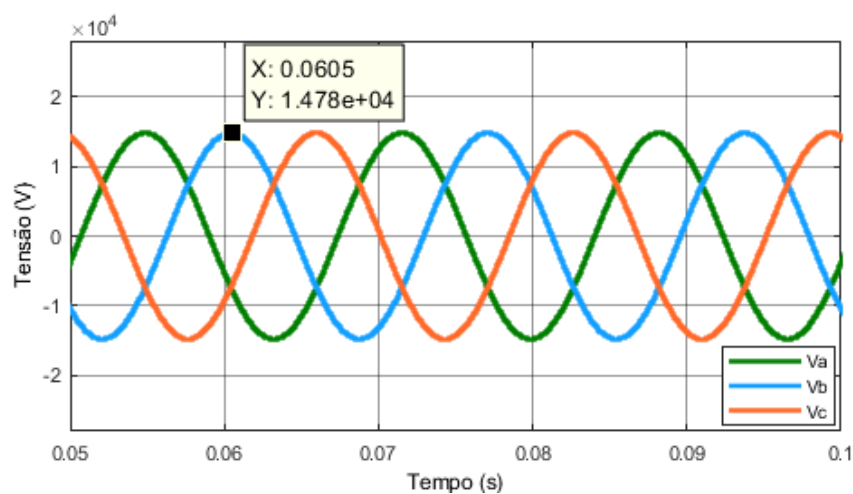
Fonte: Autora.

Figura 5.39: Tensão na barra 8 sem utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 30%.



Fonte: Autora.

Figura 5.40: Tensão na barra 8 após utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 30%.



Fonte: Autora.

5.4.2. Estudo de Caso 2: Aumento de Carga de 40%

Nesse estudo de caso é considerado um cenário com aumento de 40% nas cargas do sistema elétrico de 14 barras do IEEE, sendo esses valores apresentados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8: Cargas com Aumento de 40%

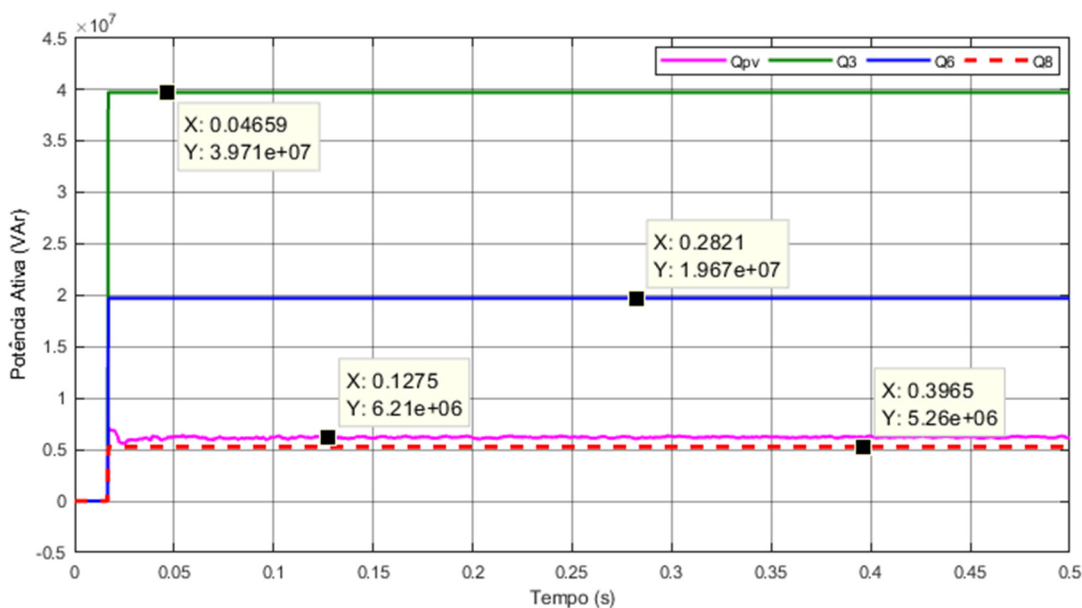
Barra	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)
1	0,00	0,00
2	30,38	17,78
3	131,88	26,60
4	66,92	- 5,46
5	10,64	2,24
6	15,68	10,50
7	0,00	0,00
8	0,00	0,00
9	41,30	23,24
10	12,60	8,12
11	4,90	2,52
12	8,54	2,24
13	18,90	8,12
14	20,86	7,00

Fonte: Autora.

Considerando o sistema elétrico sem os dados fornecidos pelo algoritmo genético, a média do valor da tensão nas barras foi de 0,993 pu, com a barra 3 apresentando o menor valor de tensão, em 0,9560 pu, e a barra 8 o maior valor dessa grandeza, sendo de 1,0370 pu.

Com a execução do algoritmo genético foi obtida a quantidade de potência reativa ideal para a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos. Em seguida, esses dados foram fornecidos ao sistema elétrico e podem ser observados na Figura 5.41. Assim, após os dados do AG, a média das tensões foi alterada para 1,006 pu, a barra 3 elevou o seu nível de tensão para 0,9910 pu e a barra 8 reduziu o seu nível para 1,0120 pu. Os níveis de tensão de todos os barramentos, sem e com os dados do AG, são mostrados na Tabela 5.9. Para esse estudo de caso, todas as tensões das barras, antes e após os dados do código, também estão dentro da faixa adequada estabelecida pelo PRODIST, no Módulo 8 (PRODIST, 2021). Porém, observa-se que houve uma melhoria em todas os barramentos do sistema elétrico, passando os níveis de tensão a serem mais próximos de 1,0 pu.

Figura 5.41: Potências reativas fornecidas pelo AG com aumento de 40% nas cargas.



Fonte: Autora.

A Figura 5.42 ilustra uma comparação do nível de tensão nas barras antes e depois da aplicação dos dados do algoritmo genético. Além disso, a maior diferença percentual no nível de tensão foi no barramento 3, sendo de 3,66%. Antes de empregar os dados do código, a tensão de pico por fase dessa barra era de 53.859,4 V, conforme é apresentado na Figura 5.43. Com a utilização do resultado do algoritmo, esse valor foi elevado para 55.831,2 V, como pode ser

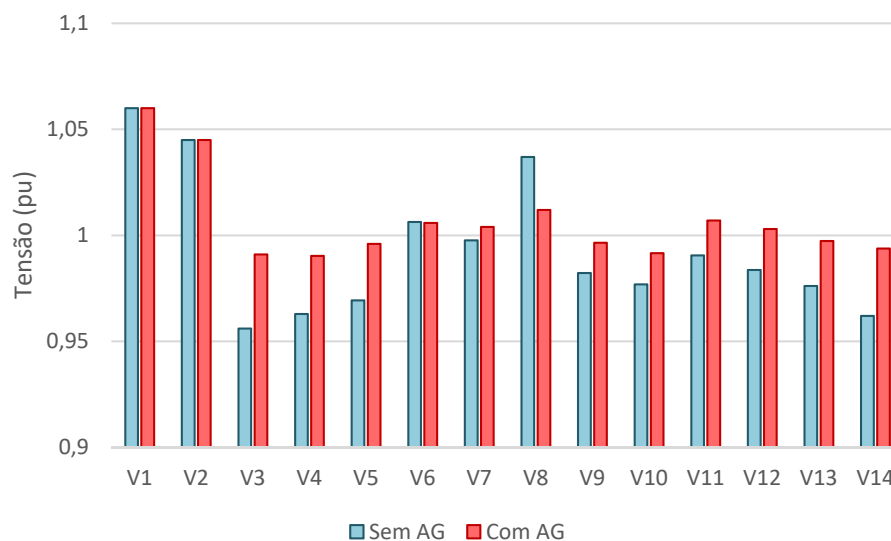
observado na Figura 5.44. Assim, os dados do algoritmo proporcionaram um aumento de 1.971,8 V na tensão da barra 3.

Tabela 5.9: Níveis de tensão com aumento de 40% das cargas.

<i>Barra</i>	<i>Tensão sem AG (pu)</i>	<i>Tensão com AG (pu)</i>
1	1,0600	1,0600
2	1,0450	1,0450
3	0,9560	0,9910
4	0,9629	0,9903
5	0,9693	0,9960
6	1,0063	1,0059
7	0,9976	1,0040
8	1,0370	1,0120
9	0,9822	0,9965
10	0,9769	0,9916
11	0,9905	1,0070
12	0,9837	1,0030
13	0,9761	0,9973
14	0,9620	0,9938

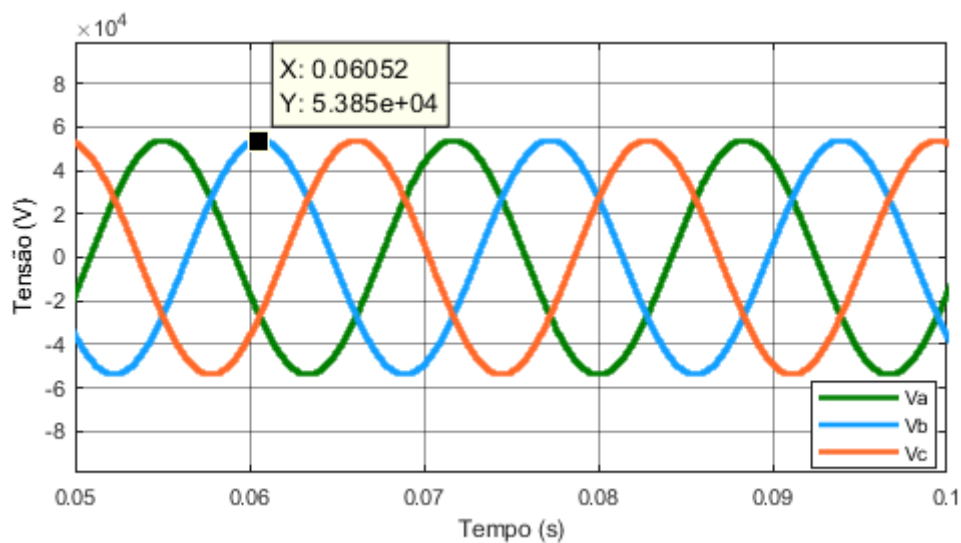
Fonte: Autora.

Figura 5.42: Comparação dos níveis de tensão com aumento de 40% das cargas.



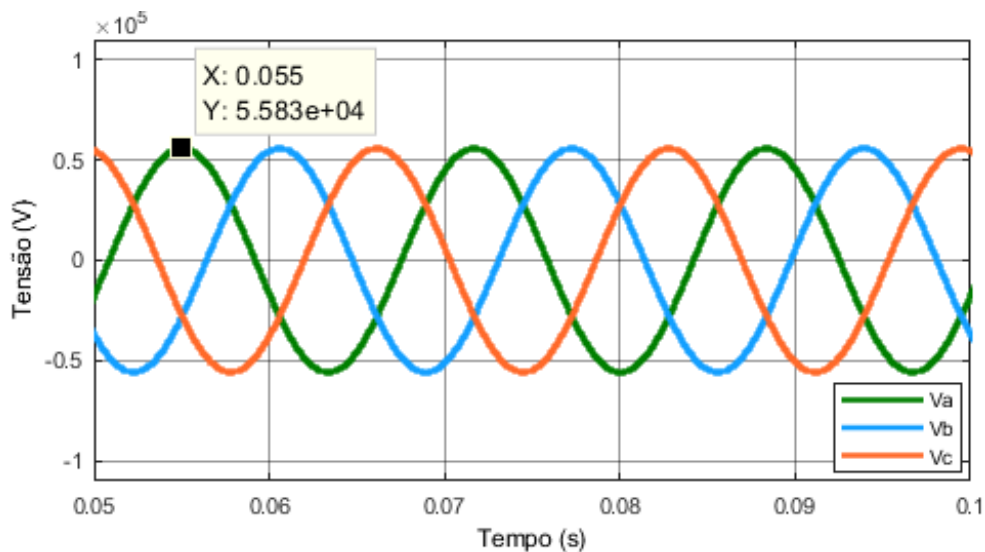
Fonte: Autora.

Figura 5.43: Tensão na barra 3 antes de utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 40%.



Fonte: Autora.

Figura 5.44: Tensão na barra 3 após utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 40%.



Fonte: Autora.

5.4.3. Estudo de Caso 3: Aumento de Carga de 50%

Esse estudo contempla o maior aumento de carga dos estudos de casos, sendo considerado uma elevação de 50% no valor das cargas do sistema elétrico, e esses valores são apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Cargas com Aumento de 50%

<i>Barra</i>	<i>Potência Ativa (MW)</i>	<i>Potência Reativa (MVar)</i>
1	0,00	0,00
2	32,55	19,05
3	141,30	28,50
4	71,70	- 5,85
5	11,40	2,40
6	16,80	11,25
7	0,00	0,00
8	0,00	0,00
9	44,25	24,90
10	13,50	8,70
11	5,25	2,70
12	9,15	2,40
13	20,25	8,70
14	22,35	7,50

Fonte: Autora.

