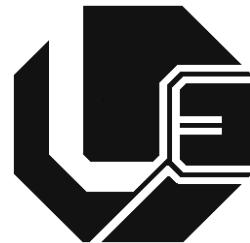


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO



**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR FONTE
SOLAR FOTOVOLTAICA NA
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

Arthur Costa de Souza

Uberlândia
2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA POR FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA NA
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentado por Arthur
Costa de Souza à Universidade Federal de
Uberlândia, como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do título de
Mestre em Ciências.

Banca Examinadora:

José Rubens Macedo Jr, Dr. (Orientador) – UFU
Isaque Nogueira Gondim, Dr. – UFU
Fabricio Augusto Matheus Moura, Dr. – UFTM

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

S729a Souza, Arthur Costa de, 1991-
2016 Análise dos impactos da geração distribuída por fonte solar
fotovoltaica na qualidade da energia elétrica / Arthur Costa
de Souza. - 2016.
159 f. : il.

Orientador: José Rubens Macedo Júnior.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Energia elétrica - Distribuição -
Teses. 3. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 4. Energia elétrica -
Qualidade - Teses. I. Macedo Júnior, José Rubens. II. Universidade
Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA POR FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA NA
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

Arthur Costa de Souza

Dissertação apresentado por Arthur Costa de Souza à Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Prof. José Rubens Macedo Jr
Orientador

Prof. Darizon Alves de Andrade
Coordenador da Pós-Graduação

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família pelo apoio e carinho. Aos meus grandes amigos que foram de extrema importância nesta etapa, proporcionando momentos de alegria. A eles deixo minha eterna e sincera gratidão.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus primeiramente e sempre, pelas infinitas graças e bênçãos derramadas ao longo de toda minha vida.

Aos meus pais Cleiton Passos de Souza e Maria Carolina Costa, assim como ao meu irmão Alan Alves Costa de Souza, pelo encorajamento e suporte emocional.

Ao professor orientador José Rubens Macedo Jr, pela confiança e ajuda para a realização deste trabalho.

Aos amigos Cesar Carvalho, Daniel Tobias, Fabiana Pereira, Fernando Silva, Leandro Vieira, Leonardo Rosenthal, Pablo Avendaño, Rianne Brito, Roní Gilberto, Thales Oliveira, Wagner Vanço pelo companheirismo e troca de experiências.

Em especial aos colegas Fernando Cardoso Melo (Núcleo de Eletrônica de Potência) e Andréia Crico (Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica).

Registro ainda meus agradecimentos aos colegas do laboratório de Qualidade da Energia Elétrica, bem como a todos os professores com os quais convivi e aprendi durante o período do mestrado.

Agradeço, por fim, a Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia pela oportunidade, a Cinara pela simpatia e prontidão nos procedimentos junto à secretaria do programa e a CAPES pelo incentivo financeiro.

*“Nunca desista. Seja firme em seus sonhos.
Seu objetivo pode estar distante, mas não
impossível de ser alcançado”.*

(Autor desconhecido)

RESUMO

A eletricidade é um elemento essencial no cotidiano de qualquer sociedade, sendo que ao longo do tempo seu consumo tem aumentado consideravelmente. Além disso, a crescente preocupação com a preservação do meio ambiente tem impulsionado várias pesquisas de fontes alternativas de energia com o objetivo de suprir esta crescente demanda energética, assim como reduzir os impactos ambientais. Dentre as diversas fontes alternativas de energia atualmente disponíveis, a energia solar fotovoltaica tem sido considerada uma excelente opção por ser renovável, abundante e limpa. Nesse contexto, o objetivo principal deste trabalho é desenvolver e implementar a modelagem computacional de um sistema fotovoltaico, utilizando-se o *software Matlab-Simulink*, de forma a ser possível analisar os impactos decorrentes da operação desses sistemas na qualidade da energia elétrica em circuitos secundários de baixa tensão. A modelagem abrange o painel solar, um conversor CC-CC elevador de tensão (*boost*), o correspondente controle de rastreamento de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*), o inversor de tensão, a malha de captura de fase (PLL – *phase-locked loop*) e, por meio de um indutor de acoplamento, é feita a conexão de todo este sistema à rede elétrica de baixa tensão. O método de rastreamento do ponto de máxima potência de painéis escolhido foi o “Perturba e Observa” (P & O), devido ao seu bom desempenho e facilidade de implementação. Finalmente, também serão apresentados os resultados da simulação de partes constituintes do arranjo fotovoltaico, assim como serão apresentados os resultados obtidos em um estudo de caso considerando-se um sistema de distribuição em baixa tensão.

Palavras Chave: Geração distribuída, sistema fotovoltaico, qualidade da energia elétrica.

ABSTRACT

Electricity is an essential element in the daily life of any society, and over time their consumption has increased considerably. In addition, the growing concern for the preservation of the environment has driven several research alternative energy sources in order to provide this growing energy demand, as well as reduce environmental impacts. Among the various alternative sources of currently available energy, photovoltaic solar energy has been considered an excellent choice because it is renewable, abundant and clean. In this context, the main objective of this work is to develop and implement computer modeling of a photovoltaic system, using Matlab-Simulink software, so that it is possible to analyze the impacts of the operation of these systems in the power quality in low voltage circuits. The model covers the solar panel, a DC-DC boost converter, the corresponding maximum power tracking control, the inverter voltage, phase locked loop and through of a coupling inductor, the connection of the entire system to low voltage power grid. The MPPT algorithm implemented in the system was Perturb & Observe (P&O), due to its good performance and low complexity. Finally, will also be presented the results of the simulation constituent parts of the PV array, as well as the results obtained in a case study considering a distribution system for low voltage.

Keyword: distributed generation, photovoltaic system, power quality.

Sumário

Capítulo I 24

Introdução Geral 24

 1.1 Considerações Iniciais e Contextualização 24

 1.2 Motivações 28

 1.3 Estado da Arte 31

 1.4 Objetivos 32

 1.3.1 Objetivos Específicos 32

 1.5 Estrutura da Dissertação 33

Capítulo II 37

Sistemas de Conversão de Energia Fotovoltaica 37

 2.1 Considerações Iniciais 37

 2.2 Tipos de células fotovoltaicas 38

 2.2.1 Células monocristalinas 39

 2.2.2 Células policristalinas 40

 2.2.3 Células de Silício amorfo 40

 2.3 A Célula Solar e o Efeito Fotoelétrico 41

 2.4 Formas de Utilização da Energia Solar 42

 2.5 Breve História da Energia Solar Fotovoltaica 43

2.6	Aproveitamento da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil	45
2.7	Tipos de Sistemas Fotovoltaicos.....	46
2.7.1	Sistemas Isolados	47
2.7.2	Sistemas Híbridos	48
2.7.3	Sistemas Conectados à Rede.....	48
Capítulo III	50
Modelagem Matemática e implementação computacional do Sistema Fotovoltaico		
.....		50
3.1	Considerações Iniciais	50
3.2	Modelagem de uma célula solar	51
3.3	Fatores que afetam as características do painel fotovoltaico	56
3.3.1	Influência da Irradiância na Curva I-V	56
3.3.2	Influência da Temperatura na Curva I-V	56
3.3.3	Influência das Resistências Série e Paralelo na Curva I-V	57
3.4	Associação de Células Fotovoltaicas	58
3.4.1	Associação em Série	59
3.4.2	Associação em Paralelo	59
3.5	Implementação Computacional	60
3.6	O Conversor Elevador de Tensão (<i>Boost</i>)	62
3.6.1	Modelagem Matemática do Conversor <i>Boost</i>	63

3.6.2	Cálculo do Indutor do <i>Boost</i>	64
3.6.3	Cálculo do Capacitor de Saída do Conversor <i>Boost</i>	65
3.6.4	Implementação Computacional do <i>Boost</i>	66
3.7	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência	67
3.7.1	Estratégia para aplicação do MPPT	69
3.7.2	Projeto do Compensador Para o Controle	70
3.7.3	Método de Chaveamento por PWM.....	75
3.8	Inversor Full-Bridge	76
3.8.1	Teoria e modelagem matemática	76
3.8.2	Projeto do Indutor de Acoplamento	79
3.8.3	Projeto de Compensador Para o Controle do inversor	81
3.8.4	Modulação PWM Senoidal Bipolar	84
3.9	Malha de Captura de Fase (PLL)	86
Capítulo IV	88
Resultados Computacionais do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica		
4.1	Considerações Iniciais	88
4.2	Estratégia Para Determinar a Resistência Série	89
4.3	1 ^a Situação – Validação do painel solar.....	90
4.4	2 ^a Situação – Painel Solar Conectado ao <i>boost</i>	95
4.5	3 ^a Situação- Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica.....	104

4.6 4 ^a Situação - Análise da microgeração fotovoltaica em um sistema elétrico fictício	111
4.6.1. 1º Caso- Sem Conexão do Sistema Fotovoltaica à Rede.....	113
4.6.2. 2º Caso- Conexão de um Sistema Fotovoltaico à Rede.....	115
4.6.3. 3º Caso- Conexão de Dois Sistemas Fotovoltaicos à Rede	118
4.6.4. 4º Caso- Conexão de Três sistemas fotovoltaicos à Rede	121
4.7 Análise do sistema elétrico fictício na ausência de cargas não lineares.	
127	
4.7.1. 1º Caso- Sem Conexão do Sistema Fotovoltaica à Rede.....	128
4.7.2. 2º Caso- Conexão de um Sistema Fotovoltaico à Rede.....	130
4.7.3. 3º Caso- Conexão de Dois Sistemas Fotovoltaicos à Rede	133
4.7.4. 4º Caso- Conexão de Três sistemas fotovoltaicos à Rede	136
Capítulo V	144
Conclusões	144
Referências Bibliográficas	149
Apêndice A	155
Apêndice B	157
Apêndice C	158

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Matriz energética brasileira.....	26
Figura 2- Irradiação solar no Brasil [7].....	29
Figura 3- Níveis de energia dos materiais.....	39
Figura 4- Célula de silício monocristalino.....	39
Figura 5- Célula de silício policristalino.	40
Figura 6- Célula de silício amorfo.	41
Figura 7- Representação de uma célula fotovoltaica [2].	42
Figura 8- Organograma das formas de aproveitamento da energia solar. .	43
Figura 9- Sistema fotovoltaico do tipo isolado [25].....	47
Figura 10- Sistema híbrido [24].....	48
Figura 11- Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica [28].	49
Figura 12- Modelo ideal da célula solar [4].	51
Figura 13-Modelo real da célula solar [4].....	52
Figura 14- Influência da irradiação na curva I-V da célula solar [31].	56
Figura 15- Influência da temperatura na curva I-V da célula solar [31]. ...	57
Figura 16- Influência da variação da resistência série [4].	57
Figura 17- Influência da variação da resistência paralela [4].	58
Figura 18- Célula, módulo e arranjo fotovoltaico [2].	58
Figura 19- Associação em série dos módulos solares [23].	59
Figura 20- Associação em paralelo dos módulos solares [20].	60
Figura 21- Painel fotovoltaico alimentando uma carga.	60
Figura 22- Circuito equivalente da célula solar no Matlab/Simulink.....	61
Figura 23- Conversor Boost.....	62

Figura 24- Boost com capacitor na entrada.	65
Figura 25- Boost montado no simulink.	66
Figura 26- Fluxograma do algoritmo P&O.	68
Figura 27- Sistema Fotovoltaico com Boost e MPPT implementado.	69
Figura 28- Diagrama do MPPT e controle de chaveamento do Boost.	70
Figura 29- Malha de controle de tensão de entrada do conversor.	72
Figura 30- Interface do Sisotool.	72
Figura 31- Interface do Sisotool para definir o compensador PID.	73
Figura 32- Resposta do sistema após degrau unitário.	74
Figura 33-Lugar das raízes e diagrama de Bode da planta.	74
Figura 34- Diagrama de bloco do método P&O.	75
Figura 35- (a) Circuito PWM [2]. (b) Pulso PWM [2].	75
Figura 36- Diagrama do controle e chaveamento do Boost.	76
Figura 37- Inversor Monofásico conectado à rede elétrica.	77
Figura 38- Esquema geral das funções de controle da unidade inversora. ..	77
Figura 39- Diagrama de controle da malha de tensão e corrente.	78
Figura 40- Diagrama do conjunto conversor-inversor.	80
Figura 41- Malha de controle de corrente de entrada do inversor.	82
Figura 42- Definindo o compensador do controle do inversor.	83
Figura 43- Lugar das raízes e diagrama de Bode do sistema.	83
Figura 44- Resposta ao degrau do sistema compensado com PID.	84
Figura 45- Formas de onda da modulação senoidal bipolar [43].	85
Figura 46- Inversor e indutor de acoplamento implementado no simulink.	85
Figura 47- PWM por modulação senoidal bipolar.	86
Figura 48- Malha de captura de fase.	86

Figura 49- controle do inversor do sistema fotovoltaico.	87
Figura 50- Interface do software PV Analysator.	89
Figura 51- Correção da resistência série.	90
Figura 52- Especificações do módulo sob análise.	90
Figura 53- Curva I-V em Vários Níveis de Irradiância: (a) dados fornecidos pelo fabricante; (b) resultados advindos de simulações.	91
Figura 54- Curva de potência em Vários Níveis de Irradiância.	91
Figura 55- Curva I-V em Três Temperaturas Distintas: (a) dados fornecidos pelo fabricante; (b) resultados advindos de simulações.	92
Figura 56- Curva de Potência em Três Temperaturas Distintas.	93
Figura 57- Correção na tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico.	94
Figura 58- Correção da constante β.	94
Figura 59- Operação equivalente a oito módulos: (a) Curva I-V; (b) Curva de potência.	95
Figura 60- Variação da Irradiação Solar (S).	95
Figura 61- Efeito sob a variação da Irradiação: (a) Corrente; (b) Tensão.	96
Figura 62- Potência sob a variação da Irradiação.	96
Figura 63- Atuação do P&O sob variação da irradiação.	98
Figura 64- Variação da Temperatura.	98
Figura 65- Efeito sob a variação da Temperatura: (a) Corrente; (b) Tensão.	99
Figura 66- Potência sob a variação da Temperatura.	99
Figura 67- Atuação do P&O sob variação da temperatura.	100
Figura 68- Atuação do MPPT P&O no arranjo fotovoltaico.	101

Figura 69- Arranjo fotovoltaico conectado ao boost para máxima potência.	101
Figura 70- Tensão na entrada e saída do boost.	102
Figura 71- Potência de saída do conversor boost.	103
Figura 72- Atuação do MPPT sob variação da irradiação.	103
Figura 73- Rendimento do MPPT.	104
Figura 74- Sistema fotovoltaico implementado no Simulink.	105
Figura 75- Tensão do barramento CC controlado pelo inversor.	105
Figura 76- Atracamento em fase do PLL ao sinal da rede.	106
Figura 77- Característica de saída dos conversores em conexão com à rede [48].	106
Figura 78- Tensão antes e depois do indutor de acoplamento.	107
Figura 79- Zoom nas tensões antes e depois do indutor de acoplamento.	107
Figura 80- Corrente de saída do inversor em fase com a tensão da rede.	108
Figura 81- Potência Ativa injetada pelo sistema fotovoltaico.	108
Figura 82- Potência Reativa injetada pelo sistema fotovoltaico.	109
Figura 83- Fator de potência do arranjo fotovoltaico	109
Figura 84- Bloco medidor de harmônicas.	110
Figura 85- Medição em campo dos módulos fotovoltaico.	111
Figura 86- Sistema elétrico fictício implementado no Simulink.	112
Figura 87- Diagrama unifilar do sistema elétrico ficticio.	112
Figura 88- Tensão na barra 6.	114
Figura 89- Tensão na barra 2.	115
Figura 90 - Sistema elétrico com sistema fotovoltaico conectado na fase Van.	115

Figura 91- Tensão na barra 6 com SFCR na fase A da barra 6.....	116
Figura 92- Tensão na barra 3 com SFCR na fase A da barra 6.....	117
Figura 93- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	117
Figura 94- Sistema elétrico com dois sistemas fotovoltaicos conectados. ..	118
Figura 95- Tensão na barra 6 com SFCR na fase A e B da barra 6.	119
Figura 96- Tensão na barra 3 com SFCR na fase A e B da barra 6.	120
Figura 97- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	120
Figura 98- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	121
Figura 99- Sistema elétrico com três sistemas fotovoltaicos conectados....	122
Figura 100- Tensão na barra 6 com SFCR em todas as fases da barra 6..	123
Figura 101- Tensão na barra 3 com SFCR em todas as fases da barra 6..	123
Figura 102- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	124
Figura 103- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	124
Figura 104- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	124
Figura 105- Sistema elétrico fictício apenas com cargas lineares.....	127
Figura 106 Tensão na barra 6.....	129
Figura 107- Sistema elétrico com sistema fotovoltaico conectado na fase Van.	
.....	130
Figura 108- Tensão na barra 6 com SFCR na fase A e B da barra 6.	131

Figura 109- Tensão na barra 3 com SFCR na fase A e B da barra 6.	132
Figura 110-(a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	132
Figura 111-Sistema elétrico com dois sistemas fotovoltaicos conectados. .	133
Figura 112- Tensão na barra 6 com SFCR na fase A e B da barra 6.	134
Figura 113- Tensão na barra 3 com SFCR na fase A e B da barra 6.	135
Figura 114- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	135
Figura 115- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	136
Figura 116- Sistema elétrico com três sistemas fotovoltaicos conectados.	137
Figura 117- Tensão na barra 6 com SFCR em todas as fases da barra 6..	138
Figura 118- Tensão na barra 3 com SFCR em todas as fases da barra 6..	138
Figura 119- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	139
Figura 120- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	139
Figura 121- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.	139
Figura 122- Estratégia para aplicação do MPPT P&O	156

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Distribuição da Matriz energética Brasileira [3].	26
Tabela 2- Comparaçao entre os dados do fabricante (Kyocera KD135SX-UPU) e a simulação	93
Tabela 3- Comparaçao das Potências Para Diferentes Níveis de Irradiações.	97
Tabela 4- Comparaçao das Potências Para Diferentes Níveis de Temperatura.	100
Tabela 5- Resposta do SFCR para cada nível de irradiânci na temperatura de 25°C.	110
Tabela 6- Resposta do SFCR para cada nível de irradiânci na temperatura de 50°C.	111
Tabela 7- Tensão nas barras sem a conexão do sistema fotovoltaico.	114
Tabela 8- Tensão nas barras com um SFCR	116
Tabela 9- 2ºCaso- Potencia Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.	118
Tabela 10- Tensão nas barras com dois SFCR.	119
Tabela 11- 3ºCaso- Potencia Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.	121
Tabela 12- Tensão nas barras com três SFCR.	122
Tabela 13- 4ºCaso- Potencia Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.	125
Tabela 14- Tabela comparativa dos desequilíbrios nas barras.	125
Tabela 15- Tabela comparativa das tensões nas barras	126
Tabela 16- Tensão nas barras sem a conexão do sistema fotovoltaico.	129
Tabela 17- Tensão nas barras com um SFCR	131

Tabela 18- 2ºCaso- Potencia Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.	133
Tabela 19-Tensão nas barras com dois SFCR.	134
Tabela 20- 3ºCaso- Potencia Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.	136
Tabela 21- Tensão nas barras com três SFCR.	137
Tabela 22- 4ºCaso- Potencia Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.	140
Tabela 23- Tabela comparativa dos desequilíbrios nas barras.	140
Tabela 24- Tabela comparativa das tensões nas barras.	141
Tabela 25- 1º Caso- Sem conexão do SF à rede	142
Tabela 26- 2º Caso- Conexão do SF na fase AN	142
Tabela 27- 3º Caso- Conexão do SF nas fases AN e BN	142
Tabela 28- 4º Caso- Conexão do SF nas fases AN, BN e CN	142
Tabela 29 Parametrização das impedâncias das linhas	158
Tabela 30- Parametrização das cargas lineares	158
Tabela 31- Parametrização da carga não linear	159
Tabela 32- Parametrização do transformador de distribuição	159

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
RN	Resolução Normativa;
CGH	Central Geradora Hidrelétrica;
EOL	Central Geradora Eólica;
PCH	Pequena Central Hidrelétrica;
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica;
UHE	Usina Hidrelétrica;
UTE	Usina Termelétrica;
UTN	Usina Termonuclear.
FV	Fotovoltaica;
SF	Sistema Fotovoltaico;
<i>MPPT</i>	<i>Maximum Power Point Tracking</i> ;
PI	Proporcional – Integral;
PID	Proporcional- Integral- Derivativo;
PLL	<i>Phase Locked Loop</i> ;
<i>THD</i>	<i>Total Harmonic Distortion</i> ;
Chesf	Companhia Hidroelétrica do São Francisco;
USP	Universidade de São Paulo;
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina;
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul;
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede;
C	Coulomb;
°K	Kelvin;
R_s	Resistência serie da célula;
R_p	Resistência paralela da célula;
I	Corrente de saída da célula;
I_{ph}	Corrente fotogerada;

I_o	Corrente de saturação do diodo;
e	Carga elétrica;
V	Tensão nos terminais da célula;
K	Constante de Boltzmann's;
T	Temperatura da célula solar;
A	Fator de idealização;
V_{oc}	Tensão de circuito aberto;
V_{mp}	Tensão de máxima potência;
V_{ref}	Tensão nas condições de referência;
I_{sc}	Corrente de curto-circuito;
I_{mp}	Corrente de máxima potência;
I_{ref}	Corrente nas condições de referência;
α	Coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito;
β	Coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto;
S	Irradiação solar total no plano do gerador fotovoltaico;
S_{ref}	Irradiação solar de referência;
T_{ref}	Temperatura de referência da célula solar;
D	Razão cíclica;
D_i	Diodo;
F_s	Frequência de chaveamento;
S	Chave;
V_i	Tensão de entrada;
V_o	Tensão de saída;
I_i	Corrente de entrada;
I_o	Corrente de saída;
$P_{entrada}$	Potência de entrada;
$P_{saída}$	Potência de saída;
$V_{máx}$	Tensão máxima;
L	Indutor;
C_i	Capacitor de entrada;
C_o	Capacitor de saída;
T_s	Período de chaveamento;
t_f	Período de condução;

t_a	Período de não-condução;
MCC	modo de condução contínuo;
CC	Corrente continua;
CA	Corrente Alternada;
V_{CC}	Tensão contínua;
R_{rms}	<i>Root mean square;</i>
MPP	Máximo ponto de potência;
P	Proporcional;
<i>PWM</i>	<i>Pulse Width Modulation;</i>
<i>VSI</i>	<i>Voltage Source Inverter;</i>
<i>CSI</i>	<i>Current Source Inverter;</i>
G_v	Função transferência do <i>Boost</i> ;
G_i	Função transferência do inversor;
R_{lac}	Resistencia do indutor de acoplamento;
L_{ac}	Indutor de acoplamento;
η	Rendimento;
P_w	Potencia ativa;
s	Segundos;
ms	Milissegundos;
F_c	Fator de correção;
R_{st}	Resistência série total;
<i>MOSFET</i>	<i>metal–oxide–semiconductor field-effect transistor;</i>
<i>IGBT</i>	<i>insulated-gate bipolar transistor;</i>
DTI	Distorção harmônica total de corrente;
DTT	Distorção harmônica total de tensão;
NL	Não-linear;
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica;
MME	Ministério de Minas e energia;

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO GERAL

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS E CONTEXTUALIZAÇÃO

De acordo com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a **Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012** [1], o consumidor brasileiro obteve autorização de gerar energia elétrica a partir de fontes renováveis, e até mesmo fornecer o excedente para a rede de distribuição local. Tal atividade baseia-se da micro e da mini geração distribuídas de energia elétrica, inovações os quais podem contribuir para a economia financeira, consciência socioambiental e auto sustentabilidade. As motivações à geração distribuída se justificam pelos potenciais benéficos que podem oferecer à rede elétrica. Entre eles, estão o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética [1].

Conforme a Resolução Normativa nº 482/2012, os micros geradores são aqueles com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e os mini geradores, são aqueles cujas centrais geradoras possuem de 75 kW a 5 MW [1]. Os meios de geração de energia elétrica devem ser renováveis ou com elevada eficiência energética, ou seja, com base em energia hidráulica, solar, eólica e biomassa.

A ideia da referida Resolução é incentivar a conexão do consumidor de pequeno porte à rede das concessionárias de energia elétrica e permitir que o saldo de energia produzida possa ser entregue para a rede, assim gerando um “crédito de energia” que posteriormente, será utilizado para abatimento do valor correspondente à energia consumida [1]. Vale ressaltar que o saldo positivo do crédito de energia não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser abatido na fatura do mês subsequente. Um exemplo disso é o da micro geração alimentado por energia solar fotovoltaica: durante o período diurno o excedente da energia gerada pela central é injetado à rede; enquanto no período noturno, a rede devolve a energia para a unidade consumidora e supre necessidades adicionais. Portanto, a rede funciona como uma “bateria”, armazenando o excedente até o momento em que a unidade consumidora necessite de energia proveniente da distribuidora.

A geração distribuída sobrevém quando consumidores investem em equipamentos de geração de energia própria, como por exemplo, os sistemas fotovoltaicos. A energia renovável é aquela proveniente de recursos naturais tais como sol, vento, recursos hídricos e oceânicos, e que tem a característica de ser naturalmente reabastecida e limpa. Podem ser configurados de acordo com as necessidades específicas para satisfazer a demanda energética de uma região, de modo que se ajuste à geografia local e outras particularidades, tais como inclinação dos módulos e condições meteorológicas [2]. Caso as cargas estejam próximas às unidades de geração, o sistema energético é então, chamado de distribuído ou disperso.

A maior parte da geração de energia elétrica no Brasil é derivada de fontes renováveis, como as usinas hidrelétricas as quais fornecem em torno de 62,56% da eletricidade consumida no país, conforme pode ser visto na Tabela I, que apresenta a

distribuição da matriz energética brasileira. A Figura 1 exibe o gráfico desta mesma distribuição [3].

Tabela 1- Distribuição da Matriz energética Brasileira [3].

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	490	314.040	0,23
EOL	258	5.643.089	4,18
PCH	472	4.753.509	3,52
UFV	317	15.179	0,01
UHE	201	84.544.838	62,56
UTE	1896	37.876.884	28,03
UTN	2	1.990.000	1,47
Total	3.636	135.137.539	100

Na Tabela I, tem-se:

- CGH - Central Geradora Hidrelétrica;
- EOL - Central Geradora Eólica;
- PCH - Pequena Central Hidrelétrica;
- UFV - Central Geradora Solar Fotovoltaica;
- UHE – Usina Hidrelétrica;
- UTE – Usina Termelétrica;
- UTN – Usina Termonuclear.

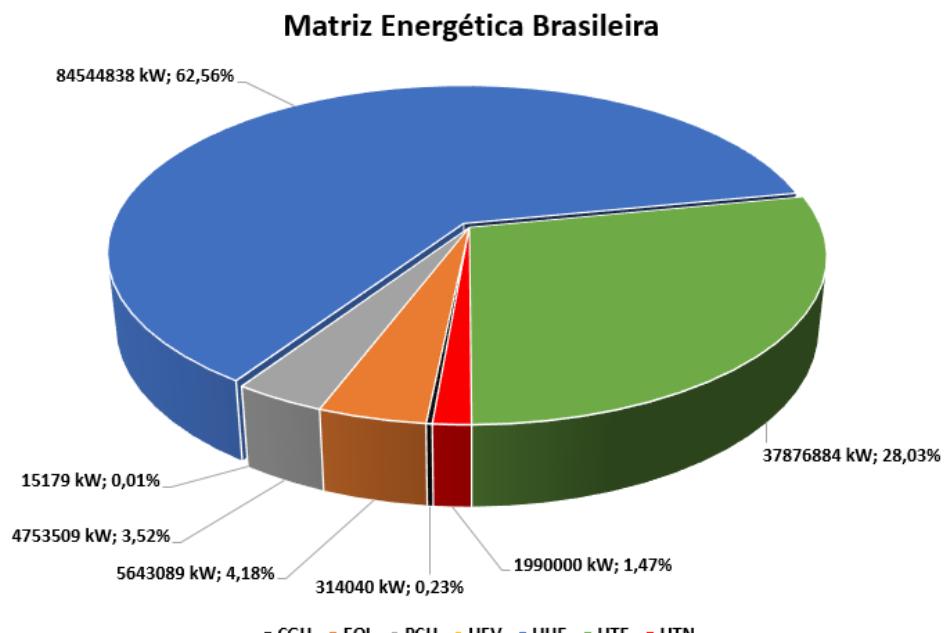


Figura 1- Matriz energética brasileira.

Depender de uma única fonte de geração de energia elétrica não é viável, porque na ausência desta fonte primária, acontece a paralisação parcial/total dos setores comerciais e industriais do país, devido à grande dependência da energia elétrica advindas, principalmente, das hidrelétricas. Sistemas fotovoltaicas no Brasil são empregados principalmente em arranjos isolados. Estas instalações ocorrem em locais que não são atendidos pela rede básica de distribuição de energia elétrica, portanto, em regiões de difícil acesso ou locais onde a instalação de linhas de energia elétrica não é economicamente viável.

Os módulos fotovoltaicos, especialmente, em zonas rurais, são geralmente utilizados para a iluminação de ambientes externos, bombeamento de água, centrais remotas de telecomunicações e sistemas de sinalização. Por meio do programa “Luz para Todos”, criado pelo Governo Federal, muitas famílias brasileiras tiveram acesso à energia elétrica oriunda destes sistemas desconectados da rede elétrica [4].

Os sistemas fotovoltaicos, por sua vez, oferecem substanciais vantagens, tais como [5]:

- Confiabilidade: evitam o elevado custo de falhas no sistema elétrico em aplicações que demandam alimentação ininterrupta (fonte de energia backup);
- Durabilidade: longa vida útil sendo maior que 25 anos;
- Baixo custo de manutenção: necessitando somente de limpeza periódica dos módulos;
- Baixa poluição sonora;
- Possibilita a expansão da potência instalada de forma modular;
- Oferece segurança ao instalador e ao usuário final;
- Promove a autossuficiência de energia elétrica em algumas aplicações;
- Alto desempenho em elevadas altitudes.

Por outro lado, caso seja comparada aos sistemas de energia convencionais, a geração de energia fotovoltaica apresenta algumas desvantagens, tais como:

- Elevado investimento inicial;
- Variabilidade da radiação solar disponível ao longo do dia e do ano;
- Armazenamento de energia, no caso de sistemas autônomos;
- Baixa eficiência da conversão da energia solar em elétrica;
- Escassez de mão-de-obra especializada.

1.2 MOTIVAÇÕES

Os painéis solares fotovoltaicos (FV) são dispositivos de geração de energia elétrica de baixa potência, normalmente instalados para produzir energia suficiente para atender consumidores de pequeno e médio porte. Outro aspecto interessante envolve o seu custo de instalação, que ao longo do tempo tem diminuído, enquanto o valor da eletricidade produzida pelas termelétricas e hidrelétricas fazem o caminho inverso, aumentando anualmente. Com a Resolução Normativo nº 482/2012 da ANEEL, a qual permite a injeção da energia elétrica na rede de distribuição em troca de créditos em kWh na conta de energia, a geração descentralizada de energia fotovoltaica no Brasil se tornou uma opção bastante interessante e conveniente.

Esse tem se tornado um investimento cada vez mais atrativo, sendo que após recuperar o investimento inicial, podem ser observadas economias significativas a longo prazo, uma vez que um sistema fotovoltaico pode gerar energia elétrica por pelo menos 25 anos [6]. Dentro deste cenário, os arranjos fotovoltaicos também contribuem para a redução dos impactos ambientais, sendo este um dos fatores que mais repercutiu negativamente a respeito das construções das novas usinas hidrelétricas.

Além disso, ao consumir a energia que é gerada nas próprias instalações dos consumidores, elimina-se uma parcela de perdas técnicas ocorridas na transmissão e distribuição da energia elétrica. Quando a energia gerada pelo consumidor não estiver sendo utilizada pela sua própria instalação, a mesma será injetada diretamente na rede da concessionária local e, consequentemente, poderá ser utilizada por outros consumidores. A energia solar fotovoltaica apresenta um excelente potencial de utilização no Brasil e compete com certa vantagem frente a outras fontes renováveis de energia elétrica. Como o país é privilegiado com elevadas taxas de irradiação solar em todas as regiões, a geração FV é mais regular no fornecimento de eletricidade do que a energia eólica, por exemplo, podendo assim ser empregada em toda extensão de seu território [4]. A Figura 2 apresenta a potencialidade do país, em termos de irradiação solar, verificada no mês de março de 2014.

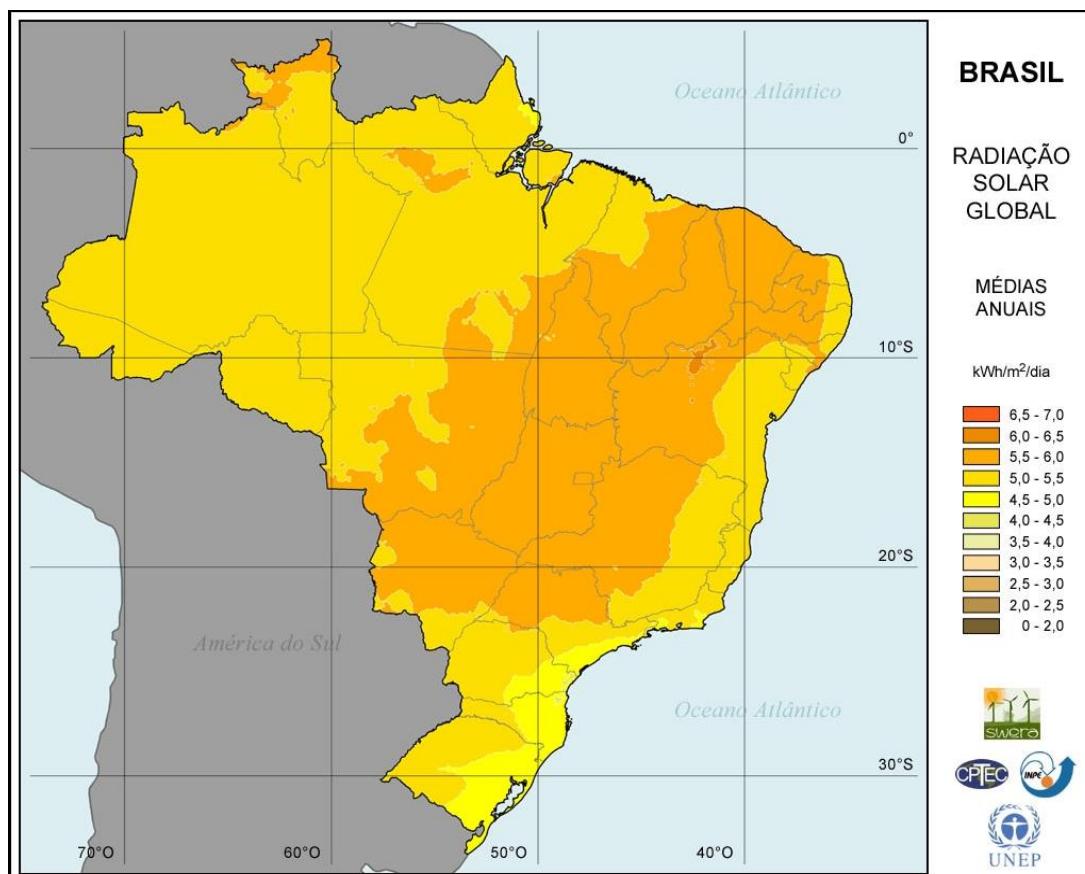


Figura 2- Irradiação solar no Brasil [7].

A energia produzida pelos módulos solares depende da irradiação solar do local onde foi instalado. Com o grande potencial de irradiação solar que o país possui, este poderá se tornar um dos principais líderes mundiais no emprego de fontes alternativas de energias renováveis. Ainda que o Brasil seja conhecido por possuir uma fonte de geração de eletricidade consideravelmente limpa e renovável, proveniente principalmente de geração hidrelétrica, infelizmente não será suficiente para atender a demanda nos próximos anos, a qual vem aumentando gradativamente. Logo, faz-se necessário a diversificação da matriz energética brasileira. A energia fotovoltaica, além de ser uma fonte alternativa, é uma opção viável e promissora para complementar e ampliar as vertentes de geração. As placas fotovoltaicas podem ser instaladas, praticamente, em qualquer tipo de espaço, tais como em telhados e fachadas de prédios e residências, nos postes de iluminação pública, radares de rodovias. Usinas fotovoltaicas poderão ainda ser construídas em áreas abertas de qualquer dimensão, próximas ou distantes dos centros de consumo [4].

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, disseminados na forma de micro e mini usinas de eletricidade permitirão ampliar a oferta de energia elétrica e ao mesmo tempo contribuir para a manutenção da característica renovável da matriz energética brasileira. Em frente ao aumento da disponibilidade de energia elétrica e dos benefícios ambientais, a inserção do sistema FV em torno do território nacional, impulsionará o desenvolvimento tecnológico, geração de empregos e o aquecimento da economia do país. Dentre estas diversas vantagens apresentadas, o Ministério de Minas e Energia (MME) colocou em prática o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), para incentivar à geração própria de energia elétrica, por intermédio das fontes renováveis de energia (em especial a solar fotovoltaica). O

Programa pode movimentar pouco mais de R\$ 100 bilhões em investimentos, até 2030 [8].

1.3 ESTADO DA ARTE

Visando oferecer informações gerais sobre o tema em foco, esta seção encontra-se direcionada para uma caracterização da relevância da matéria dentro do cenário nacional e internacional. Neste particular ressalta-se que os resultados aqui sintetizados expressam grandezas qualitativas e quantitativas relacionadas com a modelagem do sistema fotovoltaico e seus respectivos impactos acarretados na rede de distribuição de baixa tensão. Em relação a modelagem da célula solar, o mesmo pode ser representado por três equacionamentos distintos [32], pois não existe um único modelo, neste momento, capaz de representar com precisão todas as células solares. As referências [2], [4], [9], [12], [23], [32], [34], [48] retratam sobre um modelo como um dos mais completos e representativos da atualidade. Contudo, este modelo exige um grande volume de informações, geralmente não disponibilizado pelos fabricantes, tornando sua aplicação bastante restrita.

Desde modo, este trabalho contempla um modelo computacional simplificado de fácil aplicação, devido às informações solicitadas, mas pouco explorado na literatura. Tendo em vista a facilidade deste modelo em detrimento do modelo completo, maiores investigações se fazem necessárias no sentido de verificar sua potencialidade. Neste contexto, este trabalho faz uma abordagem do modelo simplificado propostos em [32-33]. Os resultados são bastante satisfatórios diante das variações das condições climáticas analisadas, ou seja, a irradiância e a temperatura. Para melhor verificação da potencialidade do modelo enfocado, o módulo foi conectado a um conversor boost

implementado com o algoritmo *MPPT (Maximum Power Point Tracking)* P&O (*Perturb and Observe*), que desloca o ponto de ajuste da tensão de operação do sistema à respectiva tensão máxima, de modo que, a potência máxima pode ser extraída para uma determinada condição de irradiação e temperatura [35-41].

Para a conexão do sistema “placa-boost” na rede elétrica é necessário a conexão de um inversor de tensão do tipo *VSI (Voltage Source Inverter)* para a conversão do sinal contínuo em alternado[42-44], a utilização do VSI é devido à simplicidade de projeto e implementação, uma vez que este conversor é inherentemente estável. Um indutor de acoplamento logo após o inversor é imprescindível para o controle da corrente flui entre os dois sistemas (sistema fotovoltaico e rede elétrica) [4], [37]. Para a sincronização do sistema fotovoltaico à rede elétrica, utiliza-se o algoritmo de sincronismo conhecido como *PLL (phase locked loop)* [47], que fazem com que um sinal acompanhe outro. Desta forma a presente pesquisa terá como base o estudo da microgeração fotovoltaica conectada ao sistema elétrico.

1.4 OBJETIVOS

O objetivo geral do presente trabalho é desenvolver e implementar uma modelagem computacional de um sistema de geração distribuída por fonte fotovoltaica, assim como analisar os impactos desse sistema na qualidade da energia elétrica em redes de distribuição de baixa tensão.

1.3.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do trabalho podem ser estratificados da seguinte forma:

- Contextualizar e apresentar os conceitos associados à utilização da energia solar fotovoltaica;

- Efetuar a modelagem matemática dos principais componentes de um sistema fotovoltaico, incluindo-se: módulo fotovoltaico, conversor CC-CC (*boost*), controle do rastreamento do ponto de máxima potência - *MPPT*, utilização de controles do tipo PI (Proporcional-Integral) e do tipo PID (Proporcional-Integral-Derivativo), inversor do tipo fonte de tensão (*full-bridge*) e seus controles, malha de captura de fase (PLL), indutor de acoplamento e o equivalente da rede elétrica;
- Desenvolvimento de uma ferramenta computacional, utilizando técnicas de modelagem no domínio do tempo por meio do *software Matlab/Simulink*, para simulação e análise do comportamento e desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa tensão;
- Realização de estudos investigativos das partes constituintes do sistema fotovoltaico, e em seguida, de todo o sistema conectado à rede elétrica. Os resultados obtidos serão validados pelas curvas disponibilizadas nos *datasheets* dos fabricantes das placas fotovoltaicas. Por fim, será analisado o comportamento da regulação de tensão na rede após a inserção do sistema, além de verificar o comportamento das grandezas como: distorções harmônicas de tensão e corrente, potência ativa, potência reativa, fator de potência e o desequilíbrio de tensão.

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Em consonância com os objetivos expostos, além do presente capítulo introdutório, esta dissertação encontra-se estruturada da seguinte maneira:

CAPÍTULO II – A Energia Solar e os Sistemas Fotovoltaicos: Conceito e Princípio de Funcionamento.

Este capítulo destina-se à descrição da conversão da energia solar pelos efeitos da radiação, com o intuito de detalhar os benefícios do aquecimento solar, especialmente no setor residencial, em aspecto de economia de energia. Além disso, pretende-se destacar os efeitos termoelétrico e fotovoltaico, expondo o princípio de funcionamento de uma célula solar, os tipos de células solares, os instrumentos de medição, as formas de utilização da energia solar e os tipos de sistemas fotovoltaicos, os quais são divididos em isolados, híbridos e conectados à rede. Em seguida, será apresentada uma breve história da energia solar com as perspectivas dos sistemas fotovoltaicos no Brasil.

CAPÍTULO III – Modelagem Matemática e Implementação Computacional do Sistema Fotovoltaico no *Simulink*.

Neste capítulo são expostas a modelagem matemática e a teoria de todas as unidades constituintes do sistema fotovoltaico. Neste sentido, será exibido o software utilizado nos trabalhos de implementação computacional. Foram realizadas diversas simulações, como: painel fotovoltaico, conversor CC elevador de tensão (*Boost*), rastreador do ponto de máxima potência (mais conhecido como MPPT), inversor monofásico (*full-bridge*), indutância de acoplamento que ao mesmo tempo exerce o papel de um filtro L, rede elétrica, controle da corrente injetada pelo sistema fotovoltaico e PLL (*Phase Locked Loop*).

CAPÍTULO IV – Resultados Computacionais do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica.

Nesta etapa é apresentada a estratégia empregada na determinação da resistência série (R_s) e os resultados computacionais das seguintes situações simuladas. 1^a Situação - serão analisadas as curvas características $V \times I$ (corrente versus tensão) do módulo e as curvas de potência. Diante desta conjuntura, as curvas serão comparadas com as curvas fornecidas pelo fabricante em seus *datasheets*. 2^a Situação - o painel fotovoltaico foi conectado apenas com o *boost*, juntamente com o seu MPPT. Portanto, será analisado a operação do *boost* e do MPPT P&O (*pertuber and observer*), o qual foi o método de rastreamento do ponto de máxima potência utilizado. 3^a Situação – será analisado o desempenho do inversor. Serão exibidas as curvas do perfil de irradiação empregado, corrente do painel fotovoltaico, tensão no link CC, ação da malha de captura de fase e a corrente injetada na rede elétrica. 4^a Situação – Avaliar o impacto que essa geração distribuída acarreta quando conectado ao sistema elétrico, será conectado várias unidades em um sistema elétrico fictício.

