



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ROBSON TAVEIRA GONÇALVES DA SILVA

**ANÁLISE COMPARATIVA DAS TÉCNICAS DE MPPT, P&O, SLIDING MODE E
BACKSTEPPING APLICADAS A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

FORTALEZA

2020

ROBSON TAVEIRA GONÇALVES DA SILVA

ANÁLISE COMPARATIVA DAS TÉCNICAS DE MPPT, P&O, SLIDING MODE E
BACKSTEPPING APLICADAS A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará (UFC), como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes

FORTALEZA

2020

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S583a Silva, Robson Taveira Gonçalves da.

Análise comparativa das técnicas de MPPT, P&O, Sliding Mode e Backstepping aplicadas a sistemas fotovoltaicos. / Robson Taveira Gonçalves da Silva. – 2020.

111 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2020.

Orientação: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes.

1. Fotovoltaico. 2. MPPT. 3. P&O. 4. SMC. 5. Backstepping. I. Título.

CDD 621.3

ROBSON TAVEIRA GONÇALVES DA SILVA

ANÁLISE COMPARATIVA DAS TÉCNICAS DE MPPT, P&O, SLIDIGN MODE E
BACKSTEPPING APLICADAS A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará (UFC), como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em: 24 / 01 / 2020.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Dalton de Araújo Honório
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Marcus Vinicius Silvério Costa
Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA)

A Deus.

Aos meus pais, Maria Ivonete e José Jussier.

Aos meus irmãos Roberto, Renato e Ricardo.

A minha amada Kamilla Karen.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida e por me dar saúde e força para trabalhar e enfrentar todos os obstáculos que encontrei no meu caminho.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e a FUNCAP (Fundação Cearense de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo suporte financeiro.

A Universidade Federal do Ceará, ao Departamento de Engenharia Elétrica, e todo seu corpo docente por todos os ensinamentos durante o mestrado.

Ao Prof. Dr. Fernando L. M. Antunes, pela excelente orientação, suporte e tempo dedicado, sem ele nada disso teria sido possível. Aos professores participantes da banca examinadora Prof. Dr. Dalton de Araújo Honório e Prof. Dr. Marcus Vinicius Silvério Costa pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos meus pais, minha mãe Maria Ivonete por me ensinar a importância da educação e o que é possível alcançar com trabalho, e ao meu pai José Jussier por me ensinar que com criatividade é possível vencer as dificuldades.

Aos meus irmãos, Roberto, Ricardo e em especial a Renato por ter me apoiado na decisão de fazer mestrado, e a todo apoio e suporte que me ajudaram durante o mestrado.

A minha amada, Kamilla, por me apoiar no dia a dia, por acreditar em meu potencial, pela paciência de me ouvir falar muito sobre eletrônica, e por ter me ajudado muitas vezes nessa jornada.

*“Eu sou apenas um rapaz latio-americano
Sem dinheiro no banco sem parentes importantes
E vindo do interior.”*

(Belchior)

RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos possuem a característica de converter a energia solar em elétrica, mas a eficiência na conversão depende, em grande parte, de condições ambientais, como irradiação e temperatura nas células fotovoltaicas. Este trabalho apresenta análises, em simulação computacional, de três técnicas que objetivam a busca do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* – MPPT) do sistema solar. As técnicas estudadas são: a perturba e observa P&O, módulos deslizantes (*Sliding Mode Control* – SMC) e o controle *Backstepping*. Para as análises foram adotados dois tipos de sistemas, tendo variação de potência aplicada em cada um deles. O primeiro sistema apresenta um arranjo de dois módulos fotovoltaicos ligados em paralelo com um total de potência de 110W, o segundo arranjo apresenta quatro módulos em paralelo, com um total de 220W. Em ambos os arranjos foram simulados um efeito de sombreamento, assim pôde ser observado a resposta das técnicas de MPPT para variação de potência dos sistemas e efeito de sombreamento. Conectando os módulos a uma carga resistiva, foi usado um conversor estático de corrente contínua CC-CC. A topologia selecionada foi o *Boost* clássico, por apresentar a característica de elevação de tensão. Ao final das análises pode ser observado que o algoritmo P&O obteve os menores valores de potência extraída em todas as combinações de sistema, o SMC apresentou-se vantajoso no sistema de menor potência, já o *Backstepping* teve a melhor resposta nos transientes de potência e maior extração de potência no sistema de maior potência. Por ter tido um melhor desempenho, a técnica *Backstepping* foi aplicada a um conversor CC-CC de alto ganho.

Palavras-chave: Fotovoltaico, MPPT, P&O, SMC, *Backstepping*.

ABSTRACT

Photovoltaic systems have the characteristic of converting solar energy into electrical energy, but the efficiency of the conversion depends largely on environmental conditions such as irradiation and temperature in the photovoltaic cells. This work presents analyses, in computer simulation, of three techniques that aim the search of the Maximum Power Point Tracking (MPPT) of the PV system. The studied techniques are: disturb and observe P&O, Sliding Mode Control (SMC) and Backstepping control. For the analyzes, two types of systems were adopted, with power variation applied in each one. The first system has an array parallel connected PV modules with a total power of 110 W, the second arrangement has four modules in parallel with a total of 220 W. In both arrangements, a shading effect was simulated, so that the MPPT techniques response for the system power variation and the shading effect could be observed. Connecting the modules to a resistive load, a static DC-DC converter was used. The selected topology was the classic Boost, as it presents the characteristic of tension elevation. At the end of the analysis it can be observed that the P&O algorithm obtained the lowest values of extracted power in all system combinations, SMC was advantageous in the lower power system, while Backstepping had the best response in power transients and higher power extraction in the higher power system. Due to its better performance, the Backstepping technique was applied to a high gain DC-DC.