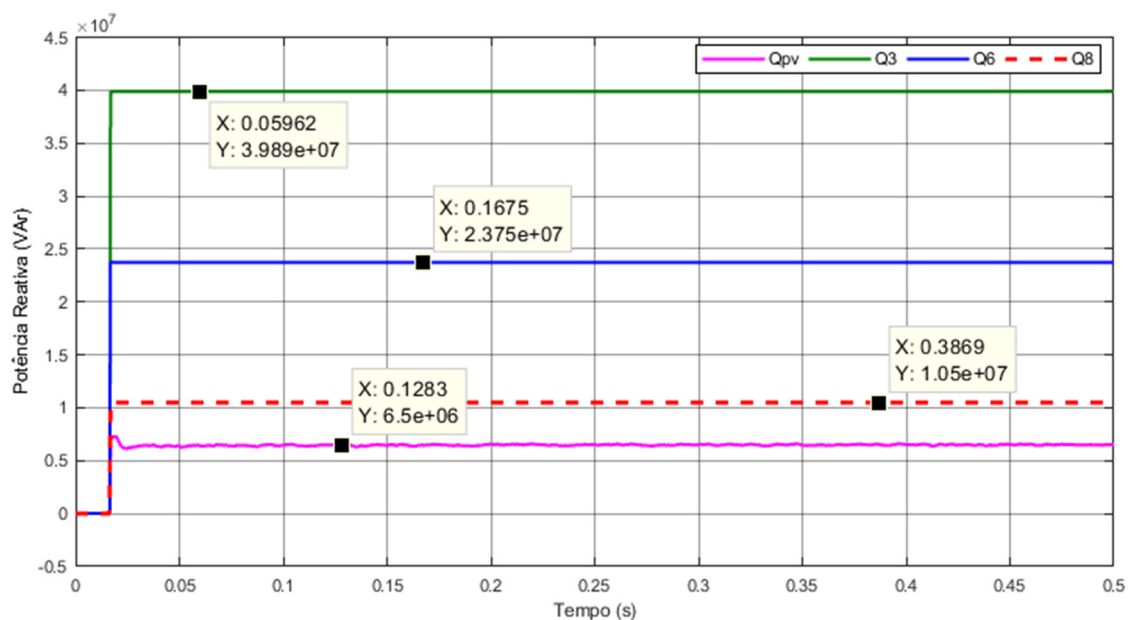
Considerando o nível das tensões do sistema sem a aplicação dos dados do AG, a média das tensões foi de 0,960 pu, com o barramento 13 apresentando o menor valor de tensão, em 0,9226 pu, e a barra 8 o maior valor de tensão, sendo de 1,0080 pu. Em seguida, foi configurado no sistema elétrico os dados de potência reativa fornecidos pelo algoritmo genético, assim como é ilustrado na Figura 5.45. Com a aplicação dos parâmetros determinados pelo algoritmo genético desenvolvido, a média do valor das tensões teve um expressivo aumento e passou para 1,002 pu. O nível de tensão da barra 13 também apresentou uma elevação significativa, passando para 0,9908 pu, e a barra 8 alterou o seu valor para 1,0010 pu.

A Tabela 5.11 apresenta os níveis de tensão em todas as barras do sistema, sem e com os dados do código. Antes de implementar os dados do algoritmo, as barras 3, 4, 5, 13 e 14 apresentaram valores considerados precários, segundo o Módulo 8 do PRODIST, e após a aplicação dos parâmetros do AG os níveis de tensão dessas barras passaram para adequados (PRODIST, 2021).

A Figura 5.46 apresenta uma comparação dos níveis de tensão em todas as barras do sistema elétrico sem e com a utilização dos resultados do algoritmo genético proposto. Observa-se com a referida figura um nível menor de tensão nas barras do sistema elétrico quando não é aplicado os resultados do código. Além disso, nota-se um aumento significativo no nível de

tensão de todos os barramentos do sistema quando é considerado os dados fornecidos pelo algoritmo.

Figura 5.45: Potências reativas fornecidas pelo AG com aumento de 50% nas cargas.



Fonte: Autora.

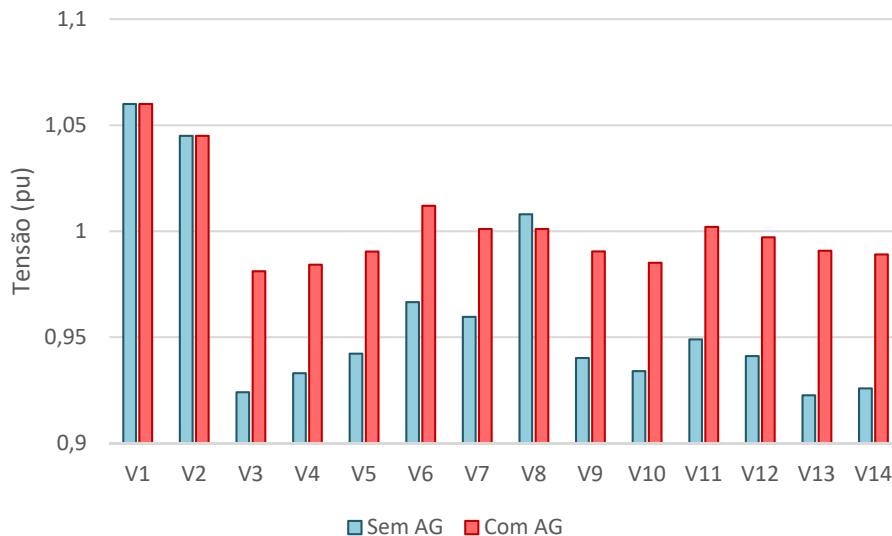
Tabela 5.11: Níveis de tensão com aumento de 50% das cargas.

Barra	Tensão sem AG (pu)	Tensão com AG (pu)
1	1,0600	1,0600
2	1,0450	1,0450
3	0,9240	0,9811
4	0,9330	0,9842
5	0,9422	0,9904
6	0,9665	1,0120
7	0,9596	1,0010
8	1,0080	1,0010
9	0,9402	0,9905
10	0,9340	0,9851
11	0,9489	1,0020
12	0,9411	0,9971
13	0,9226	0,9908
14	0,9258	0,9890

Na cor laranja são os níveis de tensão precários, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST.

Fonte: Autora.

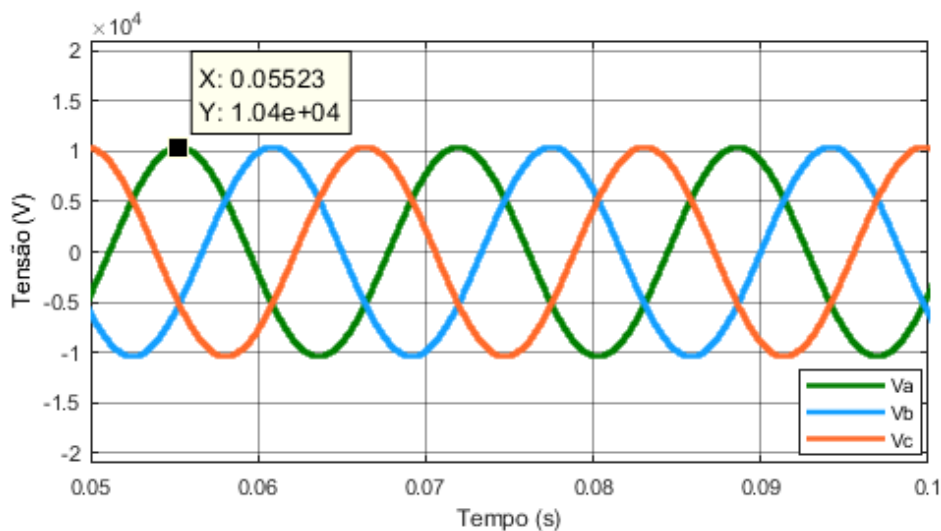
Figura 5.46: Comparação dos níveis de tensão com aumento de 50% das cargas.



Fonte: Autora.

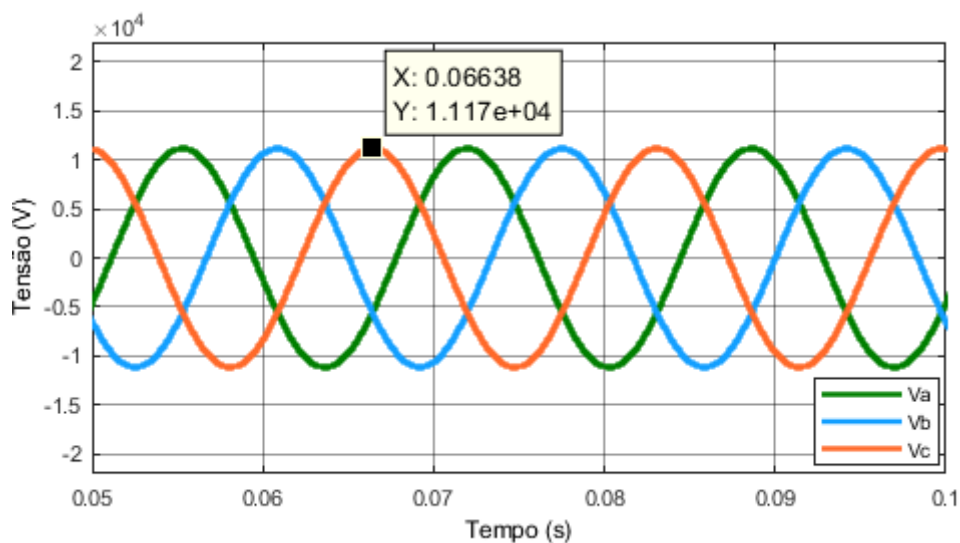
Além disso, o barramento 13 apresentou a maior diferença percentual no nível de tensão, a qual foi de 7,39%. A tensão de pico por fase dessa barra foi de 10.400,04 V quando não é empregado os dados do código, conforme pode ser observado na Figura 5.47. Após a utilização dos valores de potência reativa provenientes do algoritmo genético proposto, a tensão de pico por fase da barra 13 passou para 11.166,24 V, assim como pode ser visualizado na Figura 5.48. Dessa forma, houve um aumento de 766,20 V no nível de tensão dessa barra.

Figura 5.47: Tensão na barra 13 antes de utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 50%.



Fonte: Autora.

Figura 5.48: Tensão na barra 13 após utilizar os dados do algoritmo genético com aumento de carga de 50%.



Fonte: Autora.

5.4.4. Estudo de Caso 4: Redução de Carga de 20%

Esse estudo de caso contempla o primeiro cenário com diminuição no valor das cargas conectadas no sistema elétrico de 14 barras do IEEE, sendo considerada uma redução de apenas 20% e esses valores são descritos na Tabela 5.12.

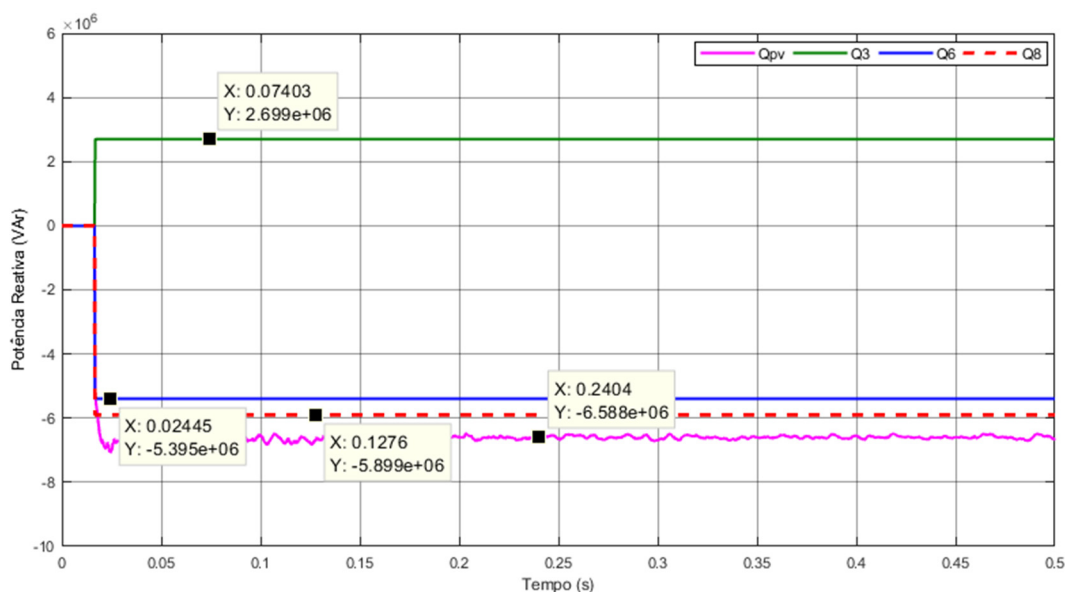
Tabela 5.12: Cargas com Redução de 20%

Barra	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)
1	0,00	0,00
2	17,36	10,16
3	75,36	15,20
4	38,24	- 3,12
5	6,08	1,28
6	8,96	6,00
7	0,00	0,00
8	0,00	0,00
9	23,60	13,28
10	7,20	4,64
11	2,80	1,44
12	4,88	1,28
13	10,80	4,64
14	11,92	4,00

Fonte: Autora.