CAPÍTULO V – Conclusões.

Este capítulo exibe considerações conclusivas sobre o trabalho, com o intuito de sumarizar as suas principais contribuições e apontar eventuais necessidades de investigações futuras na área de pesquisa em foco.

Referências Bibliográficas.

Por fim, é apresentado o material bibliográfico utilizado no desenvolvimento desta dissertação.

CAPÍTULO II

SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Notadamente ao longo dos últimos tempos, a necessidade e a dependência da eletricidade aumentaram, assim como a preocupação de como suprir a crescente demanda de energia elétrica de maneira sustentável. A questão ambiental circunda diversos segmentos e, nesse sentido, o setor elétrico também precisa adaptar seus mecanismos de maneira a buscar a redução de impactos ambientais. Com o intuito de reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, iniciou-se uma grande investigação por alternativas renováveis para produção de energia, ao mesmo tempo em que o uso consciente da energia elétrica tornou-se importante e bem estimulado. A energia solar fotovoltaica é uma fonte alternativa de energia que não possui grande impacto ambiental, sonoro ou visual, além de não contar com elevados custos de manutenção e grandes construções [9]. A conversão da energia solar pode ser utilizada em uma enorme variedade de aplicações. Existem duas formas diferentes de utilizar a energia solar: a ativa e a passiva. A primeira caracteriza-se na transformação dos raios solares em outras formas de energia como térmica e elétrica; enquanto a segunda, emprega o aproveitamento da energia para aquecimento de edifícios ou prédios, por meio de concepções e estratégias construtivas [4].

A conversão da energia solar em energia elétrica ocorre pelos efeitos da radiação sobre alguns materiais, mais especificamente, sobre os semicondutores que lidam constantemente com os efeitos termoelétrico e fotovoltaico. O efeito termoelétrico caracteriza-se pelo surgimento de uma diferença de potencial, provocada pela junção de dois metais, em condições específicas, enquanto o efeito fotovoltaico decorre da excitação dos elétrons das células fotovoltaicas perante a luz solar, convertendo diretamente a energia solar (espectro visível) em eletricidade contínua. Este mesmo efeito foi descoberto em 1839 pelo físico francês Edmund Becquerel [10].

2.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Dentre os semicondutores mais adequados para a composição das células fotovoltaicas destaca-se o silício, segundo elemento mais abundante no globo terrestre, o qual tem sido explorado sob diversas formas: monocristalino, policristalino e amorfo [11]. Os semicondutores se caracterizam pela presença de duas bandas de energia: a banda de valência (onde existe a presença de elétrons) e a banda de condução (totalmente “vazia”, onde não existem elétrons) [9]. A eficiência de uma célula fotovoltaica é determinada pela habilidade do material de absorver energia de fótons sobre uma área extensa, na abertura da banda do material (região entre a banda de valência e a banda de condução) [2], como mostra a equação 1.

$$\eta = \frac{\text{Potência elétrica na saída}}{\text{Energia solar de entrada}} \quad (1)$$

O rendimento relaciona a máxima potência que a célula pode fornecer com a potência fornecida à célula em forma de irradiação solar. A Figura 3 apresenta o esquemático a respeito dos níveis de energia da banda de valência e da banda de condução de materiais isolantes, condutores e semicondutores.



Figura 3- Níveis de energia dos materiais.

Os principais tipos de células fotovoltaicas são evidenciados nos subitens a seguir [12].

2.2.1 CÉLULAS MONOCRISTALINAS

As células monocristalinas pertencem à primeira geração de células fotovoltaicas. São produzidas a partir de um único cristal extremamente puro, o que as torna mais eficientes, no entanto, as mais caras. Têm um rendimento relativamente alto, por volta de 16%, podendo atingir 23% em laboratório. Essas mesmas células monocristalinas podem apresentar cobertura de vidro nas duas faces, para coletar energia de ambos os lados do painel solar, obtendo, assim, uma maior eficiência para aproximadamente o mesmo custo [13,14]. A Figura 4 ilustra uma célula de silício monocristalino.



Figura 4- Célula de silício monocristalino.

2.2.2 CÉLULAS POLICRISTALINAS

Neste caso, as células solares são construídas a partir de silício que pode conter muitos pequenos cristais, precisando de uma quantidade de energia menor para sua fabricação. Este tipo de abordagem produz algum grau de degradação dos cristais de silício, que os torna menos eficiente, contudo o seu custo é menor. Podem ser fabricados em módulos finos flexíveis de qualquer tamanho com estrutura integralmente interligada [15], e apresentam um rendimento elétrico menor (entre 11% e 13%, conseguindo em laboratório até 18%). A Figura 5 exibe a célula de silício policristalino que também pode ser chamado de silício multicristalino.



Figura 5- Célula de silício policristalino.

2.2.3 CÉLULAS DE SILÍCIO AMORFO

Quando comparado com o silício mono ou policristalino [11], o material amorfo apresenta o menor custo de produção e também um rendimento menor (entre 8% e 10% ou 13% em laboratório [12]). Portanto, a fim de proporcionar uma elevada potência, como os outros tipos materiais, estes painéis solares devem ser conectados em série, em quantidades maiores. Uma célula de silício amorfo difere das demais estruturas cristalinas por apresentar alto grau de desordem na estrutura dos átomos, consumindo pouca energia

na produção e baixando ainda mais o custo. A desordem na sua estrutura o torna ainda menos eficiente do que os outros tipos de silício. Todavia, novas técnicas de fabricação e novos materiais têm sido incorporados de forma a aumentar esta eficiência [2] e por causa da sua alta flexibilidade, as células amorfas têm se revelado muito úteis em certos tipos de aplicações. Vale ressaltar que este material se enquadra nas células de filmes finos, além do Arseneto de Gálio (GaAs), CIS – Disseleneto de cobre-índio e Telureto de cádmio (CdTe). A Figura 6 mostra a célula de silício amorfo.

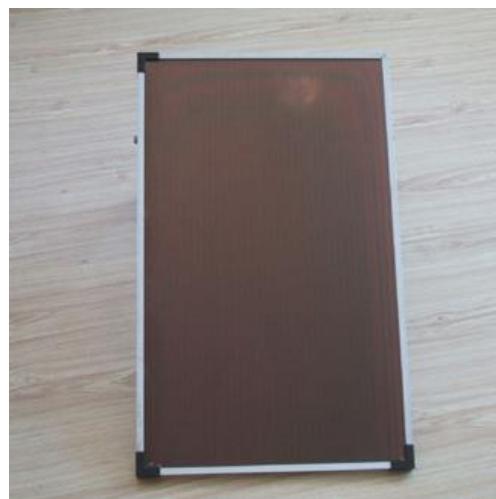


Figura 6- Célula de silício amorfo.

2.3 A CÉLULA SOLAR E O EFEITO FOTOELÉTRICO

As células solares convertem a radiação solar em uma energia elétrica CC. Isso ocorre devido à utilização de materiais semicondutores, como o silício, que emitem elétrons quando são atingidos por um feixe de fótons, isto é, radiação eletromagnética quantizada em partículas. Uma célula solar é composta basicamente de uma lâmina de silício dopada por duas camadas finas em cada lado de seu corpo, geralmente constituídas por boro e fósforo. Uma das camadas é a camada positiva do tipo p (boro), e a outra é a camada negativa do tipo n (fósforo). Quando a irradiação solar incide sobre a célula fotovoltaica, instantaneamente os fótons serão absorvidos, e sua energia transferida para

um elétron da célula, forçando-o a se deslocar do material tipo n [16]. Isto cria, em essência, uma lacuna (ou buraco) no átomo. Se os fótons tiverem energia suficiente, os elétrons serão capazes de superar o campo elétrico existente entre o material tipo p e o material tipo n (junção p-n) ficando livres para se mover através do material tipo p já que este tem excesso de lacunas [2]. A Figura 7 descreve o princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica.

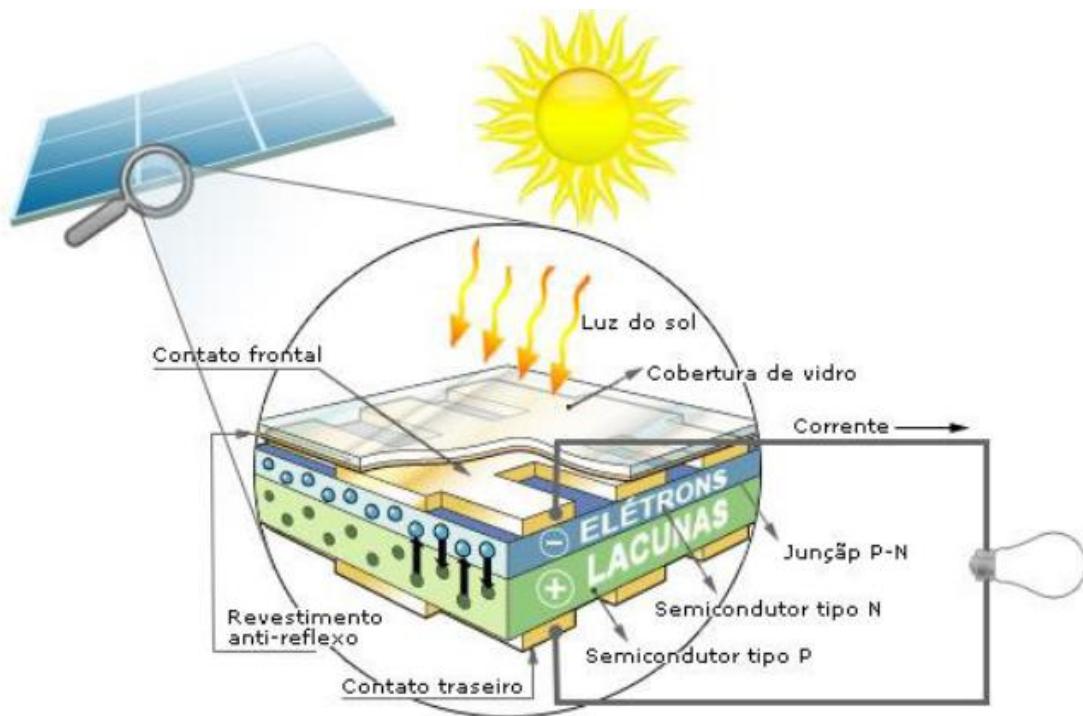


Figura 7- Representação de uma célula fotovoltaica [2].

2.4 FORMAS DE UTILIZAÇÃO DA ENERGIA SOLAR

Como já foi citado, a energia solar possui várias aplicações. Este tipo de energia, sem dúvida, não oferece poluição e muito menos ruído, sendo utilizada em sistemas com uma extensa durabilidade e uma elevada confiabilidade.

A energia solar pode ser aproveitada para produção de água quente e de energia elétrica, principalmente em localidades sem atendimento elétrico convencional, constituindo-se em uma alternativa viável quando comparada com a expansão da rede

elétrica, geração a diesel, ou outras fontes. Em seguida, a Figura 8 apresenta um organograma que indica alguns tipos de aproveitamentos de energia solar [17].

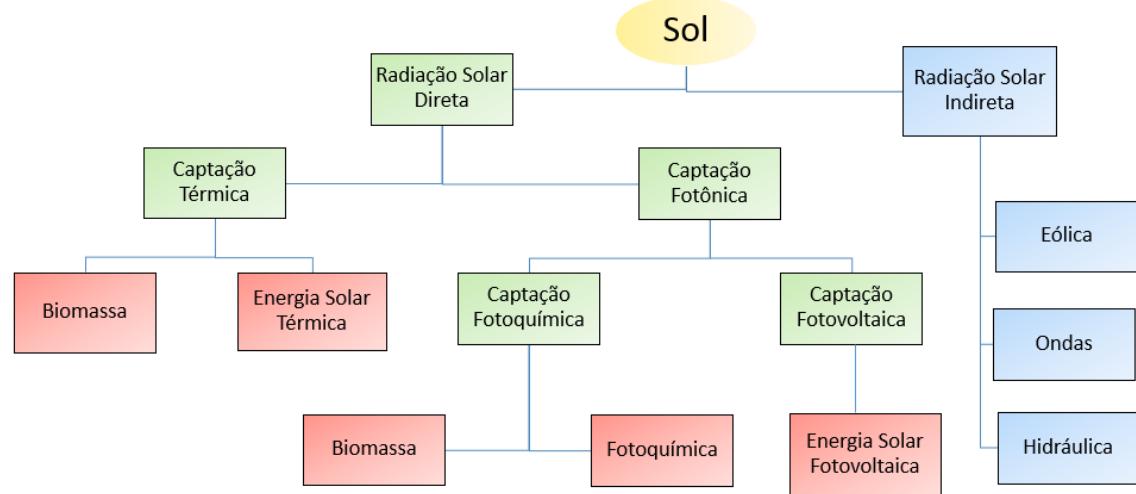


Figura 8- Organograma das formas de aproveitamento da energia solar.

Vale ressaltar que as características da radiação solar em aspectos de intensidade, distribuição angular e espectral, sofrem alterações com a atmosfera devido aos efeitos de absorção e espalhamento. Essas modificações dependem da espessura da camada atmosférica e são identificadas por um coeficiente denominado massa de ar [18]. Como foi observado no organograma o sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia. Em outras palavras, as fontes de energia são, em última instância, derivadas da energia do sol.

2.5 BREVE HISTÓRIA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O desenvolvimento da tecnologia dos sistemas fotovoltaicos impulsionou-se por intermédio das empresas do setor de telecomunicações, juntamente, com a necessidade de gerar energia para sistemas em localidades remotas. Outro fator estimulante foi a “corrida espacial”, pois a célula solar é o meio mais adequado, em termos de menor custo

e peso, para fornecer a quantidade de energia necessária para satélites e sondas expostas à passagem de longos períodos no espaço [18].

Após a Crise do Petróleo de 1973-74, estimulada por tropas geopolíticas repentinas, o mundo começou a dar mais atenção aos limites finitos dos recursos naturais, pelo menos no que se refere à energia. Por conseguinte, em meados da década de 70, investimentos foram atraídos para o desenvolvimento de meios tecnológicos que favorecessem a utilização de fontes renováveis até então inexploradas [19]. Nesse contexto, a crise energética de 1973 renovou e ampliou o interesse das placas fotovoltaicas em aplicações residenciais e industriais, pois, desde então, sua aplicação era voltada principalmente para o ambiente espacial. Porém, para tornar economicamente viável essa forma de conversão de energia, seria necessário, naquele momento, reduzir em até 100 vezes o custo de produção das células solares em relação às células usadas em explorações espaciais. Nos Estados Unidos, as empresas de petróleo resolveram diversificar seus investimentos, englobando a produção de energia a partir da radiação solar [20]. O entusiasmo pelo uso das fontes renováveis de energia continuou até meados da década de 80, mas com a grande queda nos preços do petróleo em 1985, um período de omissão se iniciou, o qual durou quase duas décadas [19].

No ano de 1998 a fabricação de células solares alcançou a marca de 150 MWp, tendo o silício como material mais utilizado. O grande salto no desenvolvimento do mercado fotovoltaico resultou no rápido aumento da produção chinesa, observado desde 2006.

Embora abundante na Terra, a energia solar para a produção de energia elétrica ainda é pouco utilizada. Nos países desenvolvidos este cenário vem mudando, porque fortes incentivos foram concedidos para a instalação de sistemas fotovoltaicos [20].

2.6 APROVEITAMENTO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Atualmente, no Brasil existem investimentos em 317 empreendimentos de fonte fotovoltaica em operação e 4 empreendimentos em construção não iniciada, de acordo com a ANEEL[21]. A Tabela 2 apresenta algumas das usinas fotovoltaicas em operação no Brasil com suas respectivas informações sobre potência, proprietário e localização. A potência total instalada das 317 usinas corresponde a 19.179 kW [22].

Tabela 2- Capacidade de Geração Solar no Brasil [22].

Usinas do tipo UFV em Operação			
Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município
Araras - RO	20,48	Fundação de Amparo à Pesquisa e Extensão Universitária	Nova Mamoré - RO
Tauá	5,00	MPX Tauá Energia Solar Ltda.	Tauá - CE
Pituaçu Solar	404,80	Superintendência dos Desportos do Estado da Bahia	Salvador - BA
PGM	6,58	PGM Suporte em Tecnologia Ltda. - EPP	Uberlândia - MG
Ilha Grande	30,87	Companhia Energética do Maranhão	Humberto de Campos - MA
Ilto Antonio Martins	2,30	Ilto Antônio Martins	Campo Grande - MS
Algar Telecom	3,29	Companhia de Telecomunicações do Brasil Central	Uberlândia - MG
Greenpeace Brasil	2,80	Greenpeace Brasil	São Paulo - SP
Metalnox	11,52	Metalnox – Industria, Comércio e Serviços LTDA – ME.	Fortaleza - CE
Elco	8,64	Elco Engenharia de montagens Ltda.	Curitiba - PR
Arena Pernambuco	967	Arena Pernambuco Negócios e Investimentos S.A	São Lourenço da Mata - PE
Luiz Augusto Marchi	6,24	Luiz Augusto Marchi	Florianópolis - SC
Indústria Becker	153,95	Indústria Becker Ltda.	São José de Mipibu - RN
Roni Carlos Temp	1,50	Roni Carlos Temp	Foz do Iguaçu - PR

Os primeiros sistemas fotovoltaicos foram conectados à rede elétrica no Brasil por volta dos anos 90, em concessionárias de energia elétrica, universidades e centros de pesquisa. A Chesf (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) foi pioneira nesta área ao instalar um sistema fotovoltaico de 11kWp, em 1995, em sua sede em Recife, PE. Outros sistemas pioneiros foram instalados na USP (Universidade de São Paulo), na UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina), na UFRGS (Universidade Federal do Rio Grande do Sul) e no CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica).

No que se refere à instalação de usinas fotovoltaicas no Brasil, a primeira planta foi de um empreendimento da iniciativa privada com potência de 1MWp, inaugurada em 2011 no Município de Tauá, CE [20]. Em novembro de 2013 ocorreu o primeiro Leilão de Energia (A-3), cujos empreendimentos de geração fotovoltaicos – com potência igual ou superior a 5MW – foram habilitados pelo EPE (Empresa de Pesquisa Energética).

O leilão foi destinado à compra de energia de novos empreendimentos de geração eólica, solar e termelétrica a biomassa ou a gás natural em ciclo combinado, para início de suprimento a partir de janeiro de 2016, com custo marginal de referência de R\$ 126,00/MWh. Entretanto nenhum empreendimento fotovoltaico, nem usinas térmicas a biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas apresentaram proposta contemplando este valor, de forma que todos os projetos contratados foram de plantas eólicas, totalizando 567,6 MW de capacidade e preço médio final de R\$ 124,43/MWh [20].

2.7 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos são classificados em três topologias distintas, são elas:

- Sistemas Isolados;
- Sistemas híbridos;
- Sistemas Conectados à Rede.

2.7.1 Sistemas Isolados

Os sistemas isolados ou autônomos são alternativas consideradas atraentes e economicamente viáveis de geração de energia elétrica para comunidades em localidades remotas, ou seja, distantes da rede de distribuição. São sistemas de geração distribuída que não tem comunicação alguma com a rede elétrica da concessionária, como indica a Figura 9. Geralmente utiliza-se componentes armazenadores de energia por meio de baterias, de modo a permitir que a energia gerada possa ser posteriormente utilizada nos períodos de baixa irradiação solar ou à noite [23]. Para fazer o controle de carga e descarga da bateria usa-se o controlador de carga, que tem função de não deixar que haja danos na bateria por sobrecarga ou descarga profunda. O controlador de carga é usado em sistemas pequenos onde os aparelhos utilizados são de baixa tensão e corrente contínua (CC). Alguns sistemas isolados não necessitam de armazenamento, que é o caso da irrigação, onde toda a água bombeada é diretamente consumida ou estocadas em reservatórios. Para alimentação de equipamentos de corrente alternada (CA) é necessário um inversor [24].

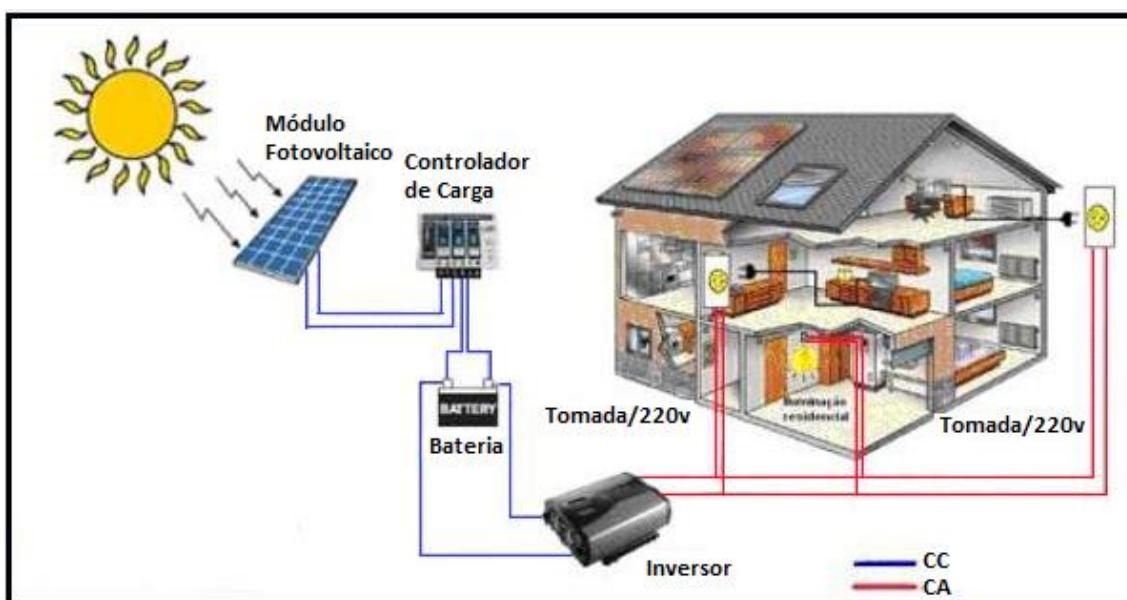


Figura 9- Sistema fotovoltaico do tipo isolado [25].

2.7.2 Sistemas Híbridos

Sistemas híbridos de geração de energia elétrica são sistemas formados por duas ou mais fontes de produção de energia, operando em conjunto para atender a demanda de um consumidor comum, conforme apresentado na Figura 10. O consumidor comum refere-se a uma comunidade ou localidade, atendida por meio de uma mini rede de distribuição. As fontes de energia mais comumente utilizadas neste tipo de sistema são: a solar e a eólica [26]. A utilização de várias formas de geração de energia elétrica torna-se complexa na necessidade de otimização do uso das energias, logo, é necessário um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência na entrega da energia para o consumidor. Vale ressaltar que este sistema pode apresentar um inversor na saída dos módulos fotovoltaicos. Dentro deste campo de aplicação, os sistemas híbridos podem ser classificados de médio a grande porte.



Figura 10- Sistema híbrido [24].

2.7.3 Sistemas Conectados à Rede

Os sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede são instalados para fornecer energia ao consumidor, que pode usar a energia da rede elétrica convencional

para complementar a quantidade de energia demandada, caso haja algum aumento do consumo de energia em sua residência ou estabelecimento comercial [27]. A Figura 11 exibe um esquema representativo desta configuração. O consumidor pode realizar o empréstimo gratuito da energia gerada para a distribuidora caso não esteja consumindo, ou seja, não precisa de bancos de baterias para armazena energia, a própria rede elétrica é o “armazenador de energia” do sistema, assim, o empréstimo realizado é compensado com o consumo de energia elétrica ativa. Todo o arranjo é conectado em inversores de tensão, os quais devem satisfazer as exigências de qualidade do produto e segurança para que a rede não seja afetada, como sistema anti-ilhamento e distorção harmônica [24].

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) podem ser de grande porte (as centrais fotovoltaicas) ou de pequeno porte (descentralizada e instalada em edificações urbanas).



Figura 11- Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica [28].

CAPÍTULO III

MODELAGEM MATEMÁTICA E IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No capítulo anterior, foram abordados os principais conceitos técnicos associados à tecnologia atual da geração fotovoltaica, desde o seu princípio de funcionamento até suas formas de conexão. O presente capítulo, por sua vez, tem por objetivo apresentar os modelos físicos e matemáticos representativos das distintas partes que compõem a topologia em estudo, assim como sua implementação computacional no *software Matlab/Simulink®*. O sistema fotovoltaico é composto de um arranjo de módulos (paineis) conectados a um conversor elevador de tensão (*boost*) que por sua vez se conecta a um inversor, e, finalmente, por meio deste último é realizada a conexão do sistema à rede elétrica.

Destaca-se ainda que a modelagem em pauta tem por objetivo desenvolver uma ferramenta no *Simulink* que conte com desde as variações de temperatura e irradiância solar incididas no painel, até a injeção de potência ativa na rede. Sendo assim, este modelo

permitirá diversos tipos de estudos relacionados ao desempenho de um sistema de geração fotovoltaica.

3.2 MODELAGEM DE UMA CÉLULA SOLAR

Os modelos teóricos das células solares são derivados da teoria física do estado sólido. Estas derivações são elementares e resultam em modelos que são especialmente úteis para o pesquisador da área. Um circuito elétrico equivalente, idealizado, pode ser sintetizado como mostra a Figura 12. Esta figura demonstra uma fonte de corrente de magnitude I_{ph} , equivalente a intensidade luminosa (irradiância) e temperatura ambiente, além da corrente I_d que flui internamente na junção PN do semicondutor em uma determinada temperatura absoluta T , e a tensão nos terminais, V .

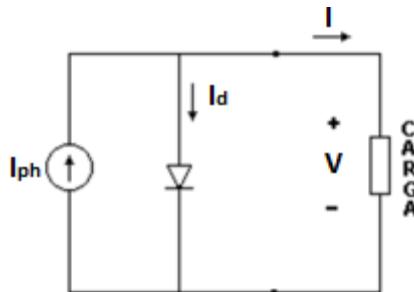


Figura 12- Modelo ideal da célula solar [4].

A equação da célula solar básica derivada da teoria física do estado sólido não representa as características reais das células solares com precisão suficiente para a análise de engenharia. Desse modo, uma variedade de condições de teste levaram à inclusão de três parâmetros adicionais, quais sejam: A (fator de idealização), R_s (resistência série), e R_p (resistência paralela) [29], conforme escrito na equação (1) e ilustrado na Figura 13.

$$I = I_{ph} - I_o \left\{ \exp \left[\frac{e(V + IR_s)}{AKT} \right] - 1 \right\} - \frac{V}{R_p} \quad (1)$$

Em que:

- R_s – Resistência série da célula;
- R_p – Resistência paralela da célula;
- I – Corrente de saída da célula;
- I_{ph} – Corrente fotogerada;
- I_o – Corrente de saturação do diodo;
- e – Carga elétrica, 1.6×10^{-19} coulomb [C];
- V – Tensão nos terminais da célula;
- K – Constante de Boltzmann's, $1,38 \times 10^{-23}$;
- T – Temperatura absoluta, em Kelvin [°K];
- A – Fator de idealização, Valor entre 1 a 5;

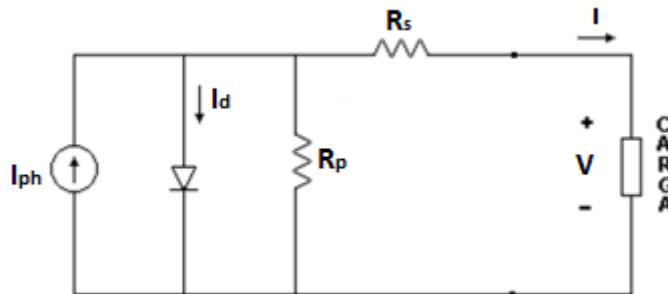


Figura 13-Modelo real da célula solar [4].

Vale ressaltar que a R_p em paralelo com o diodo representa as perdas por correntes de fuga que ocorrem nas extremidades da célula solar, enquanto a resistência série R_s , na saída, caracteriza as quedas de tensão na condução de carga entre o material semicondutor e o contato externo. Este modelo de célula solar tem sido amplamente utilizado para estudos, no entanto, ainda apresenta alguns pequenos desvios na curva característica V-I da célula solar. Uma das razões para tais desvios é a dificuldade em medir com precisão a resistência série (R_s), a corrente de saturação do diodo (I_o) e o fator de idealização (A) [29]. Não existe um único modelo, neste momento, capaz de representar com precisão todas as células solares.

Na referência [29] foram abordados três modelos típicos de célula solar. Para este trabalho foi adotado o terceiro modelo da referência, por apresentar uma menor complexidade em relação aos outros dois modelos. O terceiro modelo, o qual foi selecionado, pode ser representado pela equação (2). Ressalva-se que a equação (1) representa o primeiro modelo da referência [29].

$$I = I_{sc} \left(1 - C_1 \left\{ \exp \left[\frac{V}{C_2 V_{oc}} \right] - 1 \right\} \right) \quad (2)$$

Onde:

$$C_1 = \left[1 - \left(\frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \left\{ \exp \left[\frac{-V_{mp}}{C_2 V_{oc}} \right] \right\} \right] \quad (3)$$

e

$$C_2 = \left[\left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}} \right) - 1 \right] \left[\ln \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \right]^{-1} \quad (4)$$

A equação (2) resulta em um erro considerável na intensidade de luz acima de duas constantes solares. A investigação empírica revelou que um melhor entendimento entre as características calculadas e reais pode ser obtido em intensidades mais altas, com a equação (5).

$$I = K_6 - [\exp(K_4 V^m - K_5)] \quad (5)$$

Expressando as constantes (K4, K5 e K6) em termos dos três pontos característicos das células (I, Isc e V) resulta na equação (6).

$$I = I_{sc} \{ 1 - C_3 [\exp(C_4 V^m) - 1] \} \quad (6)$$

As constantes m , C_4 , C_5 e C_6 são definidas respectivamente nas equações (7) a (10).

$$m = \left[\ln(C_5/C_6) / \left[\ln(V_{mp}/V_{oc}) \right] \right] \quad (7)$$

$$C_4 = C_6 / (V_{oc})^m \quad (8)$$

$$C_5 = \ln\{[I_{sc}(1 + C_3) - I_{mp}]/(C_3 I_{sc})\} \quad (9)$$

$$C_6 = \ln[(1 + C_3)/C_3] \quad (10)$$

A constante C3 não pode ser expressa em termos dos três pontos característicos, mas por meio empírico, verificou-se que um valor de 0,01175 para C3 produz o mínimo de erros na gama de irradiação e temperatura considerada [29]. Com este valor substituído por C3, as expressões referentes às outras constantes são reduzidas, como mostrado nas equações (11) a (14).

$$C_6 = 4,46 \quad (11)$$

$$m = \left[\ln(C_5/4,46) / \left[\ln(V_{mp}/V_{oc}) \right] \right] \quad (12)$$

$$C_4 = 4.46 / (V_{oc})^m \quad (13)$$

$$C_5 = \ln[(101175 I_{sc} - I_{mp})/(0.01175 I_{sc})] \quad (14)$$

Qualquer modelo de célula solar utilizado para a análise de seu desempenho, deve atender os seguintes critérios:

1. Apresentar precisão suficiente para simular as curvas I-V durante o intervalo de interesse da temperatura, nível de iluminação (irradiação), e da degradação ambiental; e;
2. Permitir, com uma precisão suficiente, a manipulação das curvas I-V, conforme necessário, para prever o desempenho do arranjo sob certas condições de funcionamento especificado.

A curva ou o modelo da célula solar, descrita na equação (6) corresponde a uma curva I-V de referência arbitrária. Ela é válida somente em um nível de irradiação e temperatura. Para torna-la, aplicável a outros níveis de irradiação e temperatura são utilizadas as equações de (15) a (20) [29], [30].

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (15)$$

$$\Delta I_{sc} = I_{sc} \cdot \left(\frac{S}{S_{ref}} - 1 \right) + \alpha \cdot \Delta T \quad (16)$$

$$\Delta I_{mp} = I_{mp} \cdot \left(\frac{S}{S_{ref}} - 1 \right) + \alpha \cdot \Delta T \quad (17)$$

$$\Delta V = \beta \cdot \Delta T - \Delta I_{sc} \cdot R_s \quad (18)$$

$$V_{new} = V_{ref} + \Delta V \quad (19)$$

$$I_{new} = I_{ref} + \Delta I \quad (20)$$

Em que:

- V – Tensão nos terminais da célula (V);
- V_{oc} – Tensão de circuito aberto (V);
- V_{mp} – Tensão de máxima potência (V);
- V_{ref} – Tensão nas condições de referência (V);
- I – Corrente de saída da célula (A);
- I_{sc} – Corrente de curto-circuito (A);
- I_{mp} – Corrente de máxima potência (A);
- I_{ref} – Corrente nas condições de referência (A);
- α – Coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito na radiação solar de referência ($A/{}^\circ C$);
- β – Coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto na radiação solar de referência ($V/{}^\circ C$).
- R_s – Resistência serie da célula;
- S – Irradiação solar total no plano do gerador fotovoltaico (W/m^2);
- S_{ref} – Irradiação solar de referência ($1000 W/m^2$);
- T – Temperatura da célula solar (${}^\circ C$);
- T_{ref} – Temperatura de referência da célula solar ($25 {}^\circ C$);

A potência do módulo é o produto da tensão e corrente de saída sob determinados níveis de irradiação (S), como mostra (21).

$$P(S) = V(S) \cdot I(S) \quad (21)$$

3.3 FATORES QUE AFETAM AS CARACTERÍSTICAS DO PAINEL FOTOVOLTAICO

3.3.1 Influência da Irradiância na Curva I-V

A corrente do painel é diretamente proporcional à irradiância do sol, sabendo disso podem-se traçar as curvas que representam a influência da intensidade de irradiação nas características de tensão e corrente da célula solar. Quando ocorre uma redução luminosa incidente nos painéis solares, a corrente de curto-círcuito (Isc) e a tensão de circuito aberto (Voc) diminuem, alterando os valores de tensão e corrente fornecidos à carga, como mostrado na Figura 14.

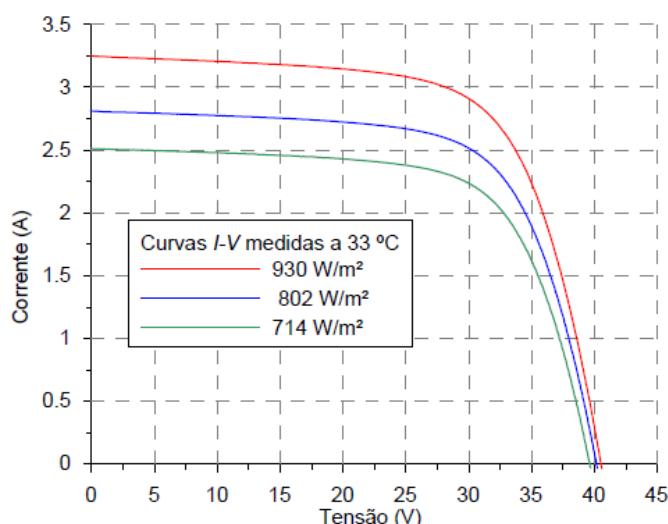


Figura 14- Influência da irradiação na curva I-V da célula solar [31].

3.3.2 Influência da Temperatura na Curva I-V

A corrente de operação do painel também está em função da temperatura e, pela Figura 15, verifica-se que, ao contrário da irradiância, a influência da temperatura é negativa, pois com seu aumento, o ponto de potência máxima é atenuado.

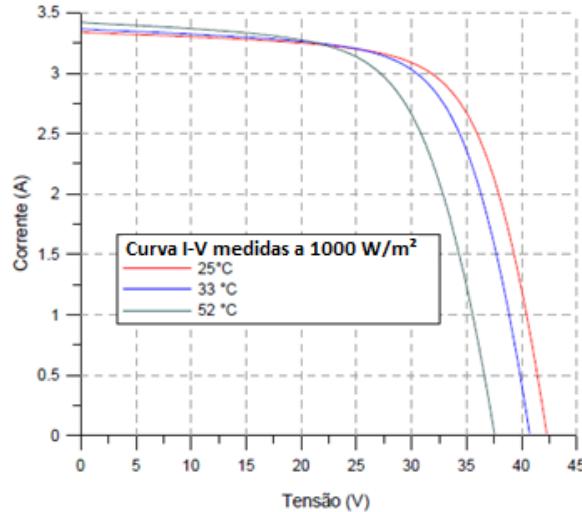


Figura 15- Influência da temperatura na curva I-V da célula solar [31].

3.3.3 Influência das Resistências Série e Paralelo na Curva I-V

A resistência série está associada aos seguintes elementos: base das células, região do emissor, resistências de contato entre o metal e o semicondutor (lados frontal e posterior). Desta forma, um resultado esperado é que módulos com maior número de células associadas em série apresentem um maior valor de R_s . O efeito desta resistência no desempenho de um módulo é o da redução na potência [31]. A Figura 16 mostra o efeito causado pela variação da resistência série no módulo solar.

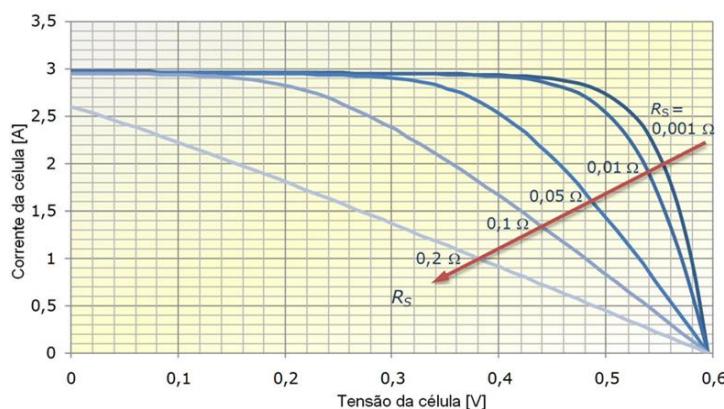


Figura 16- Influência da variação da resistência série [4].

A resistência paralela está associada a perdas de corrente elétrica pelo gerador fotovoltaico. Idealmente um módulo teria um valor de R_p infinito, o que representaria

inexistência de corrente de fuga. Valores baixos de R_p causam queda na potência fornecida pelo dispositivo fotovoltaico, devido a um caminho alternativo que a corrente elétrica fotogerada tem para circular. A resistência paralela é responsável por um incremento na inclinação da curva I-V na região de curto circuito até o joelho da mesma. Verifica-se então, que baixos valores de R_p causam uma diminuição no valor da tensão de circuito aberto (V_{oc}) [31]. A Figura 17 mostra o efeito causado pela variação da resistência paralela no módulo solar.

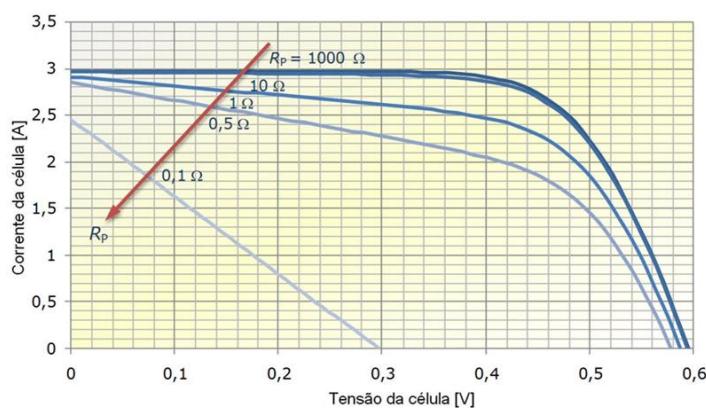


Figura 17- Influência da variação da resistência paralela [4].

3.4 ASSOCIAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Múltiplos módulos podem ser conectados para formar o chamado arranjo (*array*) fotovoltaico, como ilustrado na Figura 18. Em geral, quanto maior a área de um módulo, mais eletricidade será produzida. Do ponto de vista elétrico eles também podem ser ligados em série e em paralelo para produzir qualquer combinação de tensão e corrente.

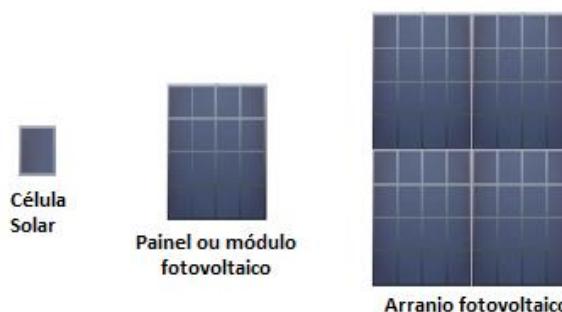


Figura 18- Célula, módulo e arranjo fotovoltaico [2].

3.4.1 ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE

Na conexão série, o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico é conectado ao terminal negativo do outro dispositivo, e assim sucessivamente. Para dispositivo idênticos e submetidos à mesma irradiação, quando a ligação é em série, as tensões são somadas e a corrente elétrica não é afetada, como indicam (22) e (23).

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (22)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (23)$$

Se os dispositivos são idênticos e encontram-se sob as mesmas condições de irradiação e temperatura, então, as correntes elétricas individuais são iguais, conforme apresentado na equação (13). No caso de se associarem os dispositivos em série com diferentes correntes de curto-círcuito, a corrente elétrica da associação será limitada pela menor corrente. Entretanto, a associação de módulos de correntes diferentes não é recomendada na prática, pois pode causar superaquecimento [20]. A Figura 19 ilustra o resultado da associação série dos módulos solares.

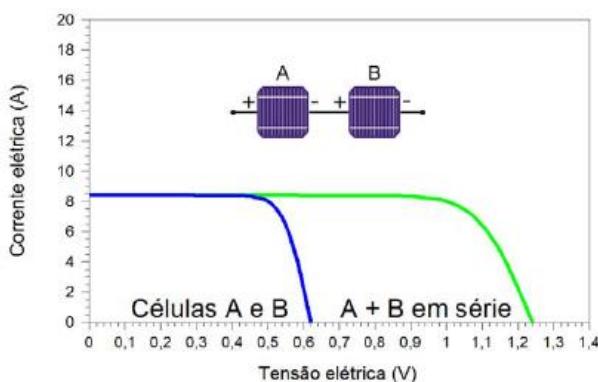


Figura 19- Associação em série dos módulos solares [23].

3.4.2 ASSOCIAÇÃO EM PARALELO

Na associação em paralelo, os terminais positivos dos módulos são interligados entre si, assim como os terminais negativos. A Figura 20 ilustra o resultado da soma das

correntes elétricas em células ideais conectadas em paralelo, enquanto a tensão permanece inalterada. Sendo assim, tem as equações evidenciadas em (24) e (25):

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (24)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (25)$$

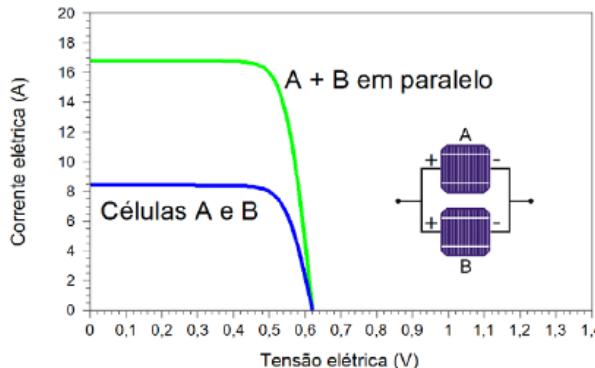


Figura 20- Associação em paralelo dos módulos solares [20].