Sem o emprego dos resultados fornecidos pelo algoritmo genético proposto, a média no nível das tensões nas barras do sistema elétrico foi de 1,052 pu, com o menor nível de tensão presente na barra 3, sendo de 1,0100 pu, e o maior nível na barra 8, com 1,0900 pu. Na sequência, foi configurado no sistema elétricos os dados de potência reativa obtidos com o algoritmo desenvolvido e esses valores são apresentados na Figura 5.49.

Figura 5.49: Potências reativas fornecidas pelo AG com redução de 20% nas cargas.



Fonte: Autora.

Com a utilização do resultado do algoritmo genético, ou seja, com os valores ideais de potência reativa para a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos, a média no valor da tensão reduziu para 1,009 pu. Nessa situação, o nível de tensão da barra 3 passou para 0,9995 pu e a tensão da barra 8 reduziu para 0,9972 pu. Os níveis de tensão em todas as barras do sistema, sem e com a utilização dos dados do código, são apresentados na Tabela 5.13. Antes de aplicar os parâmetros do AG, os níveis de tensão das barras de 6 a 13 estavam críticos, de acordo com os valores estabelecidos pelo PRODIST, no Módulo 8 (PRODIST, 2021). Com a utilização dos dados provenientes do algoritmo, essas barras passaram a ter níveis de tensão adequados.

A Figura 5.50 ilustra a comparação do nível de tensão de todas as barras sem e com a utilização dos resultados fornecidos pelo algoritmo genético. Observa-se que após a aplicação dos dados do AG, houve uma redução significativa no nível de tensão em todas as barras do sistema elétrico, passando essas a terem tensões próximas de 1,0 pu.

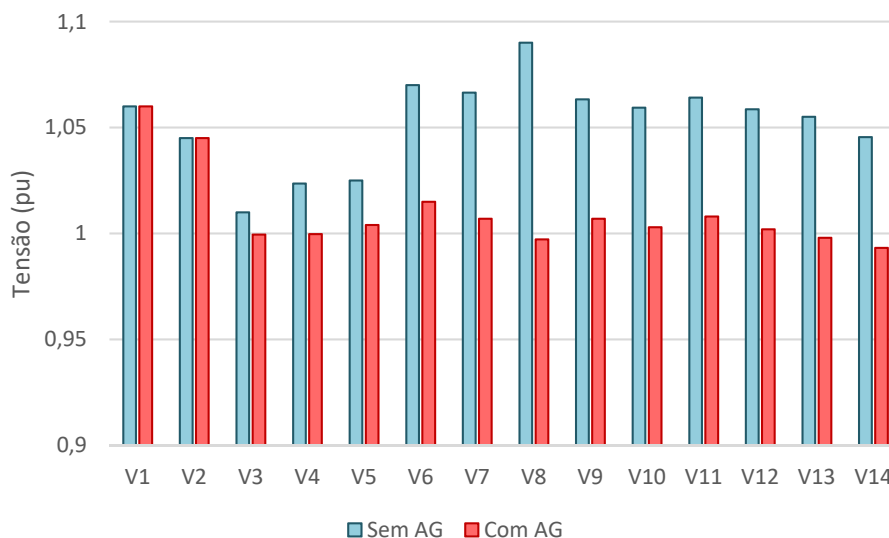
Tabela 5.13: Níveis de tensão com redução de 20% das cargas.

Barra	Tensão sem AG (pu)	Tensão com AG (pu)
1	1,0600	1,0600
2	1,0450	1,0450
3	1,0100	0,9995
4	1,0236	0,9997
5	1,0250	1,0040
6	1,0700	1,0150
7	1,0665	1,0070
8	1,0900	0,9972
9	1,0633	1,0070
10	1,0594	1,0030
11	1,0641	1,0080
12	1,0586	1,0020
13	1,0551	0,9980
14	1,0455	0,9932

Na cor vermelha são os níveis de tensão críticos, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST.

Fonte: Autora.

Figura 5.50: Comparação dos níveis de tensão com redução de 20% das cargas.

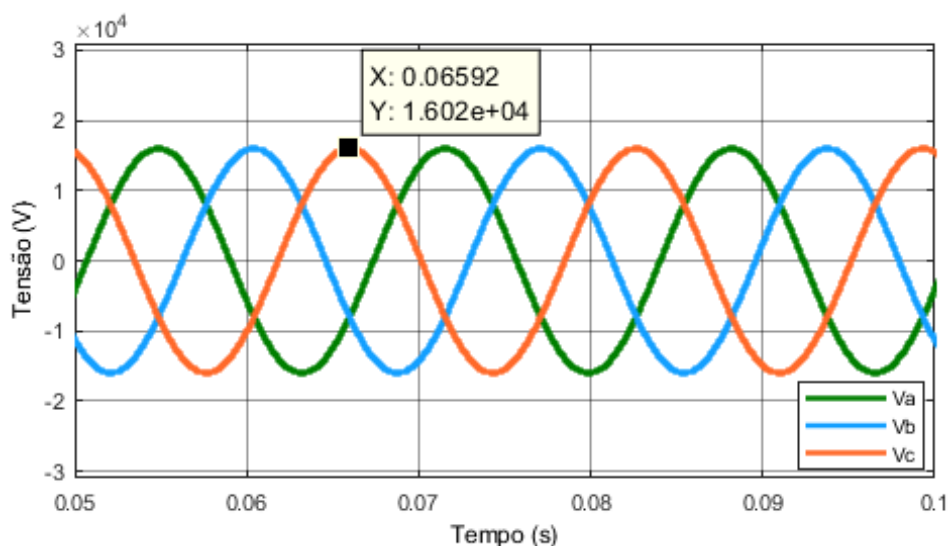


Fonte: Autora.

Ademais, o barramento 8 apresentou a maior diferença percentual no nível da tensão, sendo esse valor de 8,51%. A tensão de pico por fase, dessa barra, foi de 16.019,66 V antes de aplicar os dados resultantes do algoritmo genético e esse valor é ilustrado na Figura 5.51. Com

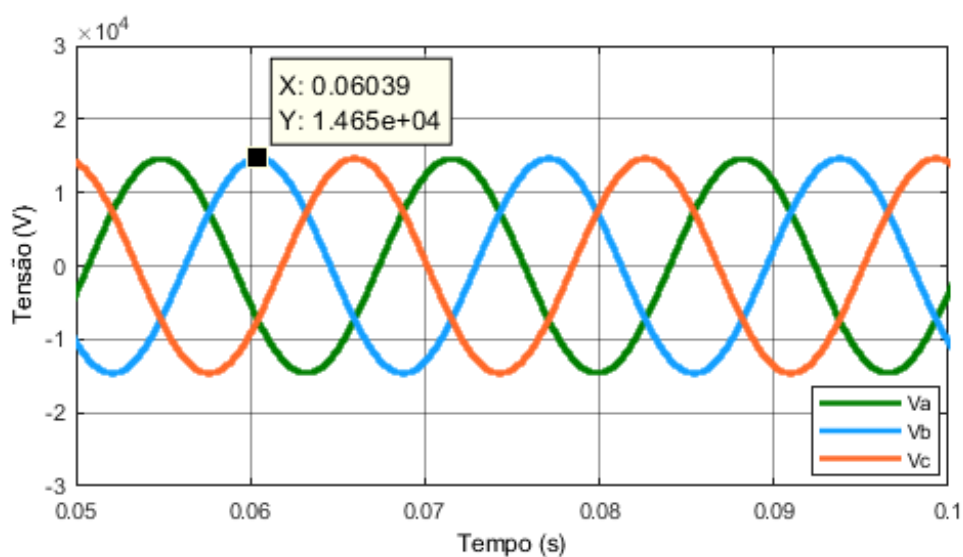
a utilização do resultado fornecidos pelo código, a barra 8 apresentou 14.652,85 V de tensão de pico por fase, conforme é mostrado na Figura 5.52. Dessa forma, houve uma redução 1.366,81 V no nível de tensão da barra 8.

Figura 5.51: Tensão na barra 8 antes de utilizar os dados do algoritmo genético com redução de carga de 20%.



Fonte: Autora.

Figura 5.52: Tensão na barra 8 após utilizar os dados do algoritmo genético com redução de carga de 20%.



Fonte: Autora.

5.4.5. Estudo de Caso 5: Redução de Carga de 30%

Nesse estudo de caso foi considerado um cenário com redução de 30% no valor das cargas conectadas ao sistema elétrico de 14 barras do IEEE, sendo que o valor dessas é apresentado na Tabela 5.14.

Tabela 5.14: Cargas com Redução de 30%

<i>Barra</i>	<i>Potência Ativa (MW)</i>	<i>Potência Reativa (MVar)</i>
1	0,00	0,00
2	15,19	8,89
3	65,94	13,30
4	33,46	- 2,73
5	5,32	1,12
6	7,84	5,25
7	0,00	0,00
8	0,00	0,00
9	20,65	11,62
10	6,30	4,06
11	2,45	1,26
12	4,27	1,12
13	9,45	4,06
14	10,43	3,50

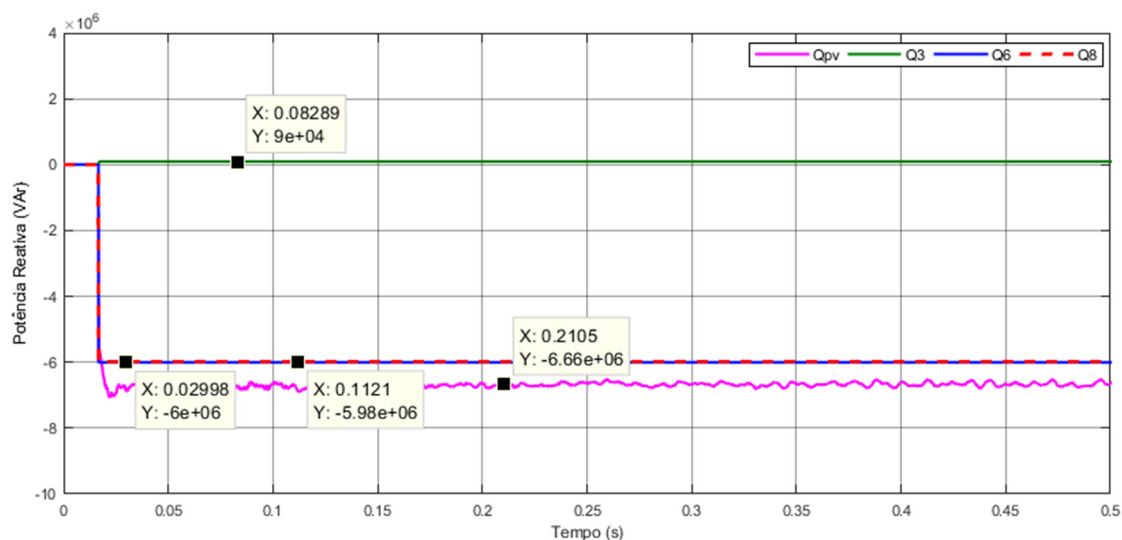
Fonte: Autora.

Antes de implementar os dados fornecidos pelo algoritmo proposto, a média do valor da tensão das barras do sistema foi de 1,055 pu. A barra 3 apresentou o menor valor de tensão, em 1,0100 pu, e a barra 8 o maior nível de tensão, com 1,0900 pu. Em seguida, foi parametrizado no sistema elétrico os dados de potência reativa obtidos com o código e esses podem ser observados na Figura 5.53.

Com a utilização dos valores de potência reativa determinados pelo algoritmo desenvolvido, a média do nível das tensões reduziu para 1,017 pu. A tensão da barra 3 foi alterada para 0,9955 pu e da barra 8 reduziu para 1,0080 pu. Os níveis de tensão para essa quantidade de carga, considerando sem e com o emprego do resultado do algoritmo desenvolvido, são apresentados na Tabela 5.15. Antes de implementar os dados do AG, os níveis de tensão das barras de 6 a 14 apresentaram valores críticos, segundo os valores definidos

no Módulo 8 do PRODIST (PRODIST, 2021). Após a utilização dos parâmetros obtidos com o algoritmo, todas as barras passaram a apresentar níveis adequados de tensão.