3.5 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

A partir da modelagem supracitada, foi implementado o modelo de painéis solares no software *MATLAB/Simulink*, criado com base nas equações (2) a (20). A Figura 21 ilustra o painel fotovoltaico alimentando uma carga R , e ainda, seus parâmetros de entrada, temperatura e irradiação. A tensão medida na carga (V_{lido}) é realimentada para o modelo da célula, de forma a completar a equação e garantir um comportamento dinâmico do arranjo. Assim, se a corrente aumentar a tensão aumenta e vice-versa, respeitando a curva característica I-V. Já a Figura 22 apresenta a modelagem matemática de uma célula solar.

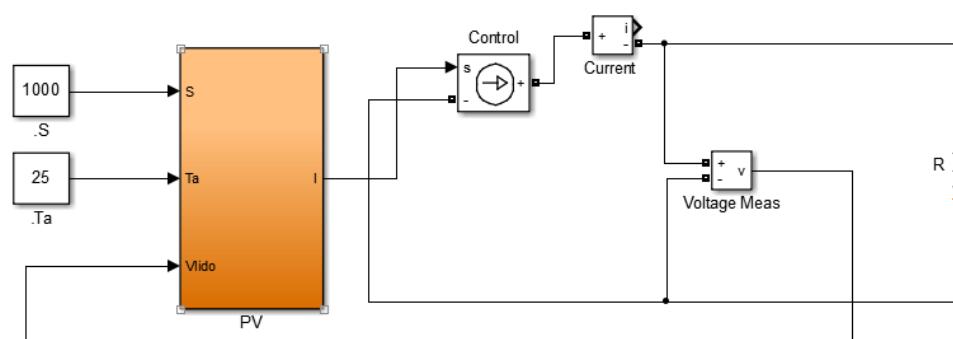


Figura 21- Painel fotovoltaico alimentando uma carga.

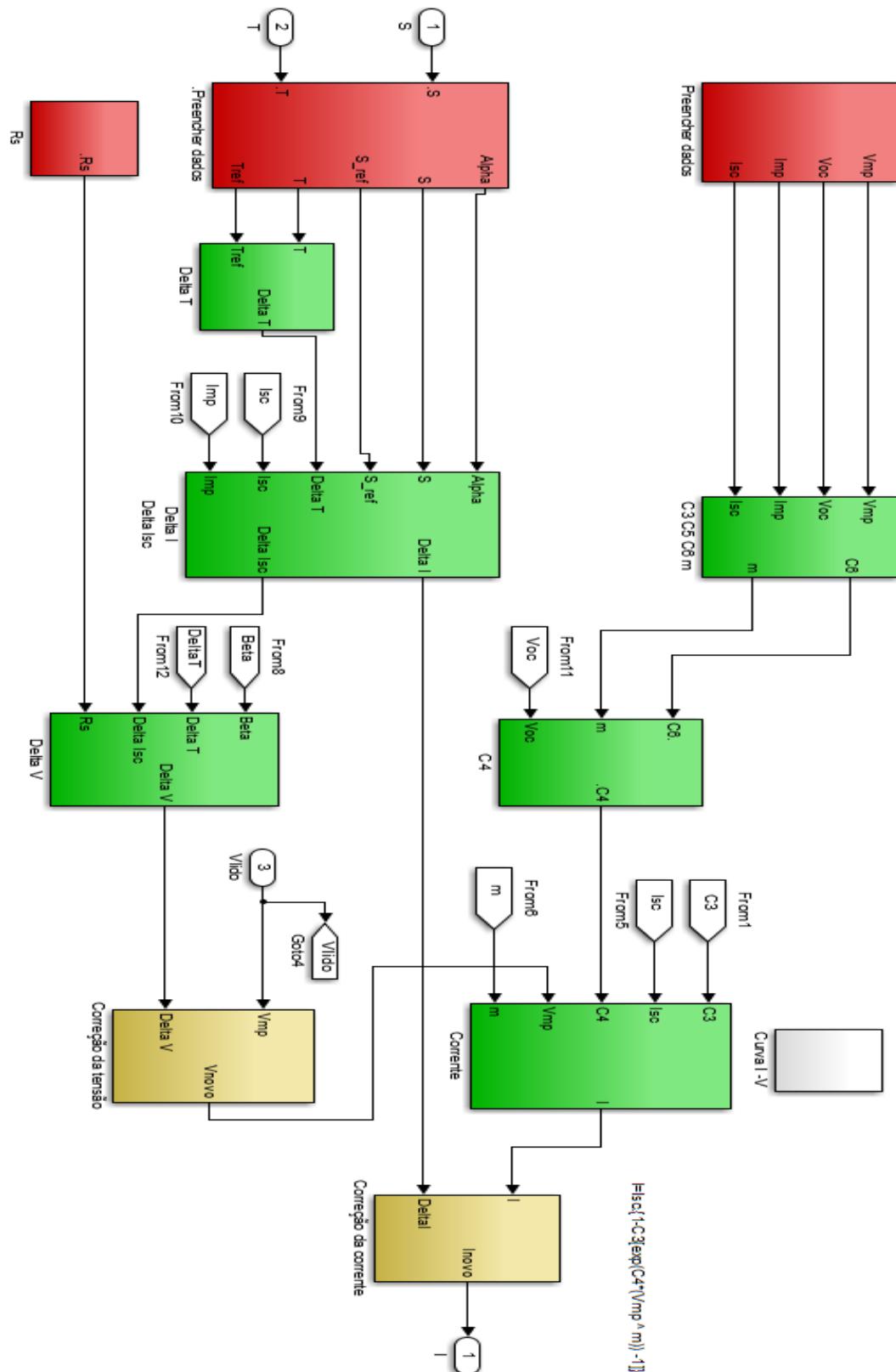


Figura 22- Circuito equivalente da célula solar no Matlab/Simulink.

Vale ressaltar que os dados de entrada desta modelagem são: tensão de circuito aberto (V_{oc}), tensão de máxima potência (V_{mp}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), corrente

de máxima potência (I_{mp}), coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito (α), coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto (β), resistência série da célula (R_s), irradiação solar (S) e a temperatura da célula solar (T), os quais estão inseridos nos blocos em vermelho, como pode ser vislumbrado na Figura 22.

3.6 O CONVERSOR ELEVADOR DE TENSÃO (BOOST)

O diagrama elétrico do conversor *Boost* é apresentado na Figura 23. Quando a chave S conduz (implementada neste trabalho por um MOSFET), a corrente dos módulos FV aumenta armazenando energia no indutor L. Quando a chave S é aberta, o diodo D_i é diretamente polarizado, e a energia armazenada no indutor é transferida para a carga [32]. A tensão de saída V_o será o resultado adicional da energia fornecida pelo arranjo fotovoltaico e da energia armazenada pela indutância.

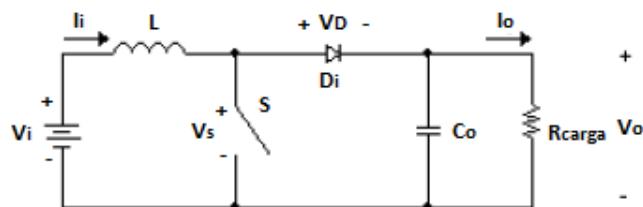


Figura 23- Conversor *Boost*.

O intervalo de chaveamento da chave S é definido a partir da equação (26):

$$T_s = \frac{1}{F_s} \quad (26)$$

Onde: F_s é a frequência de chaveamento;

T_s é o período de chaveamento;

A razão entre o intervalo de condução da chave S (T_f) e o período de chaveamento (T_s) é definida por razão cíclica (D) (*duty cycle*) ou ciclo de trabalho (*duty ratio*), e é dada por (27):

$$D = \frac{t_f}{T_s} \quad (27)$$

A razão cíclica varia de 0 a 1. Como a tensão média sobre o indutor deve ser nula para um período de chaveamento T_s , pode-se escrever (28) e (29):

$$\frac{1}{T_s} \int_0^{DT_s} V_i dt = \frac{1}{T_s} \int_0^{(1-D)T_s} (V_0 - V_i) dt \quad (28)$$

$$\frac{V_0}{V_i} = \frac{1}{1 - D} \quad (29)$$

A relação entre a tensão de saída e a tensão de entrada é definida por ganho estático, ou em regime permanente, do conversor. Esta relação, evidenciada na equação (29), é de extrema importância para o controle do conversor *Boost*, que neste trabalho será realizado a partir da referência de tensão em sua entrada (V_i).

3.6.1 MODELAGEM MATEMÁTICA DO CONVERSOR *BOOST*

O conversor *Boost* será projetado para a condição de saída da tensão do arranjo fotovoltaico. Para o trabalho em questão serão utilizados 8 painéis da Kyocera modelo KD135SX-UPU. Para o cálculo dos componentes do Conversor *Boost*, deve-se seguir os procedimentos indicados nas referências [33-34], considerando-se o modo de condução contínuo (MCC).

A tensão de saída do *Boost* será considerada em torno de 400 V (tensão de entrada do inversor). Além disso, o valor da tensão de entrada será a soma das tensões de máxima potência dos 8 painéis conectados em série (n_s), equivalente a 141,6 V. Já a potência de um único módulo (P_{pv}) corresponde a 135W, logo a potência total de entrada ao conversor *Boost* equivale a:

$$P_{\text{entrada_Boost}} = P_{pv} \cdot n_s \quad (30)$$

$$P_{\text{entrada_Boost}} = 135 \cdot 8$$

$$P_{\text{entrada_Boost}} = 1080W$$

Com base na equação (29), a relação de ganho estático do conversor *Boost* pode-se calcular a razão cíclica D, como exibido em (31).

$$1 - D = \frac{141,6}{400} \rightarrow D = 0,646 \quad (31)$$

A frequência de chaveamento que a chave do *Boost* irá operar será de 50 kHz, logo o período de chaveamento (T_s) equivale a:

$$T_s = \frac{1}{f_s} \rightarrow \frac{1}{50k} = 20\mu s \quad (32)$$

Assim, o tempo da chave permanecer fechada é:

$$t_f = D \cdot T_s \quad (33)$$

$$t_f = 0,646 \cdot 20 \cdot 10^{-6} = 12,92 \mu s$$

Portanto, o tempo da chave permanecer aberta será:

$$t_a = T_s - t_f \quad (34)$$

$$t_a = 20\mu s - 12,92\mu s = 7,08\mu s$$

3.6.2 CÁLCULO DO INDUTOR DO *BOOST*

Os valores de corrente *rms*, de pico e médio serão calculados de acordo com a tensão eficaz de entrada pela expressão (35).

$$I_i = \frac{P_{\text{entrada}}}{V_{\text{máx}}} = \frac{1080}{141,6} = 7,62 A \quad (35)$$

Para a determinação do indutor do conversor boost falta apenas o cálculo da ondulação (*ripple*) desejada na corrente, que neste trabalho será adotada igual a 50%, cujo valor atende as regras de projeto do conversor. A equação (36) mostra este cálculo [34].

$$\Delta I = 0,50 \cdot I_i = 0,50 \cdot 7,62 = 3,81 A \quad (36)$$

Finalmente com todos os parâmetros calculados e com base na razão cíclica D, pode-se calcular o valor do indutor (L_{Boost}) do *Boost*.

$$L_{boost} = \frac{V_{mp} \cdot D}{f_{chaveamento} \cdot \Delta I} = \frac{141,6 \cdot 0,646}{50 \text{ kHz} \cdot 3,81} \cong 480 \mu\text{H} \quad (37)$$

Ainda, a partir deste valor de $480\mu\text{H}$ do indutor, pode-se calcular a corrente máxima que passa pelo mesmo de acordo com a equação (38):

$$I_{Lmáx} = I_i + \frac{\Delta I}{2} = 7,62 + \frac{3,81}{2} = 9,525 \text{ A} \quad (38)$$

3.6.3 CÁLCULO DO CAPACITOR DE SAÍDA DO CONVERSOR *BOOST*

Comumente não é da topologia do conversor *Boost* possuir um capacitor em sua entrada, mas, com intuito de diminuir os ripples de tensão na entrada do conversor, coloca-se um capacitor antes do indutor conforme indica a Figura 24.

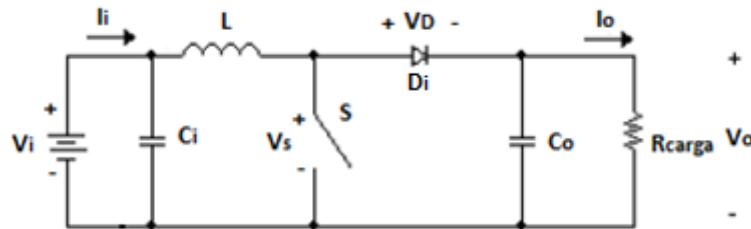


Figura 24- *Boost* com capacitor na entrada.

Logo, para o cálculo do capacitor de entrada C_i mínimo, adota-se um valor de “ripple” máximo de 1% sobre a tensão contínua de entrada, indicado na equação (39):

$$C_{i_mín} \geq \frac{I_i \cdot D}{f_s \cdot 0,01 \cdot V_i} \quad (39)$$

$$C_{i_min} \geq \frac{7,62 \cdot 0,646}{50 \text{ kHz} \cdot 0,01 \cdot 141,6}$$

$$C_{i_min} \geq 70 \mu\text{F}$$

Dessa maneira, define-se o valor mais próximo de capacitor eletrolítico comercialmente disponível: $100 \mu\text{F}/385 \text{ V}$. Para o cálculo do capacitor de saída do *boost*,

ou de entrada do inversor, será utilizada a equação (40). Em que o ΔV_{cc} representa a ondulação de tensão do barramento CC e o V_{ca_pico} a tensão de pico da rede CA. Foi admitida uma ondulação de 1% no barramento CC.

$$C_o = \frac{\left(\frac{\sqrt{2} \cdot M}{V_{ca_pico}} - \frac{1}{\eta \cdot V_o} \right) P_{saída}}{4 \cdot \pi \cdot f \cdot \Delta V_{cc}} \quad (40)$$

$$C_o = \frac{\left(\frac{\sqrt{2} \cdot 0,45}{180} - \frac{1}{0,93 \cdot 400} \right) \cdot 1080}{4 \cdot \pi \cdot 60 \cdot (0,01 \cdot 400)}$$

$$C_o = 303,439 \mu F$$

Assim, a capacidade de saída do conversor *Boost* será considerado o valor comercial de $330 \mu F/500 V$. Vale ressaltar que o fator de modulação (M), pode ser encontrado pela relação entre a tensão de pico do lado CA e a tensão do barramento CC, conforme mostrado na equação (41).

$$M = \frac{V_{ca_pico}}{V_{cc}} \quad (41)$$

3.6.4 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO *Boost*

O *Boost* foi implementado no *Matlab/Simulink* a partir da utilização dos seguintes elementos discretos: capacitores de entrada e saída do; indutor; chave *MOSFET*. A Figura 25 ilustra a implementação do conversor *boost* realizada no *Simulink*.

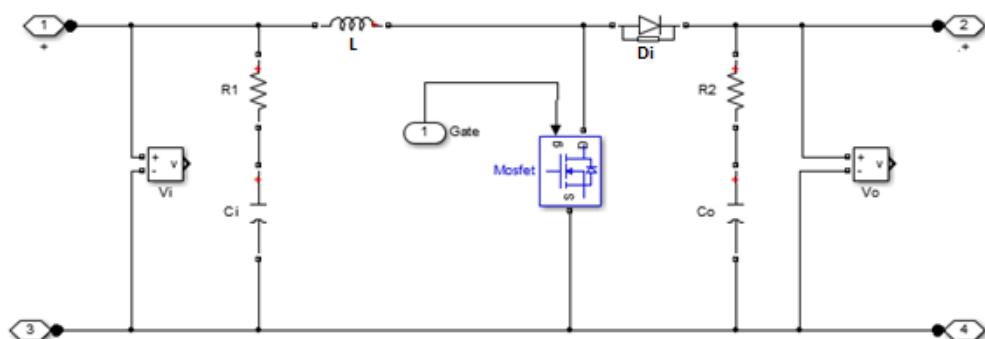


Figura 25- *Boost* montado no *simulink*.

3.7 RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

Como se sabe, o módulo fotovoltaico tem uma característica não-linear de tensão-corrente e o desempenho dos painéis variam com as mudanças do tempo, especialmente com a radiação solar e temperatura. Nesse contexto, torna-se interessante buscar meios para a realização do rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). Existem 19 técnicas que podem ser utilizadas para encontrar o MPPT [35], sendo a simplicidade o principal fator de seleção entre elas.

Os métodos *Perturb and Observe* (P&O), *Hill Climbing* e *Incremental Conductance* são as técnicas mais comuns para obter o MPP (máximo ponto de potência), mas cada um tem vantagens e desvantagens [36]. De acordo com a referência [37], estes métodos fornecem resultados bastante próximos. O método P & O é usado nesta pesquisa, devido à sua estrutura simples, poucos parâmetros a ser medidos e facilidade de implementação. O método consiste em alterar a tensão de funcionamento do módulo fotovoltaico até que a potência máxima seja obtida.

O método P&O atua com perturbações periódicas na tensão de saída dos módulos FV (isto é, incrementando ou decrementando) e compara a potência de saída do sistema FV com a do ciclo de perturbação anterior (P_{atual} com $P_{anterior}$). Após a alteração no valor de tensão de operação, se a potência aumentar ($dP/dV_{PV} > 0$), o controle move o ponto de operação do sistema para uma certa direção na tentativa de acertar a máxima potência, caso contrário, o ponto de operação é movido na direção oposta. No próximo ciclo de perturbação o algoritmo continua operando do mesmo modo.

Uma desvantagem do algoritmo *P&O* é que a tensão terminal é perturbada em cada ciclo de MPPT, dessa maneira quando o ponto de máxima potência é atingido, a potência de saída oscila em torno do máximo valor, resultando em perda de potência do sistema FV [4]. Na técnica clássica do *P&O*, as perturbações do ponto de operação FV

tem uma amplitude fixa. Entretanto, deve-se atentar à escolha do passo para a perturbação do algoritmo de rastreamento da máxima potência.

Uma escolha errônea pode levar a perdas de potência devido à saturação da corrente de saída do painel, atingindo-se a corrente de curto-círculo (I_{sc}) ou à saturação de tensão, atingindo-se a tensão de circuito aberto (V_{oc})[34]. A Figura 26 ilustra o fluxograma completo do algoritmo *P&O*.

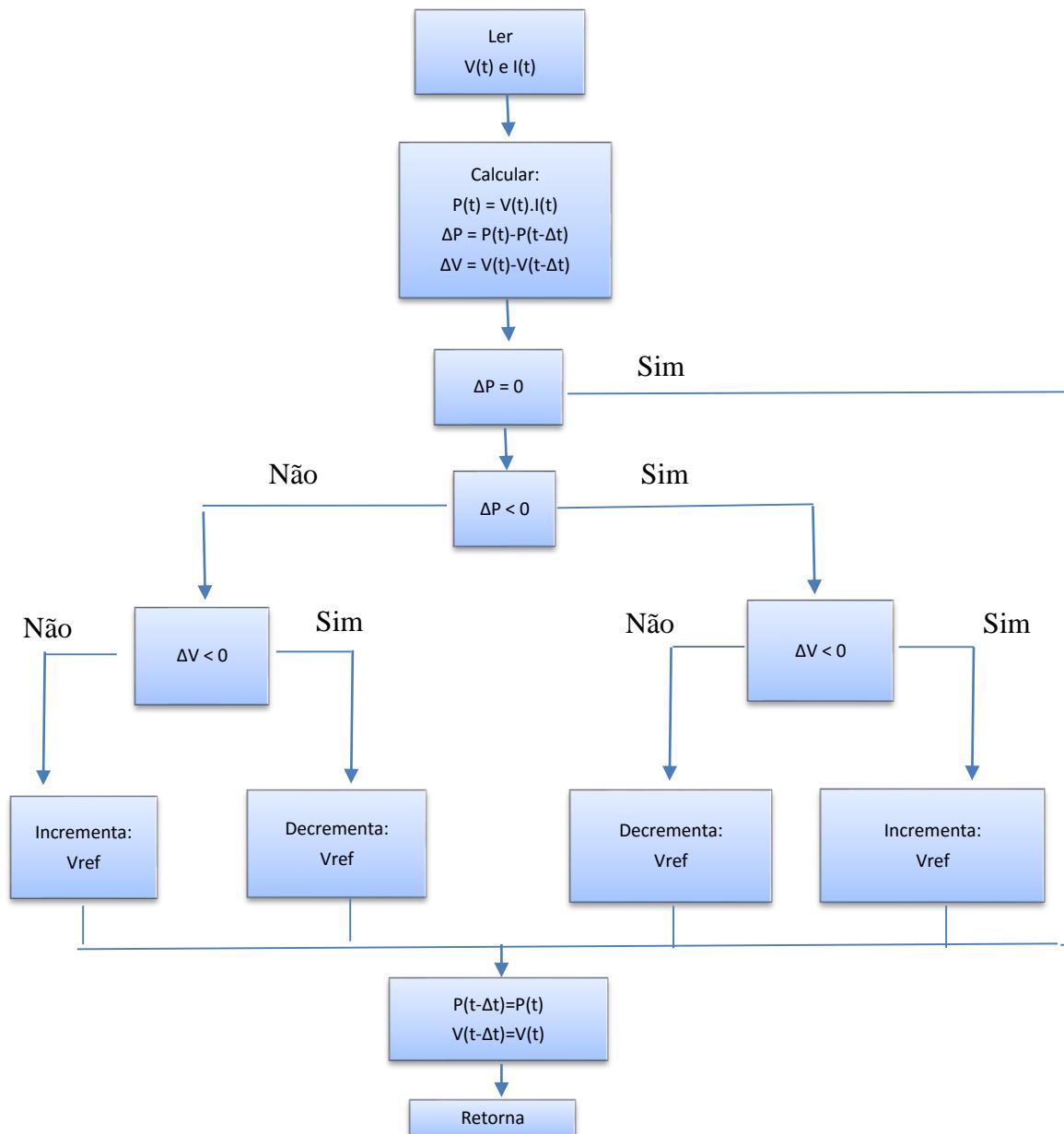


Figura 26- Fluxograma do algoritmo P&O.

Para efetuar o controle do MPPT, foi realizado o sensoriamento da tensão e da corrente dos painéis fotovoltaicos juntamente com um conversor CC-CC *Boost*, como pode ser visto na Figura 27. A fonte de tensão de 400 V na saída do *Boost* é necessária para limitar a tensão de saída neste patamar, porque o responsável em controlar este valor no elo CC é o inversor do sistema. Assim, o conversor *Boost* irá apenas controlar a tensão de saída do arranjo fotovoltaico e, em consequência, fará com que o arranjo opere no ponto de máxima potência.

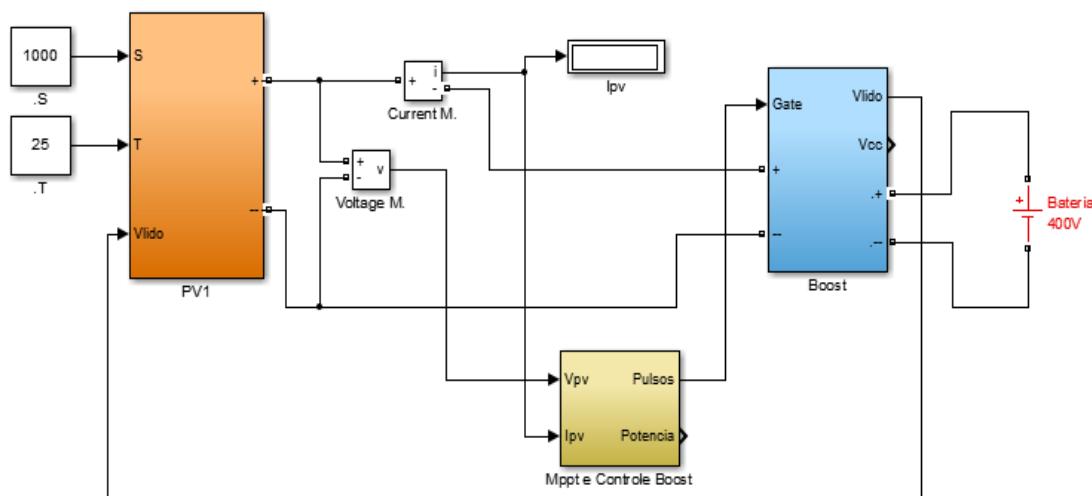


Figura 27- Sistema Fotovoltaico com *Boost* e MPPT implementado.

O algoritmo *P&O* foi configurado para operar com perturbações de 0,5 V e -0,5 V e o valor inicial para a tensão de referência é igual a 141,6 V, valor este equivalente a oito módulos KD135SX-UPU da Kyocera, em série operando no ponto de máxima potência. O código do algoritmo se encontra no Apêndice A deste trabalho.

3.7.1 ESTRATÉGIA PARA APLICAÇÃO DO MPPT

Durante a captação dos sinais de tensão e corrente para efetuar o método P&O, ambos sinais foram tratados pelo bloco “*zero order hold*”, cuja função é fixar o período de amostragem do sinal, pois o módulo fotovoltaico está em constante variação de

temperatura e irradiação. Assim, para o presente trabalho foi adotada uma frequência de 100 Hz, como mostra a Figura 28.

A tensão de referência (V_{ref}), é um sinal resultante da tensão de entrada (V_{in}) adicionada pela perturbação ($\pm \Delta V$) do algoritmo P&O. O erro produzido será ajustado por um compensador proporcional-integral-derivativo (PID) que, finalmente, faz a comparação desta saída com uma onda triangular, de amplitude unitária e frequência de 50 kHz. O resultado deste sistema determina a razão cíclica que atuará para abrir e fechar a chave do *boost* e, assim, fornece a tensão de projeto igual a 400 V no link CC.

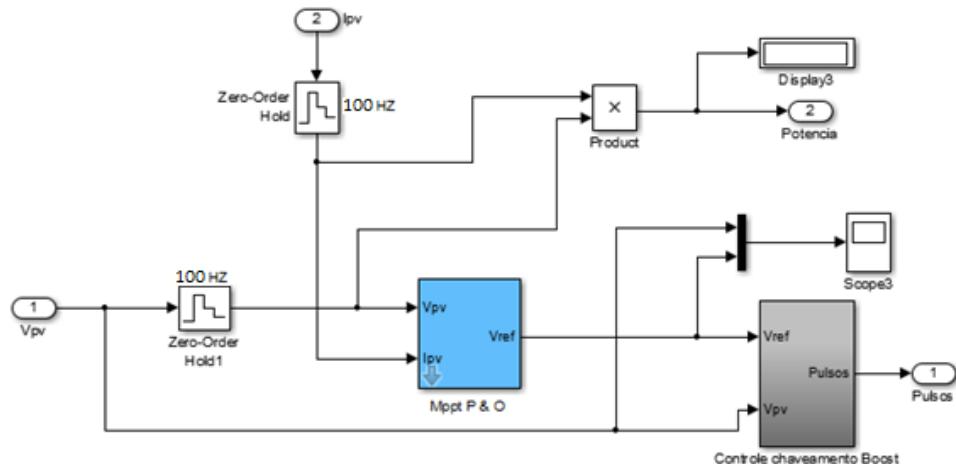


Figura 28- Diagrama do MPPT e controle de chaveamento do Boost.

3.7.2 PROJETO DO COMPENSADOR PARA O CONTROLE

Para projetar o compensador PID, foi utilizado a ferramenta *SISOTool* do *Matlab*, para tanto é necessário encontrar a função de transferência do conversor *Boost*. Para isso, foi preciso efetuar a modelagem utilizando o método de espaço de estados médio, o qual faz uso das equações em forma de matriz. A vantagem deste método está na generalidade do seu resultado, em que o modelo de pequenos sinais médio pode sempre ser obtido [34]. As equações de estado do sistema podem ser escritas em forma de matriz conforme as equações (42) e (43).

$$K \cdot \frac{dx(t)}{dt} = A \cdot x(t) + B \cdot u(t) \quad (42)$$

$$y(t) = C \cdot x(t) + E \cdot u(t) \quad (43)$$

Em que:

- $x(t)$ – Vetor de estados;
- $\frac{dx(t)}{dt}$ – Derivada do vetor de estados;
- $u(t)$ – Vetor de entrada;
- A – Matriz de sistema;
- B – Matriz de entrada;
- C – Matriz de saída;
- E – Matriz de ação avante;

Realizando as análises das matrizes de espaço de estados, encontra-se a função de transferência do conversor indicada na equação (44). Um maior detalhamento da estratégia do seguinte equacionamento, pode ser encontrado na referência [34].

$$G_V = \frac{V_o}{1 + \frac{L \cdot s}{R_{pv}} + C_i \cdot L \cdot s^2} \quad (44)$$

Para se determinar o valor da resistência dos painéis (R_{pv}) efetuam-se os seguintes cálculos evidenciados na equação (45):

$$P_{entrada} = \frac{V_o^2}{R_{pv}} \rightarrow R_{pv} = \frac{V_o^2}{P_{entrada}} \rightarrow R = \frac{141,6^2}{1080} \rightarrow R_{pv} = 18,56 \Omega \quad (45)$$

Logo a função de transferência do *Boost* é:

$$G_V = \frac{400}{1 + \frac{480\mu.s}{18,56} + 100\mu.480\mu.s^2} \quad (46)$$

A estratégia para determinar o compensador PID (Proporcional-Integral-Derivativo) é demonstrada na Figura 29, que mostra uma realimentação unitária da tensão de entrada do conversor e o controle desta variável utilizando-se um compensador.

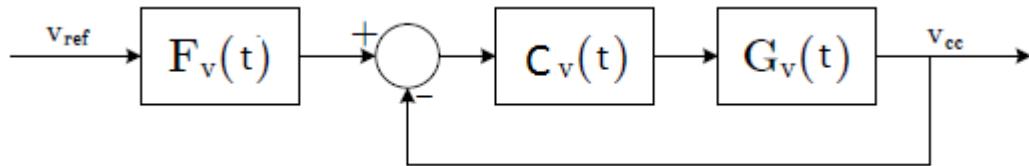


Figura 29- Malha de controle de tensão de entrada do conversor.

As Figuras 30 e 31 exibem a interface do *Sisotool* quando executado o arquivo de extensão. m (ver no Apêndice B), apresentam o desenvolvimento da função de transferência do compensador. Vale ressaltar que antes de projetar o compensador, deve-se configurar o formato da parametrização do compensador em “Edit” na barra de ferramenta do programa, e selecionar em “*Sisotool Preferences*”, e em seguida em “*options*” marcar a opção “*Zero/pole/gain*”.

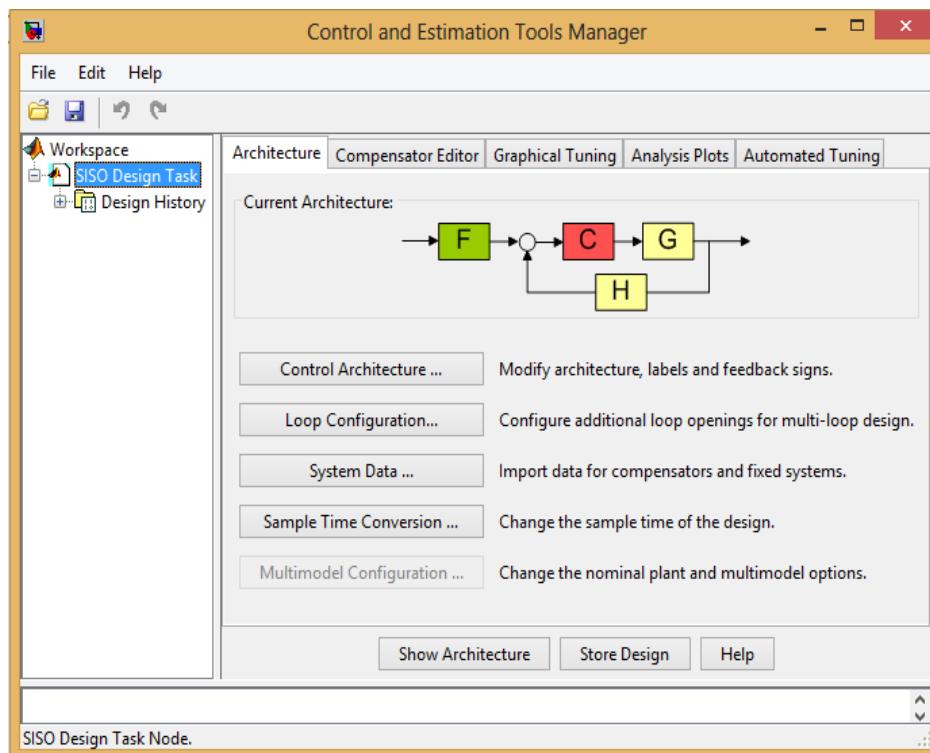


Figura 30- Interface do *Sisotool*.

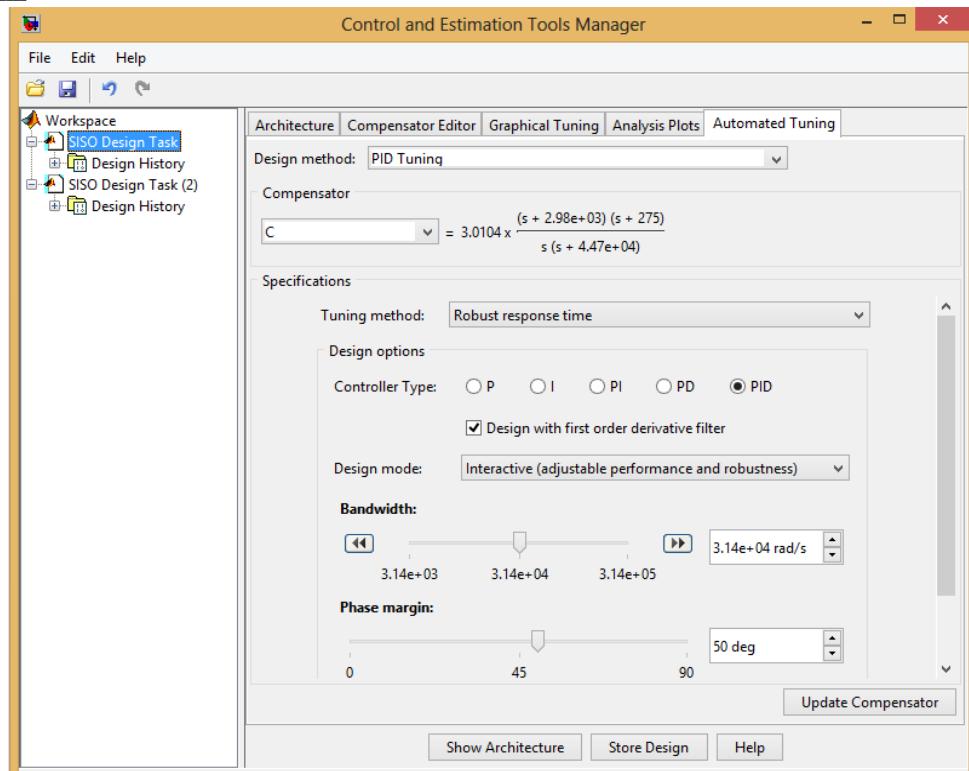


Figura 31- Interface do Sisotool para definir o compensador PID.

Nota-se que o campo “*Bandwidth*”, ou seja, largura de banda ou frequência de corte visto na Figura 31, foi preenchido com um valor equivalente a 31.415,92 rad/s. Esse valor corresponde a uma frequência de corte 10 vezes menor que a frequência de chaveamento do conversor *Boost*, pois em eletrônica de potência estabelece-se um limite para essa frequencia de corte, afim de evitar instabilidade no controle, ainda que o máximo valor teórico admissivel seja $F_s/2$ (limite de Nyquist) [38]. Já o campo “*Phase margin*”, traduzido por margem de fase, foi dimensionado em 50°, devido sua resposta em regime permanente estabelecer em 1 após um degrau unitário, conforme é exibido na Figura 32.

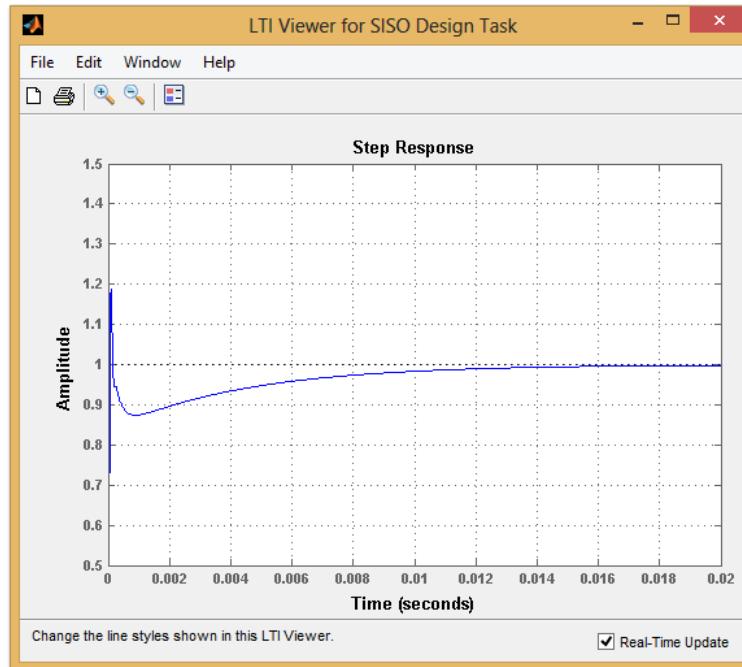


Figura 32- Resposta do sistema após degrau unitário.

Observa-se na Figura 33 que o sistema em malha fechada é estável e as componentes de alta frequência a partir de 5 kHz (equivalente a 31.415,92 rad/s) são atenuadas.

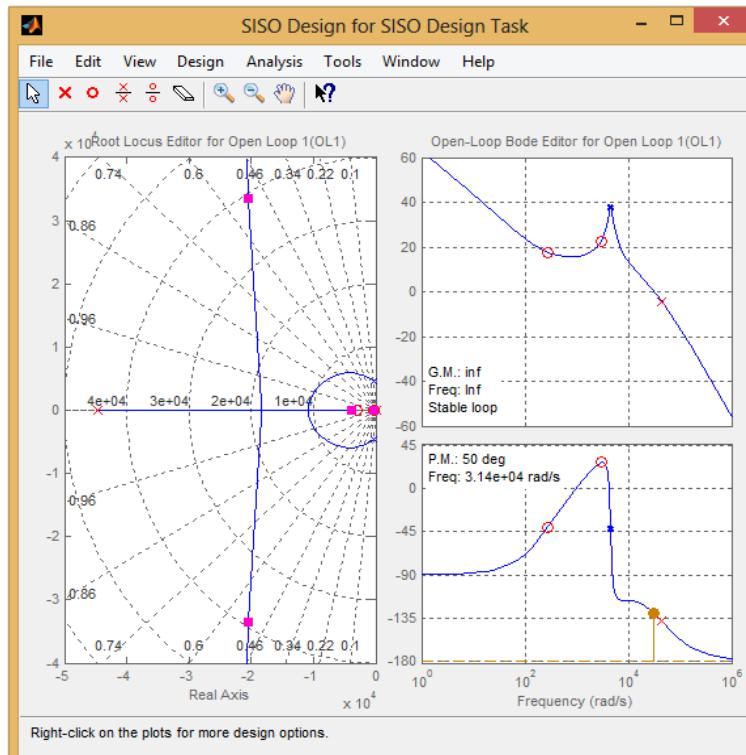


Figura 33-Lugar das raízes e diagrama de Bode da planta.

3.7.3 MÉTODO DE CHAVEAMENTO POR PWM

Para finalizar com o sistema Placa-*Boost*, é preciso escolher o método a partir do qual o conversor *boost* será chaveado. Para tanto o procedimento mais indicado é a modulação por largura de pulso PWM (*Pulse-Width Modulation*). A Figura 34 representa o diagrama do sistema completo para garantir o MPP (máximo ponto de potência).

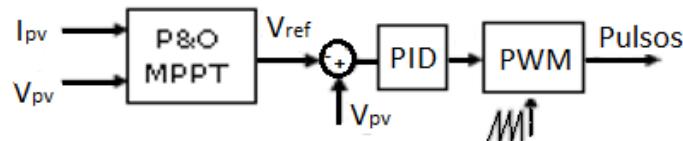


Figura 34- Diagrama de bloco do método P&O.

Neste trabalho considera-se que os pulsos de comando da chave são gerados com frequência de chaveamento fixa. Uma forma de gerar os sinais de comando com frequência fixa é através de modulação por largura de pulso, baseada num sinal de portadora do tipo rampa, ou dente de- serra, com frequência fixa. A Figura 35 ilustra de forma simplificada o controle PWM.

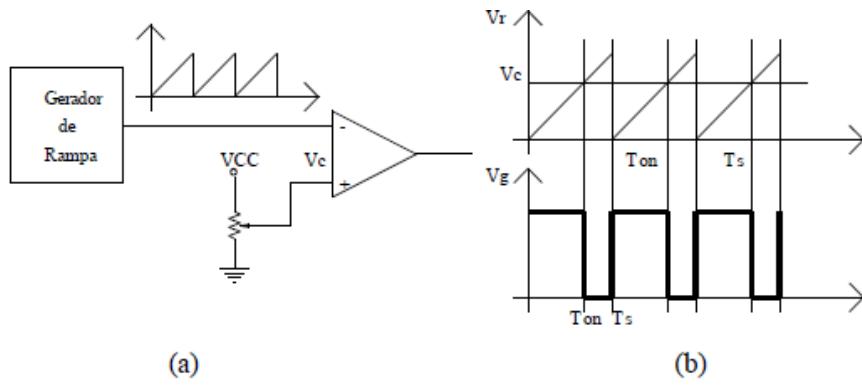


Figura 35- (a) Circuito PWM [2]. (b) Pulso PWM [2].

A portadora dente-de-serra é comparada com o sinal de referência (V_c) por um modulador. A largura do pulso na saída do modulador varia de acordo com a amplitude do sinal de referência em comparação com o sinal da portadora. Tem-se assim a modulação por largura de pulso. O fator que determina o *duty cycle* é variação da amplitude do sinal de referência. Variando-se a largura do pulso, pode-se controlar a corrente que chega na carga

e, portanto, a potência média aplicada a esta carga [2]. A Figura 36 apresenta o sistema de controle e chaveamento do arranjo fotovoltaico conectado ao conversor *boost* implementado no *Simulink*.

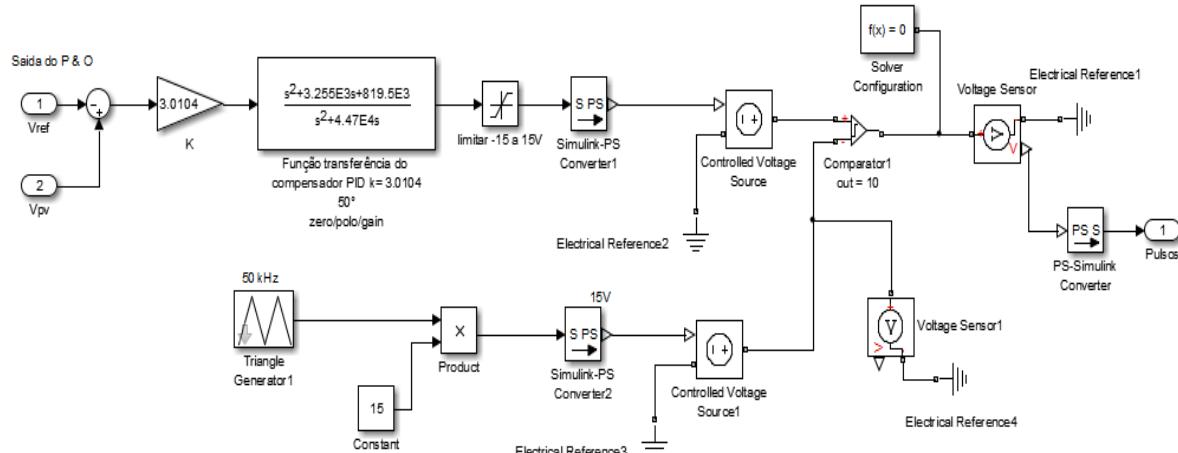


Figura 36- Diagrama do controle e chaveamento do *Boost*.

3.8 INVERSOR FULL-BRIDGE

A geração distribuída fotovoltaica necessita em seu sistema de conversores CC-CA, para que seja possível a sua conexão à rede elétrica. Tais conversores podem ser do tipo monofásico ou trifásico. Para este trabalho foi introduzido o inversor monofásico *full-bridge*, devido ao fato de seu controle apresentar uma menor complexidade se comparado com o controle do inversor trifásico. O mecanismo básico de um inversor é converter a tensão CC em um sinal alternado, e posteriormente, este mesmo sinal será “tratado” por um filtro harmônico. Problemas de sincronização são predominantes quando o inversor está conectado à rede. Para atingir um fator de potência mais elevado na conexão à rede, o PLL (*Phase-Locked Loop*) pode ser utilizado. De modo geral, sua função é sincronizar a corrente gerada pelo arranjo fotovoltaico com a tensão disponibilizada pela rede.

3.8.1 TEORIA E MODELAGEM MATEMÁTICA

Os conversores CC_CA podem ser classificados conforme dois tipos de alimentação CC existente na sua entrada, sendo um do tipo *VSI* (*Voltage Source Inverter*),

o qual utiliza um filtro capacitivo no elo CC, e outro do tipo *CSI* (*Current Source Inverter*) que utiliza um indutor [39]. A Figura 37 ilustra o esquema do inversor VSI, o qual foi escolhido para este trabalho, o elo CC, as chaves, o indutor de acoplamento e a rede elétrica.

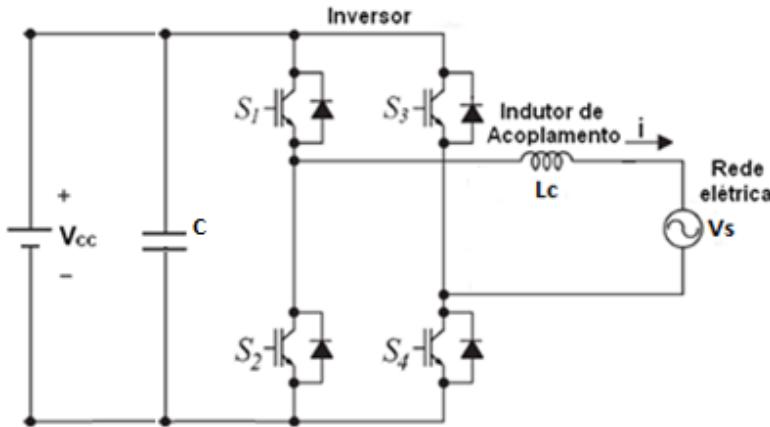


Figura 37- Inversor Monofásico conectado à rede elétrica.

A composição do inversor, basicamente, envolve dois elementos: o elo CC e as chaves. O primeiro aborda um filtro capacitivo, com o objetivo de manter a tensão CC constante e com ondulação reduzida. Já o segundo elemento consiste em uma ponte composta por quatro chaves semicondutoras controladas. De acordo com a frequência de chaveamento destas, a tensão CA pode ser variada em amplitude e frequência [40]. As funções de controle do sistema fotovoltaico estudado estão apresentadas na Figura 38.

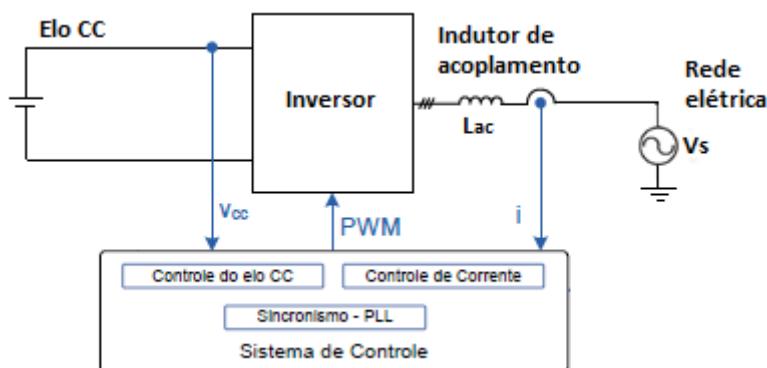


Figura 38- Esquema geral das funções de controle da unidade inversora.

O controle da unidade inversora é composto pelas seguintes etapas [41]:

- **Controle da tensão do elo CC:** é responsável por manter a tensão do elo CC constante diante das perturbações da rede e determinar as amplitudes das correntes injetadas pelo conversor na rede.
- **Controle das correntes injetadas na rede:** fornece as referências de corrente para o modulador de pulsos do inversor monofásico, sendo assim, responsável pela corrente injetada na rede elétrica.
- **Sincronização com a rede elétrica:** realiza o sincronismo da corrente injetada com a tensão da rede elétrica.

A Figura 39 apresenta de uma forma mais detalhada o controle do inversor, para possibilitar a conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica. Basicamente este sistema é dividido por duas malhas de controle, são elas: a malha de tensão e a malha de corrente.

Ressalva-se que o controle do inversor é baseado no monitoramento do barramento CC para a imposição da tensão de referência.

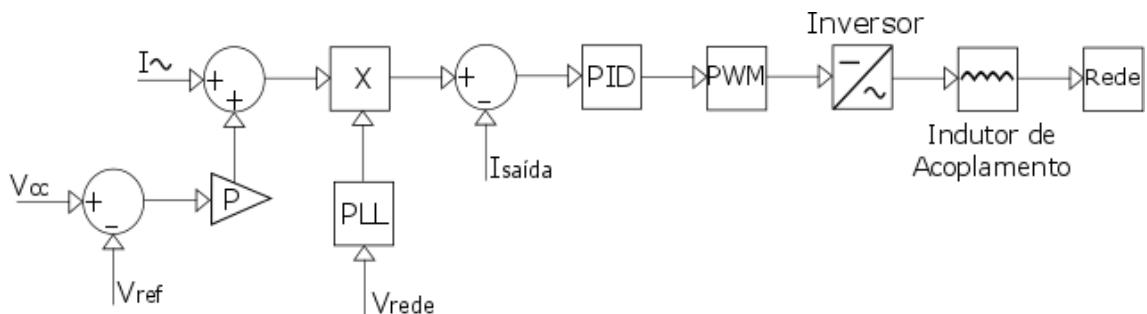


Figura 39- Diagrama de controle da malha de tensão e corrente.

O inversor conectado à rede elétrica terá controle de corrente no indutor de acoplamento, já que a tensão no barramento da rede tem amplitude e frequência pré-estabelecidas [34]. Dessa maneira, efetua-se o controle de potência injetada através do controle de corrente.

A partir da potência de referência divide-se esta pela tensão eficaz da rede, encontrando-se assim o valor da corrente (I_{\sim}). Então multiplica-se este resultado pela raiz quadrada de dois e, em seguida, soma ao erro de tensão do barramento CC, que consiste na diferença entre a tensão no elo CC (V_{cc}) e a tensão de referência (V_{ref}) equivalente a 400 V. Tal erro, na sequência, passa por um compensador proporcional (P) ajustado em 0,1, e, a partir deste ponto, pode-se definir a amplitude de corrente que será utilizada na malha de tensão. Esta, por sua vez, terá sua forma senoidal definida pela multiplicação do sinal de onda da rede sob influência da malha de captura de fase, ou seja, o *PLL*. Após comparação com a corrente injetada na rede ($I_{saída}$), o erro de corrente passa por um compensador do tipo proporcional-integral-derivativo (PID) e enfim, por meio de um PWM, são gerados os sinais para as chaves do inversor. A magnitude do erro da malha de tensão vai alterar o nível da referência de corrente, drenando mais ou menos potência do link DC, estabilizando a tensão neste barramento no valor desejado [34].

3.8.2 PROJETO DO INDUTOR DE ACOPLAMENTO

O indutor conectado entre a saída do inversor e a rede permite o controle da corrente que flui entre os dois sistemas. Para a especificação do valor de indutância pode-se utilizar as matrizes de estado, manipulando-as de forma a isolar as indutâncias e capacitâncias em função do *ripple* de corrente (ΔI) e tensão (ΔV), e das entradas do sistema.

Aplicando as matrizes de estado, demonstrado na referência [34], tem-se que a razão cíclica média ($D_{médio}$) pode ser obtida pela expressão (47).

$$D_{médio} = \frac{V_{out} + V_{in}}{2 * V_{in}} \quad (47)$$

As especificações do inversor são as seguintes:

- $V_{DC} = V_{IN} = 400 V$;
- $V_{out} = 180 V$ pico.

Assim, de posse desses valores e valendo-se da equação (47), chega-se ao $D_{médio}$ de 0,725.

Adotando-se um rendimento para o conversor de 93 % e para o inversor de 96%, a partir da equação (48) encontra-se uma potência de saída do conjunto conversor-inversor igual a de 964,22 W, conforme é esquematizado na Figura 40.

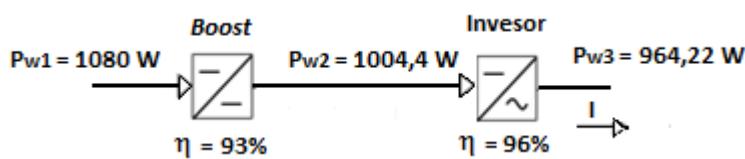


Figura 40- Diagrama do conjunto conversor-inversor.

$$\eta = \frac{P_{wsaida}}{P_{wentrada}} \quad (48)$$

Em que:

- η – Rendimento;
- P_w – Potencia ativa;

Com o valor da potência de saída do conjunto conversor-inversor, torna-se possível calcular a corrente de saída do arranjo, como indicado na equação (49).

$$I = \frac{P_{w3}}{V \cdot \cos \theta} \quad (49)$$

$$I = \frac{964,22}{127 \cdot 1}$$

$$I = 7,59 A$$

A corrente de saída eficaz corresponde a 7,59 A, logo, a corrente de pico será de 10,74 A. Ressalva-se que o fator de potência ($\cos(\theta)$) na equação (49) é unitário, devido

ao fato de o controle manter a corrente em fase com a tensão [4]. O *ripple* de corrente adotado para a indutância de acoplamento é obtido a partir da expressão (50).

$$\Delta I = 0,1 \cdot I_{pico} \quad (50)$$

$$\Delta I = 0,1 \cdot 10,74$$

$$\Delta I = 1,074 A$$

A frequência de chaveamento adotada é 50 kHz. Assim, calcula-se o filtro de saída do inversor que será acoplado à rede elétrica por meio da equação (51).

$$L_{ac} = \frac{V_{DC} \cdot (2 \cdot D_{médio} - 2 * D_{médio}^2)}{f_s * \Delta I} \quad (51)$$

$$L_{ac} = \frac{400 * (2 * 0,725 - 2 * 0,725^2)}{50kHz * 1,074}$$

$$L_{ac} = 2,97 mH$$

Tendo obtido a especificação do indutor de acoplamento, parte-se agora para o projeto do compensador PID. Nesta etapa, é necessário determinar a função de transferência do inversor, assim como foi feito com o conversor *Boost*. O compensador de corrente controlará a malha de corrente que é mais rápida que a de tensão.

3.8.3 PROJETO DE COMPENSADOR PARA O CONTROLE DO INVERSOR

Utilizando o método de espaço de estados médio, pode-se encontrar a função transferência do inversor, para, posteriormente, ser possível determinar o compensador do controle da malha de corrente. Para tanto a planta do inversor é mostrada na equação (52). O parâmetro R_{lac} refere-se a resistência do indutor de acoplamento, ao qual foi atribuído um valor de 0,1 Ω [34].

$$G_I = \frac{2 \cdot L_{ac} \cdot V_{DC}}{L_{ac} \cdot (R_{lac} + L_{ac} \cdot s)} \quad (52)$$

Informações mais detalhadas a respeito do desenvolvimento da função de transferência do inversor são encontradas na referência [34]. A estratégia para determinar o compensador PID é demonstrada na Figura 41, onde é feita uma realimentação unitária da tensão de entrada do inversor.

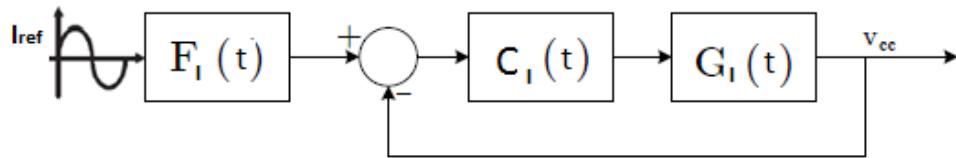


Figura 41- Malha de controle de corrente de entrada do inversor.

A Figura 42 exibe novamente a interface do *Sisotool* durante o desenvolvimento da função de transferência do compensador, porém agora para o controle do inversor. Além disso, tal figura mostra que a frequência de corte foi ajustada para 5kHz (equivalente a 31415,92 rad/s), pelo mesmo motivo esclarecido quando do projeto do compensador do *Boost*. Quanto à margem de fase, esta foi dimensionada em 70°, por ter apresentado uma resposta bem satisfatória. No arquivo. m do Matlab® (ver no Apêndice B), foram declaradas: a tensão no link CC, a indutância e a resistência de acoplamento. Estas são as três variáveis que definem a função de transferência do inversor. O lugar das raízes e o diagrama de Bode do sistema compensado são demonstrados na Figura 43, em que se nota a atenuação dos componentes de alta frequência a partir de 5 kHz.

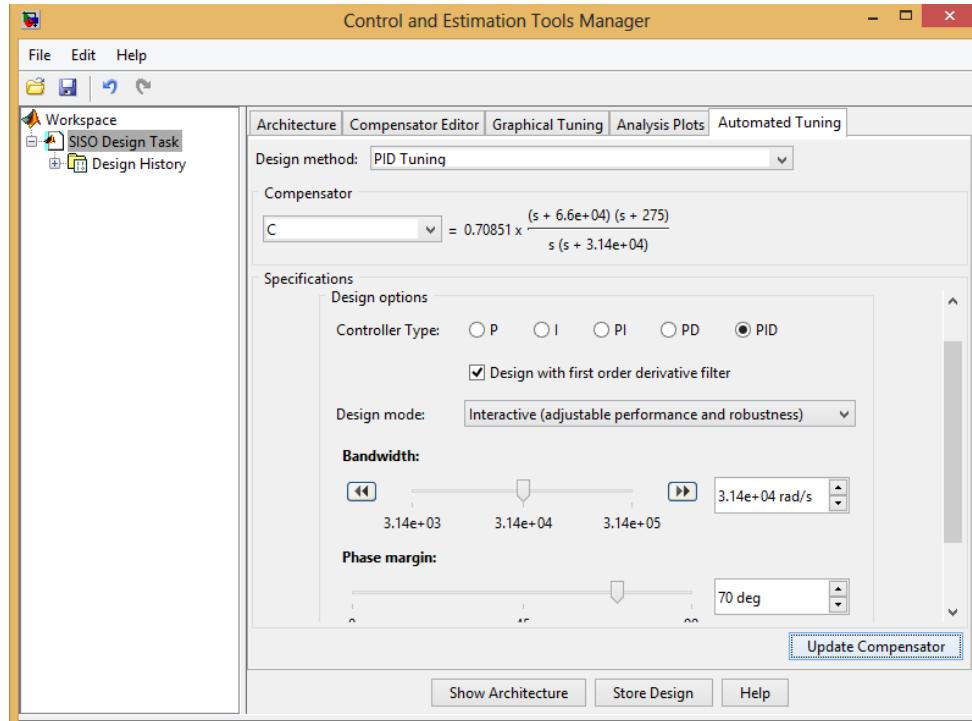


Figura 42- Definindo o compensador do controle do inversor.

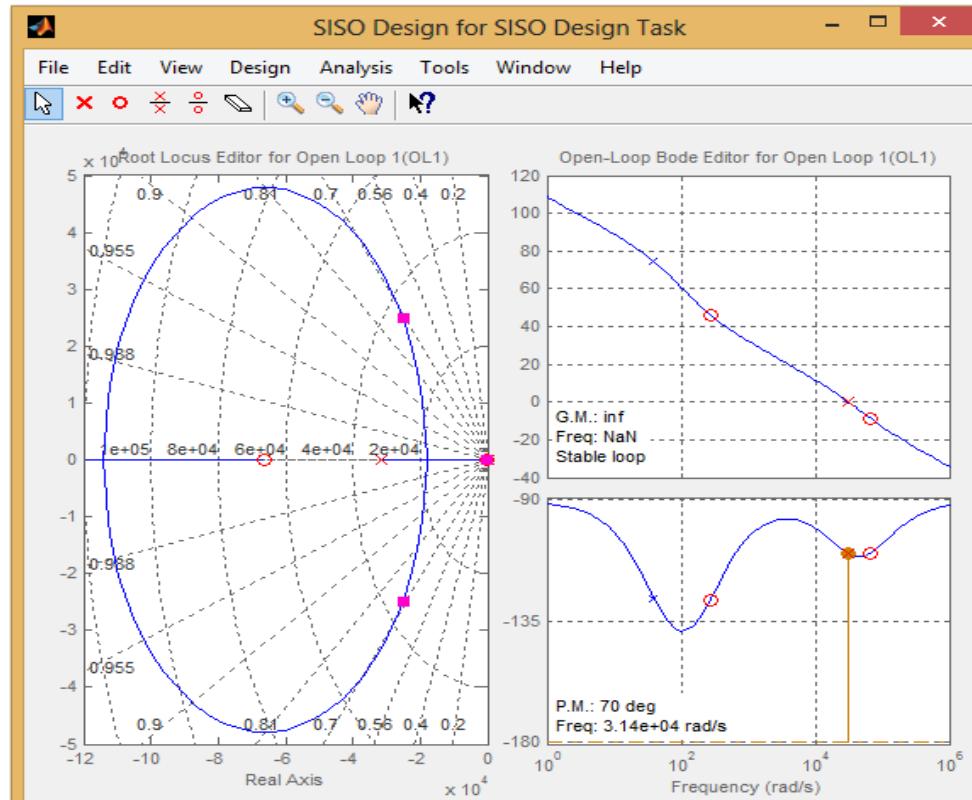


Figura 43- Lugar das raízes e diagrama de Bode do sistema.

A resposta a um degrau do sistema compensado está demonstrada na Figura 44, na qual é possível observar que o *overshoot* apresentou um valor tolerável e o tempo de

acomodação ficou próximo a 20 ms, indicando que o sistema entra em regime permanente em um período consideravelmente rápido, com erro mínimo.

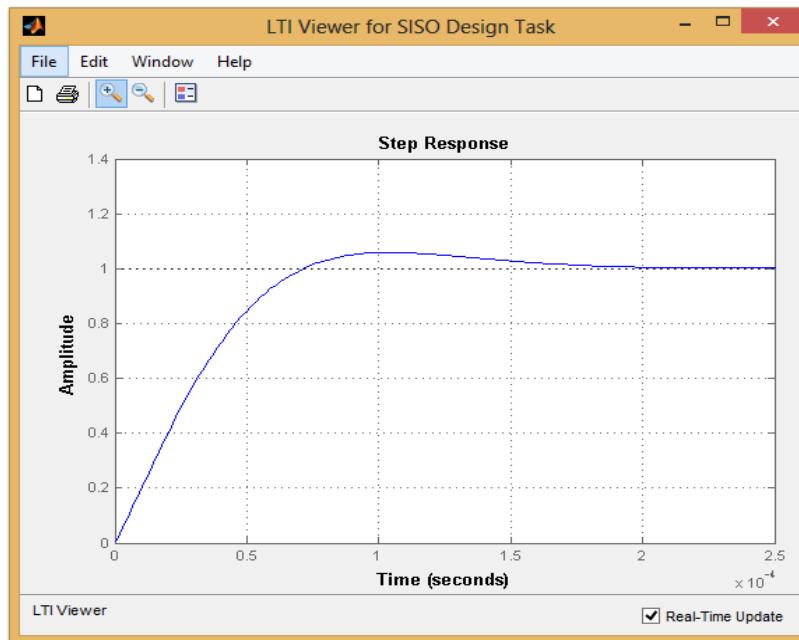


Figura 44- Resposta ao degrau do sistema compensado com PID.

3.8.4 MODULAÇÃO PWM SENOIDAL BIPOLAR

As aplicações feitas com os conversores CC-CA (inversores) carecem de controle ou regulação da tensão nos terminais da carga, e, nesse contexto, o método mais adequado para tal fim é conhecido como modulação PWM senoidal. Este tipo de controle parte de uma comparação entre uma onda moduladora senoidal (de baixa frequência) de referência com uma portadora triangular (de alta frequência) e permite a comutação das chaves em alta frequência [42]. No entanto, todos os métodos de PWM, de forma inerente, geram frequências harmônicas e ruído advindos dos altos valores de dv/dt (semicondutores) e di/dt (transientes de comutação).

Na modulação PWM senoidal bipolar, mostrada na Figura 45, a tensão de saída pode apresentar dois tipos de respostas, são elas: $+V_{CC}$ ou $-V_{CC}$ e, diante dessas condições, esta modulação é também chamada de dois níveis. O seu funcionamento procede da seguinte forma: quando o valor instantâneo da onda moduladora senoidal for maior que

o da onda triangular a tensão resultante será igual a $+V_{CC}$, e quando a onda senoidal for menor que a triangular a tensão de saída será $-V_{CC}$. Quando esta modulação está sendo aplicada ao inversor, um único comando é feito para um par de chaves (S1 e S4) e, para o outro par (S2 e S3), pode-se usar o comando complementar [43].

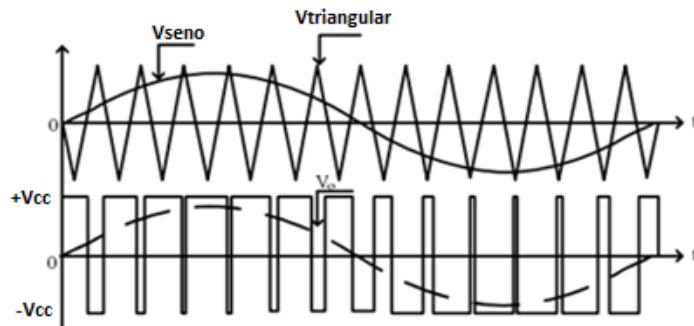


Figura 45- Formas de onda da modulação senoidal bipolar [43].

Os sinais de saída dessa modulação são enviados para os MOSFETs do inversor, os quais, a partir desses sinais de entrada, definem a amplitude e frequência da onda senoidal a ser gerada no barramento ao qual o inversor está conectado. O inversor VSI utilizado neste trabalho é do tipo *full-bridge*, com as seguintes pares de chaves nas diagonais (S1, S4) e (S2, S3) conforme apresenta a Figura 46.

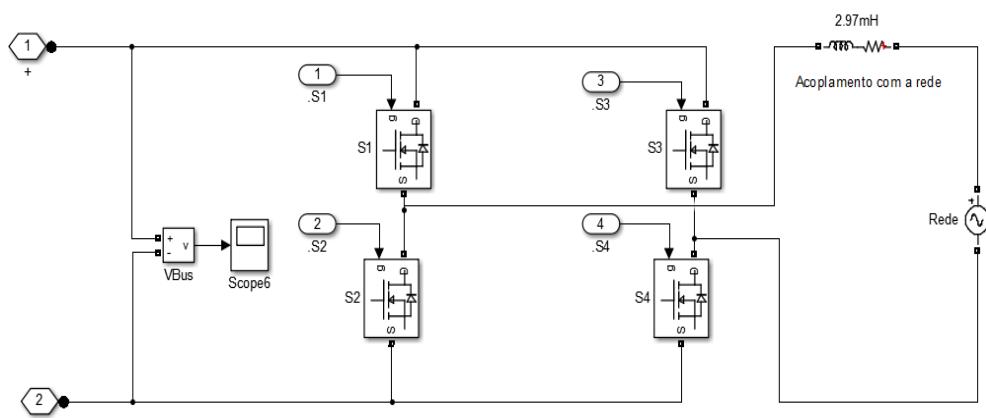


Figura 46- Inversor e indutor de acoplamento implementado no simulink.

A Figura 47 exibe o controle de chaveamento por modulação senoidal bipolar, que recebe o sinal senoidal de referência e compara com o sinal portadora triangular.

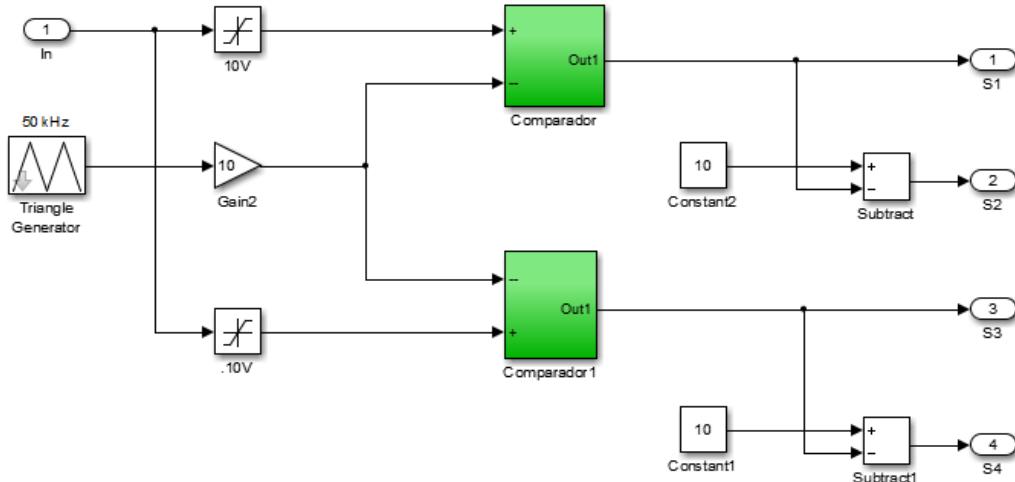


Figura 47- PWM por modulação senoidal bipolar.

3.9 MALHA DE CAPTURA DE FASE (PLL)

A corrente do inversor que é injetada na rede deve estar sincronizada com a tensão da rede elétrica, segundo a exigência da maioria das normas regulatórias. Dentro desse cenário, o objetivo do algoritmo de sincronismo é extrair o ângulo de fase da tensão da rede, sendo capaz de reagir rapidamente as variações da rede elétrica. Atualmente, o algoritmo de sincronismo mais comum é conhecido como técnica PLL (*phase locked loop*). Dessa forma, o sincronismo desempenha um importante papel no controle de inversores conectados à rede [44].

O PLL se encontra na própria biblioteca do *simulink*, porém foi necessário algumas adições ao bloco para sua performance, conforme ilustra a Figura 48.

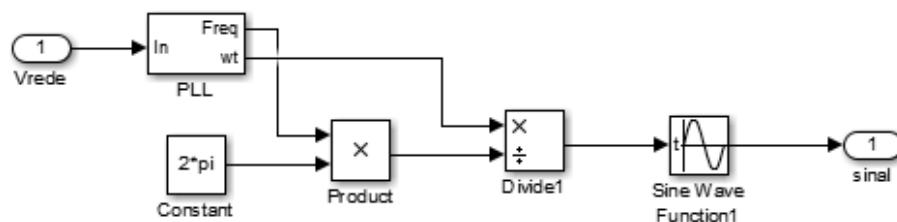


Figura 48- Malha de captura de fase.

A estratégia aplicada é bem simples, a partir da leitura de tensão nos terminais da rede elétrica, tem-se como saída a frequência e a velocidade angular multiplicada pelo tempo ($w \cdot t$) do sinal lido. Em seguida, multiplica-se a frequência por 2π , obtendo-se a velocidade angular (w). Com base nessas manipulações, divide-se o valor de $w \cdot t$ gerado pelo PLL por w , obtendo, portanto, o tempo (t) que será aplicado na função seno. Assim termina a malha de captura de fase implementado ao *Simulink*.

A Figura 49 ilustra o controle completo do inversor do sistema fotovoltaico. Em relação ao compensador proporcional “P”, vale ressaltar que o seu valor correspondente em 0,1 foi obtido pelo método empírico, o qual foi ajustado seu valor até que a tensão do barramento CC atingisse o valor de projeto, ou seja, uma tensão CC de 400V.

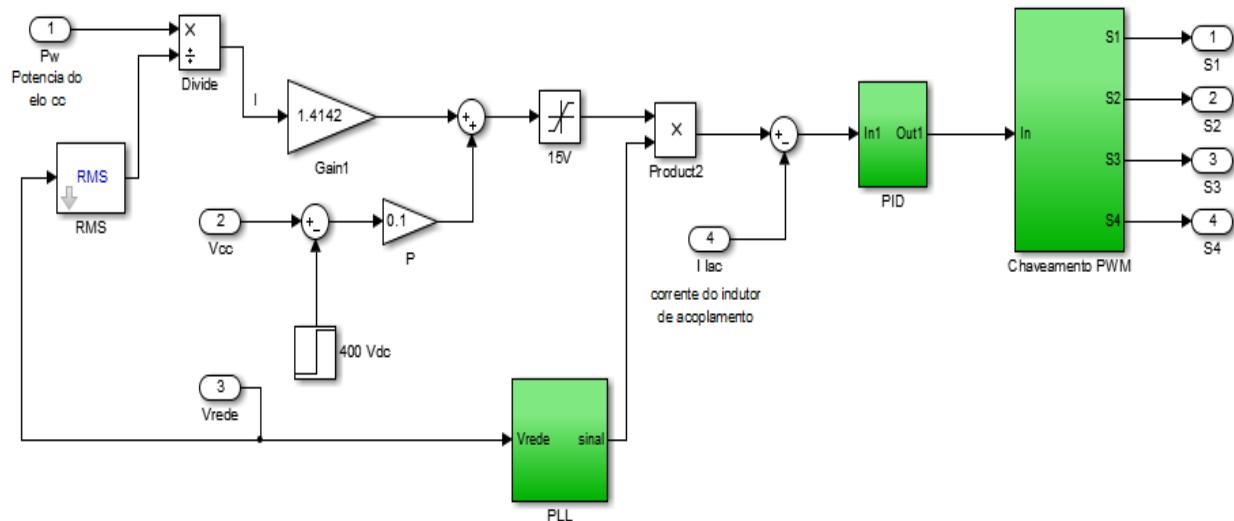


Figura 49- controle do inversor do sistema fotovoltaico.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS COMPUTACIONAIS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste quarto capítulo serão apresentados, inicialmente, a estratégia para determinar a resistência série e os resultados preliminares das partes constituintes do sistema. Na sequência, serão expostos os estudos com o sistema completo.

Nesse sentido, os desenvolvimentos subsequentes serão apresentados a partir de quatro situações distintas. Na primeira delas, serão verificadas as repostas do painel fotovoltaico isolado alimentando uma carga resistiva. Já na 2^a situação, será adicionado o conversor elevador de tensão com o rastreador do ponto de máxima potência (*mppt*), com aplicação do algoritmo P&O (perturba e observa). Em seguida, na 3^a situação, será acoplado um inversor ao sistema (placa-boost), e por seguinte conectar à rede com a ajuda de um circuito de sincronismo, o PLL. Na última e 4^a situação serão analisadas as perturbações ocasionados na rede após a inserção do sistema fotovoltaico ao sistema elétrico.

4.2 ESTRATÉGIA PARA DETERMINAR A RESISTÊNCIA SÉRIE

Como já foi mencionado, a resistência série (R_s) muitas vezes não é fornecida pelo fabricante, e uma das razões para este fato reside na dificuldade em realizar a medição desta grandeza com precisão. Neste trabalho, a resistência série foi determinada através de um *software* livre, denominado *PV-Analysator*. Para sua execução é necessário preencher os seguintes parâmetros de entrada: I_{mp} (corrente máxima de operação), I_{sc} (corrente de curto-circuito), V_{mp} (tensão máxima de operação) e V_{oc} (tensão de circuito aberto). A Figura 50 exibe a interface do programa.

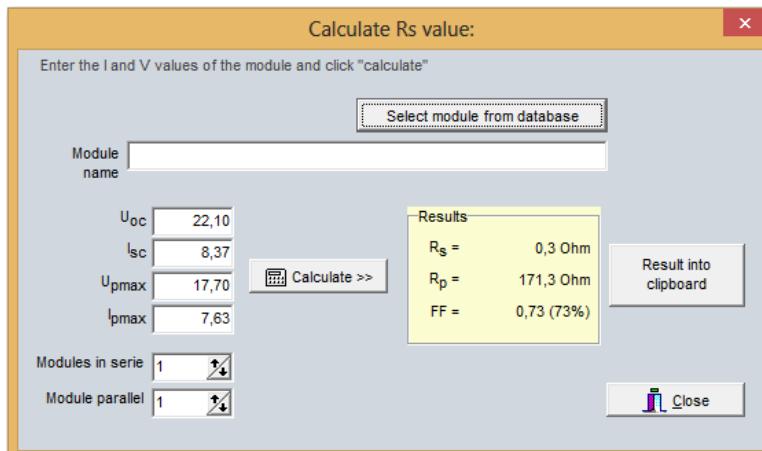


Figura 50- Interface do software PV Analysator.

Dentro deste cenário, caso o sistema estudado opere com mais de um módulo em série, deve-se aplicar uma correção no valor da resistência. Para isso, aplica-se o fator de correção apresentado na equação (53), a qual foi encontrada por meio empírico e testada em outros módulos, apresentando respostas bastantes satisfatórias.

$$F_c = \frac{R_{st}}{\text{num. } R_s} \quad (53)$$

Em que:

- F_c – Fator de correção;
- R_{st} – Resistência série total (Ω);
- R_s – Resistência série de um único módulo (Ω);

Tanto a resistência R_{st} quanto a resistência R_s são determinadas pelo software *PV-Analysator*. A Figura 51 exibe o mecanismo de correção da resistência série implementado no *Simulink*. Nota-se que para o modelo da placa solar KD135SX-UPU do fabricante KYOCERA, o fator de correção para 8 módulos em série corresponde a 0,834. Esta operação tem o intuito de definir o valor total da resistência série do arranjo fotovoltaico, permitindo, então, uma boa correspondência entre as curvas simuladas com as curvas fornecidas pelos fabricantes.

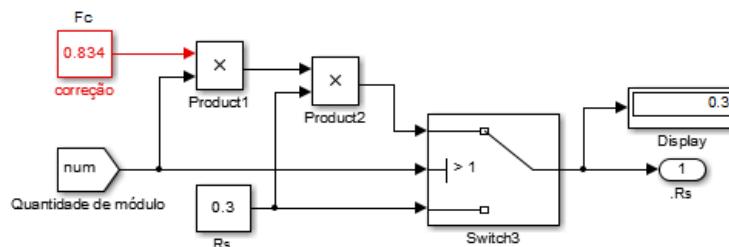


Figura 51- Correção da resistência série.

4.3 1^a SITUAÇÃO – VALIDAÇÃO DO PAINEL SOLAR

Nesta primeira situação, serão analisadas as curvas características I-V e as curvas de potência do módulo. Com a finalidade de validar o modelo, estas serão comparadas com as curvas fornecidas pelo fabricante em sua folha de dados. Como apresentado anteriormente, os parâmetros foram extraídos do *datasheet* de um módulo policristalino do fabricante KYOCERA, modelo KD135SX-UPU, evidenciado na Figura 52.

Especificações Elétricas

Condições Padrões de Teste (*CPT)	
Máxima Potência	135 Watts
Tolerância	+5% / -5%
Voltagem de Máxima Potência	17.7 Volts
Corrente de Máxima Potência	7.63 Amps
Voltagem de Circuito Aberto	22.1 Volts
Corrente de Curto-Círcuito	8.37 Amps
Voltagem Máxima do Sistema	600 Volts
Coeficiente de Temperatura da Corrente (I _{cc})	[5.02 x 10 ⁻³] A/°C
Coeficiente de Temperatura da Voltagem (V _{ca})	[-8.0 x 10 ⁻²] V/°C

*CPT: Irradiação de 1000W / m², Espectro de Massa de Ar 1.5 e Temperatura de Célula de 25°C.

Figura 52- Especificações do módulo sob análise.

Na Figura 53 são apresentadas as curvas da folha de dados do fabricante para cinco níveis de irradiância solar e são mostrados os resultados oriundos das simulações. As curvas foram feitas levando em consideração a temperatura fixa em 25 °C.

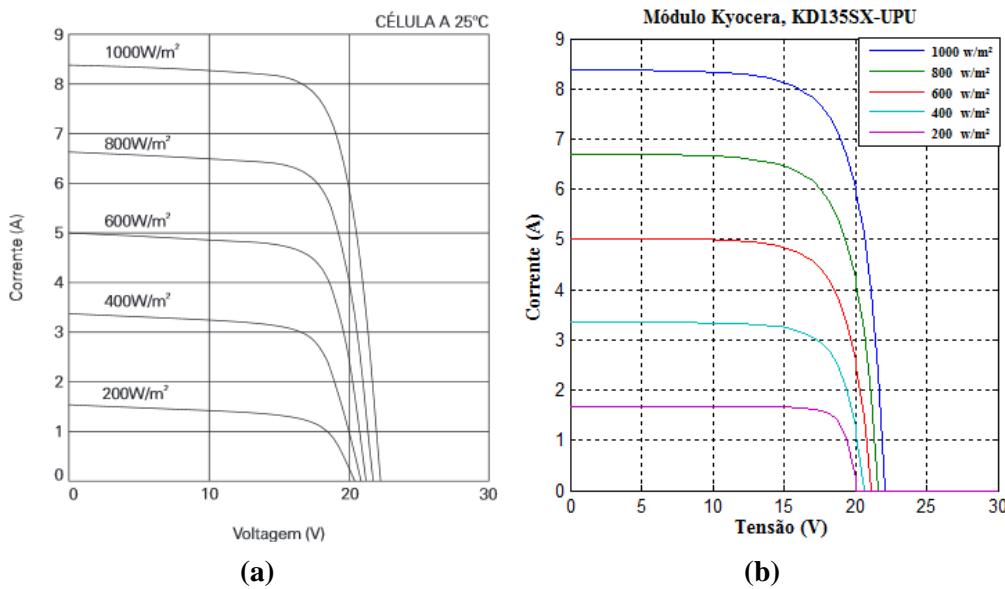


Figura 53- Curva I-V em Vários Níveis de Irradiância: (a) dados fornecidos pelo fabricante; (b) resultados advindos de simulações.

Como pode ser visto na Figura 53, a corrente da célula fotovoltaica é fortemente dependente da radiação solar, enquanto a tensão do módulo é minimamente influenciada por este fator. A Figura 54 apresenta as curvas de potência para vários níveis de irradiação, com a temperatura fixa em 25 °C.

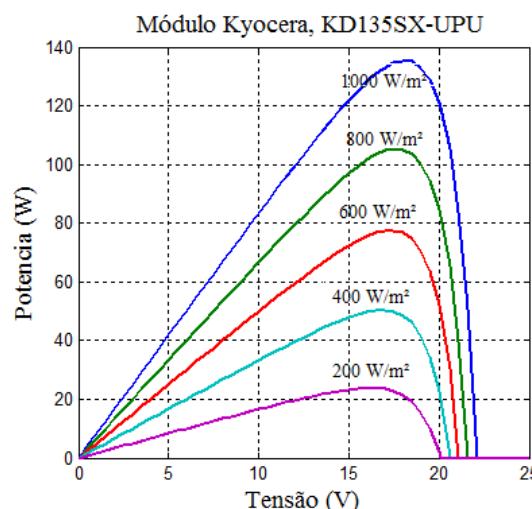


Figura 54- Curva de potência em Vários Níveis de Irradiância.

Conforme ilustra a figura 54, a diminuição da intensidade luminosa acarreta uma redução da eficiência do módulo. A Figura 55 mostra as curvas I-V, em três temperaturas distintas, retiradas da folha de dados do fabricante e as correspondentes curvas geradas pelo modelo desenvolvido no *Simulink*. Neste caso, a irradiância solar manteve-se fixa em 1000W/m² e a temperatura variou em intervalos de 25°C.

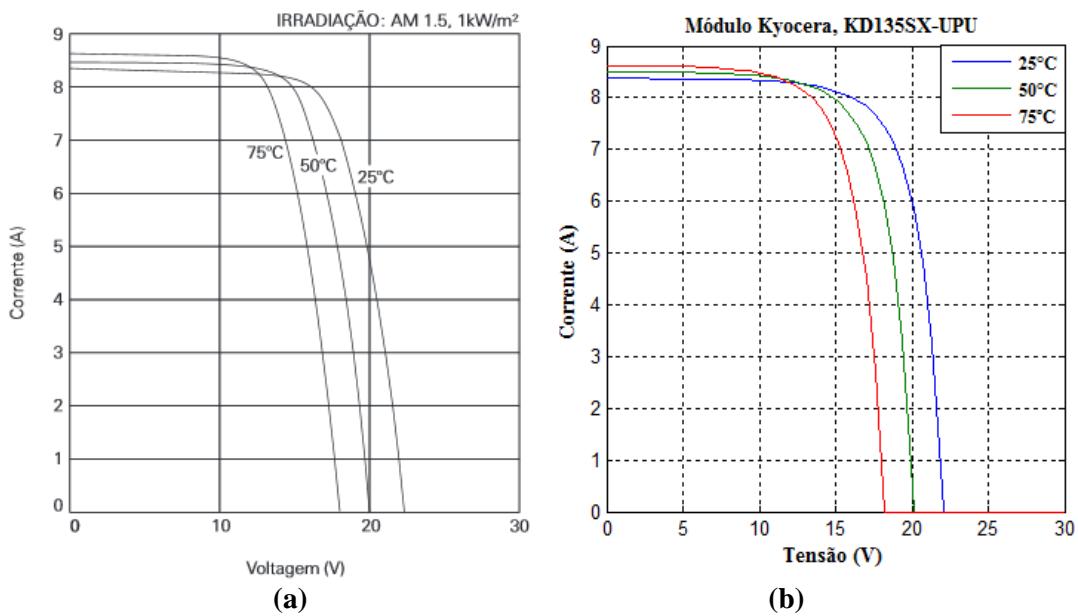


Figura 55- Curva I-V em Três Temperaturas Distintas: (a) dados fornecidos pelo fabricante; (b) resultados advindos de simulações.

Ao contrário do que foi observado quando da variação da irradiância, a corrente sofre pouca influência com a alteração de temperatura, enquanto a tensão apresenta efeito contrário, ou seja, é mais sensível à mudança da temperatura. Percebe-se na Figura 58 que, com o aumento da temperatura, há uma pequena elevação, tanto na corrente de operação (I_{mp}), quanto na corrente de curto-círcuito (I_{sc}), ao mesmo tempo em que há uma mudança considerável na tensão, seja ela de operação (V_{mp}) ou de circuito aberto (V_{oc}). A Figura 56 apresenta as curvas de potência para as três temperaturas distintas com a irradiância fixa em 1000W/m². Observa-se que com o aumento de temperatura a potência fornecida pelo módulo reduz consideravelmente [45-46].

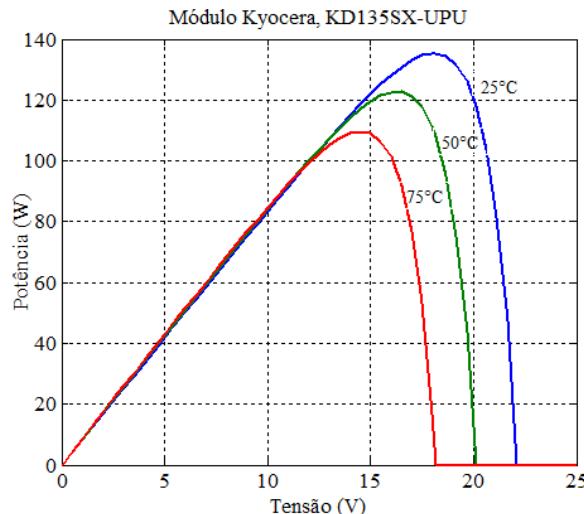


Figura 56- Curva de Potência em Três Temperaturas Distintas.