Figura 5.53: Potências reativas fornecidas pelo AG com redução de 30% nas cargas.



Fonte: Autora.

Tabela 5.15: Níveis de tensão com redução de 30% das cargas.

<i>Barra</i>	<i>Tensão sem AG (pu)</i>	<i>Tensão com AG (pu)</i>
1	1,0600	1,0600
2	1,0450	1,0450
3	1,0100	0,9955
4	1,0265	1,0070
5	1,0275	1,0100
6	1,0700	1,0200
7	1,0704	1,0190
8	1,0900	1,0080
9	1,0699	1,0200
10	1,0655	1,0170
11	1,0673	1,0210
12	1,0605	1,0150
13	1,0578	1,0120
14	1,0523	0,9988

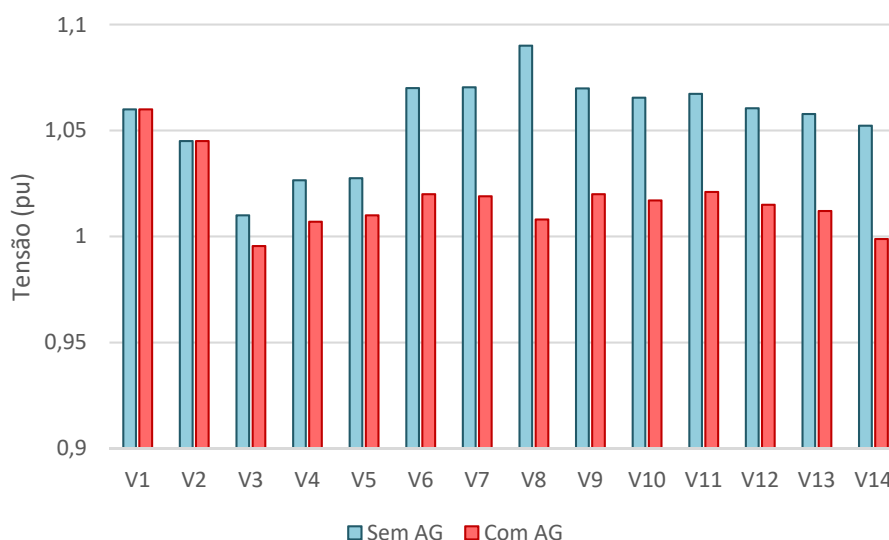
Na cor vermelha são os níveis de tensão críticos, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST.

Fonte: Autora.

Nota-se que para esse cenário a diferença da média da tensão foi menor que a apresentada pelos casos anteriores, uma vez que as potências reativas da usina fotovoltaica e dos compensadores síncronos já estão próximas dos seus limites inferiores permitidos, conforme apresentado no capítulo 4. Assim, observa-se que o algoritmo buscou o melhor resultado para essa condição do sistema, no qual para aproximar o máximo possível as tensões de 1,0 pu, o código determinou os menores valores de potência reativa possíveis.

A comparação do nível de tensão de todas em todos os barramentos do sistema elétrico, considerando sem e com a implementação dos dados provenientes do algoritmo genético proposto é apresentada na Figura 5.54.

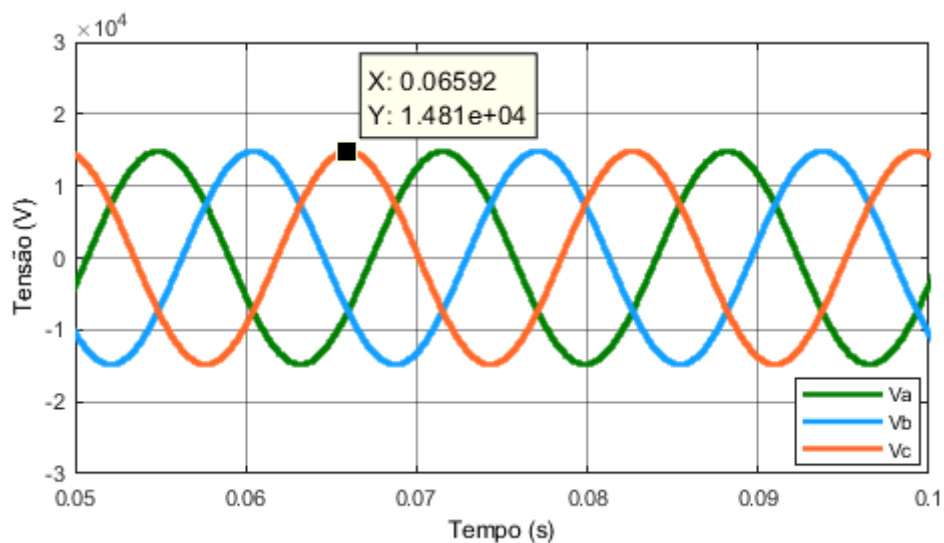
Figura 5.54: Comparação dos níveis de tensão com redução de 30% das cargas.



Fonte: Autora.

Além disso, a maior diferença percentual ocorreu no barramento 8, sendo de 7,52%. A tensão de pico por fase, dessa barra, foi de 16.019,66 V antes de utilizar os dados do código. O gráfico com a forma de onda dessa tensão, considerando uma redução de 30% das cargas, é igual ao apresentado na Figura 5.51. O nível dessa tensão de pico por fase diminuiu para 14.814,51 V com o emprego dos dados do algoritmo genético, conforme é mostrado na Figura 5.55. Com isso, houve uma redução de 1.205,15 V no nível de tensão do barramento 8.

Figura 5.55: Tensão na barra 8 após utilizar os dados do algoritmo genético com redução de carga de 30%.



Fonte: Autora.

5.4.6. Estudo de Caso 6: Redução de Carga de 40%

O último estudo de caso considera uma redução de 40% nas cargas do sistema elétrico analisado, sendo os valores dessas descritos na Tabela 5.16.

Tabela 5.16: Cargas com Redução de 40%

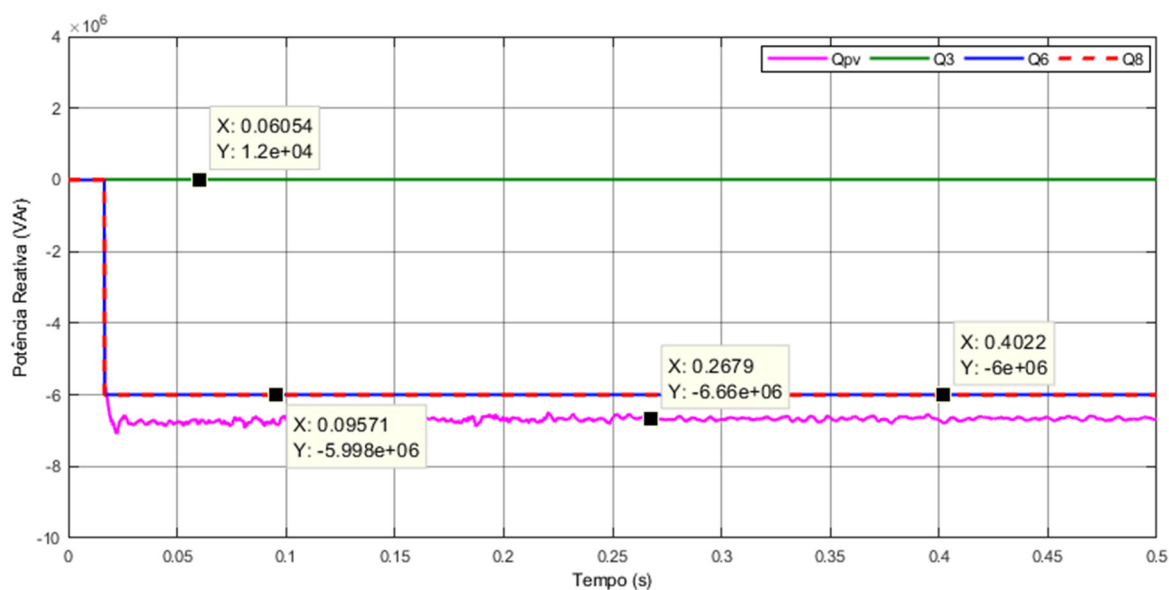
Barra	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)
1	0,00	0,00
2	13,02	7,62
3	56,52	11,40
4	28,68	- 2,34
5	4,56	0,96
6	6,72	4,50
7	0,00	0,00
8	0,00	0,00
9	17,70	9,96
10	5,40	3,48
11	2,10	1,08
12	3,66	0,96
13	8,10	3,48
14	8,94	3,00

Fonte: Autora.

Antes de utilizar os dados resultantes do algoritmo genético, a média do valor da tensão das barras do sistema foi de 1,057 pu. As barras com menor e maior níveis de tensão foram a barra 3 com 1,0100 pu e a barra 8 apresentando 1,0900 pu, respectivamente. Na sequência, foi configurado no sistema elétrico as potências reativas obtidas com o algoritmo desenvolvido, sendo essas apresentadas na Figura 5.56.

Após a utilização dos parâmetros do AG, a média das tensões foi de 1,020 pu. A tensão da barra 3 passou para 1,0040 pu e a tensão da barra 8 reduziu para 1,0200 pu. Para esse valor de carga no sistema elétrico, novamente o algoritmo determinou a menor quantidade possível de potência reativa, dentro dos limites permitidos para a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos.

Figura 5.56: Potências reativas fornecidas pelo AG com redução de 40% nas cargas.



Fonte: Autora.

Os níveis de tensão em todas as barras do sistema, sem e com o emprego dos dados do AG, são apresentados na Tabela 5.17. Antes de considerar os parâmetros obtidos com o código, os barramentos de 6 a 14 apresentam níveis de tensão críticos, de acordo com os valores estabelecidos pelo PRODIST, no Módulo 8 (PRODIST, 2021). Após a utilização dos dados do AG, essas barras passaram a ter níveis de tensão adequadas. A comparação dos níveis de tensão, sem e com o emprego dos parâmetros fornecidos pelo algoritmo, é apresentada na Figura 5.57.

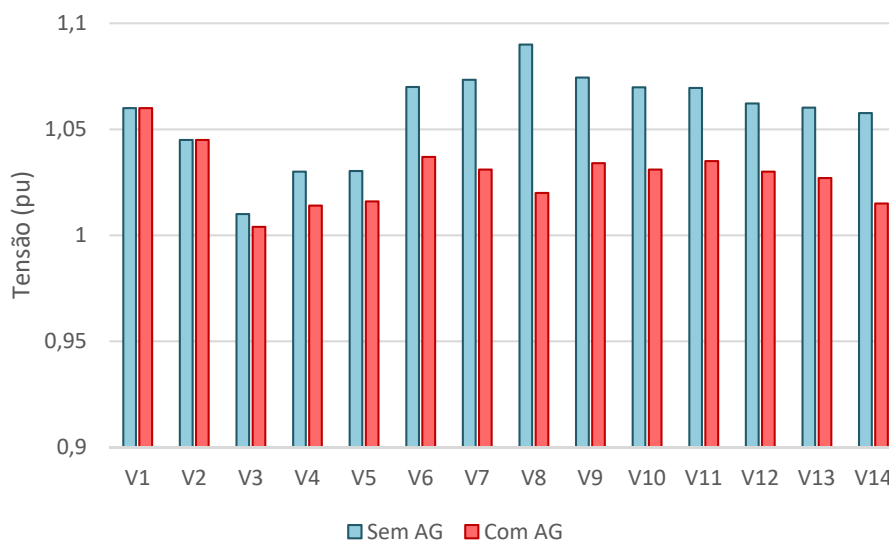
Tabela 5.17: Níveis de tensão com redução de 40% das cargas.

Barra	Tensão sem AG (pu)	Tensão com AG (pu)
1	1,0600	1,0600
2	1,0450	1,0450
3	1,0100	1,0040
4	1,0300	1,0140
5	1,0303	1,0160
6	1,0700	1,0370
7	1,0734	1,0310
8	1,0900	1,0200
9	1,0744	1,0340
10	1,0698	1,0310
11	1,0695	1,0350
12	1,0622	1,0300
13	1,0602	1,0270
14	1,0577	1,0150

Na cor vermelha são os níveis de tensão críticos, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST.

Fonte: Autora.

Figura 5.57: Comparação dos níveis de tensão com redução de 40% das cargas.

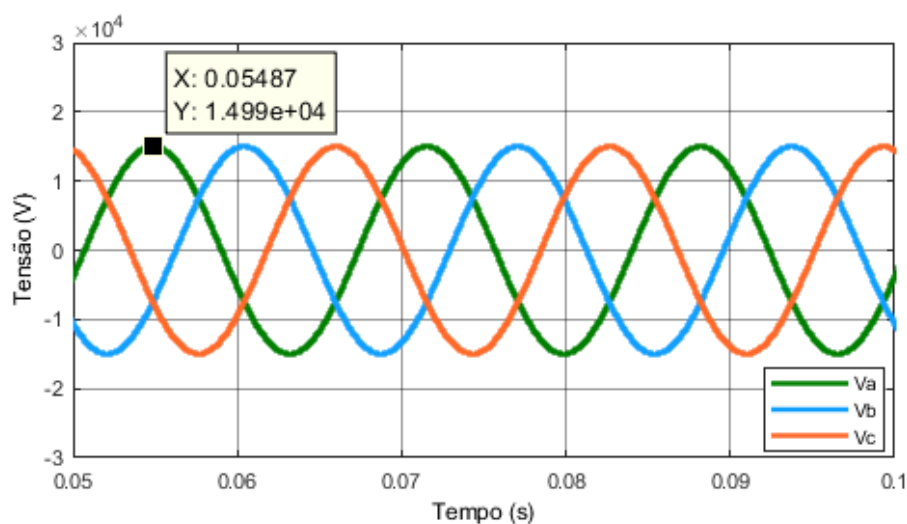


Fonte: Autora.

Ademais, a maior diferença percentual no valor da tensão nesse estudo de caso também ocorreu no barramento 8, sendo de 6,42%. A tensão de pico por fase foi de 16.019,66 V antes de utilizar os dados resultantes do algoritmo genético. Novamente, o gráfico com a forma de

onda dessa tensão, considerando uma redução de 40% das cargas, é igual ao gráfico da Figura 5.51. Com o emprego dos parâmetros obtidos com o código, a tensão de pico por fase da barra 8 passou para 14.990,88 V, conforme é mostrado na Figura 5.58. Assim, os dados fornecidos pelo algoritmo genético desenvolvido, proporcionaram uma redução de 1.028,78 V no nível de tensão da barra 8 quando há uma redução de 40% das cargas do sistema elétrico.

Figura 5.58: Tensão na barra 8 após utilizar os dados do algoritmo genético com redução de carga de 40%.



Fonte: Autora.

5.5. Considerações Finais

O presente capítulo abordou os resultados e discussões obtidos com a realização deste trabalho. Foram apresentadas inicialmente os dados provenientes do conjunto de painéis fotovoltaicos conectados apenas ao conversor elevador de tensão. Esses dados contemplam a tensão, a corrente e a potência gerados pelos painéis, o desempenho do método de rastreamento do ponto de máxima potência e as influências nesses parâmetros quando há variação da irradiação solar e da temperatura. Também foram demonstradas as potências de entrada e saída do conversor elevador de tensão, evidenciando o rendimento desse conversor.

Esse capítulo também contemplou os resultados obtidos nas diversas etapas do controle do inversor trifásico. Primeiramente, foi ilustrado o funcionamento do PLL e sua eficiência na determinação da frequência e da posição angular da rede. Em seguida, foi apresentado a tensão do link-dc obtida pelo controle implementado, juntamente com as correntes de referência. Foram demonstrados os sinais de modulação de referência originados do controle, os pulsos

obtidos com o PWM e a tensão de saída do inversor trifásico. Também foi apresentado a potência de saída do inversor quando há variação da irradiação solar nos painéis fotovoltaicos e a capacidade do controle desenvolvido em fornecer ou absorver potência reativa.

Além disso, esse capítulo evidenciou a importância do filtro LCL no sistema fotovoltaico, apresentando a forma de onda da tensão após o filtro e a diferença das correntes do sistema antes e após o filtro. Foi relatado que o filtro reduz significativamente o nível de distorção harmônica da corrente.

O capítulo cinco também contemplou os dados de fluxo de carga do sistema elétrico de 14 do IEEE, como módulo e ângulo da tensão, geração ativa, geração reativa, carga ativa e carga reativa. Em seguida, esses dados foram comparados com os valores obtidos pelo *software* PSP-UFU.

Ademais, esse capítulo detalhou os resultados obtidos com o algoritmo genético proposto. Para melhor analisar o desempenho do código, foram analisados seis estudos de casos, sendo alterados os valores das cargas do sistema elétrico com o objetivo de obter diferentes níveis de tensão nos barramentos. Dessa forma, foi apresentado os resultados em cada estudo de caso, contemplando a quantidade de potência reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos devem fornecer/absorver, a média no valor da tensão das barras do sistema, o menor e o maior nível de tensão das barras, considerando antes e após o emprego dos parâmetros do código desenvolvido. Também foi relatado o barramento com a maior diferença percentual no valor da tensão com a utilização dos dados provenientes do algoritmo, sendo apresentado os gráficos com as formas de onda da tensão desse barramento antes e após o emprego do AG.

Capítulo 6

CONCLUSÕES

O presente capítulo possui como objetivo apresentar as conclusões obtidas com a realização desta pesquisa. Embora foram tecidos comentários com considerações sobre cada capítulo após a exposição dos mesmos, é conveniente descrever neste momento uma síntese dos pontos primordiais relacionados com o desenvolvimento, propostas, metodologia e implementação computacional realizados nesta pesquisa.

O presente trabalho abordou em seu primeiro capítulo a contextualização do tema proposto, sendo destacado a necessidade de fornecimento da energia elétrica aos consumidores dentro de uma faixa de tensão permitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica, objetivando o funcionamento adequado de equipamentos elétricos e eletrônicos. Foi relatado que o Operador Nacional do Sistema Elétrico realiza suas atribuições de planejamento e operação do sistema elétrico também respeitando os níveis de tensão estabelecidos pela ANEEL. Na sequência, foi exposto o cenário mundial e brasileiro de energia solar fotovoltaica, ressaltando que essa fonte de energia também pode absorver ou fornecer potência reativa ao sistema elétrico e contribuir com a regulação do nível de tensão dos barramentos. Ademais, o primeiro capítulo forneceu uma revisão bibliográfica sobre o tema proposto nesta pesquisa, sendo realizada uma comparação dos trabalhos existentes na literatura com a metodologia desenvolvida nesta tese. Por fim, esse capítulo descreveu os objetivos e as contribuições originadas com a realização deste trabalho.

O segundo capítulo apresentou as definições relacionadas à energia solar fotovoltaica. Foram descritos os principais conceitos referente ao recurso solar, como a diferença da radiação

solar no topo da atmosfera e na superfície terrestre e os componentes da radiação solar. Em seguida, foi abordado as características essenciais das células fotovoltaicas, destacando o material semicondutor, a dopagem, a junção *pn* e os tipos mais comuns de células. Foram descritos os conceitos de circuito equivalente, apresentando as características do modelo ideal e real, e a operação das células em curto-circuito e em circuito aberto. Esse capítulo apresentou a curva característica I-V, detalhando os seus principais pontos, a influência nos valores de tensão e de corrente provenientes das alterações da irradiação solar, temperatura ambiente, resistência série e resistência paralela. Por fim, foi retratado a associação das células fotovoltaicas e o sombreamento parcial.

O terceiro capítulo teve como objetivo descrever a modelagem matemática dos componentes do sistema elétrico para a representação desses no *software* Matlab/Simulink. Inicialmente nesse capítulo, foi descrita a composição do sistema solar fotovoltaico utilizado na pesquisa. Foram expostas as principais características elétricas dos painéis fotovoltaicos utilizados, sua representação no referido *software* e a quantidade necessária de módulos conectados em série e em paralelo para a obtenção da potência desejada. Em seguida, foi relatado detalhadamente o modo de operação do conversor elevador de tensão, os cálculos necessários para a determinação dos componentes desse conversor e o seu controle. Também foi descrito o método de rastreamento do ponto de máxima potência e a finalidade de sua utilização. Além disso, esse capítulo contemplou a forma de atuação do inversor trifásico, o seu modo de condução e a sequência de operação de suas chaves. Foi detalhado o controle do inversor trifásico, sendo esses a malha de controle de potência reativa, destinada a controlar a potência reativa, a malha de controle de tensão do link-dc, responsável por manter constante a tensão do link-dc, e a malha de controle de corrente, a qual fornece os pulsos para as chaves do inversor. Ademais, esse capítulo abordou a importância da utilização do filtro no sistema fotovoltaico e detalhou os cálculos necessário para a determinação dos componentes do filtro LCL.

O capítulo três também contemplou a modelagem matemática do sistema elétrico, sendo esse constituído pelo sistema teste de 14 barras do IEEE. Foram apresentados os cálculos para a representação dos componentes do sistema no *software* Matlab/Simulink, uma vez que os dados necessitam ser fornecidos em grandezas elétricas e não permitem os mesmos em por unidade, como fornecido pelas referências bibliográficas. Assim, foram descritas a representação dos transformadores, geradores, compensadores síncronos, linhas, banco de capacitores e cargas. Esse capítulo também ilustrou a representação no *software* mencionado de todos os elementos empregados nas simulações.

O quarto capítulo objetivou descrever de forma detalhada todas as etapas implementadas na elaboração do algoritmo genético proposto. Inicialmente nesse capítulo, foram abordados os conceitos fundamentais da computação evolutiva, a qual o algoritmo genético pertence, sendo destacado as etapas em comum que esses algoritmos evolutivos apresentam. Foram relatadas as características primordiais da Teoria da Evolução, formulada pelo naturalista Charles Darwin, uma vez que o algoritmo genético foi inspirado nessa teoria e apresenta sua estrutura inspirada em fenômenos da natureza. Em seguida, foram apresentados os primeiros trabalhos utilizando o algoritmo genético e o responsável por sua nomenclatura. Os termos mais utilizados na elaboração do algoritmo genético também foram apresentados, uma vez que esses possuem os mesmos nomes empregados na biologia, porém com significados distintos e adaptados para a linguagem de programação.

Ademais, no capítulo quatro foram apresentadas todas as etapas desenvolvidas no algoritmo genético proposto. Esse algoritmo foi elaborado com objetivo de determinar os melhores valores de potência reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos, conectados ao sistema elétrico, devem fornecer/absorver para garantir níveis de tensão nas barras do sistema os mais próximos possíveis de 1,0 pu. Dessa forma, foi descrito que a primeira etapa do código consiste em inicializar a população, sendo essa formada pelos indivíduos, os quais representam as possíveis soluções do algoritmo. Os indivíduos foram codificados com números decimais, compostos por um vetor linha com quatro colunas, onde cada coluna armazena a quantidade de potência reativa que pode ser absorvida ou fornecida pela usina fotovoltaica e pelos três compensadores síncronos presentes no sistema elétrico de 14 barras do IEEE, o qual foi utilizado para validar a metodologia proposta.

Em seguida, no quarto capítulo foi descrito como ocorreu a avaliação dos indivíduos da população. Para essa avaliação, a relação entre a quantidade de potência reativa armazenada em cada cromossomo com o nível de tensão de todas as barras do sistema elétrico foi determinada de forma precisa utilizando um fluxo de carga. Assim, foi realizado um fluxo de carga para cada indivíduo da população com a finalidade de obter os níveis de tensão em todos os barramentos do sistema elétrico. Com esses valores, foi utilizada a função objetivo, para cada indivíduo da população, e determinado o somatório dos desvios das tensões em relação a tensão desejada, ou seja, 1,0 pu. Após essa etapa, foi implementado a seleção por torneio no algoritmo, a qual possui como objetivo escolher dois indivíduos da população para serem os cromossomos pais e passarem para as próximas etapas do código.

Na sequência, foi descrita a etapa de cruzamento, a qual foi implementada utilizando o método aritmético. Nesse cruzamento, cada gene dos cromossomos filhos são gerados como

uma combinação linear dos genes dos indivíduos pais. Com a formação dos filhos, a próxima etapa apresentada foi a mutação, sendo utilizada a uniforme no código desenvolvido. Também foi relatado o emprego do elitismo, o qual apresenta como objetivo a determinação do melhor indivíduo de forma mais rápida. A próxima etapa apresentada foi a atualização da população, na qual são substituídos os indivíduos pais pelos filhos gerados ao decorrer do código e inserido na população os cromossomos armazenados no elitismo, porém mantendo a população com um número constante de indivíduos. Por fim, a última etapa descrita do algoritmo genético desenvolvido foi o critério de parada, sendo utilizada para a finalização do código o número máximo de gerações. Com a finalização do código é empregada novamente a função objetivo, juntamente com o fluxo de carga, nos melhores indivíduos encontrados em cada geração e determinado o resultado do algoritmo genético.