A fim de verificar quantitativamente o modelo do módulo solar, a Tabela 3 apresenta uma comparação entre os valores obtidos pela simulação com os dados fornecidos pelo fabricante, na condição de 1000W/m², em 25°C.

Tabela 3- Comparação entre os dados do fabricante (Kyocera KD135SX-UPU) e a simulação

Dados do Fabricante	Resultados da simulação	Erro (%)
V_{mp}	17,7 V	17,95 V
V_{oc}	22,1 V	22,1 V
I_{mp}	7,63 A	7,541 A
I_{sc}	8,37 A	8,37 A
$P_{máx}$	135 W	135,36 W

Diante dos resultados evidenciados na Tabela 3, nota-se que as respostas da simulação encontram-se um pouco diferente dos dados expostos pelo fabricante, mas vale destacar que o fabricante fornece uma tolerância de $\pm 5\%$ na variação dos resultados. Logo, a simulação está dentro dos padrões estipulados. Os resultados gráficos apresentados até este momento, advindos de simulação computacional, foram gerados a partir de um único módulo fotovoltaico. No entanto, neste trabalho, o arranjo escolhido é

composto por oito módulos ligados em série, ou seja, trata-se de apenas uma *string* de oito módulos.

Módulos são colocados em série até que se alcance a tensão desejada. Ressalta-se que o modelo desenvolvido permite a simulação de um arranjo completo, bastando, para isso, fornecer a quantidade de módulos a serem colocados em série. Para tanto, na modelagem deve-se inserir a quantidade de módulos nos campos V_{mp} , V_{oc} e na constante β (coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto) conforme pode ser vislumbrado nas Figuras 57 e 58.

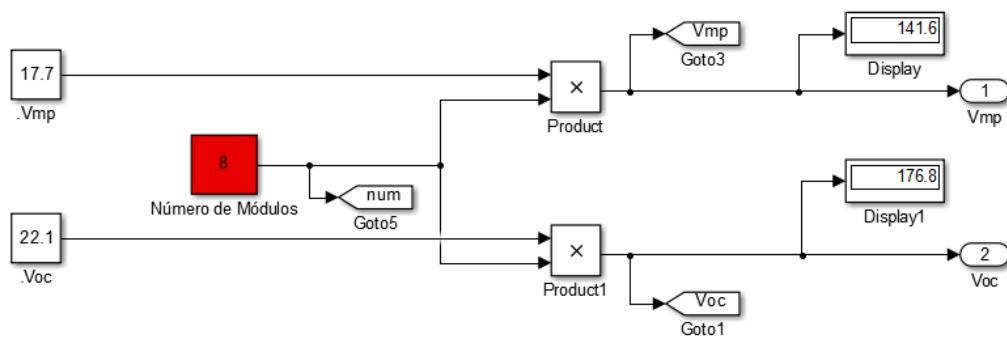


Figura 57- Correção na tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico.

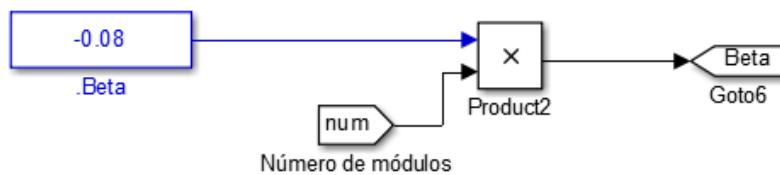


Figura 58- Correção da constante β .

Na Figura 59 são exibidas as características de tensão versus corrente e a curva de potência de todo o arranjo fotovoltaico nas condições de 1000 W/m^2 e 25°C . Foram constatadas uma corrente de curto-círcuito de $8,37 \text{ A}$ e uma tensão de circuito aberto igual a $176,8 \text{ V}$. A potência do arranjo também atingiu uma resposta bastante satisfatória, correspondendo exatamente a 1080 W , o qual era o valor esperado.

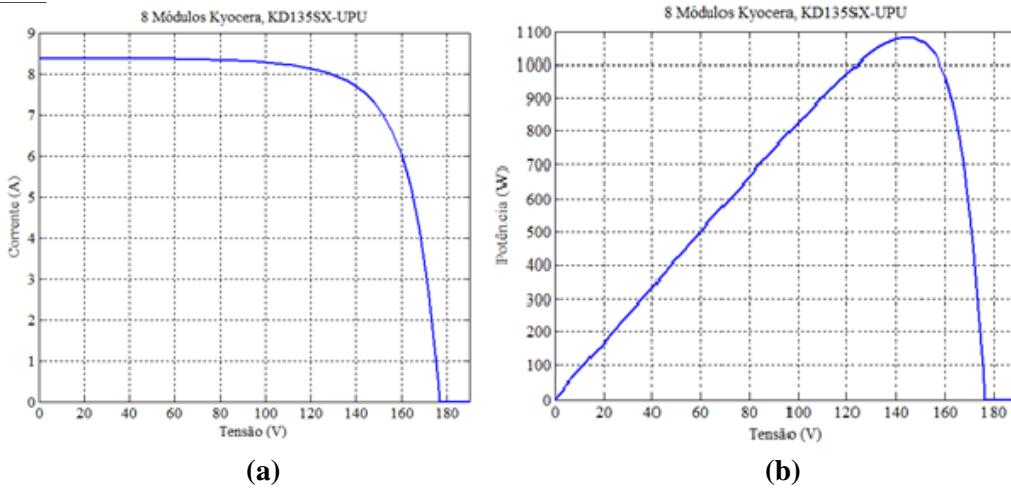


Figura 59- Operação equivalente a oito módulos: (a) Curva I-V; (b) Curva de potência.

4.4 2^a SITUAÇÃO – PAINEL SOLAR CONECTADO AO *BOOST*

O sistema fotovoltaico opera sem rastreamento do ponto de máxima potência, quando nenhum algoritmo é aplicado para controlar a variação do ciclo de trabalho (D) na chave (*MOSFET* ou *IGBT*) do conversor CC-CC. O algoritmo escolhido foi o método Pertuba e Observa (P&O), o qual tem sido amplamente utilizado devido à sua estrutura simples de controle e necessidade de poucos parâmetros para realizar o MPP (Máximo Ponto de Potência). A fim de verificar o efeito do *MPPT*, alguns casos de testes serão implementados sob diferentes condições de irradiância e temperatura, para verificar o comportamento de tensão, corrente e potência de saída do arranjo e, além disso, averiguar a atuação do controle. A Figura 60 mostra a variação da irradiação solar de 1000 W/m² a 200 W/m² para a temperatura fixa em 25°C.

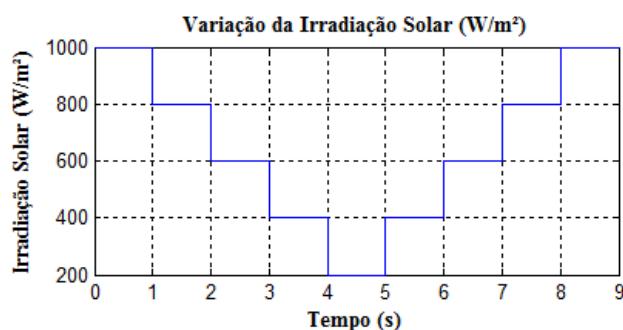


Figura 60- Variação da Irradiação Solar (S).

Diante da variação da irradiação sobre os módulos solares, constata-se que quando há uma diminuição da irradiação, tanto a corrente, quanto a tensão de saída do arranjo fotovoltaico (constituída por uma *string* de 8 módulos em série) apresentaram uma redução em suas magnitudes, conforme evidenciado nas Figuras 61.(a) e 61.(b). Consequentemente, nesta situação a potência fornecida pelo arranjo à carga sofrerá um decaimento e, caso contrário, se a irradiação sofrer uma elevação em sua magnitude, a potência entregue será maior, conforme visto na Figura 62.

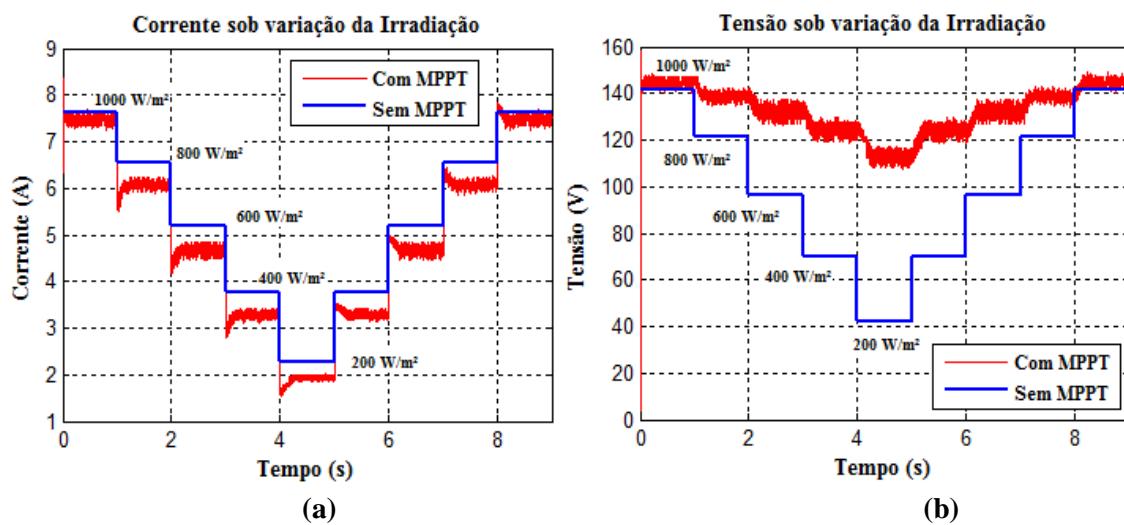


Figura 61- Efeito sob a variação da Irradiação: (a) Corrente; (b) Tensão.

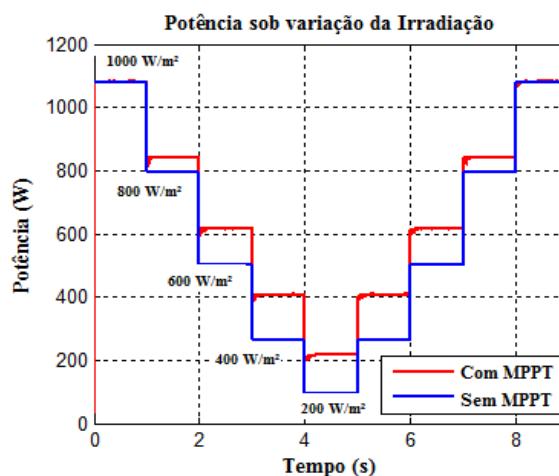


Figura 62- Potência sob a variação da Irradiação.

Nota-se que os resultados com a utilização do *MPPT P&O* apresentaram um melhor rendimento em relação às respostas sem controle. Como se observa na Figura

61.a, a corrente do arranjo FV sem o *MPPT* é maior e, na Figura 61.b, a tensão FV sem *MPPT* é menor. Isso se deve ao fato da carga utilizada não ter sido ajustada para cada variação de irradiância, o que não é necessário caso se utilize o P&O. O algoritmo de controle do conversor *boost* é de extrema importância para o sistema, porque tem a função de ajustar a tensão e a corrente do arranjo fotovoltaico, para extrair a máxima potência de acordo com a variação da irradiância e temperatura. A Tabela 4 mostra as potências equivalentes para cada situação de irradiação para uma temperatura fixa em 25°C, de acordo com a Figura 62.

Tabela 4- Comparação das Potências Para Diferentes Níveis de Irradiações.

Irradiação (W/m ²)	Potência (W)	
	Com <i>MPPT</i>	Sem <i>MPPT</i>
1000	1080,36	1080,36
800	843,98	793,51
600	618,89	502,92
400	409,46	261,53
200	218,67	94,43

Vale ressaltar que os resultados apresentados sob a variação da irradiação, foram feitas para um único valor de carga, para tanto, usou-se uma carga resistiva de 18,552 ohm, que é responsável por extrair a potência máxima dos 8 módulos para a condição de $S = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$. Ao analisar a situação de $S = 1000 \text{ W/m}^2$ na Tabela 4, nota-se que a potência com *MPPT* e sem *MPPT* apresentaram o mesmo resultado, o que era o esperado, pois o valor de carga escolhida é equivalente para as condições de operação de máxima potência, logo para esta situação não precisaria da aplicação do algoritmo rastreador de máxima potência. A Figura 63 exibe a atuação do controle P&O, observa-se que o controle (em vermelho) acompanha a tensão de referência (V_{ref}) na tentativa de trabalhar no ponto de máxima potência para as respectivas situações.

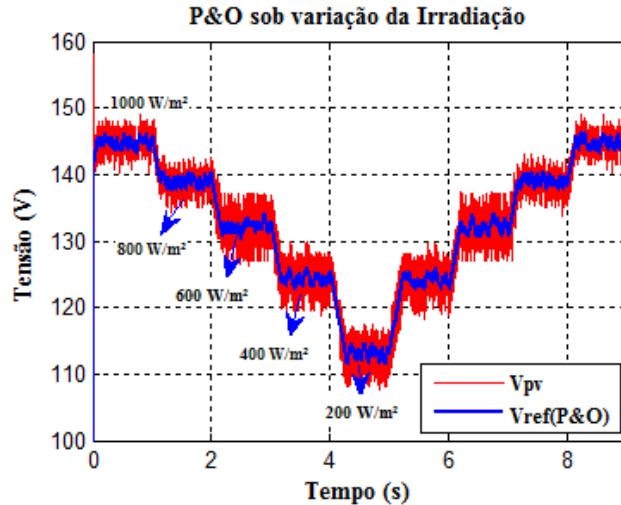


Figura 63- Atuação do P&O sob variação da irradiação.

Na Figura 64 mostra a variação da temperatura de 75°C a 0°C para a irradiação solar fixa em 1000 W/m².

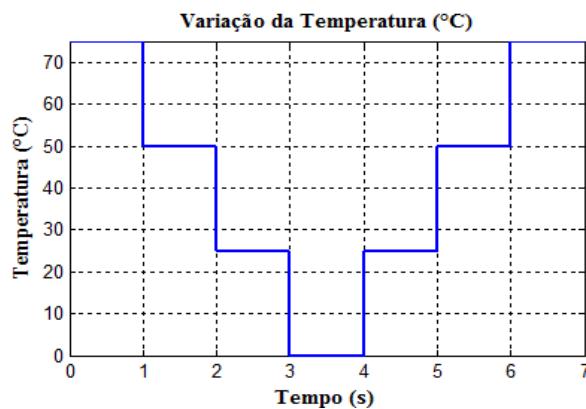


Figura 64- Variação da Temperatura.

No que tange a variação de temperatura, os módulos solares não sofrem tanta influência em sua operação quanto na variação da irradiação. Ao contrário da variação da irradiação, o decaimento de temperatura resulta em amplitudes de tensão e corrente cada vez maiores, como ilustra as Figuras 65.a e 65.b. O motivo deste comportamento é devido às células solares serem formadas basicamente por materiais semicondutores e, assim, em elevadas temperaturas a sua eficiência e vida útil reduz drasticamente. Em outras palavras, a resistência série do circuito equivalente da célula solar aumenta com a elevação da temperatura. Percebe-se na Figura 68.a que a corrente de saída do módulo

com *MPPT* é praticamente a mesma para todas as situações de temperatura, ou seja, a corrente é pouco sensível à variação de temperatura.

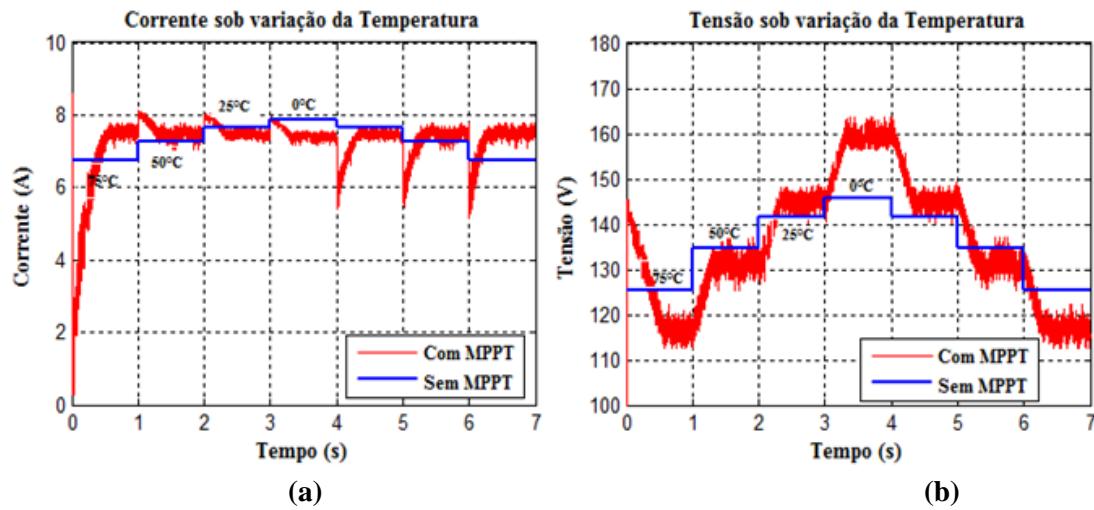


Figura 65- Efeito sob a variação da Temperatura: (a) Corrente; (b) Tensão.

A Figura 66 apresenta a potência fornecida pra carga ($R = 18,552$ ohm), para diferentes níveis de temperatura, e quando mais distante da condição de referência ($T = 25^\circ\text{C}$), o algoritmo *MPPT P&O* mostra-se mais eficiente, uma vez que, sua lógica garante o rastreamento e a operação do ponto de máxima potência.

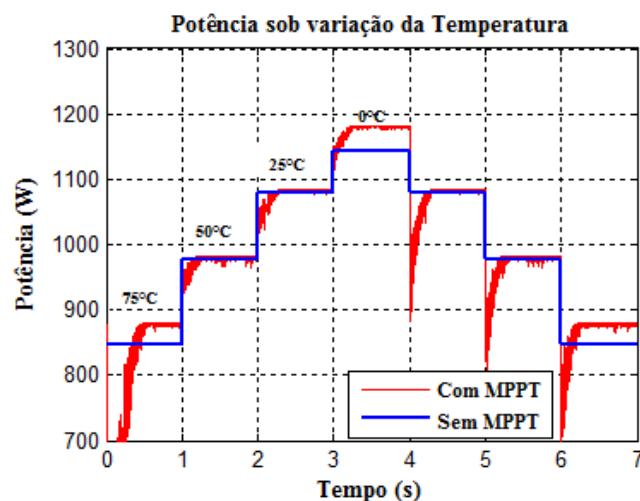


Figura 66- Potência sob a variação da Temperatura.

A Tabela 5 mostra as potências equivalentes para cada situação de temperatura para uma irradiação fixa em 1000 W/m^2 , conforme ilustrado na Figura 66.

Tabela 5- Comparação das Potências Para Diferentes Níveis de Temperatura.

Temperatura (°C)	Potência (W)	
	Com MPPT	Sem MPPT
0°	1181,6	1143,19
25°	1080,36	1080,36
50°	976,49	976,49
75°	879,11	845,65

De maneira quantitativa, a Tabela 5 exibe os resultados do arranjo fotovoltaico em fornecer a máxima potência diante das variações de temperatura com a implementação do algoritmo *P&O* (*perturb and observe*). A Figura 67 exibe atuação do controle do algoritmo *P&O* para diferentes valores de temperatura. A resposta foi bastante satisfatória, já que a tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico (V_{pv}) consegue acompanhar a tensão de referência (V_{ref}) gerada pelo *MPPT*.

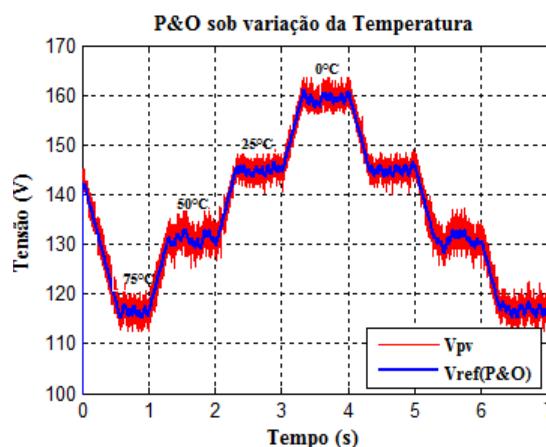


Figura 67- Atuação do P&O sob variação da temperatura.

Ao analisar os resultados das potências evidenciados nas Figuras 62 e 66, percebe-se que o sistema fotovoltaico sob a influência do *MPPT* tem a capacidade de fornecer mais potência para a carga resistiva se comparada com a situação sem *MPPT*.

Com o intuito de apresentar a atuação do *MPPT P&O* no arranjo fotovoltaico de uma forma mais detalhada, a Figura 68 exibe o comportamento do controle para situação de irradiância de 1000 W/m² e temperatura de 25°C. A operação do controle consiste na

captação do sinal de tensão (V_{pv}) e corrente (I_{mp}), e durante a realização da lógica do método P&O, tem-se como resposta de saída um sinal de referência (V_{ref}), que a cada 0,01s é perturbado intencionalmente em $\pm 0,5V$ na tentativa de rastrear o ponto de máxima potência.

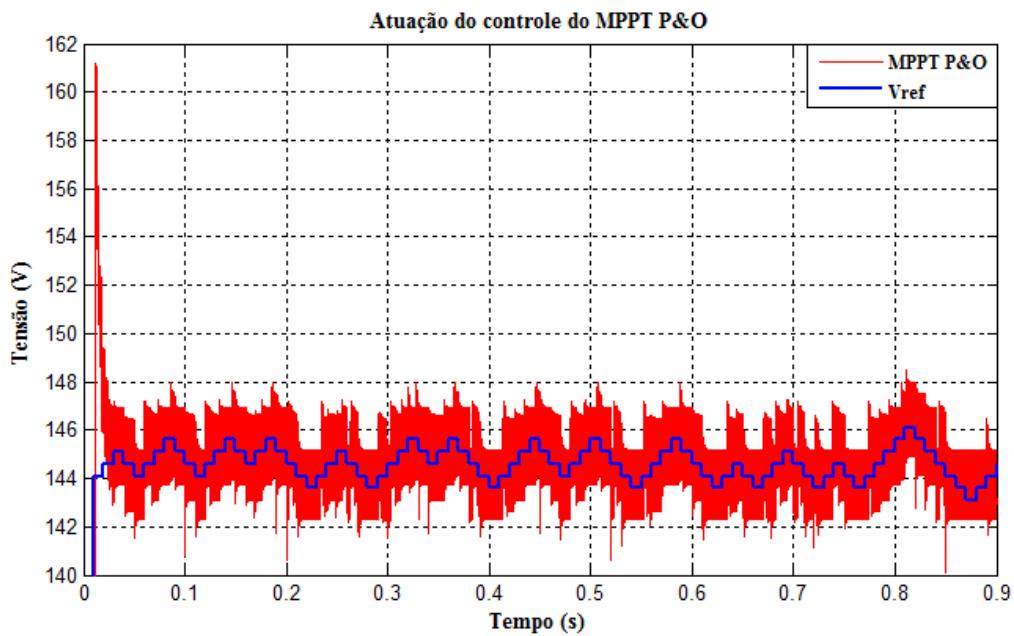


Figura 68- Atuação do MPPT P&O no arranjo fotovoltaico.

A Figura 69 mostra o arranjo computacional do conversor *boost* ligado ao modelo gerador fotovoltaico, porém na saída do conversor *boost* não está conectada mais a fonte de 400V, e sim uma carga responsável em drenar toda potência do arranjo fotovoltaico.

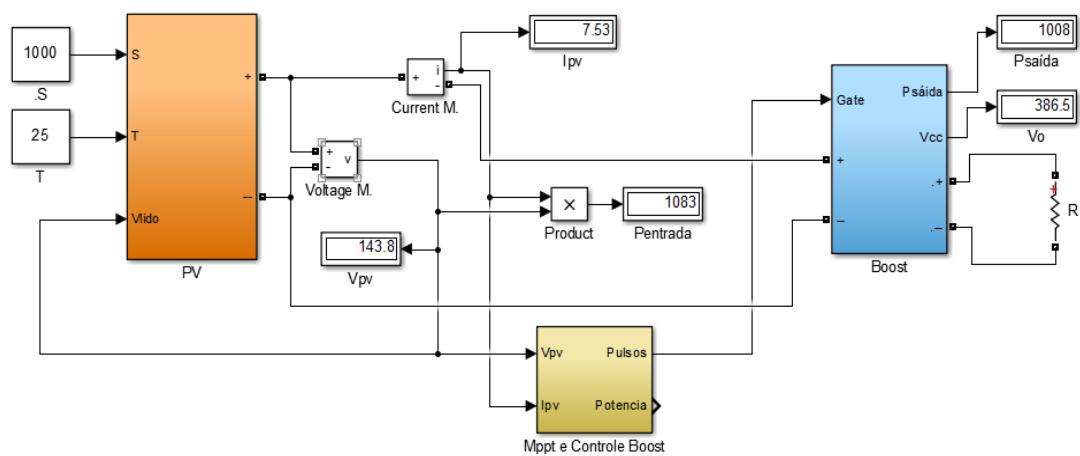


Figura 69- Arranjo fotovoltaico conectado ao *boost* para máxima potência.

O valor da carga corresponde a 148,15 ohms, conforme descreve a equação (54).

Uma vez que a potência total fornecida pelo arranjo fotovoltaico corresponde a 1080W e com a tensão de projeto do elo CC de 400V, tem-se:

$$R = \frac{V_o^2}{P} = \frac{400^2}{1080} = 148,15 \Omega \quad (54)$$

A Figura 70 ilustra a tensão de entrada e saída do conversor CC-CC, e percebe-se que a tensão de saída do *boost* não atinge os 400V como foi planejado. Tal comportamento se estabelece pelo *boost* ter sido projetado para controlar a tensão e corrente de sua entrada, sendo assim, a responsabilidade em controlar a tensão do elo CC cabe ao inversor.

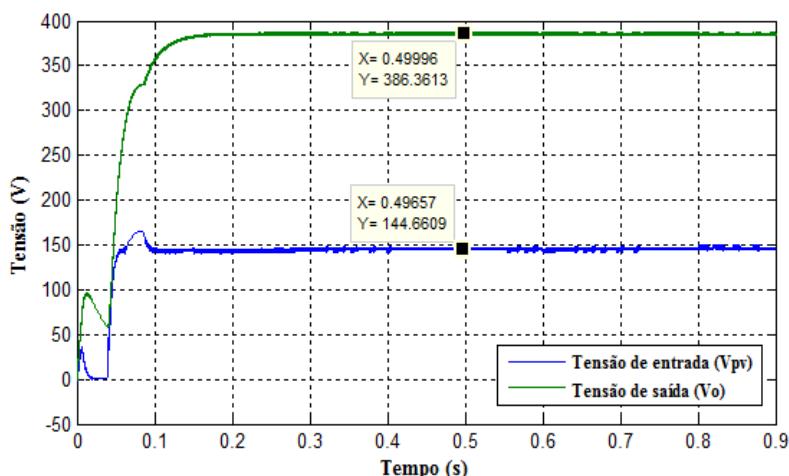


Figura 70- Tensão na entrada e saída do *boost*.

Vale ressaltar que na Figura 70, a tensão de entrada não satisfez aos 141,6V, que corresponde à tensão de 8 módulos ligados em série. A tensão ficou um pouco acima do esperado, pois a modelagem dos painéis solares apresentou uma pequena diferença, conforme foi evidenciado na Tabela 3. Já a Figura 71 apresenta a potência de saída do *boost* em torno dos 1009W (lembrando que a potência de entrada corresponde a 1080W), ou seja, houve perdas de potência por condução e chaveamento no conversor. Vale

destacar que o rendimento do conversor *boost* foi praticamente 93%, que corresponde ao valor admitido durante o projeto do conversor.

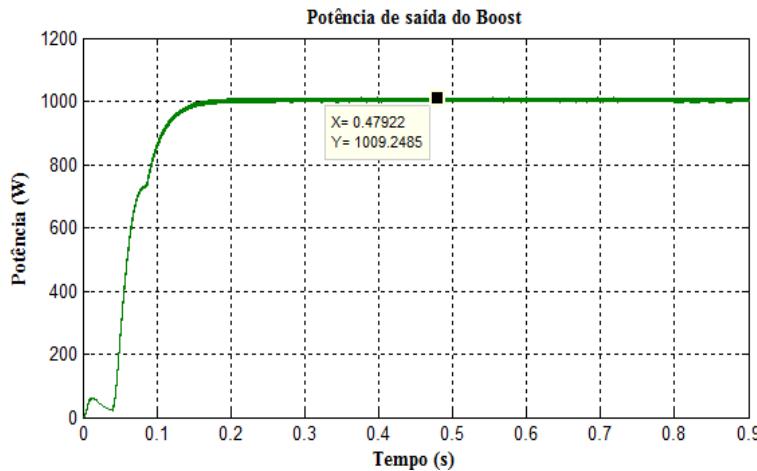


Figura 71- Potência de saída do conversor *boost*.

Para analisar a eficiência do rastreamento do ponto de máxima potência, plotou-se um gráfico comparando a potência com *mppt* (lido) e a potência nominal do sistema para cada condição de irradiância, mantendo a temperatura constante em 25°C, conforme apresenta a Figura 72.

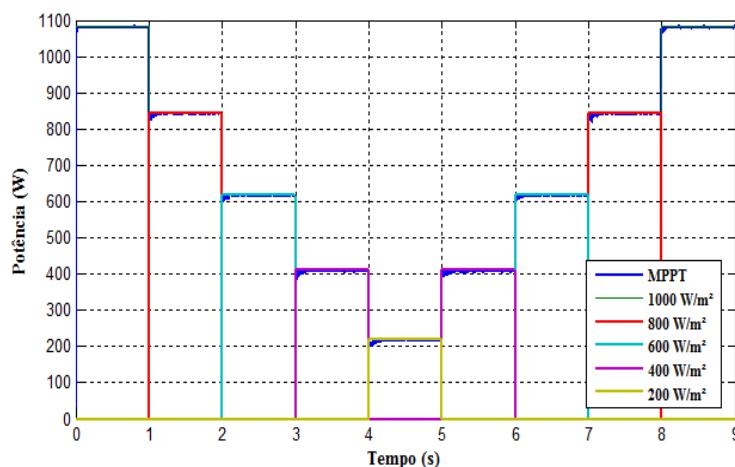


Figura 72- Atuação do MPPT sob variação da irradiância.

O resultado evidenciado na Figura 72 mostrou-se bastante satisfatório, visto que, o método *mppt P&O* conseguiu acompanhar a potência máxima para cada condição de irradiância. Diante desta conjuntura, com o objetivo de comprovar a eficácia do *mppt*

implementado, a Figura 73 evidencia o rendimento do caso analisado pela Figura 72.

Observa-se que em todas situações de irradiância a resposta manteve-se próximo a 100%.

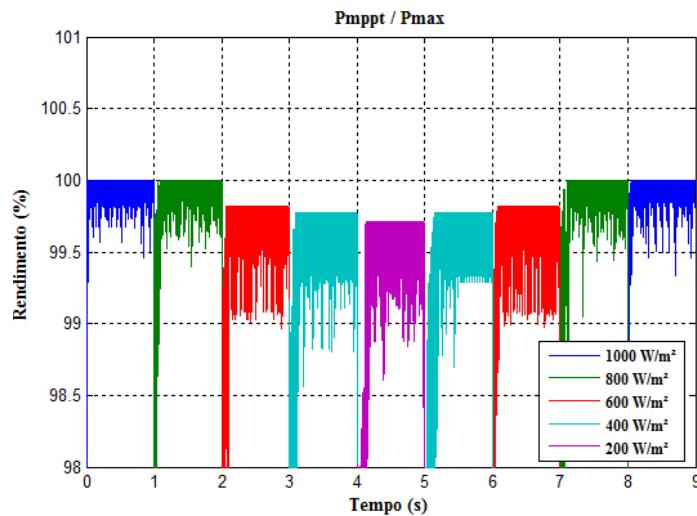


Figura 73- Rendimento do MPPT.

4.5 3^A SITUAÇÃO- SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

Assim explorado o assunto sobre painéis fotovoltaicos conectado ao boost com o intuito de elevar a tensão em torno dos 400 V, parte-se finalmente para a conexão deste sistema (placa-boost) ao conversor CC-CA, conhecido mais precisamente como inversor. Tal componente será do tipo VSI (*Voltage Source Inverter*), que juntamente com o PLL (*phase locked loop*) são essenciais para a conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica. Lembrando que, a malha de captura de fase ou PLL, é um sistema de realimentação em que o sinal de realimentação é usado para sincronizar a frequência instantânea do sinal de saída com a frequência instantânea do sinal de entrada.

A Figura 74 exibe o sistema fotovoltaico completo implementado no MATLAB/Simulink®, o qual é composto principalmente pelo arranjo fotovoltaico, conversor *boost*, inversor de tensão e seus respectivos controles.

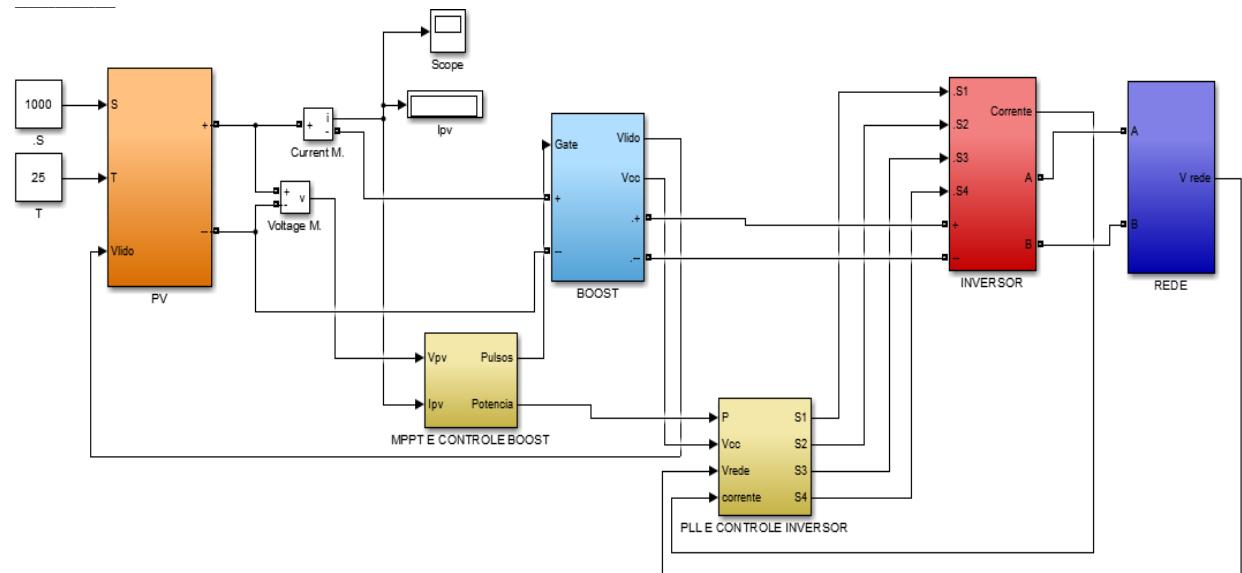


Figura 74- Sistema fotovoltaico implementado no Simulink.

Com o intuito de comprovar que a malha de tensão de controle implementado ao inversor é responsável em controlar a tensão do barramento CC, a Figura 75 exibe a tensão do elo CC próximo aos 400 V.

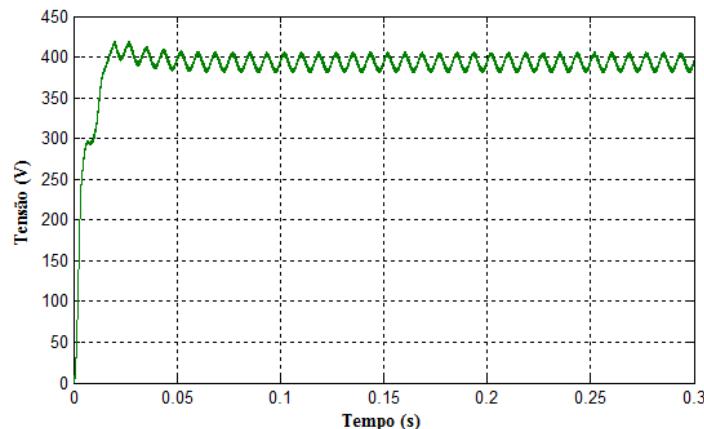


Figura 75- Tensão do barramento CC controlado pelo inversor.

A corrente de saída do inversor que é injetada na rede deve estar sincronizada com a tensão da rede, conforme a maioria das normas regulatórias exige [41]. Para tanto, o circuito de sincronismo PLL será testado na condição que a tensão da rede se encontrará defasada em 180° da tensão de referência gerada pelo PLL, como mostra na Figura 76.

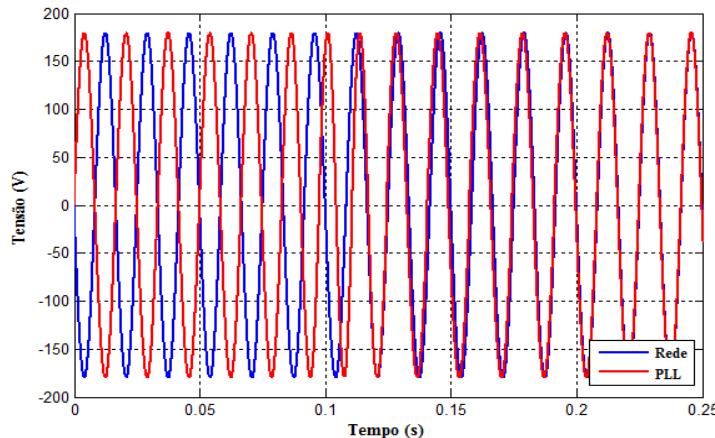


Figura 76- Atracamento em fase do PLL ao sinal da rede.

Diante da ilustração da Figura 76, nota-se que o circuito de sincronismo gastou em torno de 0,2s para atracar com o sinal da rede. Além disso vale ressaltar que, o sinal de referência gerada pelo PLL são geralmente limitados em 1 V, neste caso, foi multiplicado um ganho correspondente ao valor de pico da rede com o intuito de facilitar na avaliação dos sinais. Para a possível conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica além da utilização do PLL, também é necessário conectar um elemento que tem a capacidade de acoplar o inversor VSI, o qual se comporta como uma fonte de corrente, ao sistema elétrico que similarmente se comporta como fonte de tensão.

Afim aqui posto, para que o conversor opere com conexão à rede de distribuição, é necessário somente um indutor de saída para os conversores do tipo fonte de tensão (VSI), de forma a controlar a injeção de corrente, enquanto um filtro CL para inversores do tipo fonte de corrente (CSI- *Current Source inverter*) [47] conforme apresenta a Figura 77.

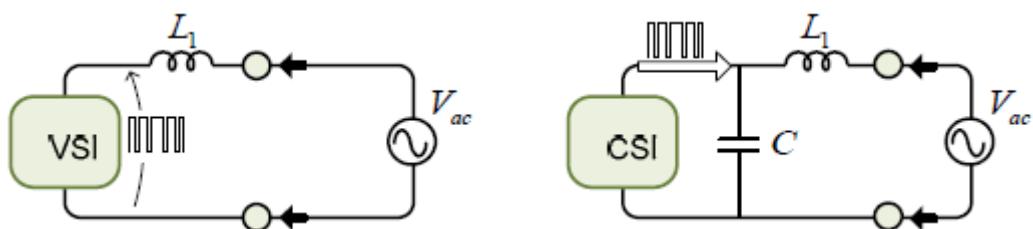


Figura 77- Característica de saída dos conversores em conexão com à rede [48].

Neste presente trabalho será utilizado apenas um indutor para realizar o acoplamento. As figuras 78 e 79 mostram as tensões antes e depois do indutor de acoplamento, e percebe-se que o sinal de tensão antes do indutor se encontra “modulada”, tal fato se evidencia por este sinal ter sido gerado através da modulação PWM senoidal. Enquanto após o indutor de acoplamento, o sinal de tensão se encontra perfeitamente senoidal, pois o mesmo também exerce o papel de um filtro harmônico.

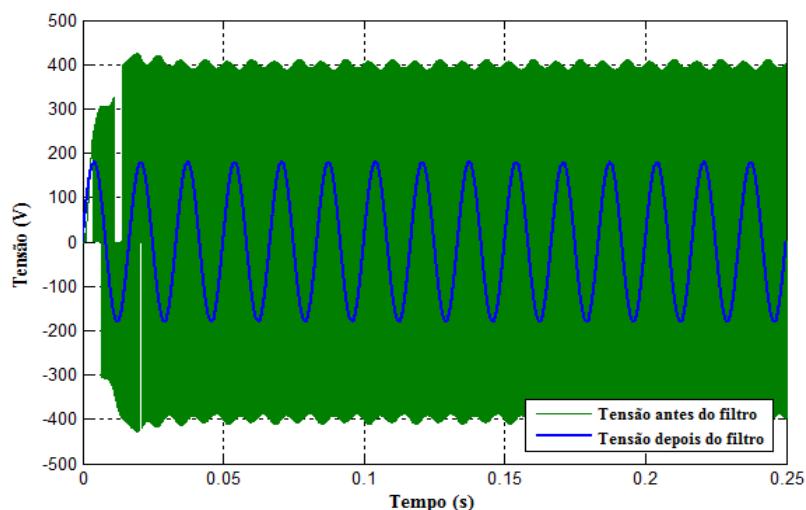


Figura 78- Tensão antes e depois do indutor de acoplamento.

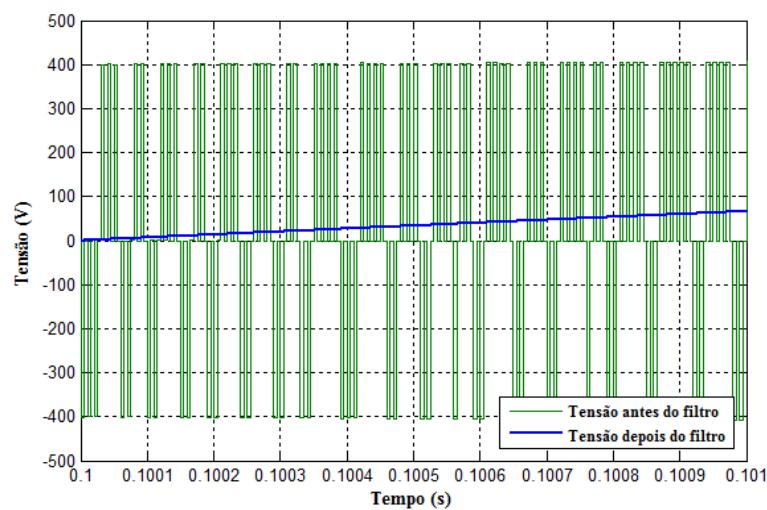


Figura 79- Zoom nas tensões antes e depois do indutor de acoplamento.

Após analisarmos o desempenho do circuito de sincronismo PLL, e do indutor de acoplamento do sistema fotovoltaico à rede elétrica, finalmente segue-se para a etapa da

avaliação da corrente sendo injetada ao sistema elétrico. A Figura 80 apresenta a corrente injetada em fase com a tensão da rede, sendo assim o fator de potência unitário.