O quinto capítulo deste trabalho focou nos resultados e discussões originados com a realização desta pesquisa. Primeiramente nesse capítulo, foram apresentados os dados de tensão e de corrente dos componentes do sistema solar fotovoltaico. Para demonstrar os parâmetros elétricos provenientes dos módulos fotovoltaicos e a atuação do método de rastreamento do ponto de máxima potência, considerou-se nas simulações apenas os painéis conectados ao conversor Boost. Assim, foi evidenciado a influência da variação da irradiação solar e da temperatura ambiente nos valores de tensão, corrente e potência, e a eficiência do método de rastreamento do ponto de máxima potência nessas condições. Também foi demonstrado o rendimento do conversor elevador de tensão, apresentando as suas potências de entrada e de saída. Na sequência, foi considerado o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e evidenciado os dados obtidos nas diversas partes do controle do inversor trifásico. Foi demonstrado a eficiência da malha de controle da tensão do link-dc ao manter a tensão do link-dc constante, inclusive com variação da irradiação solar. Também foram ilustradas as correntes de referência necessárias na malha de controle de corrente, o sinal de modulação resultante do controle e os pulsos enviados as chaves do inversor.

O capítulo cinco também evidenciou a eficiência do controle empregado no inversor trifásico de fornecer ou receber potência reativa proveniente da geração fotovoltaica, inclusive quando há variações no valor da irradiação solar. Foi relatada a importância de utilização do filtro LCL no sistema fotovoltaico, demonstrando a tensão obtida após o filtro, a diferença nas formas de onda das correntes antes e após o filtro e a redução na distorção harmônica de corrente. Também foram apresentados os dados do fluxo de carga do sistema teste de 14 do IEEE obtidos com sua implementação no *software* Matlab/Simulink. Esses dados foram

comparados com os resultados provenientes do *software* PSP-UFU e constatado sua correta representação, uma vez que as diferenças percentuais entre os resultados foram mínimas.

Ademais, o quinto capítulo detalhou os resultados obtidos com o algoritmo genético desenvolvido. Foram realizados seis estudos de casos, variando o valor das cargas conectadas ao sistema elétrico de 14 barras do IEEE, com o objetivo de obter níveis diferentes de tensão nas barras do sistema e analisar o desempenho do código proposto. Assim, foram descritos os resultados do algoritmo para cada estudo de caso, os quais contemplam a quantidade ideal de potência reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos devem fornecer/absorver para resultar em melhores níveis de tensão do sistema. Em cada estudo de caso, considerando o sistema elétrico sem e com os parâmetros fornecidos pelo algoritmo, foram apresentados a média do valor da tensão das barras do sistema, os barramentos com menor e maior nível de tensão e a barra que obteve a maior diferença percentual no valor da tensão com a utilização dos dados do código.

Com a utilização dos dados de potência reativa fornecidos pelo algoritmo genético, a maior diferença da média das tensões das barras do sistema ocorreu no estudo de caso com aumento de 50% nas cargas, sendo elevada a média em 4,29%. Analisando o valor da tensão individualmente dos barramentos, a maior diferença percentual foi registrada no cenário com redução de 20% nas cargas, na barra 8. Essa barra apresentou uma redução de 8,51% no nível da tensão, o que corresponde a uma redução na tensão de pico por fase de 1.250,71 V.

Portanto, com a análise dos resultados apresentados, pode-se concluir que o algoritmo genético proposto é eficiente para otimizar a potência reativa de sistemas elétricos com usina fotovoltaica conectada. Em todos os cenários de carga, os dados provenientes do algoritmo desenvolvido permitiram que os níveis de tensão fossem os mais próximos possíveis do valor definido como objetivo, ou seja, 1,0 pu. Além disso, todos os níveis de tensão precários e críticos, presente no sistema elétrico antes da utilização dos dados do AG, com o emprego das potências reativas ideais passaram a ter níveis considerados adequados, atendendo ao estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica, no Módulo 8 do PRODIST. Dessa forma, a metodologia proposta determina com precisão a quantidade de potência reativa necessária para elevar ou reduzir os níveis de tensão de todas as barras do sistema elétrico, dependendo das condições do mesmo, e sem a necessidade de redução da potência ativa da usina fotovoltaica para atingir esse objetivo.

Os resultados apresentados pelo algoritmo genético desenvolvido se mostraram extremamente satisfatório e contemplaram os objetivos desta pesquisa. Não obstante, para

maior desenvolvimento do tema desta tese, sugere-se que os trabalhos futuros se direcionem nos seguintes assuntos:

- Utilização de um controlador proporcional integral (PI) no controle do conversor Boost;
- Desenvolvimento e aplicação de um novo método de seleção dos indivíduos no algoritmo genético;
- Utilização da variância na função objetivo;
- Implementação da mutação limite no algoritmo genético;
- Emprego de outro método para a realização do fluxo de carga no *software* Matpower;
- Considerar no algoritmo a capacidade de aumentar o limite de potência reativa proveniente da usina fotovoltaica quando ocorre a diminuição da potência ativa decorrente da redução da irradiação solar, respeitando os requisitos do inversor;
- Empregar o método de parada por convergência no algoritmo genético;
- Conexões de maiores quantidades de usinas fotovoltaicas no sistema elétrico;
- Simulação de um sistema elétrico com elevada quantidade de barramentos.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Competências da ANEEL**, 2021a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Matriz de Energia Elétrica**, 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Matriz Elétrica Brasileira**, 2021b. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>

AGHATEHRANI, R; GOLNAS, A. Reactive power control of photovoltaic systems based on the voltage sensitivity analysis. *In: 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012. p. 1–5. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345477>

AHMED, Ashfaq. **Eletrônica de Potência**. São Paulo: Prentice Hall, 2000.

ALENIUS, Henrik *et al.* Autonomous reactive power support for smart photovoltaic inverter based on real-time grid-impedance measurements of a weak grid. **Electric Power Systems Research**, v. 182, p. 106207, 2020. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106207>

ALI, Abdelfatah; MAHMOUD, Karar; LEHTONEN, Matti. Maximizing Hosting Capacity of Uncertain Photovoltaics by Coordinated Management of OLTC, VAR Sources and Stochastic EVs. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 127, p.

106627, 2021. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106627>

ALI, Z *et al.* Photovoltaic reactive power compensation scheme: An investigation for the Cyprus distribution grid. In: **2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)**, 2018. p. 1–6. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ENERGYCON.2018.8398746>

ARAÚJO, Rômulo Diniz. **Projeto e Simulação de Filtros L e LCL para Interconexão de Inversor NPC Trifásico à Rede**. 116 f. 2012. - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2012. Disponível em: <http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/3812>

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, p. 18. 2013.

BLETTERIE, B. *et al.* Development of innovative voltage control for distribution networks with high photovoltaic penetration. **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS**, n. 20, p. 747–759, 2012. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/pip.1222>

BLUESOL EDUCACIONAL. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**, 2019. Disponível em: <https://bluesol.com.br/>. Acesso em: 29 mar. 2019.

BOYLESTAD, Robert L. **Introdução à Análise de Circuitos**. 12. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2012.

BURIAN, Reinaldo. **Algoritmos Genéticos na Alocação de Dispositivos de Proteção de Distribuição de Energia Elétrica**. 210 f. 2009. - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-06052011-165645/pt-br.php>

CABRERA-TOBAR, Ana *et al.* **Active and Reactive Power Control of a PV Generator for Grid Code Compliance**, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/em12203872>

CAMUS, Cristina; EUSÉBIO, Eduardo. **Gestão de Energia: energia Solar**. Lisboa: Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e

Automação, 2006.

CANADIANSOLAR. **Maxpower CS6U-325|330|335|340P**, 2018. Disponível em: <http://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto34009IdArquivo4019.pdf>. Acesso em: 5 mar. 2018.

CASTRO, Leandro de; ZUBEN, Fernando José Von. **A Origem das Espécies**. Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Unicamp, 2002a.

CASTRO, Leandro de; ZUBEN, Fernando José Von. **Introdução à Computação Evolutiva**. Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Unicamp, 2002b.

CHRISTIE, Rich. **Power Systems Test Case Archive. 14 Bus Power Flow Test Case**, 1993. Disponível em: http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm. Acesso em: 15 maio 2019.

COLLINS, L; WARD, J K. Real and reactive power control of distributed PV inverters for overvoltage prevention and increased renewable generation hosting capacity. **Renewable Energy**, v. 81, p. 464–471, 2015. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.012>

COSTA, Paulo Robson Melo. **Desenvolvimento e Análise de um Sistema Multifuncional Fotovoltaico-Filtro Ativo de Potência de Estágio Único Submetido a Sombreamento Parcial e Carga Não-Linear**. 212 f. 2019. - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019. Disponível em: <http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/45877>

CUNHA, Guilherme Henrique Bernardes. **Modelagem Matemática e Implementação Computacional no ATP de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado a Rede de Baixa Tensão**. 131 f. 2013. - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2013. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14577>

DALL'ANESE, E; DHOPLE, S V; GIANNAKIS, G B. Optimal Dispatch of Photovoltaic Inverters in Residential Distribution Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 2, p. 487–497, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2292828>

DEMIROK, E *et al.* Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention

of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 1, n. 2, p. 174–182, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2011.2174821>

ESRAM, T; CHAPMAN, P L. Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, n. 2, p. 439–449, 2007. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TEC.2006.874230>

FARIVAR, M *et al.* Optimal inverter VAR control in distribution systems with high PV penetration. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 2012. p. 1–7. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345736>

FAWZY, T *et al.* Active contribution of PV inverters to voltage control – from a smart grid vision to full-scale implementation. **e & i Elektrotechnik und Informationstechnik**, v. 128, n. 4, p. 110–115, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s00502-011-0820-z>

GEN, Mitsuo; CHENG, Runwei; LIN, Lin. **Network Models and Optimization: Multiobjective Genetic Algorithm Approach (Decision Engineering)**. Springer, 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-1-84800-181-7>

GHASEMI, Mohammad Amin; PARNIANI, Mostafa. Prevention of distribution network overvoltage by adaptive droop-based active and reactive power control of PV systems. **Electric Power Systems Research**, v. 133, p. 313–327, 2016. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.12.030>

GOLDBERG, David E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization & Machine Learning**. Addison-Wesley Publishing Company, 1989.

GOUVEIA FILHO, Oscar da Costa. **Dispositivos Eletrônicos**. Departamento de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

HAFEMEISTER, Augusto; DIAS, João Batista; POLTOSI, Leonel Augusto Calliari. Aplicação do Algoritmo de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT) em Módulos Fotovoltaicos. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado: 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.22533/at.ed.66719220111>

HASSAINE, L *et al.* Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 30, p.

796–807, 2014. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.005>

HOROWITZ, Kelsey A W *et al.* A techno-economic comparison of traditional upgrades, volt-var controls, and coordinated distributed energy resource management systems for integration of distributed photovoltaic resources. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 123, p. 106222, 2020. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106222>

HOWLADER, Abdul Motin *et al.* Distributed voltage regulation using Volt-Var controls of a smart PV inverter in a smart grid: An experimental study. **Renewable Energy**, v. 127, p. 145–157, 2018. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.058>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Snapshot of Global Photovoltaic Markets. Photovoltaic Power Systems Programme. Report IEA PVPS T1-33:2018**. 2018. Disponível em: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2017.pdf

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Snapshot of Global PV Markets 2020 Report IEA-PVPS T1-37: 2020**. 2020. Disponível em: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/04/IEA_PVPS_Snapshot_2020.pdf

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology Roadmap. Solar Photovoltaic Energy**. 2014. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/e78cd964-9859-48c8-89b5-81fb4a1423b3/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World gross electricity production by source, 2019**. 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-gross-electricity-production-by-source-2019>. Acesso em: 1 set. 2021.

KERBER, G; WITZMANN, R; SAPPL, H. Voltage limitation by autonomous reactive power control of grid connected photovoltaic inverters. *In: 2009 Compatibility and Power Electronics*. 2009. p. 129–133. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/CPE.2009.5156024>

KIM, Insu. Optimal capacity of storage systems and photovoltaic systems able to control reactive power using the sensitivity analysis method. **Energy**, v. 150, p. 642–652, 2018. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.132>

KIM, Insu; HARLEY, Ronald G. Examination of the effect of the reactive power control of photovoltaic systems on electric power grids and the development of a voltage-regulation method that considers feeder impedance sensitivity. **Electric Power Systems Research**, v. 180, p. 106130, 2020. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106130>

KININGER, Franz. **Photovoltaic Systems Techonology**. Germany: Universitat Kassel, 2003.

KRAMER, Oliver. **Genetic Algorithm Essentials**. Springer, 2017.

KRISHAN, C. *et al.* Reactive Power Control Strategies for Solar Inverters to Increase the Penetration Level of RE in Power Grid. *In: 2nd Int'l Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India*. New Delhi - India: 2019.

LACERDA, Estéfane G. M. de; CARVALHO, André Carlos Ponce de Leon Ferreira de. Introdução aos Algoritmos Genéticos. *In: CALVÃO, Carlos Oliveira; VALENÇA, Mêuser Jorge (org.). Sistemas Inteligentes: aplicações a recursos hídricos e ciências ambientais*. vol. 7ed. Porto Alegre: Editora da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1999. p. 246.

LINDEN, Ricardo. **Algoritmos Genéticos**. Rio de Janeiro: Brasport, 2008.

LUCAS, Diogo C. **Algoritmos Genéticos: uma Introdução**. Universidade Federal do Rio Grande so Sul, 2002.

MAITI, A K; MAITI, M. Discounted multi-item inventory model via genetic algorithm with Roulette wheel selection, arithmetic crossover and uniform mutation in constraints bounded domains. **International Journal of Computer Mathematics**, v. 85, n. 9, p. 1341–1353, 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/00207160701536271>

MANZONI, Luca; MARIOT, Luca; TUBA, Eva. Balanced crossover operators in Genetic Algorithms. **Swarm and Evolutionary Computation**, v. 54, p. 100646, 2020. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.swevo.2020.100646>

MARTINS, Denizar Cruz; BARBI, Ivo. **Eletrônica de Potência: Conversores CC-CC Básicos Não Isolados**. 2ª ed. Florianópolis: Edição dos Autores, 2006.

MATHWORKS. **MATLAB R2017b**. 2017. Disponível em: <https://www.mathworks.com/>

- MATPOWER. **Matpower 7.1**. 2021. Disponível em: <https://matpower.org/>
- MELLO, Hilton Andrade de; BIASI, Ronaldo Sérgio de. **Introdução à Física dos Semicondutores**. Brasília: Edgard Blücher, 1975.
- MENÉNDEZ, Salvador Alepuz. **Aportación al Control del Convertidor CC/CA de Tres Niveles**. 360 f. 2004. - Universitat Politècnica de Catalunya, 2004. Disponível em: <http://hdl.handle.net/2117/93642>
- MERABET, A; LABIB, L; GHAS, A M Y M. Robust Model Predictive Control for Photovoltaic Inverter System with Grid Fault Ride-Through Capability. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. PP, n. 99, p. 1, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2694452>
- MILANO, Frederico. **Power System Modelling and Scripting**. London: Springer, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-13669-6>
- OLIVEIRA, Paulo Tadeu Meira e Silva de. **Aplicação do Algoritmo Genético no Mapeamento de Genes Epistáticos em Cruzamentos Controlados**. 207 f. 2008. - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/45/45133/tde-29092008-110907/pt-br.php>
- OLIVEIRA, Thales Lima. **Desenvolvimento de uma plataforma computacional gráfica e de código aberto para estudos de sistemas de potência**. 177 f. 2016. - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016. Disponível em: <https://doi.org/http://doi.org/10.14393/ufu.di.2016.22>
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sobre o ONS - Atuação**. 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/atuacao>
- PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf
- PORTAL ENERGIA. **Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. 2004. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico->

[manual-energia-fotovoltaica.pdf](#)

PRODIST. **Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-8>

RAIMANN, Eliane. **Geração de Rotas Urbanas Virtuais Usando Algoritmos Genéticos**. 61 f. 2007. - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2007. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14639>

RASHID, Muhammad H. **Eletrônica de potência: circuitos, dispositivos e aplicações**. São Paulo: Makron Books, 1999.

REZNIK, A *et al.* LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 50, n. 2, p. 1225–1232, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TIA.2013.2274612>

ROSSI, Gustavo. **5 Conceitos Básicos Sobre Energia Solar Que Todos Deveriam Saber**. 2018. Disponível em: <https://npenergiasolar.com.br/conteudo-exclusivo/energia-solar-basica/>. Acesso em: 8 abr. 2019.

SAMADI, A *et al.* Coordinated Active Power-Dependent Voltage Regulation in Distribution Grids With PV Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 3, p. 1454–1464, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2298614>

SHI, S; WANG, Y; JIN, P. Study of maximum power point tracking methods for photovoltaic power generation system. *In: 2013 Chinese Automation Congress*. 2013. p. 835–840. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/CAC.2013.6775849>

SILVA, Elivaldo Elenildo da. **Otimização de Estruturas de Concreto Armado Utilizando Algoritmos Genéticos**. 194 f. 2001. - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3144/tde-21022002-112505/pt-br.php>

SILVA, Nivia Aparecida da. **O uso do Algoritmo Genético na Construção de Mapas de Perfusão Cerebral e sua Aplicação em Pacientes com Anemia Falciforme**. 123 f. 2008. - Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2008. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/59/59135/tde-27042010-092154/pt-br.php>

SILVA, Leonardo Rosenthal Caetano. **Análise de Técnicas de Rastreamento de**

Máxima Potência (MPPT) para Aplicação em Arranjos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 235 f. 2015. - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2015. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14601>

SOUZA, Arthur Costa de. **Análise dos Impactos da Geração Distribuída por Fonte Solar Fotovoltaica na Qualidade da Energia Elétrica.** 160 f. 2016. - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/14619>

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

SU, X; MASOUM, M A S; WOLFS, P J. Optimal PV Inverter Reactive Power Control and Real Power Curtailment to Improve Performance of Unbalanced Four-Wire LV Distribution Networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 3, p. 967–977, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2014.2313862>

SUYATA, T; PO-NGAM, S; TARASANTISUK, C. The active power and reactive power control for three-phase grid-connected photovoltaic inverters. *In: 2015 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON).* 2015. p. 1–6. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ECTICon.2015.7207066>

TAVARES, Carlos Eduardo. **Ciência e Tecnologia dos Materiais.** Uberlândia: Engenharia Elétrica: Universidade Federal de Uberlândia, 2009.

TEODORESCU, Remus; BLAABJERG, Frede. Proportional-Resonant Controllers. A New Breed of Controllers Suitable for Grid-Connected Voltage-Source Converters. *In: The 9th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipments.* 2004. p. 9–14.

TEODORESCU, Remus; LISERRE, Marco; RODRIGUEZ, Pedro. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems.** Wiley, 2011.

TSENGENES, Georgios; ADAMIDIS, Georgios. Investigation of the behavior of a three phase grid-connected photovoltaic system to control active and reactive power. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 1, p. 177–184, 2011. Disponível em:

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.08.008>

TURITSYN, K *et al.* Distributed control of reactive power flow in a radial distribution circuit with high photovoltaic penetration. In: **IEEE PES General Meeting**. 2010. p. 1–6. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589663>

WEG. **Inversor SIW700**. 2021. Disponível em: <https://www.weg.net>. Acesso em: 2 mar. 2021.

WIDMAIER, Klaus. **Algoritmo Genético Aplicado à Otimização de Asas de Material Compósito de Veículos Aéreos Não Tripulados**. 203 f. 2005. - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2005. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18135/tde-08032006-085133/pt-br.php>

XAVIER, Lucas S; CUPERTINO, Allan F; PEREIRA, Heverton A. Ancillary services provided by photovoltaic inverters: Single and three phase control strategies. **Computers & Electrical Engineering**, v. 70, p. 102–121, 2018. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2018.03.010>

YALCINOZ, T; ALTUN, H; UZAM, M. Economic dispatch solution using a genetic algorithm based on arithmetic crossover. In: **2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502)**. 2001. p. 4 pp. vol.2. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PTC.2001.964734>

YANG, Y. *et al.* Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 4, p. 504–513, 2016. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0133>

YANG, Yongheng; ZHOU, Keliang; BLAABJERG, Frede. Frequency adaptability of harmonics controllers for grid-interfaced converters. **International Journal of Control**, v. 90, n. 1, p. 3–14, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/00207179.2015.1022957>

ZHU, Y; FEI, J. Disturbance Observer Based Fuzzy Sliding Mode Control of PV Grid Connected Inverter. **IEEE Access**, v. 6, p. 21202–21211, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2825678>

ZILLES, Roberto *et al.* **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

Apêndice A

FLUXO DE CARGA

O fluxo de carga foi realizado no algoritmo genético proposto para determinar o nível de tensão em todas as barras do sistema elétrico considerando a quantidade de potência reativa armazenada em cada cromossomo. O fluxo de carga foi executado utilizando o *software* Matpower e os seus detalhes foram apresentados no capítulo 3. A seguir é descrita a implementação do fluxo de carga no referido *software*.

```
%-----%
%                               %
%      INÍCIO DA FUNÇÃO      %
%-----%

function mpc = sistema14b(dadoentrada)

%Base do sistema em MVA.
mpc.baseMVA = 100;

%-----%
%                               %
%      DADOS DAS BARRAS      %
%-----%

mpc.bus = [
    1   3   0   0   0   0   1   1.06   0   0   1   1.06   0.94;
    2   2  21.7  12.7   0   0   1   1.045  -4.98   0   1   1.06
0.94;
    3   1  94.2   19   0   0   1   1.01  -12.72   0   1   1.06   0.94;
```

```

    4    1    47.8    -3.9    0    0    1    1.019    -10.33    0    1    1.06
0.94;
    5    1     7.6    1.6    0    0    1    1.02     -8.78    0    1    1.06    0.94;
    6    1    11.2     7.5    0    0    1    1.07    -14.22    0    1    1.06    0.94;
    7    1     0     0     0    0    1    1.062    -13.37    0    1    1.06    0.94;
    8    1     0     0     0    0    1    1.09    -13.36    0    1    1.06    0.94;
    9    1    29.5    16.6    0    19    1    1.056    -14.94    0    1    1.06
0.94;
   10    1     9     5.8    0    0    1    1.051    -15.1    0    1    1.06    0.94;
   11    1     3.5    1.8    0    0    1    1.057    -14.79    0    1    1.06    0.94;
   12    1     6.1    1.6    0    0    1    1.055    -15.07    0    1    1.06    0.94;
   13    1    13.5     5.8    0    0    1    1.05     -15.16    0    1    1.06    0.94;
   14    1    14.9     5     0    0    1    1.036    -16.04    0    1    1.06    0.94;

```

```
];
```

```
qindivíduo = dadoentrada;
```

```
a = (5 - qindivíduo(1,1));
```

```
b = (19 - qindivíduo(1,2));
```

```
c = (7.5 - qindivíduo(1,3));
```

```
d = (0 - qindivíduo(1,4));
```

```
mpc.bus(14,4) = a;
```

```
mpc.bus(3,4) = b;
```

```
mpc.bus(6,4) = c;
```

```
mpc.bus(8,4) = d;
```

```

%------%
%                                DADOS DOS GERADORES                                %
%------%

```

```
mpc.gen = [
```

```

    1    2.324    0    9.9    -9.9    1.06    100    1    332.4    0    0    0    0    0    0
0    0    0    0    0    0;
    2    0.4    0    0.5    -0.4    1.045    100    1    140    0    0    0    0    0    0
0    0    0    0    0;

```

```
];
```

```

%------%
%                                DADOS DOS RAMOS                                %
%------%

```

```
mpc.branch = [
```

```

    1    2    0.01938    0.05917    0.0528    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    1    5    0.05403    0.22304    0.0492    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    2    3    0.04699    0.19797    0.0438    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    2    4    0.05811    0.17632    0.034    0    0    0    0    0    1    -360    360;

```

```

2  5  0.05695 0.17388 0.0346 0 0 0 0 0 1 -360 360;
3  4  0.06701 0.17103 0.0128 0 0 0 0 0 1 -360 360;
4  5  0.01335 0.04211 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
4  7  0 0.20912 0 0 0 0 0.978 0 1 -360 360;
4  9  0 0.55618 0 0 0 0 0.969 0 1 -360 360;
5  6  0 0.25202 0 0 0 0 0.932 0 1 -360 360;
6  11 0.09498 0.1989 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
6  12 0.12291 0.25581 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
6  13 0.06615 0.13027 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
7  8  0 0.17615 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
9  9  0 0.11001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
9  10 0.03181 0.0845 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
9  14 0.12711 0.27038 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
10 11 0.08205 0.19207 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
12 13 0.22092 0.19988 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
13 14 0.17093 0.34802 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

];

```

```

%-----%
%                               %
%                               %
%-----%

```

```

mpc.bus_name = {
    'Bus 1'    HV';
    'Bus 2'    HV';
    'Bus 3'    HV';
    'Bus 4'    HV';
    'Bus 5'    HV';
    'Bus 6'    LV';
    'Bus 7'    LV';
    'Bus 8'    MV';
    'Bus 9'    LV';
    'Bus 10'   LV';
    'Bus 11'   LV';
    'Bus 12'   LV';
    'Bus 13'   LV';
    'Bus 14'   LV';
};

```

end

```

%-----%
%                               %
%                               %
%-----%

```

Apêndice B

ALGORITMO GENÉTICO PROPOSTO

O algoritmo genético proposto foi elaborado objetivando determinar a quantidade ideal de potência reativa que a usina fotovoltaica e os compensadores síncronos, conectados ao sistema de 14 barras do IEEE, devem fornecer/absorver para resultar em níveis de tensão das barras do sistema o mais próximo possível de 1,0 pu.