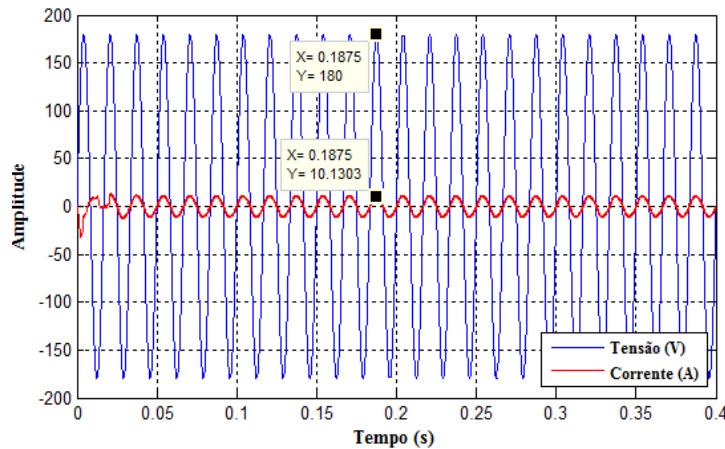


Figura 80- Corrente de saída do inversor em fase com a tensão da rede.

A corrente elétrica apresentou um valor eficaz de 7,709 Ampère, resultado o qual, foi bastante próximo ao valor estipulado no projeto do indutor de acoplamento. Afim de verificar a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico à rede elétrica, a Figura 81 ilustra a injeção de potência ativa ao sistema em torno de 983.5W, lembrando que a configuração dos módulos fotovoltaicos foram projetados para fornecer 1080 Wpico, deste modo, o sistema apresenta um rendimento de 91%.

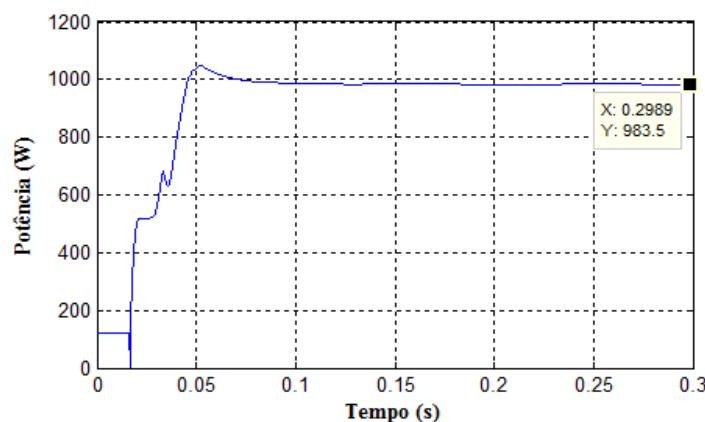


Figura 81- Potência Ativa injetada pelo sistema fotovoltaico.

Apesar do controle do inversor, especialmente a malha de corrente, ter sido projetado para impor o sistema fotovoltaico a operar com fator de potência unitário, o

mesmo não se encontra em seu valor unitário, pois há uma pequena defasagem entre a tensão e corrente. As Figuras 82 e 83 apresentam, respectivamente, a potência reativa injetada à rede em torno de 44,67 Var e o fator de potência correspondente a 0,999. Os picos em ambos os gráficos se devem ao controle do MPPt P&O não ter estabilizado na tensão de referência durante o rastreamento do ponto de máxima potência.

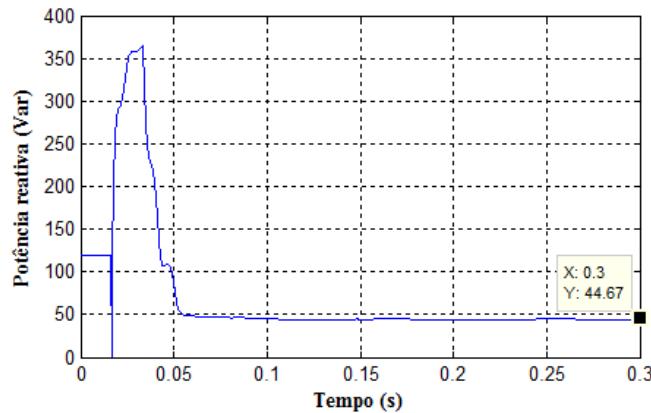


Figura 82- Potência Reativa injetada pelo sistema fotovoltaico.

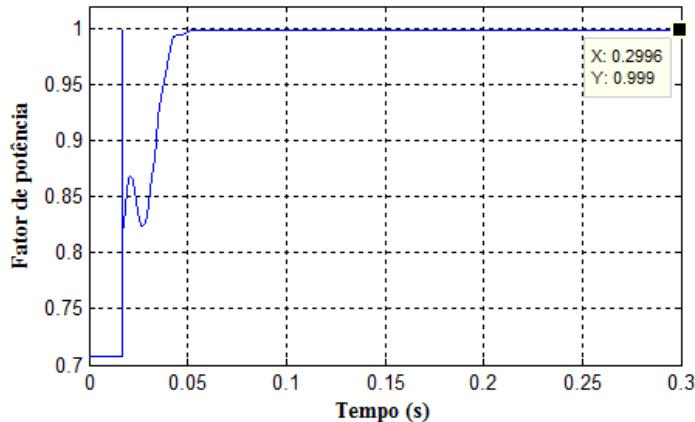


Figura 83- Fator de potência do arranjo fotovoltaico

A respeito da injeção harmônica de corrente provocada por esta geração distribuída, o mesmo se encontra dentro dos limites recomendados pela norma NBR 16149 (2013), que estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição de energia elétrica, cujo a distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração distribuída. A distorção harmônica total de corrente (DTI) gerado pelo sistema fotovoltaico correspondeu a 4,59% conforme ilustra a Figura 84.

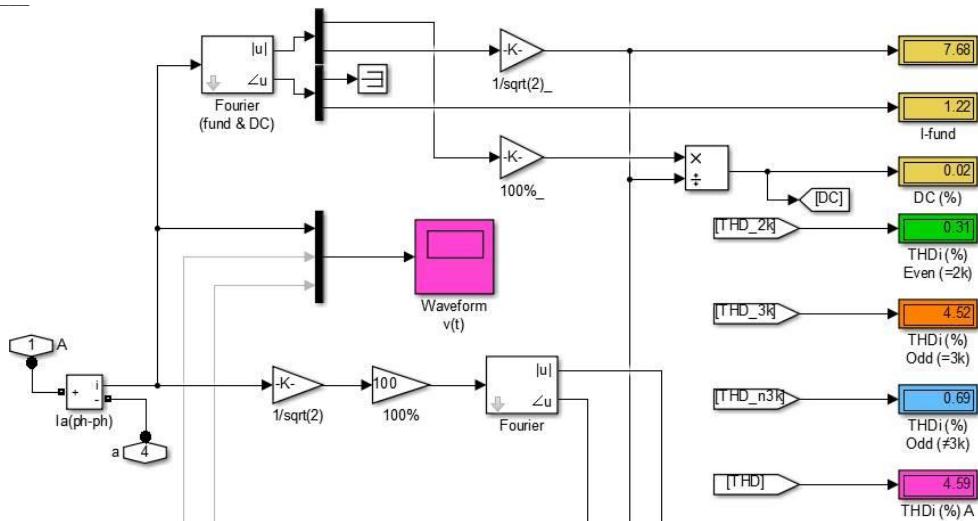


Figura 84- Bloco medidor de harmônicas.

A fim de verificar a potencialidade do medidor harmônico implementado pela equipe do núcleo de qualidade da energia elétrica da Universidade Federal de Uberlândia (UFU), a medição foi comparada com o medidor disponibilizado pelo *simulink* que se encontra em “*FFT Analysis*” no bloco “*powergui*”. A seguir, exibe-se a Tabela 6 com os resultados da corrente, DTI e a potência ativa fornecida a rede elétrica para os respectivos níveis de irradiância na temperatura fixa em 25°C. Vale ressaltar que o aumento do DTI se deve pela redução da corrente fundamental.

Tabela 6- Resposta do SFCR para cada nível de irradiância na temperatura de 25°C.

Irradiância [W/m ²]	Corrente [A]	DTI %	Potência [W]
1000	7,701	4,59	983,6
800	5,917	4,68	753,8
600	4,234	4,77	536,9
400	2,567	5,08	323,3
200	0,9809	9,12	111,6

Do mesmo modo, foi feito a análise dos mesmos parâmetros exibidos na Tabela 6, porém para uma temperatura fixa em 50°C. Tal procedimento foi efetuado, em virtude da temperatura em questão corresponder a uma melhor aproximação da realidade do ambiente em que foi realizado a medição em campo. Os resultados dos parâmetros para a temperatura de 50°C pode ser visto na Tabela 7.

Tabela 7- Resposta do SFCR para cada nível de irradiância na temperatura de 50°C

Irradiância [W/m ²]	Corrente [A]	DTI %	Potência [W]
1000	6,974	4,6	889,0
800	5,229	4,68	663,3
600	3,353	4,93	425,7
400	1,536	6,53	179,9
200	0,491	46,16	3,362

A Figura 85 ilustra a medição realizada em campo, e constatou-se que os módulos solares trabalham numa temperatura ambiente em média de 52°C. Vale ressaltar que esta medição realizada era composta apenas pelos módulos solares.



Figura 85- Medição em campo dos módulos fotovoltaico.

4.6 4^a SITUAÇÃO - ANÁLISE DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM SISTEMA ELÉTRICO FICTÍCIO

Após dos resultados apresentados, será analisado a implantação do sistema fotovoltaico conectado a uma rede elétrica fictícia implementado no *simulink*, conforme ilustra a Figura 86, e posteriormente o diagrama unifilar na Figura 87. Serão avaliadas em duas situações de rede, primeiramente com a presença de algumas cargas não lineares conectada ao sistema, e a segunda sem a conexão dessas mesmas cargas.

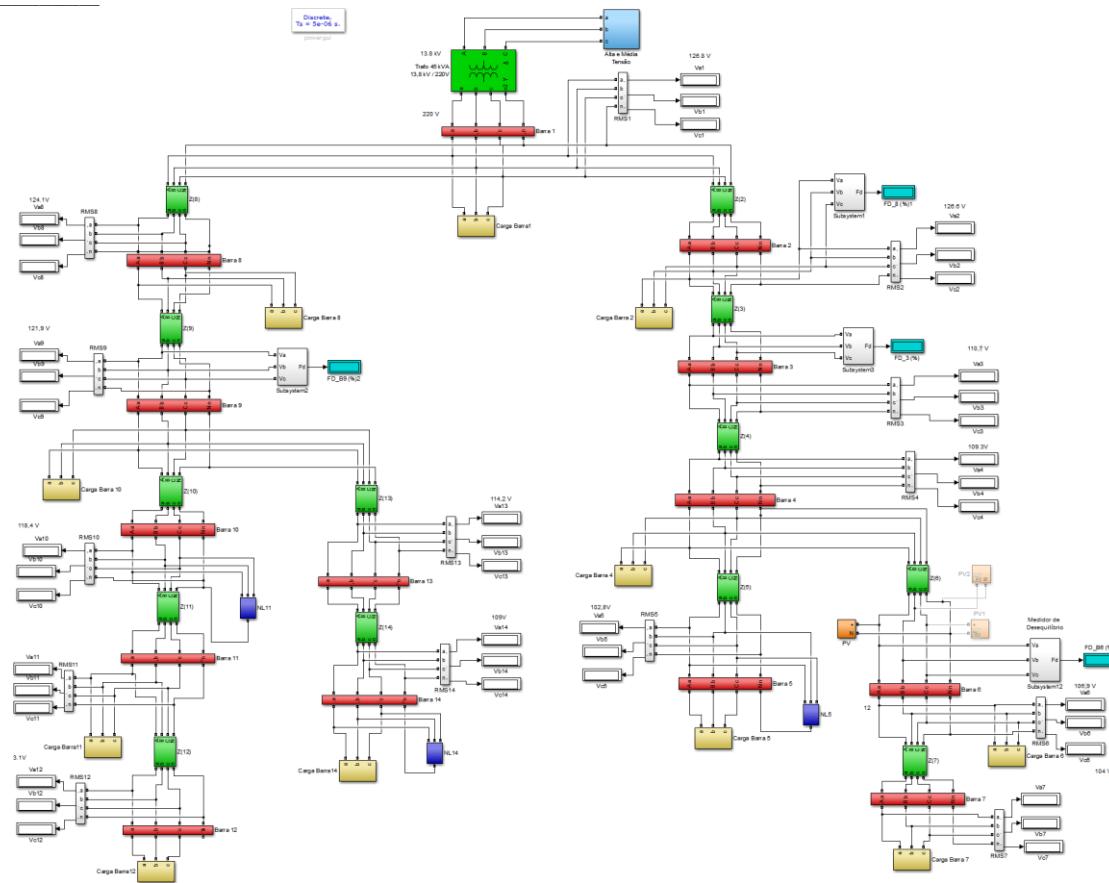


Figura 86- Sistema elétrico fictício implementado no *Simulink*.

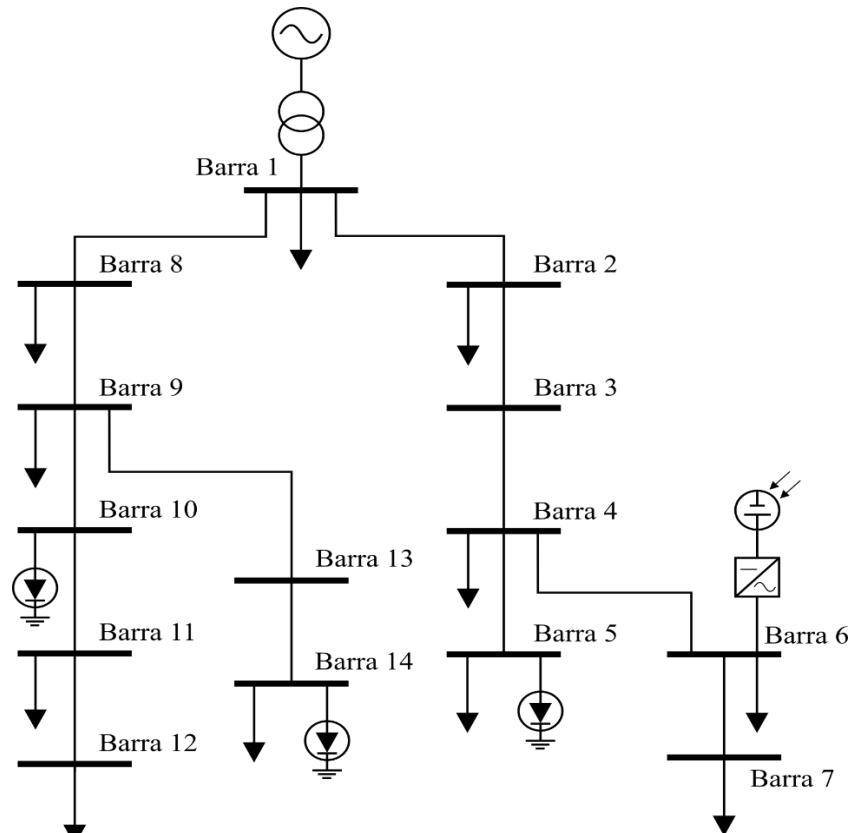


Figura 87- Diagrama unifilar do sistema elétrico fictício.

Os blocos em verde representam a impedância da linha, os dourados as cargas RL, os alaranjados os sistemas fotovoltaicos e os blocos em azul escuro são as cargas não lineares (representados por fontes de correntes), que são responsáveis em injetar as correntes harmônicas de 3^a, 5^a e 7^a ordem. Foram colocadas medidor de desequilíbrio nas barras 2, 3, 6 e 8 com o intuito de verificar o desequilíbrio do sistema, quando for conectar a geração distribuída fotovoltaica na barra 6. Ressalva-se que o medidor de desequilíbrio foi posto apenas em algumas barras por questões de tempo de simulação. O método utilizado para calcular o fator de desequilíbrio foi por CIGRÉ, que se baseia nas amplitudes das tensões de fase. A parametrização dos elementos que compõe a rede fictícia pode ser visualizada no apêndice C. Vale ressaltar que o transformador da rede se encontra conectado na barra 1.

4.6.1. 1º CASO- SEM CONEXÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICA À REDE

A seguir segue a Tabela 8 expondo a tensão nas barras da rede de distribuição de baixa tensão (127 – 220V) antes da inserção do sistema fotovoltaico.

Tabela 8- Tensão nas barras sem a conexão do sistema fotovoltaico.

Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD(%)	FP	Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP
1	A	126,8	0,9986			8	A	124,1	0,9775		
	B	126,8	0,9986				B	124,1	0,9775		
	C	126,8	0,9986				C	124,1	0,9775		
2	A	126,6	0,9968		0,818	9	A	121,9	0,9597		0,7834
	B	126,6	0,9968	6,23E-06	0,818		B	121,9	0,9597	6,41E-06	0,7834
	C	126,6	0,9968		0,818		C	121,9	0,9597		0,7834
3	A	110,7	0,872		0,9081	10	A	118,4	0,9325		
	B	110,7	0,872	5,77E-06	0,9081		B	118,4	0,9325		
	C	110,7	0,872		0,9081		C	118,4	0,9325		
4	A	109,3	0,8604			11	A	107,7	0,8481		
	B	109,3	0,8604				B	107,7	0,8481		
	C	109,3	0,8604				C	107,7	0,8481		
5	A	102,8	0,8091		0,8742	12	A	103,1	0,8122		
	B	102,8	0,8091		0,8742		B	103,1	0,8122		
	C	102,8	0,8091		0,8742		C	103,1	0,8122		
6	A	106,9	0,8421		0,9835	13	A	114,2	0,899		
	B	106,9	0,8421	5,77E-06	0,9835		B	114,2	0,899		
	C	106,9	0,8421		0,9835		C	114,2	0,899		
7	A	104	0,8188			14	A	109	0,8581		
	B	104	0,8188				B	109	0,8581		
	C	104	0,8188				C	109	0,8581		

As Figuras 88 e 89 exibem as formas de onda de tensão das barras 6 e 2 respectivamente. A barra 6 apresenta uma distorção harmônica total de tensão (DTT) de 5,05%, 5,05% e 5,05% nas fases Va, Vb e Vc , enquanto a barra 2 um DTT de 0,06%, 0,05% e 0,05% em todas as fases de tensão.

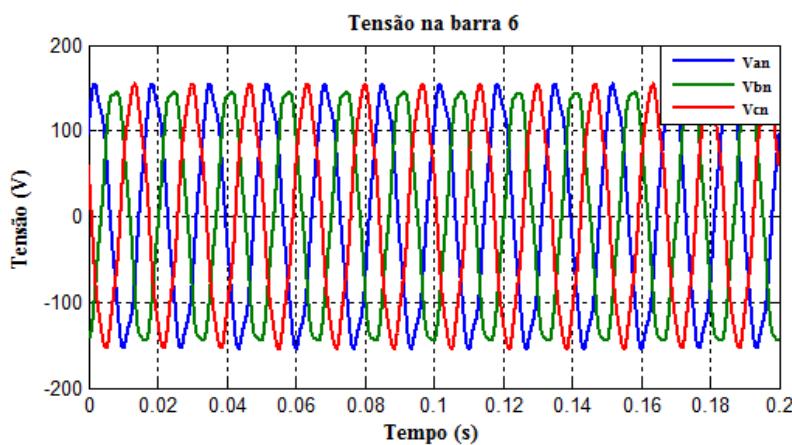


Figura 88- Tensão na barra 6.

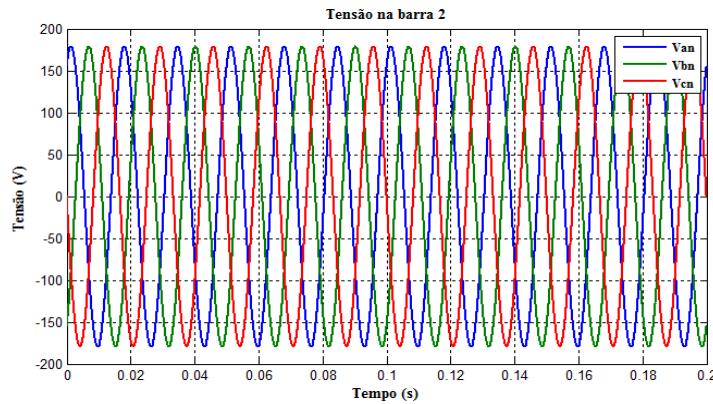
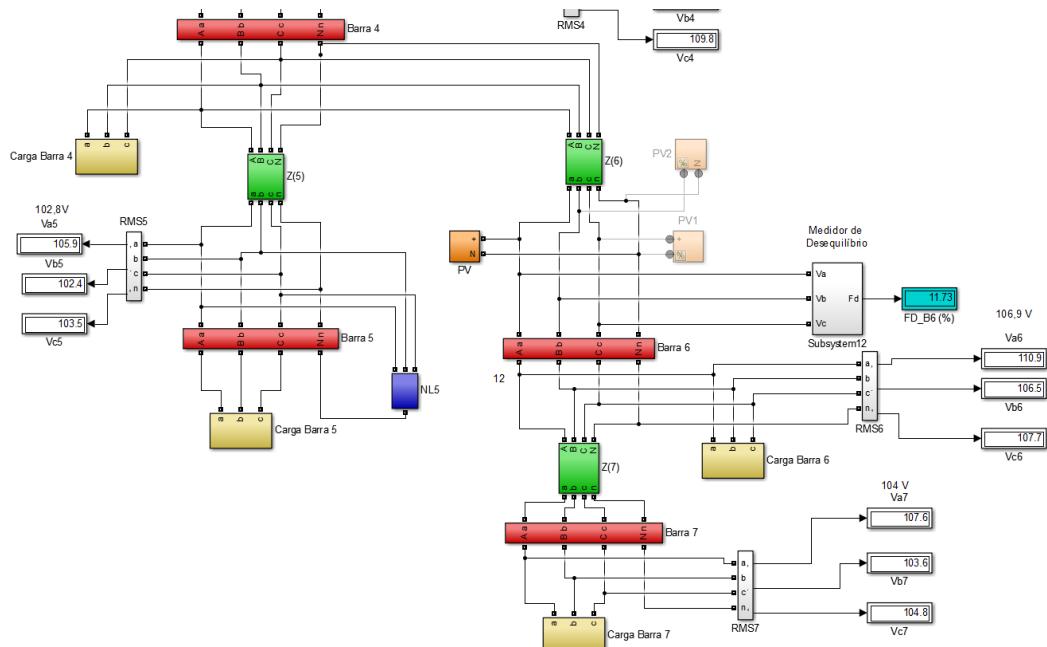


Figura 89- Tensão na barra 2.

4.6.2. 2º CASO- CONEXÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO À REDE

Neste momento, as análises serão feitas para a conexão da geração distribuída na fase V_a . Vale ressaltar que para todos os casos, foi alterado a tensão de pré-carga nos capacitores do conversor *boost*, de 0 V para 143,6 V para o capacitor de entrada e 400 V para o capacitor de saída. Tal modificação foi necessária, com o objetivo de eliminar com os picos de tensão e corrente no conversor *boost*. A Figura 90 mostra a conexão da microgeração fotovoltaica na fase V_a da barra 6.


 Figura 90 - Sistema elétrico com sistema fotovoltaico conectado na fase V_a .

A Tabela 9 demonstra alguns resultados ao conectar um sistema fotovoltaico à rede elétrica.

Tabela 9- Tensão nas barras com um SFCR

Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP	Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP
1	A	126,8	0,9986			8	A	124,1	0,9774		
	B	126,8	0,9986				B	124,1	0,9774		
	C	126,8	0,9986				C	124,2	0,9779		
2	A	126,8	0,9986		0,6915	9	A	121,8	0,9593		0,7751
	B	126,5	0,996	0,0316	0,8199		B	121,8	0,9594	0,0041	0,7861
	C	126,6	0,9971		0,8237		C	122	0,9605		0,789
3	A	114,3	0,9		0,3506	10	A	118,3	0,9315		
	B	110,5	0,8698	6,148	0,911		B	118,4	0,9321		
	C	111,3	0,8761		0,9121		C	118,6	0,9342		
4	A	112,9	0,8891			11	A	107,4	0,8455		
	B	108,9	0,8574				B	107,6	0,8474		
	C	109,9	0,8654				C	108,1	0,8515		
5	A	105,7	0,832		0,8652	12	A	102,7	0,8088		
	B	102,4	0,8062		0,879		B	103,1	0,8116		
	C	103,8	0,8176		0,8785		C	103,7	0,8164		
6	A	110,9	0,8735		0,9802	13	A	113,9	0,8968		
	B	106,5	0,8388	11,71	0,9852		B	114,1	0,8984		
	C	107,8	0,8485		0,9852		C	114,6	0,9022		
7	A	107,6	0,8472			14	A	108,4	0,8535		
	B	103,6	0,8157				B	108,9	0,8574		
	C	104,9	0,8258				C	109,7	0,864		

As Figuras 91 e 92 exibem as formas de onda de tensão das barras 6 e 3 respectivamente. A barra 6 apresenta uma distorção harmônica total de tensão (DTT) de 5,22%, 5,05% e 4,96% nas fases Va, Vb e Vc , enquanto a barra 3 um DTT de 4,61%, 4,79% e 4,74% nas mesmas ordens de tensão de fase citada anteriormente.

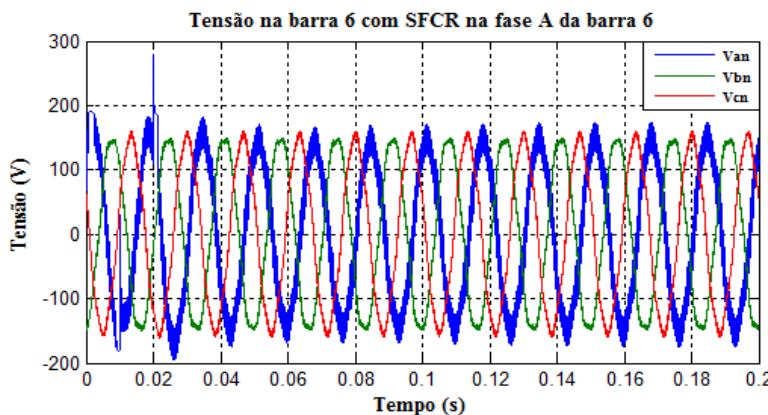


Figura 91- Tensão na barra 6 com SFCR na fase A da barra 6.

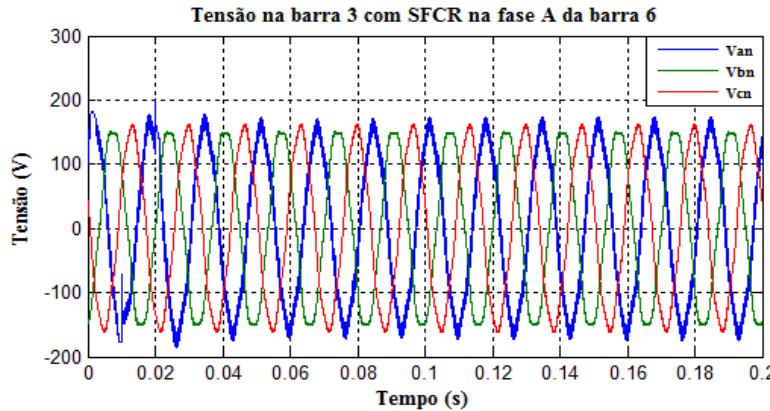


Figura 92- Tensão na barra 3 com SFCR na fase A da barra 6.

A forma de onda de tensão da barra 2 manteve-se o mesmo que do 1º caso. Por meio da Tabela 9, percebe-se que o nível de desequilíbrio diminui a partir que vai se afastando do ponto de conexão do SF. Além disso, verifica-se uma melhoria de tensão principalmente na fase A do sistema elétrico. As figuras 93.a e 93.b apresentam respectivamente, a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento e a distorção harmônica total de corrente.

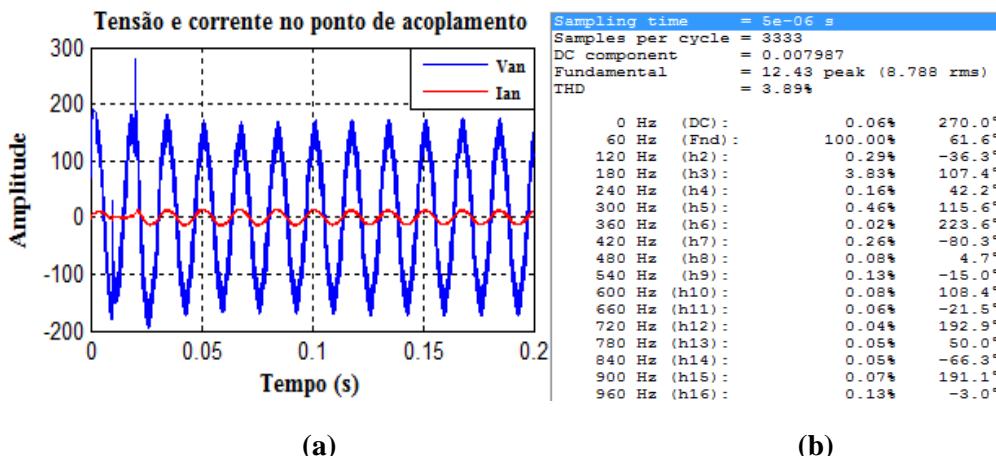


Figura 93- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

Destaca-se que a única carga do sistema que se encontra na situação de puramente resistiva, é referente à carga da barra 6, porque quando a carga apresentava uma solicitação de reativo local, o controle da tensão do barramento CC perdia a referência dos 400V, assim, a tensão no barramento CC fixava em um valor acima do valor projetado. Além disso, ocorria uma ressonância com o indutor de acoplamento, pois o

mesmo não filtrava mais a tensão de saída do inversor. Percebeu-se que com o aumento da indutância do indutor de acoplamento o problema era amenizado mas não solucionado.

A Tabela 10 apresenta a potência ativa e reativa injetada pelo microgeração fotovoltaica. Percebe-se que a potência ativa injetada ao sistema está próxima ao valor projetado, do mesmo modo que o fator de potência se encontra próximo do seu valor unitário. Assim verifica-se que a malha de captura de fase realiza a sua função corretamente, uma vez que garante que a corrente injetada permaneça em fase com a tensão da rede. Vale ressaltar que a principal harmônica de corrente provocada pela geração distribuída fotovoltaica foi a de terceira ordem, conforme constata na Figura 93.b.

Tabela 10- 2º Caso- Potência Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.

	P (w)	Q (Var)	Fp	DTI (%)
Fase A	973,6	52,03	0,9986	3,89%

4.6.3. 3º CASO- CONEXÃO DE DOIS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS À REDE

A figura 94 mostra a conexão de duas microgeração fotovoltaica, uma na fase Va e outra na fase Vb da barra 6.

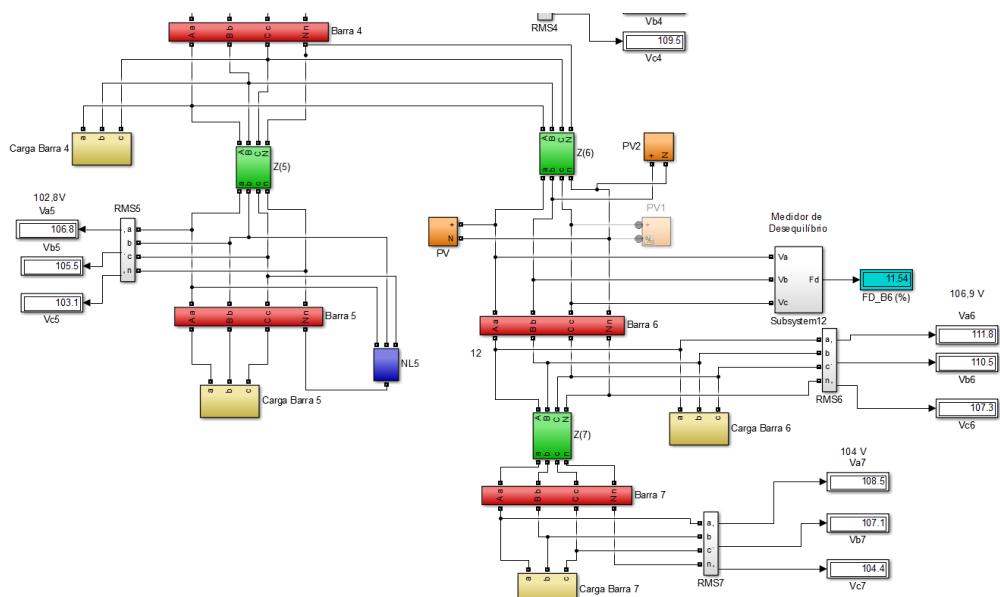


Figura 94- Sistema elétrico com dois sistemas fotovoltaicos conectados.

A Tabela 11 demonstra alguns resultados ao conectar dois sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, um referente a fase A e outra referente a fase B.

Tabela 11- Tensão nas barras com dois SFCR.

Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP	Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP
1	A	126,8	0,9987			8	A	124,2	0,9778		
	B	126,8	0,9987				B	124,1	0,9773		
	C	126,8	0,9987				C	124,2	0,9778		
2	A	126,8	0,9987		0,7035	9	A	121,9	0,9601		0,7808
	B	126,7	0,9973	0,03144	0,6976		B	121,8	0,9591	0,00879	0,7778
	C	126,5	0,9962		0,8255		C	121,9	0,9601		0,7915
3	A	114,9	0,9046		0,3717	10	A	118,5	0,9332		
	B	114,1	0,8982	6,069	0,3697		B	118,3	0,9314		
	C	110,9	0,8735		0,9149		C	118,5	0,9333		
4	A	113,6	0,8946			11	A	107,8	0,849		
	B	112,6	0,8866				B	107,3	0,8451		
	C	109,5	0,8619				C	108	0,8505		
5	A	106,8	0,8407		0,8712	12	A	103,2	0,813		
	B	105,5	0,8309		0,8683		B	102,7	0,8083		
	C	103,1	0,812		0,8832		C	103,6	0,8155		
6	A	111,8	0,8804		0,983	13	A	114,3	0,8998		
	B	110,5	0,8701	11,54	0,9808		B	113,9	0,8971		
	C	107,3	0,8447		0,9868		C	114,4	0,9005		
7	A	108,6	0,8549			14	A	109,1	0,859		
	B	107,1	0,8435				B	108,6	0,8551		
	C	104,4	0,8223				C	109,3	0,8605		

As Figuras 95 e 96 exibem as formas de onda de tensão das barras 6 e 3 respectivamente. A barra 6 apresenta uma distorção harmônica total de tensão (DTT) de 5,29%, 4,86% e 4,96% nas fases Va, Vb e Vc , enquanto a barra 3 um DTT de 4,64%, 4,51% e 4,74% na mesma ordem de tensão de fase citada anteriormente.

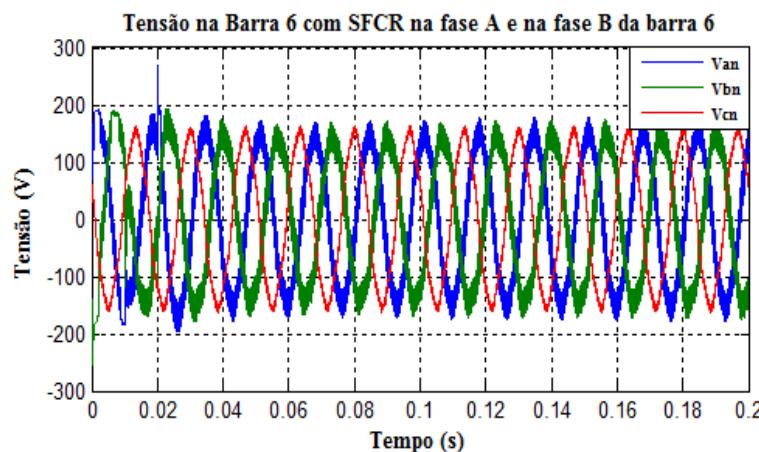


Figura 95- Tensão na barra 6 com SFCR na fase A e B da barra 6.

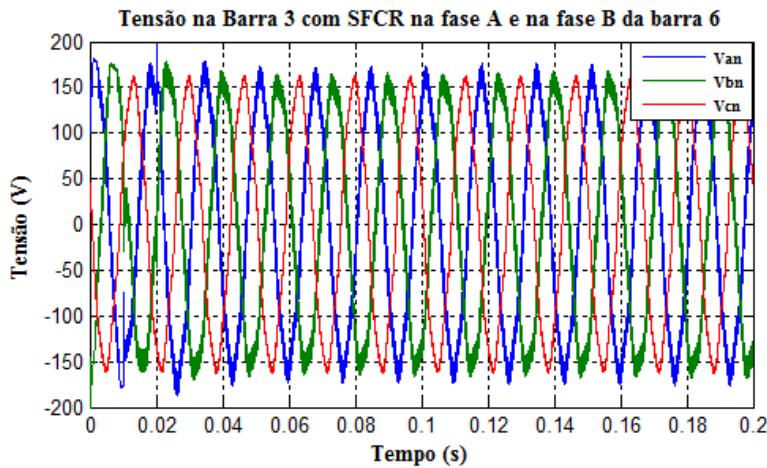


Figura 96- Tensão na barra 3 com SFCR na fase A e B da barra 6.

A forma de onda de tensão da barra 2 manteve-se o mesmo que do 1º caso. Por meio da Tabela 11, percebe-se que o nível de desequilíbrio diminui a partir que vai se afastando do ponto de conexão do SF. Além disso, verifica-se uma melhoria nas amplitudes das tensões nas barras do sistema. As figuras 97.a e 97.b apresentam respectivamente, a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento da fase A e a distorção harmônica total de corrente.

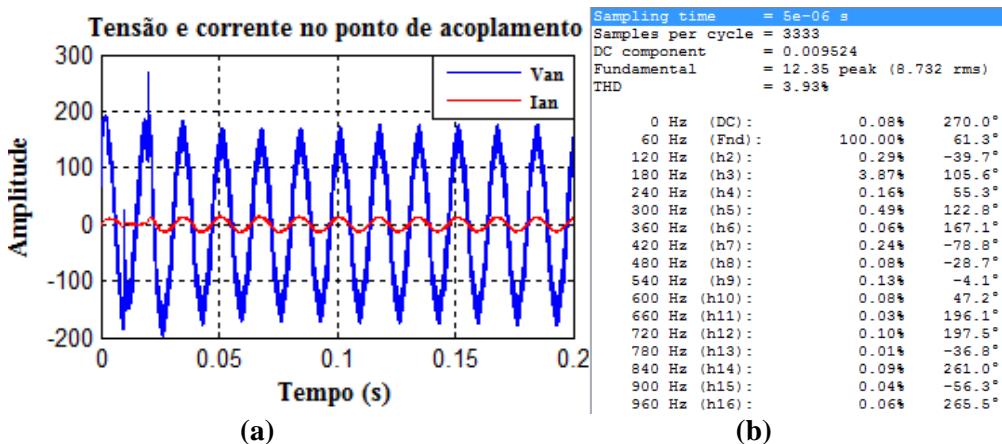


Figura 97- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

As figuras 98.a e 98.b apresentam a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento da fase B e a distorção harmônica total de corrente respectivamente.

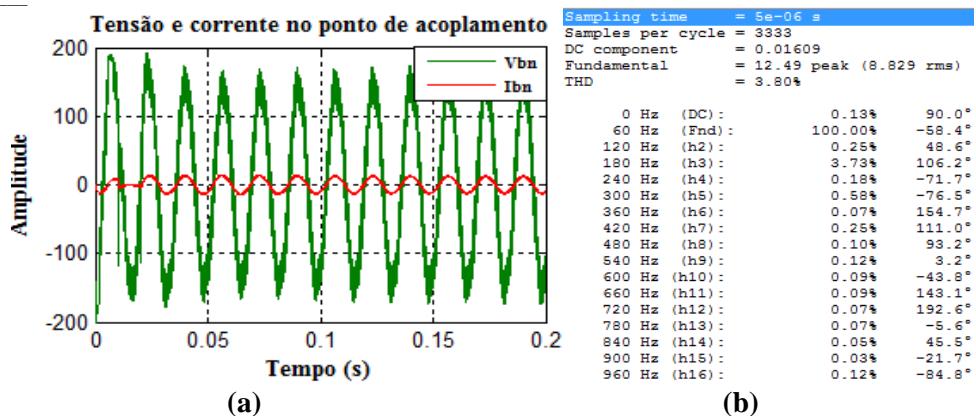


Figura 98- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

Assim como o caso anterior, a potência ativa injetada ao sistema e o fator de potência se encontra próximo do valor projetado de acordo com os resultados exibidos na Tabela 12. Vale ressaltar que a principal harmônica de corrente provocada pela geração distribuída fotovoltaica novamente foi a de terceira ordem, conforme verifica nas Figuras 99.b. e 99.b.

Tabela 12- 3º Caso- Potência Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.

	P (w)	Q (Var)	Fp	DTI (%)
Fase A	973,9	50,59	0,9987	3,93
Fase B	973,8	52,50	0,9985	3,80

Com relação à injeção harmônica de corrente provocada por esta geração distribuída, o mesmo se encontra dentro dos limites recomendados pela norma NBR 16149 (2013), que estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição de energia elétrica, cuja distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração distribuída. A distorção harmônica total de corrente (DTI) gerada pelo sistema fotovoltaico correspondeu a 3,93% referente a fase A e 3,80% referente a fase B.

4.6.4. 4º CASO- CONEXÃO DE TRÊS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS À REDE

A Figura 99 mostra a conexão de três microgeração fotovoltaica na fase V_a , V_b e V_c na barra 6 e a Tabela 13 com seus respectivos resultados.

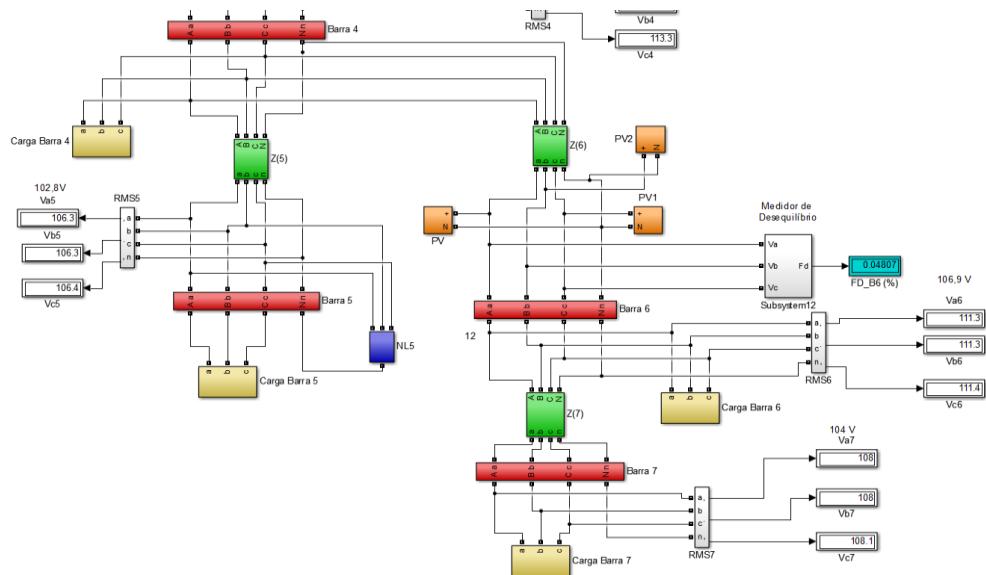


Figura 99- Sistema elétrico com três sistemas fotovoltaicos conectados.

Tabela 13- Tensão nas barras com três SFCR.

Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP	Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP
1	A	126,8	0,9987			8	A	124,2	0,9777		
	B	126,8	0,9987				B	124,2	0,9777		
	C	126,8	0,9987				C	124,2	0,9777		
2	A	126,7	0,9975		0,7095	9	A	121,9	0,9598		0,7834
	B	126,7	0,9975	1,17E-05	0,7097		B	121,9	0,9598	1,41E-05	0,7834
	C	126,7	0,9975		0,7093		C	121,9	0,9598		0,7834
3	A	114,6	0,9026		0,3915	10	A	118,5	0,9327		
	B	114,6	0,9026	0,006482	0,3923		B	118,5	0,9327		
	C	114,6	0,9026		0,391		C	118,5	0,9327		
4	A	113,2	0,8916			11	A	107,7	0,8482		
	B	113,2	0,8916				B	107,7	0,8482		
	C	113,2	0,8916				C	107,7	0,8482		
5	A	106,4	0,8377		0,8742	12	A	103,2	0,8123		
	B	106,3	0,8373		0,8742		B	103,2	0,8123		
	C	106,4	0,8377		0,8742		C	103,2	0,8123		
6	A	111,4	0,8771		0,9835	13	A	114,2	0,8992		
	B	111,3	0,8764	0,005773	0,9835		B	114,2	0,8992		
	C	111,3	0,8764		0,9835		C	114,2	0,8992		
7	A	108,1	0,8511			14	A	109	0,8582		
	B	108	0,8507				B	109	0,8582		
	C	108,1	0,8511				C	109	0,8582		

As Figuras 100 e 101 exibem as formas de onda de tensão das barras 6 e 3 respectivamente. A barra 6 apresenta uma distorção harmônica total de tensão (DTT) de

5,39%, 4,9% e 5,65% nas fases Va, Vb e Vc , enquanto a barra 3 um DTT de 4,66%, 4,54% e 4,93% na mesma ordem de tensão de fase citada anteriormente.

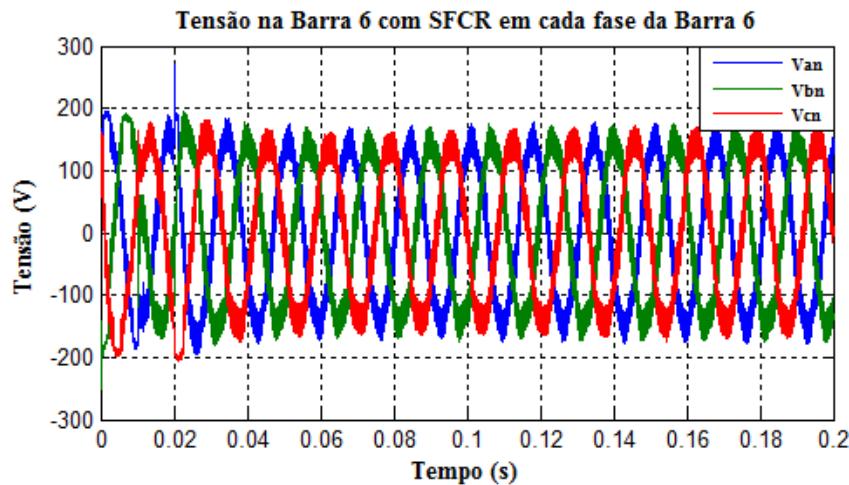


Figura 100- Tensão na barra 6 com SFCR em todas as fases da barra 6.

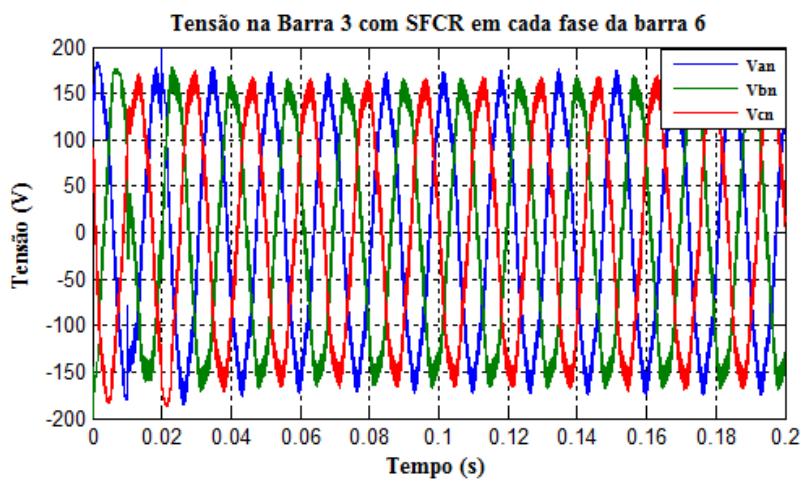


Figura 101- Tensão na barra 3 com SFCR em todas as fases da barra 6.

Por meio da Tabela 13, percebe-se que o grau de desequilíbrio atingido nas barras está dentro do valor estipulado pela regulamentação da PRODIST modulo 8, o qual define que o desequilíbrio de tensão na rede de baixa deve ser menor do que 2%. Além disso, verificou-se uma melhoria nas amplitudes das tensões nas barras do sistema. As figuras 102.a e 102.b apresentam a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento da fase A e a distorção harmônica total de corrente respectivamente.

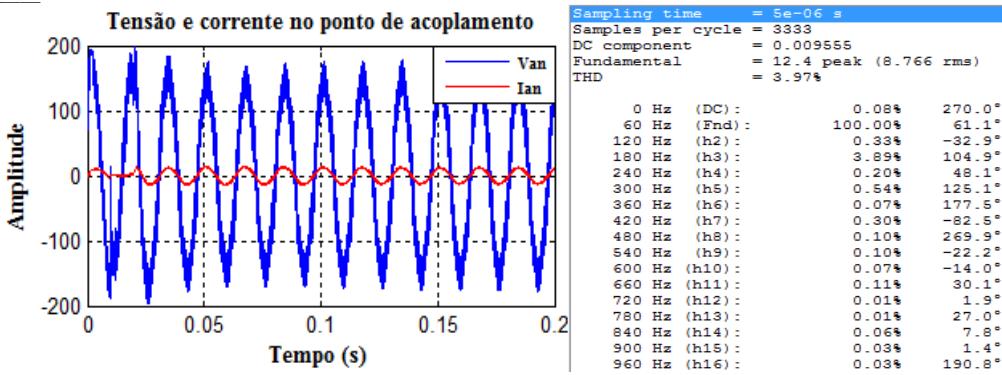


Figura 102- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

As figuras 103.a e 103.b apresentam a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento da fase B e a distorção harmônica total de corrente respectivamente.

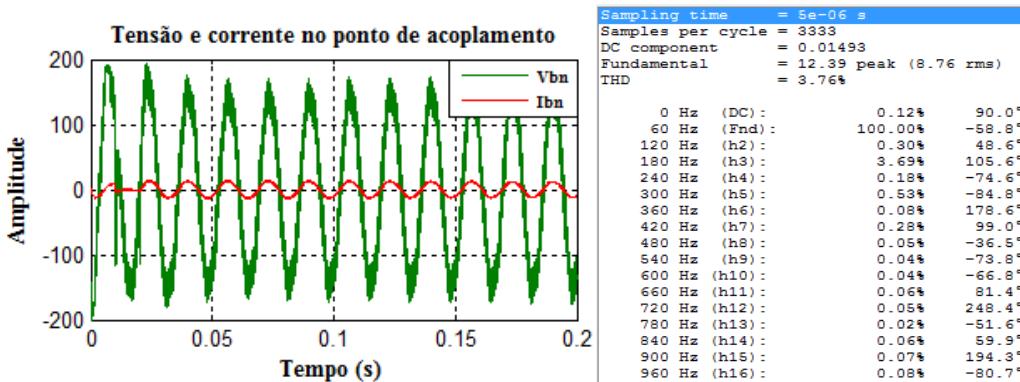


Figura 103- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

As figuras 104.a e 104.b apresentam a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento da fase C e a distorção harmônica total de corrente respectivamente.

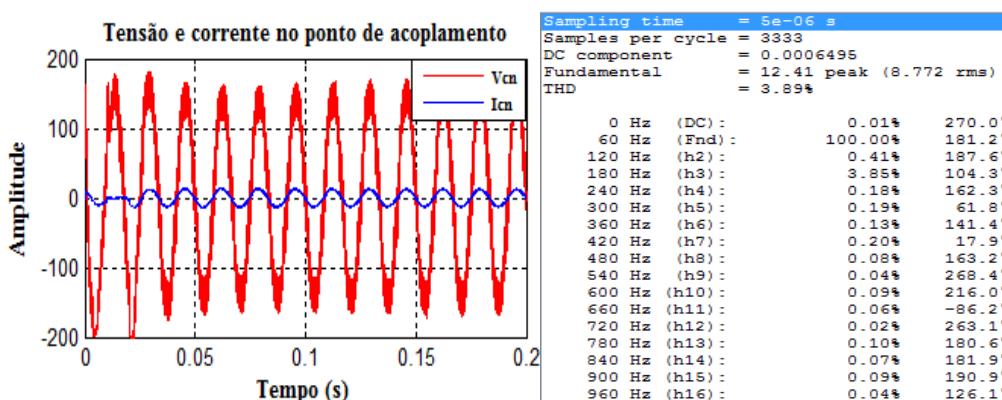


Figura 104- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

A Tabela 14 apresenta a potência ativa e reativa injetada pelo microgeração fotovoltaica da fase A, B e C. Percebe-se que a potência ativa injetada ao sistema está próxima ao valor projetado, do mesmo modo que o fator de potência se encontra próximo do seu valor unitário. Vale ressaltar que a principal harmônica de corrente provocada pela geração distribuída fotovoltaica foi a de terceira ordem, conforme verifica nas Figuras 102.b; 103.b e 104.b.

Tabela 14- 4º Caso- Potência Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.

	P (w)	Q (Var)	Fp	DTI (%)
Fase A	974,1	50,45	0,9986	3,97
Fase B	974	50,48	0,9986	3,76
Fase C	973,9	50,47	0,9986	3,89

Assim como o 2º e o 3º caso, a injeção harmônica de corrente provida das microgerações distribuídas fotovoltaicas, se enquadram dentro do limite recomendado pela norma NBR 16149 (2013), que estabelece uma distorção harmônica total de corrente (DTI) inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração distribuída. A DTI gerada pelo sistema fotovoltaico correspondeu a 3,97% referente a fase A, 3,76% correspondente a fase B e 3,89% relacionado a fase C.

Para fins comparativo, a Tabela 15 exibe o desequilíbrio de tensão nas barras 2, 3, 6 e 9 com os quatro casos analisados. Percebe-se que o problema de desequilíbrio de tensão apenas é resolvido, quando são inseridos GD fotovoltaica em cada fase da barra 6 (4º Caso), o qual era o esperado.

Tabela 15- Tabela comparativa dos desequilíbrios nas barras.

Barra	Desequilíbrio (%)			
	1º Caso	2º Caso	3º Caso	4º Caso
2	6,23E-06	0,0316	0,0314	1,17E-05
3	5,77E-6	6,158	6,069	0,0065
6	5,77E-6	11,73	11,54	0,0057
9	6,41E-6	0,0088	0,0087	1,41E-05

Para fins comparativo, a Tabela 16 exibe as tensões nas barras de 1 a 7 com os quatro casos analisados.

Tabela 16- Tabela comparativa das tensões nas barras

Barra		Tensão (V) 1º Caso	Tensão (V) 2º Caso	Tensão (V) 3º Caso	Tensão (V) 4º Caso	Tensão (pu) 1º Caso	Tensão (pu) 2º Caso	Tensão (pu) 3º Caso	Tensão (pu) 4º Caso
1	A	126,8	126,8	126,8	126,8	0,9986	0,9986	0,9987	0,9987
	B	126,8	126,8	126,8	126,8	0,9986	0,9986	0,9987	0,9987
	C	126,8	126,8	126,8	126,8	0,9986	0,9986	0,9987	0,9987
2	A	126,6	126,8	126,8	126,7	0,9968	0,9986	0,9987	0,9975
	B	126,6	126,5	126,7	126,7	0,9968	0,996	0,9973	0,9975
	C	126,6	126,6	126,5	126,7	0,9968	0,9971	0,9962	0,9975
3	A	110,7	114,3	114,9	114,6	0,872	0,9002	0,9046	0,9026
	B	110,7	110,5	114,1	114,6	0,872	0,8698	0,8982	0,9026
	C	110,7	111,2	110,9	114,6	0,872	0,8758	0,8735	0,9026
4	A	109,3	113	113,6	113,2	0,8604	0,8894	0,8946	0,8916
	B	109,3	108,9	112,6	113,2	0,8604	0,8574	0,8866	0,8916
	C	109,3	109,8	109,5	113,2	0,8604	0,8649	0,8619	0,8916
5	A	102,8	105,9	106,8	106,4	0,8091	0,8341	0,8407	0,8377
	B	102,8	102,4	105,5	106,3	0,8091	0,8062	0,8309	0,8373
	C	102,8	103,5	103,1	106,4	0,8091	0,815	0,812	0,8377
6	A	106,9	110,9	111,8	111,4	0,8421	0,8735	0,8804	0,8771
	B	106,9	106,5	110,5	111,3	0,8421	0,8388	0,8701	0,8764
	C	106,9	107,7	107,3	111,3	0,8421	0,8481	0,8447	0,8764
7	A	104	107,6	108,6	108,1	0,8188	0,8472	0,8549	0,8511
	B	104	103,6	107,1	108	0,8188	0,8157	0,8435	0,8507
	C	104	104,8	104,4	108,1	0,8188	0,8255	0,8223	0,8511

Pode-se concluir que há melhorias nas tensões nas barras do sistema com as inserções das microgerações fotovoltaicas. Isso se deve, devido as quedas de tensões nas linhas serem reduzidas graças a injeção de potência ativa local.

4.7 ANÁLISE DO SISTEMA ELÉTRICO FICTÍCIO NA AUSÊNCIA DE CARGAS NÃO LINEARES.

Enfim feito as análises com o sistema elétrico fictício com as cargas não lineares conectadas nas barras 5, 10 e 14. Será analisado as mesmas situações porém, na ausência dessas respectivas cargas responsáveis em injetar as correntes harmônicas de 3^a, 5^a e 7^a ordem, conforme pode ser visualizado na Figura 105.

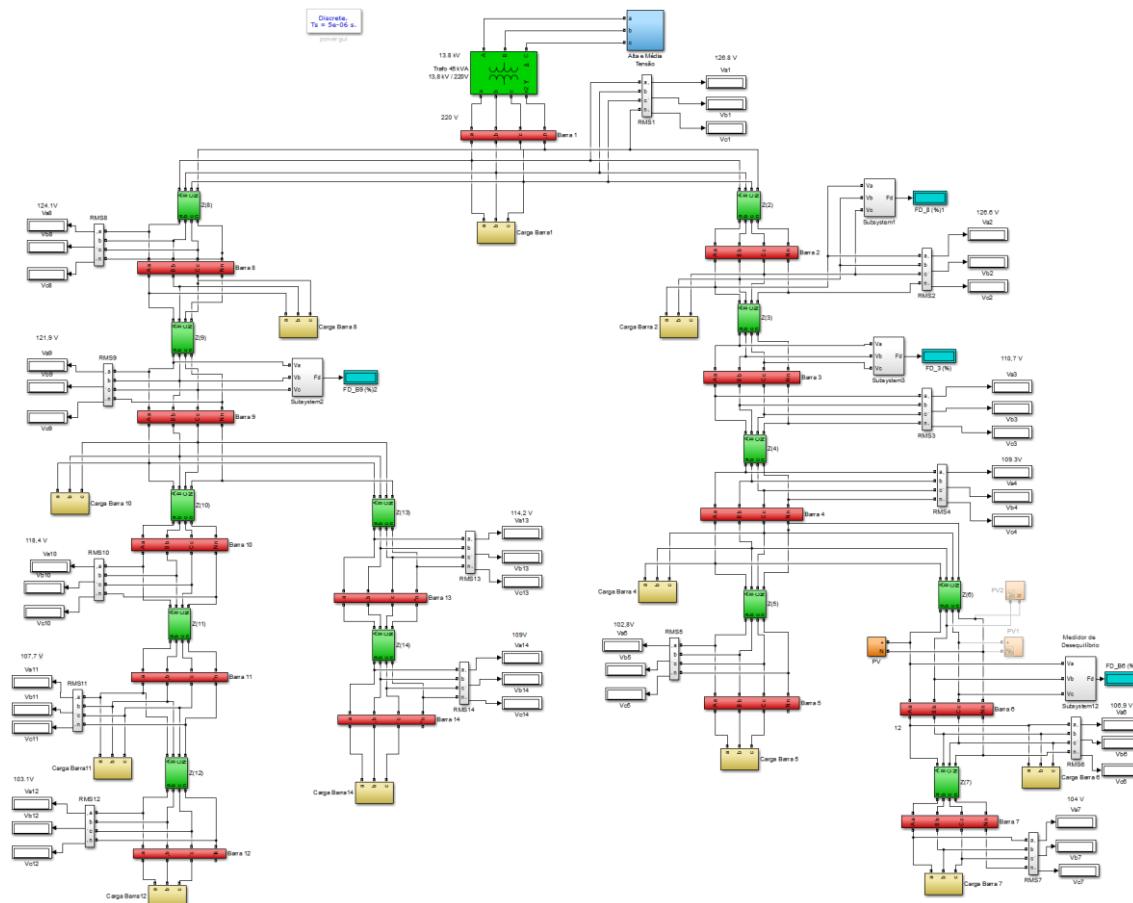


Figura 105- Sistema elétrico fictício apenas com cargas lineares

O diagrama unifilar do respectivo circuito pode ser vislumbrado na Figura 106.

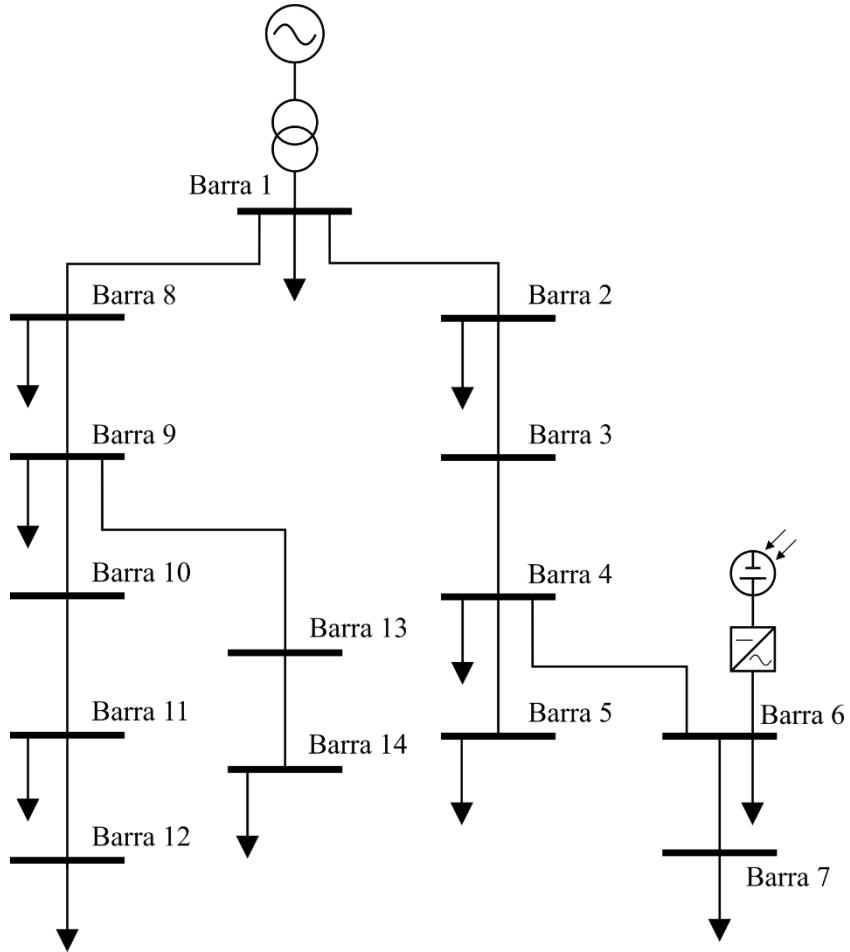


Figura 106-Diagrama unifilar do sistema elétrico fictício apenas com cargas lineares.

O objetivo é verificar se as cargas não lineares contribuem significamente no problema de desequilíbrio e injeção de correntes harmônicas nas barras do sistema.

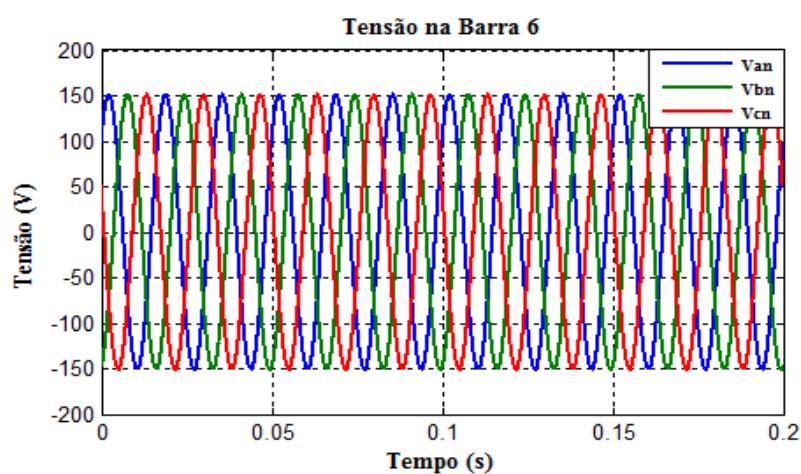
4.7.1. 1º CASO- SEM CONEXÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICA À REDE

A seguir segue a Tabela 17 expondo a tensão nas barras da rede de distribuição de baixa tensão (127 – 220V) antes da inserção do sistema fotovoltaico.

Tabela 17- Tensão nas barras sem a conexão do sistema fotovoltaico.

Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD(%)	FP	Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP
1	A	126,8	0,9986			8	A	124,1	0,9774		
	B	126,8	0,9986				B	124,1	0,9774		
	C	126,8	0,9986				C	124,1	0,9774		
2	A	126,6	0,9968		0,818	9	A	121,8	0,9593		0,7834
	B	126,6	0,9968	6,32E-06	0,818		B	121,8	0,9593	6,23E-06	0,7834
	C	126,6	0,9968		0,818		C	121,8	0,9593		0,7834
3	A	110,6	0,871		0,9081	10	A	118,3	0,9314		
	B	110,6	0,871	6,32E-06	0,9081		B	118,3	0,9314		
	C	110,6	0,871		0,9081		C	118,3	0,9314		
4	A	109,1	0,8591			11	A	107,6	0,8473		
	B	109,1	0,8591				B	107,6	0,8473		
	C	109,1	0,8591				C	107,6	0,8473		
5	A	101,8	0,8015		0,8742	12	A	103,4	0,8116		
	B	101,8	0,8015		0,8742		B	103,4	0,8116		
	C	101,8	0,8015		0,8742		C	103,4	0,8116		
6	A	106,8	0,841		0,9835	13	A	113,8	0,8958		
	B	106,8	0,841	6,23E-06	0,9835		B	113,8	0,8958		
	C	106,8	0,841		0,9835		C	113,8	0,8958		
7	A	103,9	0,8179			14	A	108	0,8501		
	B	103,9	0,8179				B	108	0,8501		
	C	103,9	0,8179				C	108	0,8501		

A Figuras 107 exibe a forma de onda de tensão da barra 6, apresentando uma distorção harmônica total de tensão (DTT) de 0,01%, 0,01% e 0,02% nas fases Va, Vb e Vc. Vale ressaltar que todas barras apontaram o mesmo resultado de DTT.


Figura 107 Tensão na barra 6.

4.7.2. 2º CASO- CONEXÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO À REDE

Neste momento, as análises serão feitas para a conexão da geração distribuída na fase Va da barra 6, conforme exibe a Figura 108.

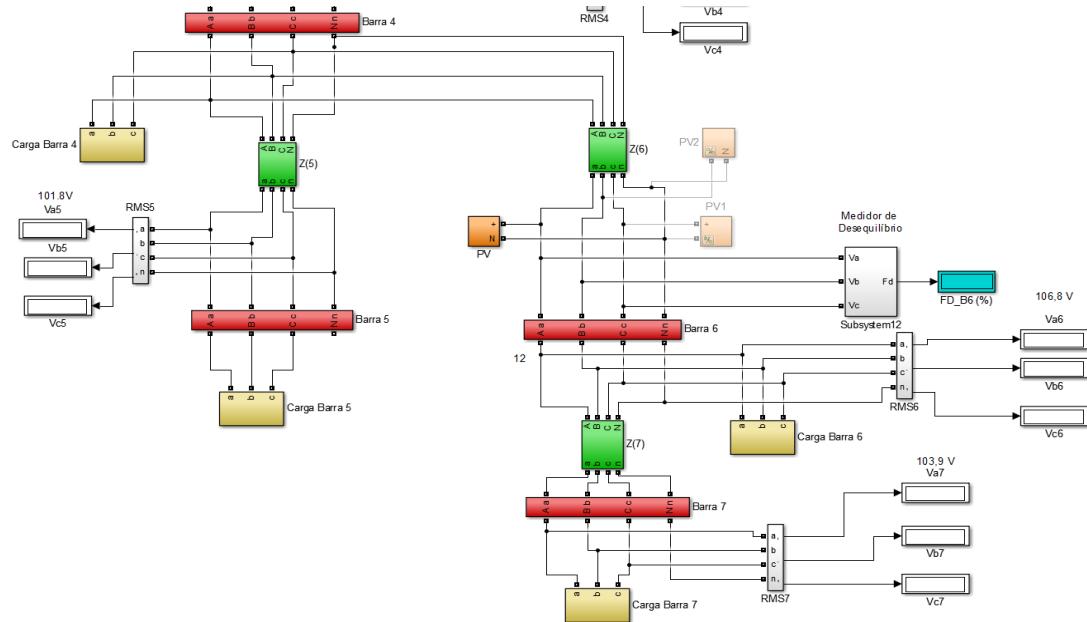


Figura 108- Sistema elétrico com sistema fotovoltaico conectado na fase Van.

A Tabela 18 demonstra alguns resultados ao conectar um sistema fotovoltaico à rede elétrica.

Tabela 18- Tensão nas barras com um SFCR

Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP	Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP
1	A	126,8	0,9986			8	A	124,1	0,9773		
	B	126,8	0,9986				B	124,1	0,9773		
	C	126,8	0,9986				C	124,2	0,9778		
2	A	126,8	0,9981		0,6914	9	A	121,8	959		0,7751
	B	126,5	0,996	0,0316	0,8199		B	121,8	0,959	0,0088	0,7861
	C	126,6	0,9971		0,8237		C	121,9	0,96		0,789
3	A	114,2	0,8996		0,35	10	A	118,2	0,9307		
	B	110,3	0,8688	6,179	0,911		B	118,2	0,9309		
	C	111,1	0,8748		0,9121		C	118,4	0,9326		
4	A	112,8	0,8886			11	A	107,3	0,845		
	B	108,7	0,8561				B	107,5	0,8467		
	C	109,7	0,8637				C	108	0,8505		
5	A	105,1	0,8272		0,8652	12	A	102,7	0,8084		
	B	101,4	0,7986		0,879		B	103	0,811		
	C	102,6	0,8075		0,8785		C	103,6	0,8156		
6	A	110,9	0,8733		0,9802	13	A	113,6	0,8945		
	B	106,4	0,8377	11,77	0,9852		B	113,7	0,8952		
	C	107,6	0,8471		0,9852		C	114	0,8979		
7	A	107,6	0,8471			14	A	107,7	0,8478		
	B	103,5	0,8148				B	107,9	0,8495		
	C	104,7	0,8247				C	108,4	0,8533		

As Figuras 109 e 110 exibem as formas de onda de tensão das barras 6 e 3 respectivamente. A barra 6 apresenta uma distorção harmônica total de tensão (DTT) de 3,24%, 0,11% e 0,11% nas fases Va, Vb e Vc , enquanto a barra 3 um DTT de 1,63%, 0,06% e 0,07% na mesma ordem de tensão de fase citada anteriormente.

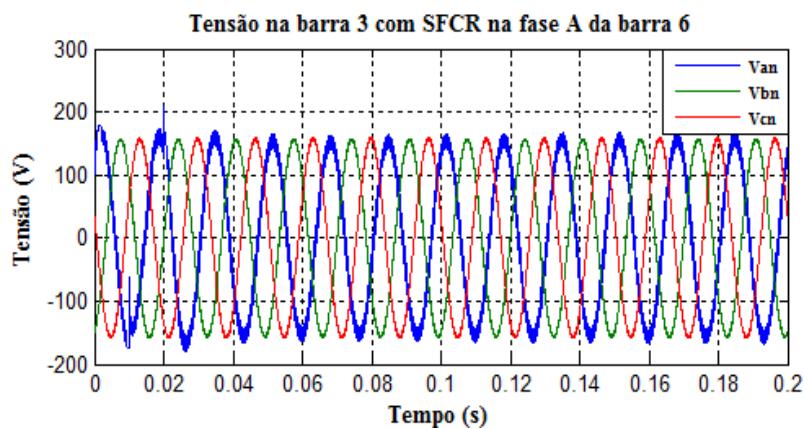


Figura 109- Tensão na barra 6 com SFCR na fase A e B da barra 6.

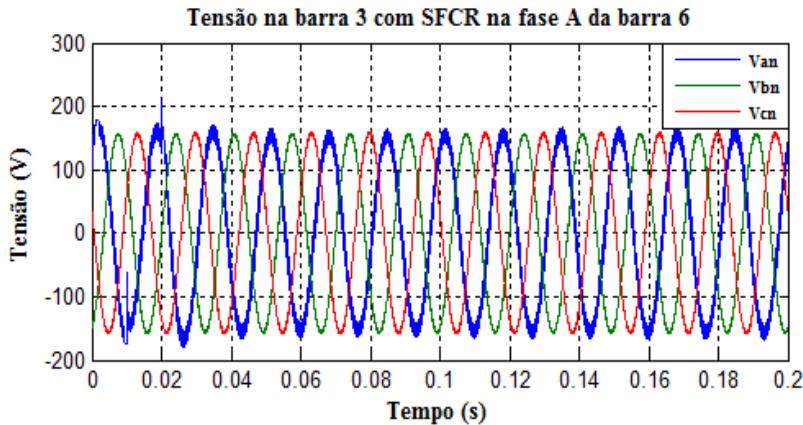


Figura 110- Tensão na barra 3 com SFCR na fase A e B da barra 6.

Por meio da Tabela 18, percebe-se que o nível de desequilíbrio diminui a partir que vai se afastando do ponto de conexão do SF. Além disso, verifica-se uma melhoria nas amplitudes das tensões nas barras do sistema. As figuras 111.a e 111.b apresentam a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento da fase A e a distorção harmônica total de corrente respectivamente.

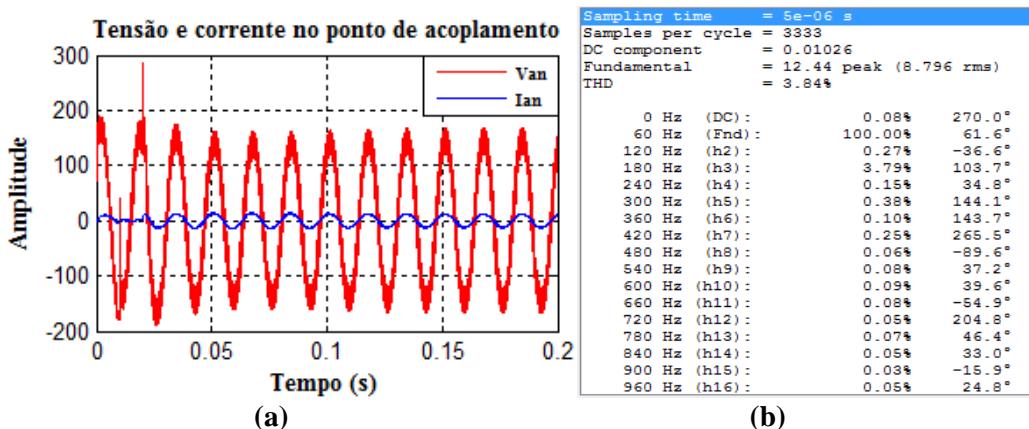


Figura 111-(a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

A Tabela 19 apresenta a potência ativa e reativa injetada pelo microgeração fotovoltaica. Percebe-se que a potência ativa injetada ao sistema está próxima ao valor projetado, do mesmo modo que o fator de potência se encontra próximo do seu valor unitário. Assim verifica-se que a malha de captura de fase realiza a sua função corretamente, uma vez que garante que a corrente injetada permaneça em fase com a tensão da rede. Vale ressaltar que a principal harmônica de corrente provocada pela

geração distribuída fotovoltaica foi a de terceira ordem, conforme verifica na Figura 111.b.

Tabela 19- 2º Caso- Potência Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.

	P (w)	Q (Var)	Fp	DTI (%)
Fase A	974,1	52,05	0,9986	3,84%

Diante dos resultados expostos na Tabela 19, como era esperado a distorção harmônica de corrente na ausência das cargas não lineares se mostraram inferiores se comparado com a situação das cargas não lineares presentes no sistema elétrico, conforme verifica-se na tabela 9. Porém tal diferença, não é tão significativo ao ponto de se inserir um filtro harmônico na barra de acoplamento.

4.7.3. 3º CASO- CONEXÃO DE DOIS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS À REDE

A Figura 112 mostra a conexão de duas microgeração fotovoltaica, uma na fase Va e outra na fase Vb da barra 6.

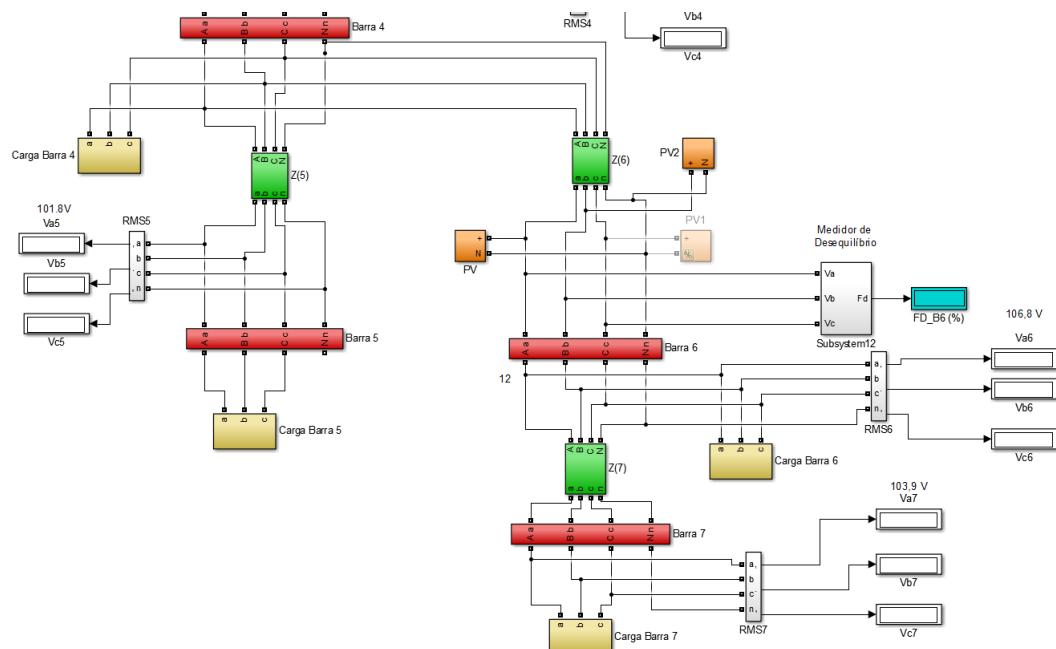


Figura 112-Sistema elétrico com dois sistemas fotovoltaicos conectados.

A Tabela 20 demonstra alguns resultados ao conectar dois sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, um referente a fase A e outra referente a fase B.

Tabela 20-Tensão nas barras com dois SFCR.

Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP	Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP
1	A	126,8	0,9987			8	A	124,2	0,9777		
	B	126,8	0,9987				B	124,1	0,9772		
	C	126,8	0,9987				C	124,2	0,9777		
2	A	126,8	0,9987		0,7034	9	A	121,9	0,9597		0,7808
	B	126,7	0,9973	0,03146	0,6975		B	121,8	0,9587	0,0088	0,7778
	C	126,5	0,9962		0,8255		C	121,9	0,9597		0,7915
3	A	114,8	0,9039		0,371	10	A	118,4	0,932		
	B	114	0,8974	6,082	0,3697		B	118,1	0,9302		
	C	110,8	0,8726		0,9149		C	118,4	0,9322		
4	A	113,5	0,8936			11	A	107,7	0,8482		
	B	112,5	0,8855				B	107,2	0,8443		
	C	109,3	0,8606				C	107,9	0,8498		
5	A	105,9	0,8337		0,8712	12	A	103,2	0,8124		
	B	104,6	0,8238		0,8683		B	102,6	0,8077		
	C	102,2	0,8045		0,8832		C	103,5	0,8149		
6	A	111,7	0,8798		0,983	13	A	113,9	0,8966		
	B	110,4	0,8691	11,57	0,9808		B	113,5	0,8939		
	C	107,1	0,8436		0,9868		C	114	0,8973		
7	A	108,5	0,8544			14	A	108,1	0,851		
	B	107	0,8428				B	107,6	0,8471		
	C	104,3	0,8214				C	108,3	0,8526		

As Figuras 113 e 114 exibem as formas de onda de tensão das barras 6 e 3 respectivamente. A barra 6 apresenta uma distorção harmônica total de tensão (DTT) de 3,37%, 3,26% e 0,22% nas fases Va, Vb e Vc , enquanto a barra 3 um DTT de 1,71%, 1,64% e 0,13% na mesma ordem de tensão de fase citada anteriormente.

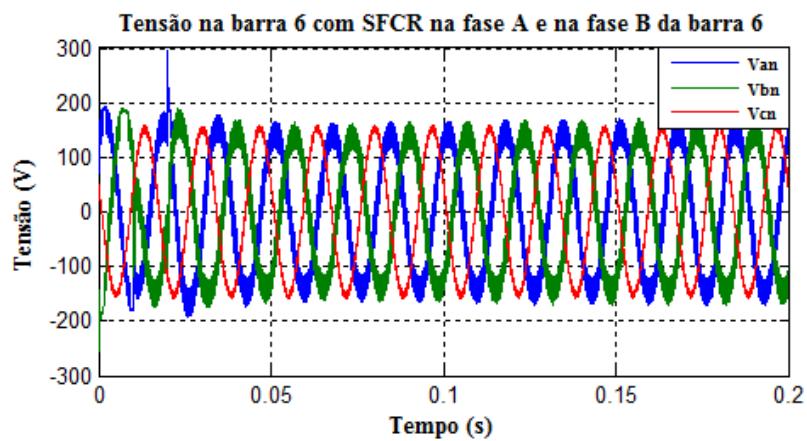


Figura 113- Tensão na barra 6 com SFCR na fase A e B da barra 6.

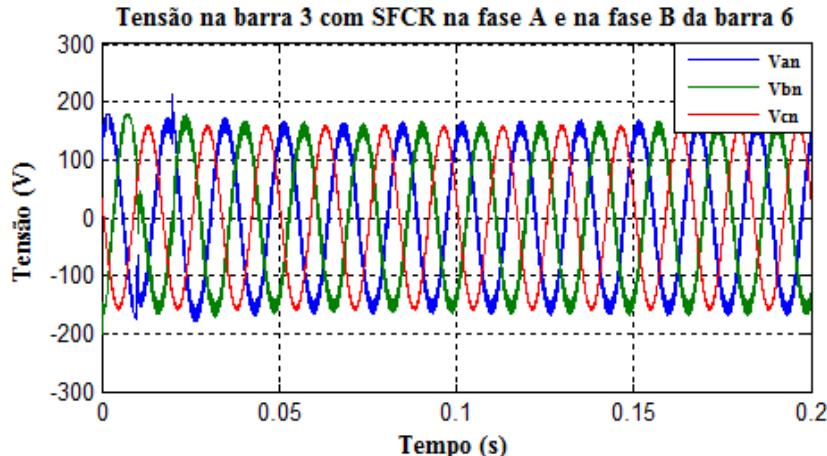


Figura 114- Tensão na barra 3 com SFCR na fase A e B da barra 6.

Por meio da Tabela 20, percebe-se que o nível de desequilíbrio diminui a partir que vai se afastando do ponto de conexão do SF. Além disso, verifica-se uma melhoria nas amplitudes das tensões nas barras do sistema. As figuras 115.a e 115.b apresentam respectivamente, a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento da fase A e a distorção harmônica total de corrente.

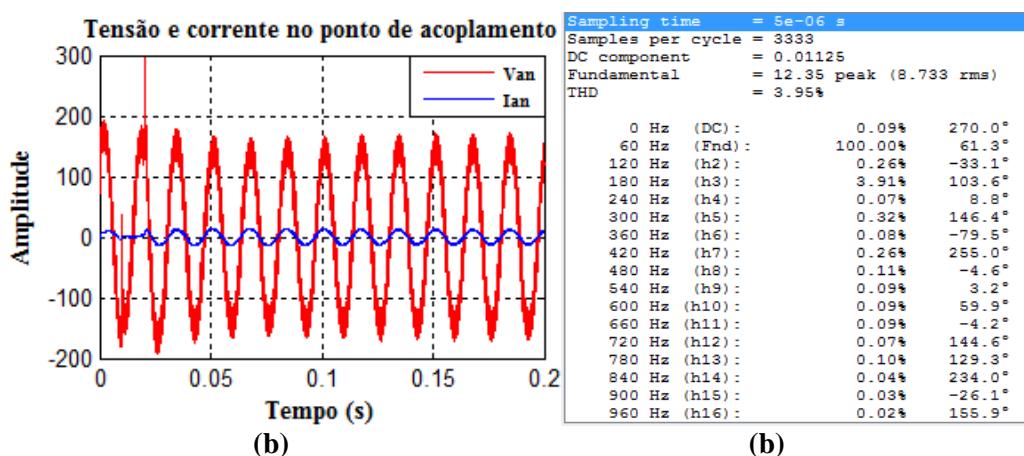


Figura 115- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

As figuras 116.a e 116.b apresentam a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento da fase B e a distorção harmônica total de corrente respectivamente.

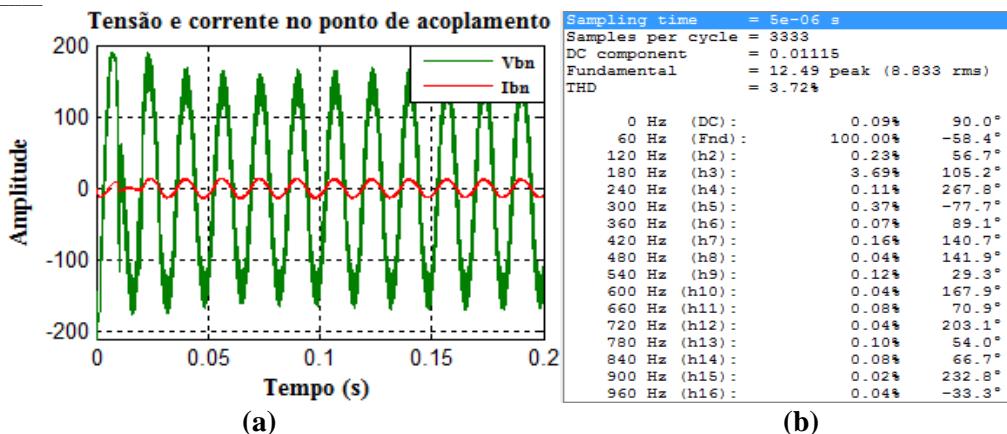


Figura 116- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

Assim como o caso anterior, a potência ativa injetada ao sistema e o fator de potência se encontra próximo do valor projetado de acordo com os resultados exibidos na Tabela 21. Vale ressaltar que a principal harmônica de corrente provocada pela geração distribuída fotovoltaica foi a de terceira ordem, conforme verifica nas Figuras 115.b. e 116.b.