A metodologia empregada no desenvolvimento do algoritmo desta pesquisa foi detalhada no capítulo 3. O código foi implementado utilizando o *software* Matlab e pode ser visualizado a seguir.

```
%-----%  
%                               INÍCIO DO ALGORITMO GENÉTICO                               %  
%-----%  
  
function Doutorado  
clear;  
clear variables;  
  
%Variáveis que não se alteram.  
NUMGER = 1;  
POP = 200;  
NTOR = 3;  
PT = 0.8;  
PC = 0.7;  
PM = 0.01;  
ELIT = 2;
```

```

%-----%
%                               INICIALIZAÇÃO DA POPULAÇÃO                               %
%-----%

parte1 = ((randi([-660,660],POP,1))/100);

parte2 = ((randi(4000,POP,1))/100);

parte3 = ((randi([-600,2400],POP,1))/100);

parte4 = ((randi([-600,2400],POP,1))/100);

p = [parte1, parte2, parte3, parte4];

%-----%
%                               INÍCIO DAS GERAÇÕES                               %
%-----%

for i=1:NUMGER

%-----%
%                               SELEÇÃO                               %
%-----%

%Formação da primeira subpopulação temporária.
tor1=zeros(NTOR,4);

    for j=1:NTOR

        at1 = randi(POP,1,1);
        posic(j) = at1;
        tor1(j,:)= p(at1,:);

    end

    aptidao1 = zeros(NTOR,1);

    for z=1:NTOR

        a = tor1(z,:);
        afluxop = sistema14b(a);
        [baseMVA, bus, gen] = runpf(afluxop);
        a1 = bus;
        T1 = a1(:,8);
        somadt1 = abs(1-T1(1,1)) + abs(1-T1(2,1)) + abs(1-T1(3,1)) + abs(1-
T1(4,1)) + abs(1-T1(5,1)) + abs(1-T1(6,1)) + abs(1-T1(7,1)) + abs(1-
T1(8,1)) + abs(1-T1(9,1)) + abs(1-T1(10,1)) + abs(1-T1(11,1)) + abs(1-
T1(12,1)) + abs(1-T1(13,1)) + abs(1-T1(14,1));
        aptidao1(z,1)=somadt1;

    end

```

```
a2 = min(aptidao1);
xmenor1=zeros(1,4);

for r=1:NTOR

    if aptidao1(r)== a2
        xmenor1 = tor1(r,:);
        break
    end

end

b1 = max(aptidao1);
xmaior1 = zeros(1,4);

for r=1:NTOR

    if aptidao1(r)== b1
        xmaior1 = tor1(r,:);
        break
    end

end

%Definição do Pai 1.
na1=rand;

if na1<PT
    pai1=xmenor1;
else
    pai1=xmaior1;
end

for j=1:POP

    if pai1(1,:)==p(j,:)
        lp=j;
        break
    end

end

p2 = zeros((lp-1),4);
for z=1:(lp-1)
    p2(z,:) = p(z,:);
end

p3 = zeros((lp+1),4);
for z=(lp+1):POP
    p3((z-lp),:) = p(z,:);
end

p4 = [p2; p3];
```

```
%Formação da segunda subpopulação temporária.
tor2=zeros (NTOR,4);

for j=1:NTOR

    at2 = randi (POP,1,1);
    tor2(j,:)= p4 (at2,:);

end

aptidao2 = zeros (NTOR,1);

for z=1:NTOR

    apai2 = tor2(z,:);
    afluxop2 = sistema14b (apai2);
    [baseMVA, bus, gen] = runpf (afluxop2);
    a3 = bus;
    T2 = a3(:,8);
    somadt2 = abs (1-T2 (1,1)) + abs (1-T2 (2,1)) + abs (1-T2 (3,1)) + abs (1-
T2 (4,1)) + abs (1-T2 (5,1)) + abs (1-T2 (6,1)) + abs (1-T2 (7,1)) + abs (1-
T2 (8,1)) + abs (1-T2 (9,1)) + abs (1-T2 (10,1)) + abs (1-T2 (11,1)) + abs (1-
T2 (12,1)) + abs (1-T2 (13,1)) + abs (1-T2 (14,1));
    aptidao2 (z,1)=somadt2;

end

amenor = min (aptidao2);
xmenor2=zeros (1,4);

for r=1:NTOR

    if aptidao2 (r)== amenor
        xmenor2 = tor2 (r,:);
        break
    end

end

b2 = max (aptidao2);
xmaior2 = zeros (1,4);

for r=1:NTOR

    if aptidao2 (r)== b2
        xmaior2 = tor2 (r,:);
        break
    end

end

%Definição do Pai 2.
na2=rand;
```

```
    if na2<PT
        pai2=xmenor2;
    else
        pai2=xmaior2;
    end

%-----%
%                                %
%                                %
%-----%

na3 = rand;

filho1=zeros(1,4);
filho2=zeros(1,4);

if na3<PC

    for t=1:4

        alfa=rand;
        filho1(1,t) = ((alfa*pai1(1,t)) + ((1-alfa)*pai2(1,t)));
        filho2(1,t) = ((alfa*pai2(1,t)) + ((1-alfa)*pai1(1,t)));

    end

else

    filho1=pai1;
    filho2=pai2;

end

%-----%
%                                %
%                                %
%-----%

%Mutação filho 1.
na4 = rand/10;

if na4<PM

    ponto1 = randi(4,1,1);

    if ponto1 == 1
        valor1 = (randi([-660,660],1,1))/100;
    end

    if ponto1 == 2
        valor1= (randi(4000,1,1))/100;
    end

    if ponto1==3 || ponto1==4
```



```

        valor1 = ((randi([-600,2400],1,1))/100);
    end

    filho1(1,ponto1) = valor1;

end

%Mutação filho 2.
na5 = rand/10;

if na5<PM

    ponto2 = randi(4,1,1);

    if ponto2 == 1
        valor2 = (randi([-660,660],1,1))/100;
    end

    if ponto2 == 2
        valor2= (randi(4000,1,1))/100;
    end

    if ponto2==3 || ponto1==4
        valor2 = ((randi([-600,2400],1,1))/100);
    end

    filho2(1,ponto2) = valor2;

end

%-----%
%                               %
%                               %
%-----%

aptidaop = zeros(POP,1);

for z=1:POP

    aelitismo = p(z,:);
    belite = sistema14b(aelitismo);
    [baseMVA, bus, gen] = runpf(belite);
    acoluna = bus;
    T3 = acoluna(:,8);
    somadt3 = abs(1-T3(1,1)) + abs(1-T3(2,1)) + abs(1-T3(3,1)) + abs(1-
T3(4,1)) + abs(1-T3(5,1)) + abs(1-T3(6,1)) + abs(1-T3(7,1)) + abs(1-
T3(8,1)) + abs(1-T3(9,1)) + abs(1-T3(10,1)) + abs(1-T3(11,1)) + abs(1-
T3(12,1)) + abs(1-T3(13,1)) + abs(1-T3(14,1));
    aptidaop(z,1)=somadt3;

end

melhorind=zeros(ELIT,4);

```

```

    for s=1:ELIT

        for r=1:POP
            d=min(aptidaop);
            if aptidaop(r)== d
                melhorind(s,:)=p(r,:);
                lugarmelhor = r;
                aptidaop(lugarmelhor)=400;
                break
            end
        end
    end

end

%-----%
%                                     %
%                               ATUALIZAÇÃO DA POPULAÇÃO                               %
%-----%

    for j=1:POP

        if pai1(1,:)==p(j,:)
            lugarpai1=j;
            break
        end
    end

    for t=1:POP

        if pai2(1,:)==p(t,:)
            lugarpai2=t;
            break
        end
    end

    p(lugarpai1,:)=filho1(1,:);
    p(lugarpai2,:)=filho2(1,:);

    aptidaopp = zeros(POP,1);

    for z=1:POP

        apme = p(z,:);
        afluxopp = sistema14b(apme);
        [baseMVA, bus, gen] = runpf(afluxopp);
        f5 = bus;
        T4 = f5(:,8);
        somadt4 = abs(1-T4(1,1)) + abs(1-T4(2,1)) + abs(1-T4(3,1)) + abs(1-
T4(4,1)) + abs(1-T4(5,1)) + abs(1-T4(6,1)) + abs(1-T4(7,1)) + abs(1-
T4(8,1)) + abs(1-T4(9,1)) + abs(1-T4(10,1)) + abs(1-T4(11,1)) + abs(1-
T4(12,1)) + abs(1-T4(13,1)) + abs(1-T4(14,1));
    end

```

```

        aptidaopp(z,1)=somadt4;

    end

    melhorap = min(aptidaopp);

    for r=1:POP

        if aptidaopp(r)== melhorap
            xparcial = p(r,:);
            break
        end

    end

    menorvalorg(i,:) = min(aptidaopp);

    indg(i,:) = xparcial(1,:);

    for z=1:ELIT

        ah=randi((POP-2),1,1);

        if ah~=lugarpai1 && ah~=lugarpai2
            p(ah,:)=melhorind(z,:);
        elseif ah==lugarpai1 || ah==lugarpai2
            bh=ah+1;
            if bh~=lugarpai1 && bh~=lugarpai2
                p(bh,:)=melhorind(z,:);
            end
        else
            ch=bh+1;
            p(ch,:)=melhorind(z,:);
        end

    end

    %-----%
    %                                     %
    %                               FIM DAS GERAÇÕES                               %
    %-----%

end

%-----%
%                                     %
%                               MELHOR INDIVÍDUO DE TODAS AS GERAÇÕES                               %
%-----%

    aptidaot = zeros(NUMGER,1);

    for z=1:NUMGER

```

```
        atotal = indg(z,:);
        afluxot = sistema14b(atotal);
        [baseMVA, bus, gen] = runpf(afluxot);
        g6 = bus;
        T5 = g6(:,8);
        somadt5 = abs(1-T5(1,1)) + abs(1-T5(2,1)) + abs(1-T5(3,1)) + abs(1-
T5(4,1)) + abs(1-T5(5,1)) + abs(1-T5(6,1)) + abs(1-T5(7,1)) + abs(1-
T5(8,1)) + abs(1-T5(9,1)) + abs(1-T5(10,1)) + abs(1-T5(11,1)) + abs(1-
T5(12,1)) + abs(1-T5(13,1)) + abs(1-T5(14,1));
        aptidaot(z,1)=somadt5;

    end

    apfinal = min(aptidaot);

    for r=1:NUMGER

        if aptidaot(r)== apfinal
            indfinal = indg(r,:);
            break
        end

    end

    Melhor_Individuo_do_AG = indfinal

    geracao=0:1:(NUMGER-1);

    plot(geracao,menorvalorg);

    xlabel('Gerações');

    ylabel('Aptidão');

    grid on

end

%-----%
%                                     %
%                               FIM DO ALGORITMO GENÉTICO                               %
%-----%
```

Anexo

MÉTODO PERTURBA E OBSERVA

A técnica de rastreamento do ponto de máxima potência, utilizando o método Perturba e Observa (P&O), conforme mencionado anteriormente, foi empregada na simulação utilizando o bloco “*MATLAB Function*”, presente na biblioteca do Simulink. O código utilizado para a implementação desse método é descrito a seguir.

```
%-----%  
%                               %  
% INÍCIO DA FUNÇÃO              %  
%-----%  
  
function Vfinal = PertObserv(Vpv, Ipv)  
  
if isempty(Vref)  
    Vref = 583.2;  
    Vant = 0;  
    Pant = 0;  
end  
  
incredV = 1;  
P = Vpv*Ipv;  
  
if((P - Pant) == 0)  
    Vfinal = Vref;  
Else  
    if((P - Pant)<0)
```

```
        if((Vpv - Vant) < 0)
            Vfinal = Vref + incremV;
        else
            Vfinal = Vref - incremV;
        end
    else
        if((Vpv - Vant) < 0)
            Vfinal = Vref - incremV;
        else
            Vfinal = Vref + incremV;
        end
    end

end

Vref = Vfinal;
Vant = Vpv;
Pant = P;
```

```
%-----%
%                               %
%                               FIM DA FUNÇÃO                               %
%-----%
```