Tabela 21- 3º Caso- Potência Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.

	P (w)	Q (Var)	Fp	DTI (%)
Fase A	974,2	50,63	0,9987	3,95
Fase B	974,1	52,81	0,9985	3,72

Da mesma forma que o 2º caso, a diferença entre a distorção harmônica total de corrente (DTI) para a situação com cargas não lineares foi irrelevante, porém desta vez o DTI para a fase A apresentou um leve aumento se comparado com a Tabela 12, enquanto para a fase B resultou em uma distorção harmônica menor. A distorção harmônica total de corrente gerada pelo sistema fotovoltaico correspondeu a 3,95% referente a fase A e 3,72% referente a fase B.

4.7.4. 4º CASO- CONEXÃO DE TRÊS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS À REDE

A Figura 117 mostra a conexão de três microgeração fotovoltaica na fase Va, Vb e Vc da barra 6 e a Tabela 22 com seus respectivos resultados.

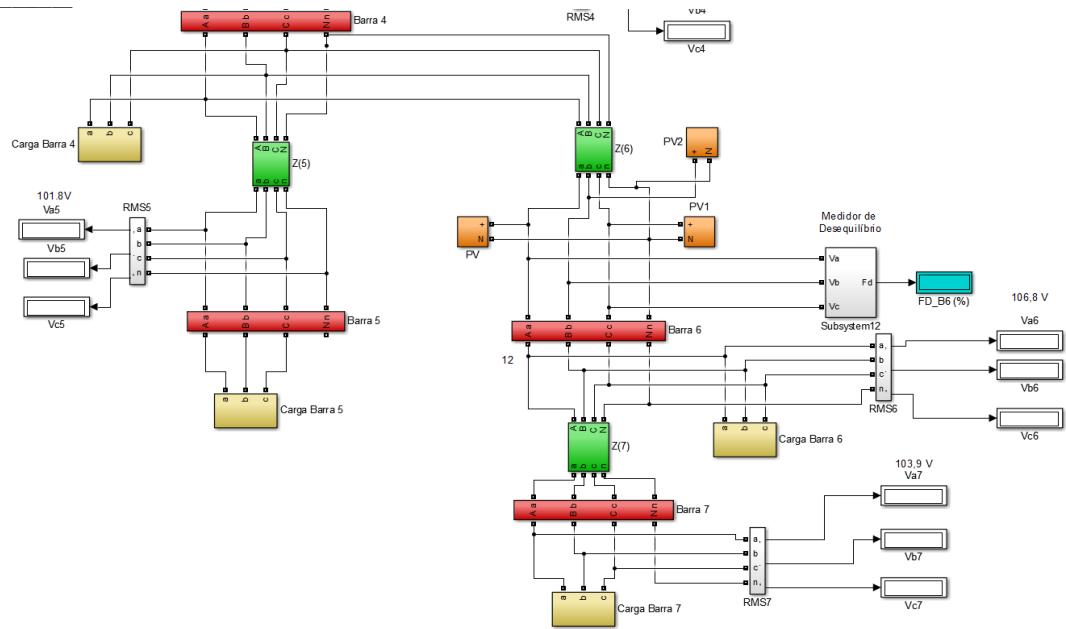


Figura 117- Sistema elétrico com três sistemas fotovoltaicos conectados.

Tabela 22- Tensão nas barras com três SFCR.

Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP	Barra		Tensão (V)	Tensão (pu)	FD (%)	FP
1	A	126,8	0,9987			8	A	124,2	0,9776		
	B	126,8	0,9987				B	124,2	0,9776		
	C	126,8	0,9987				C	124,2	0,9776		
2	A	126,7	0,9975		0,7096	9	A	121,9	0,9595		0,7834
	B	126,7	0,9975	4,85E-05	0,7093		B	121,9	0,9595	1,26E-05	0,7834
	C	126,7	0,9975		0,7098		C	121,9	0,9595		0,7834
3	A	114,5	0,9017		0,3916	10	A	118,3	0,9315		
	B	114,5	0,9017	0,00115	0,3906		B	118,3	0,9315		
	C	114,5	0,9017		0,3924		C	118,3	0,9315		
4	A	113,1	0,8906			11	A	107,6	0,8475		
	B	113,1	0,8906				B	107,6	0,8475		
	C	113,1	0,8906				C	107,6	0,8475		
5	A	105,5	0,8304		0,8742	12	A	103,1	0,8117		
	B	105,5	0,8304		0,8742		B	103,1	0,8117		
	C	105,5	0,8304		0,8742		C	103,1	0,8117		
6	A	111,3	0,8761		0,9835	13	A	113,8	0,896		
	B	111,3	0,8761	0,01467	0,9835		B	113,8	0,896		
	C	111,3	0,8761		0,9835		C	113,8	0,896		
7	A	108	0,8505			14	A	108	0,8503		
	B	108	0,8505				B	108	0,8503		
	C	108	0,8505				C	108	0,8503		

As Figuras 118 e 119 exibem as formas de onda de tensão das barras 6 e 3 respectivamente. A barra 6 apresenta uma distorção harmônica total de tensão (DTT) de 3,36%, 3,39% e 3,41% nas fases Va, Vb e Vc, enquanto a barra 3 um DTT de 1,7%, 1,72% e 1,74% na mesma ordem de tensão de fase citada anteriormente.

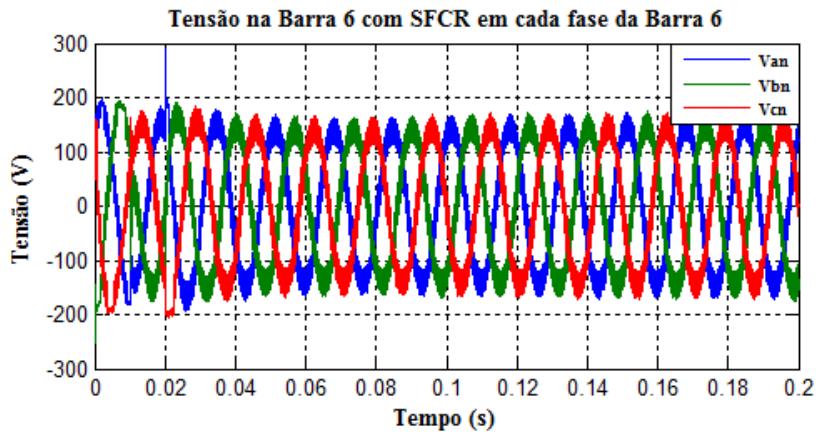


Figura 118- Tensão na barra 6 com SFCR em todas as fases da barra 6.

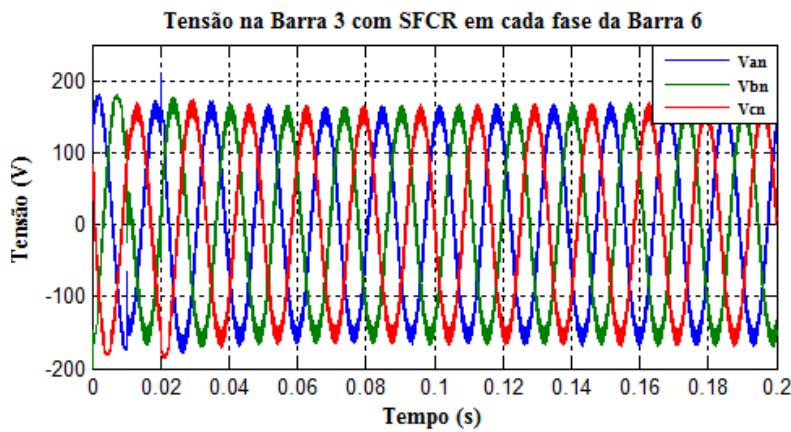


Figura 119- Tensão na barra 3 com SFCR em todas as fases da barra 6.

Por meio da Tabela 22, percebe-se que o grau de desequilíbrio atingido nas barras está dentro do valor estipulado pela regulamentação da PRODIST modulo 8, o qual define que o desequilíbrio de tensão na rede de baixa deve ser menor do que 2%. Além disso, verificou-se uma melhoria nas amplitudes das tensões nas barras do sistema. As figuras 120.a e 120.b apresentam a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento da fase A e a distorção harmônica total de corrente respectivamente.

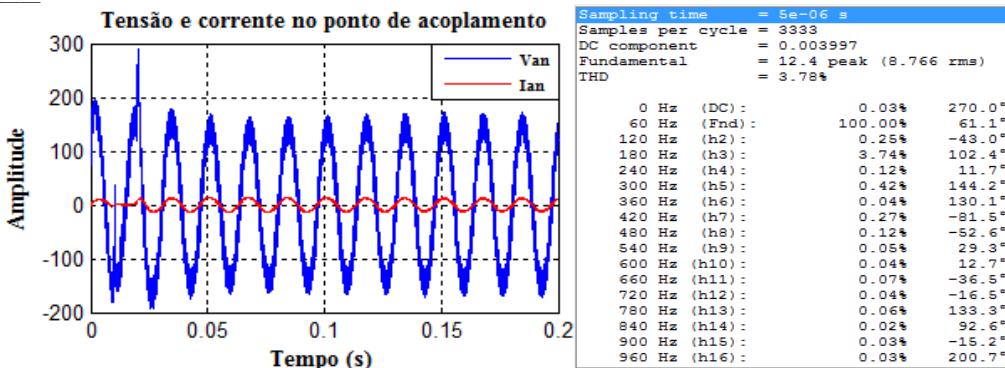


Figura 120- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

As figuras 121.a e 121.b apresentam a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento da fase B e a distorção harmônica total de corrente respectivamente.

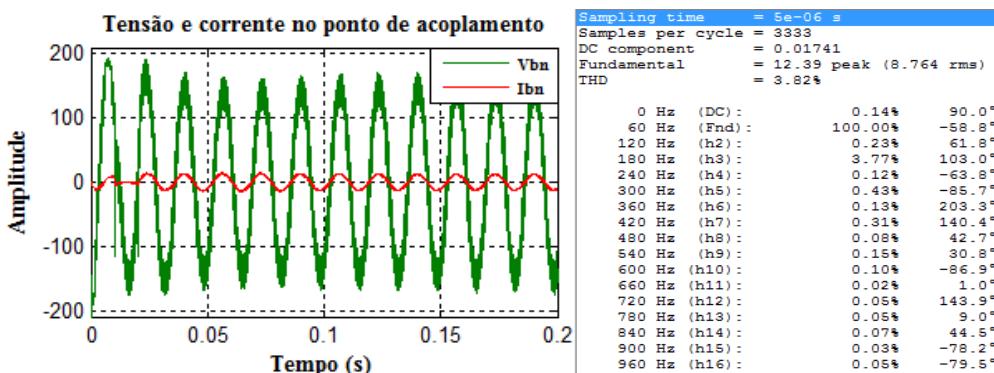


Figura 121- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

As figuras 122.a e 122.b apresentam a forma de onda da tensão e corrente no ponto de acoplamento da fase C e a distorção harmônica total de corrente respectivamente.

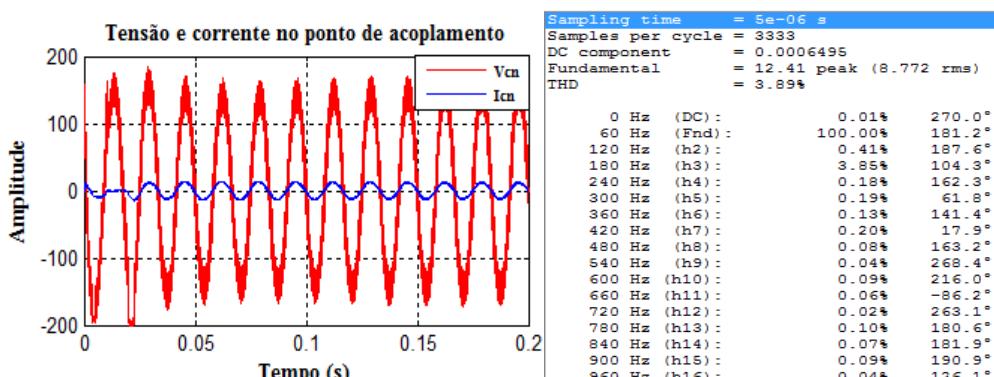


Figura 122- (a) Tensão e corrente no ponto de acoplamento; (b) Distorção total de corrente (DTI) no ponto de acoplamento.

A Tabela 23 apresenta a potência ativa e reativa injetada pelo microgeração fotovoltaica da fase A, B e C. Percebe-se que a potência ativa injetada ao sistema está próxima ao valor projetado, do mesmo modo que o fator de potência se encontra próximo do seu valor unitário. Vale ressaltar que a principal harmônica de corrente provocada pela geração distribuída fotovoltaica foi a de terceira ordem, conforme verifica nas Figuras 120.b; 121.b e 122.b.

Tabela 23- 4º Caso- Potencia Ativa e reativa, Fator de potência e DTI.

	P (w)	Q (Var)	Fp	DTI (%)
Fase A	974,3	52,00	0,9986	3,78
Fase B	974,6	51,66	0,9986	3,82
Fase C	974,3	52,19	0,9986	3,89

Assim como o 2º e o 3º caso, a injeção harmônica de corrente provida das microgerações distribuídas fotovoltaicas, se enquadram dentro do limite recomendado pela norma NBR 16149 (2013), que estabelece uma distorção harmônica total de corrente (DTI) inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração distribuída. A DTI gerada pelo sistema fotovoltaico correspondeu a 3,78% referente a fase A, 3,82% correspondente a fase B e 3,89% relacionado a fase C.

Para fins comparativo, a Tabela 24 exibe o desequilíbrio de tensão nas barras 2, 3, 6 e 9 com os quatro casos analisados. Percebe-se que o problema de desequilíbrio de tensão apenas é resolvido, quando são inseridos GD fotovoltaica em cada fase da barra 6 (4º Caso), o qual era o esperado.

Tabela 24- Tabela comparativa dos desequilíbrios nas barras.

Barra	Desequilíbrio (%)			
	1º Caso	2º Caso	3º Caso	4º Caso
2	6,23E-06	0,0316	0,0314	4,85E-05
3	6,32E-6	6,179	6,082	0,0011
6	6,23E-6	11,77	11,57	0,0147
9	6,23E-6	0,0088	0,0088	1,21E-05

Para fins comparativo, a Tabela 25 exibe as tensões nas barras de 1 a 7 com os quatro casos analisados.

Tabela 25- Tabela comparativa das tensões nas barras.

Barra		Tensão (V) 1º Caso	Tensão (V) 2º Caso	Tensão (V) 3º Caso	Tensão (V) 4º Caso	Tensão (pu) 1º Caso	Tensão (pu) 2º Caso	Tensão (pu) 3º Caso	Tensão (pu) 4º Caso
1	A	126,8	126,8	126,8	126,8	0,9986	0,9986	0,9987	0,9987
	B	126,8	126,8	126,8	126,8	0,9986	0,9986	0,9987	0,9987
	C	126,8	126,8	126,8	126,8	0,9986	0,9986	0,9987	0,9987
2	A	126,6	126,8	126,8	126,7	0,9968	0,9981	0,9987	0,9975
	B	126,6	126,5	126,7	126,7	0,9968	0,996	0,9973	0,9975
	C	126,6	126,6	126,5	126,7	0,9968	0,9971	0,9962	0,9975
3	A	110,6	114,2	114,8	114,5	0,871	0,8996	0,9039	0,9017
	B	110,6	110,3	114	114,5	0,871	0,8688	0,8974	0,9017
	C	110,6	111,1	110,8	114,5	0,871	0,8748	0,8726	0,9017
4	A	109,1	112,8	113,5	113,1	0,8591	0,8886	0,8936	0,8906
	B	109,1	108,7	112,5	113,1	0,8591	0,8561	0,8855	0,8906
	C	109,1	109,7	109,3	113,1	0,8591	0,8637	0,8606	0,8906
5	A	101,8	105,1	105,9	105,5	0,8015	0,8272	0,8337	0,8304
	B	108,8	101,4	104,6	105,5	0,8015	0,7986	0,8238	0,8304
	C	101,8	102,6	102,2	105,5	0,8015	0,8075	0,8045	0,8304
6	A	106,8	110,9	111,7	111,3	0,841	0,8733	0,8798	0,8761
	B	106,8	106,4	110,4	111,3	0,841	0,8377	0,8691	0,8761
	C	106,8	107,6	107,1	111,3	0,841	0,8471	0,8436	0,8761
7	A	103,9	107,6	108,5	108	0,8179	0,8471	0,8544	0,8505
	B	103,9	103,5	107	108	0,8179	0,8148	0,8428	0,8505
	C	103,9	104,7	104,3	108	0,8179	0,8247	0,8214	0,8505

Assim como a situação da análise do sistema elétrico com cargas não-lineares (NL), esta conjuntura também apresentou melhorias nas tensões das barras com as inserções das microgerações fotovoltaicas. Em relação a Distorção harmônica total de corrente e tensão entre as situações analisadas, não ocorreu variações excepcionais como pode-se verificar nas Tabelas a seguir.

Tabela 26- 1º Caso- Sem conexão do SF à rede

	DTT (%)		DTI (%)		Desequilíbrio (%)	
	Com cargas NL	Sem cargas NL	Com cargas NL	Sem cargas NL	Com cargas NL	Sem cargas NL
Fase A	5,05	0,01	--	--		
Fase B	5,05	0,01	--	--	5,77E-06	6,23E-06
Fase C	5,05	0,01	--	--		

Tabela 27- 2º Caso- Conexão do SF na fase A

	DTT (%)		DTI (%)		Desequilíbrio (%)	
	Com cargas NL	Sem cargas NL	Com cargas NL	Sem cargas NL	Com cargas NL	Sem cargas NL
Fase A	5,22	3,24	3,89	3,84		
Fase B	5,05	0,11	--	--	11,71	11,77
Fase C	4,96	0,11	--	--		

Tabela 28- 3º Caso- Conexão do SF nas fases A e B

	DTT (%)		DTI (%)		Desequilíbrio (%)	
	Com cargas NL	Sem cargas NL	Com cargas NL	Sem cargas NL	Com cargas NL	Sem cargas NL
Fase A	5,29	3,37	3,93	3,95		
Fase B	4,86	3,26	3,80	3,72	11,54	11,57
Fase C	4,96	0,22	--	--		

Tabela 29- 4º Caso- Conexão do SF nas fases A, B e C

	DTT (%)		DTI (%)		Desequilíbrio (%)	
	Com cargas NL	Sem cargas NL	Com cargas NL	Sem cargas NL	Com cargas NL	Sem cargas NL
Fase A	5,39	3,36	3,99	3,78		
Fase B	4,9	3,39	3,80	3,82	0,00577	0,01467
Fase C	5,65	3,41	3,78	3,89		

Verifica-se então que em termos de desequilíbrios e distorção harmônica total de corrente (DTI), que a variação entre as duas situações foram mínimas possíveis, enquanto a distorção harmônica total de tensão (DTT), apresentou uma diferença considerável de quase 2%, lembrando que, a distorção harmônica de tensão permitido na rede de baixa tensão compreende em 10%, conforme estabelece o módulo 8 da Prodist. A justificativa do nível de desequilíbrio resultar em valores bastante expressivo, foi devido ao ponto de conexão da geração distribuída fotovoltaica na rede, a qual a tensão do barramento

encontrava-se bem abaixo do valor nominal (127 V), assim, influenciando na operação do controle da unidade inversora.

Foi realizado a simulação com a conexão da microgeração fotovoltaica em um nível de tensão adequado, e o mesmo não foi constatado valores de desequilíbrios expressivos.

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES

No capítulo I foram abordadas as motivações, os objetivos específicos e gerais da utilização da microgeração fotovoltaica no sistema de distribuição de baixa tensão, a qual, após a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, tornou possível a geração própria de energia elétrica a partir de fontes renováveis, assim como o fornecimento do excedente de energia gerada para a rede local. A ideia principal do emprego da geração distribuída, proveniente de qualquer fonte renovável de energia, é o seu funcionamento como uma grande “bateria”, poupando água nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

A matriz energética brasileira é predominantemente derivada das usinas hidrelétricas, desse modo não é muito viável depender de apenas uma fonte de geração de energia, ainda mais que no ano de 2015, a crise hídrica abrangeu os reservatórios ao ponto de atingir seus volumes mortos, momento no qual as turbinas hidráulicas são desativadas para a geração de energia elétrica. Desse modo, com o objetivo de atender a demanda energética nacional, são acionadas as termelétricas, cujo combustível para geração de energia é mais cara que as hidrelétricas.

Diante desta conjuntura, nota-se a eficácia da microgeração fotovoltaica, pois além de diversificar a matriz energética brasileira, tem a característica de baratear a conta de energia dos consumidores. Além, evidentemente, de reduzir as perdas de transmissão de energia elétrica por efeito *Joule*, por ser uma geração local. Vale ainda ressaltar que, a microgeração fotovoltaica não agride o meio ambiente, ao contrário das termelétricas que liberam gases poluentes na atmosfera, destruindo a camada de ozônio.

O capítulo II descreveu os conceitos da conversão da energia solar e suas principais aplicações, sendo elas divididas em térmica e elétrica. A primeira emprega o uso dos raios solares para aquecimento da água por meio dos coletores solares, enquanto a segunda necessita dos módulos solares para a geração de energia elétrica. Os módulos solares são compostos por células, as quais são divididas em monocristalina, policristalina e silício amorfo, desse modo, constatou-se que as células monocristalinas são melhores no geral, por apresentarem maior rendimento na conversão da energia térmica em elétrica.

O rendimento apesar de ser relativamente baixo, em torno dos 11% a 13%, há relatos que apontam células com rendimento de 20%, devido ao emprego de fibras de carbono em sua constituição. Neste mesmo capítulo destacou-se também o principal desencadeador dos estudos voltados para a geração fotovoltaica, a crise do petróleo de 1974, cujo os recursos naturais se tornaram escassos, pois a principal fonte de geração de energia elétrica na época, era por meio das termelétricas, os quais utilizam o combustível fóssil para a produção de energia.

No capítulo II foi relatado alguns investimentos de fonte fotovoltaica em operação no Brasil, com suas respectivas informações sobre potência instalada, proprietário e localização. Em seguida, foram descritas sobre as topologias dos sistemas fotovoltaicos, os quais são divididos em sistemas Isolados, Híbridos e Conectados à rede. Entre as três topologias citadas, a estratégia de conectar o SF à rede elétrica se enquadra como a mais vantajosa, porque não emprega elementos armazenadores de energia em seu sistema, e assim, utiliza-se a própria rede elétrica como bateria.

O capítulo III abrangeu toda a modelagem da microgeração fotovoltaica, desde da célula solar até ao inversor de tensão. Os estudos atualmente feitos no âmbito da modelagem da célula solar se concentram em um modelo mais completo e representativo. Contudo este modelo exige um grande volume de informações, geralmente não disponibilizado pelos fabricantes, tornando sua aplicação bastante restrita. Não obstante, um outro modelo de porte simplificado, o qual foi pouco explorado na literatura e ao

mesmo tempo utilizado nesta pesquisa, apresenta características de fácil aplicação, devido seus poucos parâmetros solicitados se comparado ao modelo tradicional.

Tendo em vista a facilidade deste modelo simplificado em detrimento do modelo completo, maiores investigações foram necessárias no sentido de verificar sua potencialidade. Os resultados foram bastante satisfatórios diante das variações das condições climáticas analisadas, ou seja, a irradiância e a temperatura. Para melhor verificação do modelo enfocado, o módulo foi conectado a um conversor boost implementado com o algoritmo *MPPT (maximum Power Point Tracking) P&O (perturb and observe)*, que desloca o ponto de ajuste da tensão de operação do sistema à respectiva tensão máxima, de modo que, a potência máxima pode ser extraída para uma determinada condição de irradiância e temperatura. Vale ressaltar que o controle do conversor CC-CC *boost* aplicado realiza o monitoramento dos parâmetros de sua entrada e não o de saída. Deste modo, o inversor é o responsável em controlar a tensão do barramento CC, o qual é a tensão de saída do conversor *boost*.

Para este trabalho foi utilizado o inversor monofásico full-bridge, devido seu controle apresentar uma menor complexidade se comparado com o controle do inversor trifásico. Problemas de sincronização são predominantes quando o inversor está conectado à rede, para tanto utilizou-se o PLL (*Phase-Locked Loop*) para sincronizar a corrente gerada pelo arranjo fotovoltaico com a tensão disponibilizada pela rede. Vale ressaltar que é necessário um indutor de acoplamento conectado entre a saída do inversor e a rede para permitir o controle da corrente que flui entre os dois sistemas.

Para obter o melhor aproveitamento desta tecnologia, é necessária uma correta implantação da microgeração fotovoltaica. Para isso, é de suma importância a simulação do comportamento do mesmo frente a diversas condições normais e anormais de operação. Isso possibilita avaliar os impactos técnicos que esta fonte causará ao sistema elétrico como um todo, bem como permite prever seu comportamento quando o mesmo estiver sujeito a distúrbios, como curtos-circuitos, chaveamento de grandes blocos de carga, entre outros. Desse modo o capítulo IV apresentou simulações das partes

constituientes da microgeração fotovoltaica, com o intuito de comprovar a validação da modelagem, e por conseguinte, o modelo completo em um sistema elétrico fictício.

Por meio das simulações verificou-se que, a geração distribuída fotovoltaica monofásica é uma unidade bastante perturbadora no sistema elétrico em questão de desequilíbrio de tensão, ultrapassando os limites permissíveis proposta pela regulamentação do PRODIST módulo 8. Além disso, verificou-se o conteúdo harmônico que esta geração distribuída provoca ao sistema, constatando a terceira ordem harmônica de maior predominância durante a injeção de potência a rede.

O emprego do software *Matlab/Simulink®*, cuja notoriedade tem mostrado bastante relevância no cenário internacional, possibilita oferecer aos usuários um amplo leque de possibilidades para o desenvolvimento de modelos técnicos específicos para o campo da geração distribuída. Além disso, por apresentar um desempenho computacional satisfatório e recursos gráficos bastante amigáveis, bem como outras vantagens já citadas neste trabalho, esta ferramenta se mostra como sendo uma alternativa extremamente interessante para implementação, estudo e avaliação de desempenho de sistemas solares fotovoltaicos.

Verificou-se que o software escolhido apresenta ótima eficiência atendendo aos objetivos pretendidos nesta pesquisa. A validação dos resultados das simulações do painel fotovoltaico ocorreu por meio de comparação com os dados oriundos do *datasheet* dos painéis fotovoltaicos. Com relação à etapa de modelagem do algoritmo P&O, o bloco “S-function” demandou uma programação com a utilização de linhas de código.

Merece ainda relevância as estratégias de controle utilizadas para controlar as chaves do conversor elevador de tensão e do inversor, assim como o emprego da malha de captura de fase. Estes pontos mostram que se buscou representar neste trabalho um sistema fotovoltaico completo. No entanto, não foram realizadas comparações entre as diversas estratégias e técnicas possíveis de serem aplicadas, foram escolhidas aquelas mais conhecidas e utilizadas na prática.

Para trabalhos futuros, sugere-se contemplar a questão supracitada, ou seja, poderão ser adotados outros modelos para a célula fotovoltaica, diversas estratégias de controle, tanto para o boost quanto para o inversor, diferenciados algoritmos para o MPPT e técnicas para o PLL.

O modelo computacional desenvolvido prevê a injeção de corrente elétrica na rede com fator de potência unitário, no entanto, pode-se alterar o controle da fase fornecida pelo PLL de forma que se possa simular um painel fotovoltaico que permita geração ou absorção de potência reativa.

Propõe-se ainda uma montagem prática para validação experimental do sistema apresentado nesta dissertação.

Enfim, constatou-se que os resultados obtidos foram consistentes, sendo que ainda existe um universo relativamente extenso para trabalhos futuros que tomarão por base esta dissertação ou outras relacionadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL – Informações Técnicas – Distribuição de energia elétrica- Geração Distribuída. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955&id_area=90> Acesso em: 24 fev.2016.
- [2] Tavares, Carlos António Pereira. “**Estudo Comparativo de Controladores Fuzzy Aplicados a um Sistema Solar Fotovoltaico**” Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Eletrônica na UERJ- Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2009.
- [3] ANEEL, BIG – Banco de Informações de geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 5 mar.2015.
- [4] Cunha, G. H. B. “**Modelagem matemática e implementação computacional no ATP de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede de baixa tensão**” Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em engenharia Elétrica na UFU- Universidade Federal de Uberlândia, Julho, 2013.
- [5] Melo, Fernando Cardoso. “**Projeto e Análise de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica de Baixa Tensão em Conformidade Com a Resolução Normativa 482 da ANEEL**”. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em engenharia Elétrica na UFU- Universidade Federal de Uberlândia, 2014.
- [6] Empresa de setor fotovoltaico – América do Sol. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/guiaFV/>> Acesso em: 6 mar.2015.
- [7] Empresa de desenvolvimento de projetos em redução de gastos com energia – Disponível em: <<http://stizenergia.com.br/mapa-de-radiacao-solar-no-brasil/>>. Acesso em 24 mar.2015.
- [8] Site institucional do governo – Notícias - governo. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/>>

/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate
2030?fb_action_ids=437281763128239&fb_action_types=og.recommends. >> acesso em 17 dez.2015.

[9] Aramizu, Juliana. “**Modelagem e Análise de Desempenho de um Módulo Fotovoltaico em Operação Isolada e em Paralelo com uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica**”. Trabalho de conclusão de curso apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

[10] Razykov, T. M. “**Photovoltaic Solar Electricity: State of the Art and Future Prospects**”. ICEMS 2003 - Sixth International Conference on Electrical Machines and Systems, 2003, v. 1, p. 297 - 301 vol.1, 9-11 Nov. 2003.

[11] Site Portal Energia, energia renováveis. Disponível em: < <http://www.portal-energia.com/energia-solar-fotovoltaica/>>. Acesso em 26 mar.2015.

[12] Aniceto, José Manuel Antunes. “**Conversor DC-DC com Busca de Ponto de Potência Máxima (MPPT) para Painéis Solares**”. Dissertação de Mestrado apresentada na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Lisboa, 2010.

[13] KRANZL, A.; KOPECEK, R.; PETER, K.; FATH, P. “**Bifacial Solar Cells On Multi-Crystalline Silicon With Boron Bsf And Open Rear Contact**”. Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Waikoloa, HI, v. 1, p. 968-971, May 2006.

[14] LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven. “**Handbook of photovoltaic science and engineering**”. 1. ed. Chichester – England. 2003. Ed. John Wiley and Sons, 2003. April 2003. 1168 p.

[15] PONCE-ALCANTARA, S. DEL CANIZO, C. LUQUE, A. PERC. ”**structure to improve multicrystalline solar cell performance**”. 2005 Spanish Conference on Electron Devices, Tarragona, p. 283-286, 2-4 Feb. 2005.

- [16] STEVENSON, Richard. **First Solar: Quest for the \$1 Watt**; within five years, this company's thin-film solar cells could compete with coal. Revista Spectrum. Agosto de 2008.
- [17] Pereira, Filipe A. de S. e Oliveira, Manuel A. S. 2011. “**Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica**”. Porto, Portugal : Publindústria, 2011. ISBN: 978-972-8953-78-2.
- [18] CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=301> Acesso em 30 de mar.2015.
- [19] Dieter Holm, D.Arch. “**O futuro das fontes renováveis de energia para os países em desenvolvimento**” White paper- Traduzido para o português: ISES do Brasil.
- [20] João Tavares Pinho, Marco Antonio Galdino. “**Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**” Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL, DTE, CRESESB, Rio de Janeiro, Março de 2014.
- [21] ANEEL, BIG – Banco de Informações de geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/FontesEnergia.asp>? Acesso em 31 de mar.2015.
- [22] ANEEL, BIG – Banco de Informações de geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CombustivelListaUsinas.asp?classe=Solar&combustivel=50&fase=3>>. Acesso em 31 de mar.2015.
- [23] Carlos Fernando Câmara. “**Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica**”. Monografia apresentada ao departamento de Engenharia da Universidade Federal de Lavras, 2011.
- [24] CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=341>
Acesso em 01 de abr.2015.

[25] IMAX ENERGIA- Por um Futuro Sustentável. Disponível em: <http://www.imaxenergia.com.br/solucoes_sfa.html>. Acesso em 02 de abr.2015.

[26] Hauschild, Luciano. “**Avaliação de Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos Fotovoltaico-Eólico Diesel**”. Dissertação apresentada ao Programa Inter unidade de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, SP, 2006.

[27] Gilberto de Martino Jannuzzi, Fabiana K. O. M. Varella, Rodolfo Dourado Maia Gomes. “**Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**”. International Energy Initiative para an América Latina (IEI-LA) e Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), outubro de 2009, Campinas/SP.

[28] SOLARSTROM -energia fotovoltaica, empresa especializada em sistemas fotovoltaicas. Disponível em: <<http://solarstrom.com.br/empresa/>>. Acesso em 02 de abr.2015.

[29] H. S. Rauschenbach, 'Solar Cell Array Design Handbook, Chapter 2. Van Nostrand Reinhold Company, New York 1980.

[30] Ziyad M. Salameh, Bogdan S. Borowy, Atia R. A. Amin. “**Photovoltaic Module-Site Matching Based on the Capacity Factors**”. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 2, June 1995.

[31] Buhler, A. J. “**Determinação de Parâmetros Fotovoltaicos a Partir de Ensaios de Curvas Características Sem Iluminação**”. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica na UFRGS- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Março de 2007.

[32] RASHID, Muhammad H. “**Power Electronics Circuits, Devices and Applications. 3. ed.**” University of Florida: Ed. Prentice Hall. August 2003. 912 p.

[33] BARBI, Ivo. “**Projeto de Fontes Chaveadas**” – 1^a. ed. Editora da UFSC, 2001.

- [34] Gomes, A. C, Rodrigues. D. B, Borges, F. A, Melo. F. C, Cunha, G. H. B, Lima. G. B, Vilefort. L, Gomes. W. “**Projeto de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**”. Trabalho de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia, UFU, agosto de 2012.
- [35] Esram T, Chapman PL. “*Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques*”. *IEEE Trans Energy Convers* 2007; 22:439–49.
- [36] Go SI, Ahn SJ, Choi JH, et al. “*Simulation and analysis of existing MPPT control methods in a PV generation system*”. *J Int Council Electr Eng* 2011; 1:446–451.
- [37] de Assis Sobreira P, Villalva MG, Barbosa PG, et al. “*Comparative analysis of current and voltage-controlled photovoltaic maximum power point tracking*”. In: 2011 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2011, pp. 858–63.
- [38] Tortelli, O. L. “**Análise e Projeto de um Compensador Para Conversor Boost Com Configuração Modificada (Duplo Boost)**”. Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina para obtenção do grau de mestre em engenharia elétrica, Florianópolis, dezembro de 1994.
- [39] M. H .J. Bollen, “*Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*”, Piscataway, IEEE Presss, 2000.
- [40] HONG, S. and ZUERCHER-MARTINSON, M. “*Harmonics and Noise in Photovoltaic (PV) Inverter and the Mitigation Strategies*”. Solectria Renewables, 2012. 1-7.
- [41] Hauser, D. “**Controle de um Sistema Fotovoltaico Trifásico Conectado à Rede Elétrica**” Projeto de graduação apresentado ao corpo docente do Departamento de Engenharia da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Agosto de 2014.
- [42] I. Barbi; D. C. Martins, D. C. “**Eletrônica de Potência: Introdução ao Estudo dos Conversores CC-CA**”. Florianópolis. Edição dos Autores, 2005.

- [43] Linard, Fabíola Maria Alexandre; “**Sistema Ininterrupto de energia de dupla conversão com integração do retificador e do inversor**”, Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2009.
- [44] ABDALRAHMAN, A., ZEKRY, A., ALSHAZLY, A. “*Simulation and Implementation of Grid-connected Inverters*”, *International Journal of Computer Applications*, v. 60, n. 4, pp. 41-49, dez. 2012.
- [45] PALZ, P. C., **Energia solar e fontes alternativas**. Hemus: São Paulo/SP. 1995.
- [46] GXASHEKA, A. R.; VAN DYK, E. E.; MEYER, E. L. *Evaluation of performance parameters of PV modules deployed outdoors*. Renewable Energy. Amsterdam, Netherlands, n. 30, p. 614, 2005.
- [47] Brito, Moacyr Aureliano Gomes de. “**Inversores Integrados Monofásicos e Trifásicos Para Aplicações Fotovoltaicas: Técnicas Para Obtenção de MPPT, Detecção e Proteção de Ilhamento, Sincronização e Paralelismo Com a Rede de Distribuição de Energia Elétrica**”. Tese de doutorado- Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. 2013.

APÊNDICE A

A seguir encontra-se as linhas de código da lógica do algoritmo P&O, empregado nesta dissertação. Vale ressaltar que a implementação foi feita utilizando o bloco “*S-function*” da biblioteca do *simulink*.

```
Vpv = u(1);
Ipv = u(2);
V_ant = u(3);
P_ant = u(4);
Vref = u(5);

deltaV = 0.5;
erro_P = 0;
erro_V = 0;

if (Vref == 0)
    Vref=143.6;
end
P = Vpv*Ipv;

erro_P = P - P_ant;
erro_V = Vpv - V_ant;
if (erro_P ==0)    %%
    Vref=Vref;    %%
else

    if (erro_P < 0) % Potência anterior (P_ant) > Potência atual (P)
        if(erro_V < 0) % Tensão anterior (V_ant) > Tensão atual (Vpv)
            Vref = Vref + deltaV; %Sobe a tensão;
        else %Tensao anterior (V_ant) < Tensao atual (Vpv)
            Vref = Vref - deltaV; % Tira V para P voltar a subir
        end
    end

    if (erro_P > 0)
        if(erro_V < 0) %Tensao anterior > Tensao atual
            Vref = Vref - deltaV; % Tira V para P voltar a subir
        else %Tensão anterior < Tensão atual.
            Vref = Vref + deltaV; %Subir o deltaV, para atingir potência
máxima
        end
    end
end
```

A Figura 123, ilustra a estratégia empregada para a aplicação do método de rastreamento de máxima potência, o qual a primeira e a segunda entrada é referente a

tensão e corrente de saída do arranjo fotovoltaico, a terceira a tensão de referência e por fim, a quarta e quinta entradas referentes a potência e tensão da iteração anterior.

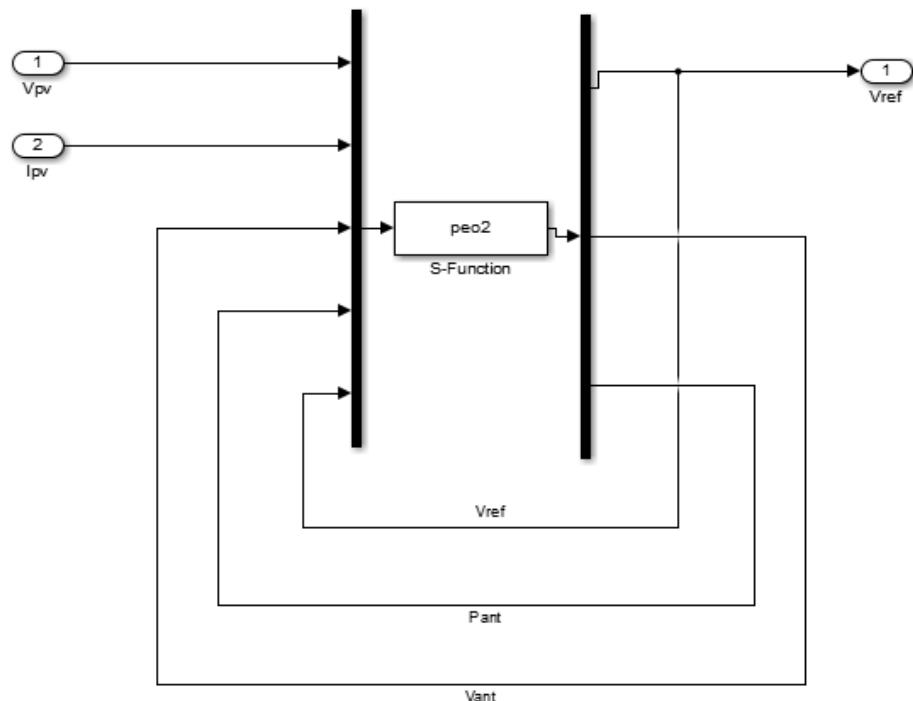


Figura 123- Estratégia para aplicação do MPPT P&O

APÊNDICE B

A seguir encontra-se o arquivo de extensão. m, para o projeto do compensador PID do conversor *Boost*. Vale ressaltar que esse projeto é realizado pela ferramenta *sisotool* do MATLAB.

```
close all
clear all
clc

L1 = 480e-6
RL = 18
C1 = 100e-6
Vdc = -400
Vm = 15
H = 1
s = tf('s');

%% Função Transferência

G_d_vC = Vdc/(C1*L1*s^2 + (L1/RL)*s + 1);
G_PWM = 1/Vm;

G = G_d_vC*G_PWM;
C1 = (1 + 1256.53/s);
sisotool(G,C1,H)
```

O projeto do compensador PID do inversor encontra-se a seguir.

```
Lf = 2.55e-3
Rs = 0.1
Vdc = 400
Vm = 10
H = 1
s = tf('s');

%% Função Transferência

G_V_in_d = 2*Lf*Vdc/(Lf*(Rs + Lf*s));
G_PWM = 1/Vm;

G = G_V_in_d * G_PWM;
sisotool(G,H)
```

APÊNDICE C

A Tabela 30 exibe a parametrização das impedâncias das linhas do sistema.

Tabela 30 Parametrização das impedâncias das linhas

Impedância das Linhas					
Barras	R (Ω)	L (H)	Barras	R (Ω)	L (H)
1-2	6,69E-03	2,56E-05	1-8	7,92E-03	8,37E-04
2-3	5,27E-03	7,36E-03	8-9	5,07E+00	7,47E-04
3-4	6,08E-04	8,97E-04	9-10	1,42E-03	2,09E-03
4-5	5,68E-03	8,37E-03	10-11	4,86E-03	7,17E-03
4-6	1,22E-02	4,79E-03	11-12	7,09E-03	1,05E-02
6-7	5,675E	8,37E-03	9-13	5,74E-03	6,93E-03
--	--	--	13-14	1,91E-03	5,77E-03

Em relação a impedância do neutro, para todas as barras foram inseridas uma resistência de 0,00906 Ω e uma indutância de 0,02374 mH.

A Tabela 31 expõe a parametrização das cargas lineares do sistema elétrico.

Tabela 31- Parametrização das cargas lineares

Cargas lineares					
Barras	P (W)	Q (Var)	Barras	P (W)	Q (W)
1	8,00E+03	2,00E+03	8	5,00E+01	2,00E+01
2	3,00E+03	1,90E+03	9	2,00E+01	5,00E+00
3	--	--	10	--	--
4	6,00E+02	1,50E+02	11	2,00E+03	1,00E+03
5	1,80E+03	1,00E+03	12	1,00E+03	5,00E+02
6	1,50E+03	0,00E+00	13	--	--
7	1,00E+03	4,00E+02	14	2,10E+03	1,10E+03

A Tabela 32 retrata a parametrização das cargas não-linear do sistema elétrico, inseridos nas barras 5, 10 e 14.

Tabela 32- Parametrização da carga não linear

Carga não linear	
Ordem Harmônica (h)	Amplitude
3	0,5657
5	0,9899
7	0,0707

A Tabela 33 mostra a parametrização do transformador de distribuição de 150 kVA do sistema, com suas ligações em delta no primário e estrela com neutro no secundário.

Tabela 33- Parametrização do transformador de distribuição

Transformador 150 kVA		
	Primário	Secundário
Tensão (V)	13800	220
R (Ω)	6,3481	0,0005378
L (H)	0,05893	4,99E-06
R magnetização (Ω)	3,5267E+05	--
L magnetização (H)	1,43E+04	--