Keywords: Photovoltaic, MPPT, P&O, SMC, Backstepping.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.01	Unidades consumidoras com geração fotovoltaica no Brasil	15
Figura 2.01	Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico híbrido	21
Figura 2.02	Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado.	21
Figura 2.03	Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico ligado à rede.....	22
Figura 2.04	Topologias de modelos equivalentes de uma célula solar: (a)modelo ideal, (b) modelo de um diodo, (c) modelo de dois diodos.	23
Figura 2.05	Curvas Características de um painel solar	25
Figura 2.06	Topologias clássicas dos conversores CC-CC: (a) conversor Buck; (b) conversor Boost; (c) conversor Buck-Boost.....	27
Figura 2.07	Primeira etapa de funcionamento do conversor Boost em MCC.....	28
Figura 2.08	Segunda etapa de funcionamento do conversor Boost em MCC.....	28
Figura 2.09	Conversor de alto ganho com indutor acoplado	30
Figura 2.10	Circuito equivalente a primeira etapa de operação.	30
Figura 2.11	Circuito equivalente a segunda e terceira etapa de operação.	31
Figura 2.12	Circuito equivalente a quarta etapa de operação.....	31
Figura 2.13	Variação do algoritmo perturba e observa, (a) perturbar e observa clássico P&OC, (b) perturba e observa moderno P&O	34
Figura 2.14	Comportamento do sistema com técnica SMC	36
Figura 3.01	Modelo de painel de um diodo.....	42
Figura 3.02	Bloco PV, (a) pinos de entrada e saída, (b) janela de dados elétricos.....	43
Figura 3.03	Modelo de célula solar de um diodo.	44
Figura 3.04	Modelo do conversor Boost.....	45
Figura 3.05	Fluxograma P&O.	47
Figura 3.06	P&O no ambiente de Software.	48
Figura 3.07	Fluxograma SMC.....	50
Figura 3.08	SMC no ambiente de Software.	51
Figura 3.09	<i>Backstepping</i> no ambiente de Software.....	54
Figura 3.10	Sistema de aplicação em geração distribuída.	55
Figura 4.01	Arranjos de ligações dos painéis fotovoltaicos	59
Figura 4.02	Curvas características para um painel, variação de irradiação.	61
Figura 4.03	Curvas características para um painel, variação de temperatura.	62
Figura 4.04	Curvas características para dois painéis em paralelo	64

Figura 4.05	Curvas características para quatro painéis em paralelo.....	65
Figura 4.06	Variação de irradiação e temperatura dos painéis solares.	67
Figura 4.07	Curva de tensão, técnica P&O com dois painéis em paralelo.	68
Figura 4.08	Curva da corrente, técnica P&O com dois painéis em paralelo.....	69
Figura 4.09	Curva da potência, técnica P&O com dois painéis em paralelo	69
Figura 4.10	Curva de tensão, técnica SMC com dois painéis em paralelo	71
Figura 4.11	Curva da corrente, técnica SMC com dois painéis em paralelo	72
Figura 4.12	Curva da potência, técnica SMC com dois painéis em paralelo.....	73
Figura 4.13	Curva de tensão, técnica <i>Backstepping</i> com dois painéis em paralelo.....	74
Figura 4.14	Curva da corrente, técnica <i>Backstepping</i> com dois painéis em paralelo.....	75
Figura 4.15	Curva da potência, técnica <i>Backstepping</i> com dois painéis em paralelo	76
Figura 4.16	Zoom na potência das três técnicas de controle.....	77
Figura 4.17	Gráfico de colunas com as potências adquiridas	79
Figura 4.18	Curva de tensão, técnica P&O com quatro painéis em paralelo.	81
Figura 4.19	Curva da corrente, técnica P&O com quatro painéis em paralelo.	81
Figura 4.20	Curva da potência, técnica P&O com quatro painéis em paralelo.....	82
Figura 4.21	Curva de tensão, técnica SMC com quatro painéis em paralelo.....	83
Figura 4.22	Curva da corrente, técnica SMC com quatro painéis em paralelo.....	84
Figura 4.23	Curva da potência, técnica SMC com quatro painéis em paralelo.....	85
Figura 4.24	Curva de tensão, técnica <i>Backstepping</i> com quatro painéis em paralelo.	86
Figura 4.25	Curva da corrente, técnica <i>Backstepping</i> com quatro painéis em paralelo	87
Figura 4.26	Curva da potência, técnica <i>Backstepping</i> com quatro painéis em paralelo.....	87
Figura 4.27	Gráfico de colunas com as potências adquiridas	89
Figura 4.28	Zoom na potência das duas técnicas de controle	90
Figura 4.29	Circuito de sistema solar aplicado a geração distribuída.....	91
Figura 4.30	Variação de Irradiação, temperatura constante de 25°C.	92
Figura 4.31	Potência de entrada (P_{in}) em azul, e potência de MPP teórico (P_{mpp}) e vermelho.....	93
Figura 4.32	Tensão do módulo solar (V_{pv}).	94
Figura 4.33	Corrente de saída do conversor de alto ganho (I_{out}).	95
Figura 4.34	Corrente do módulo solar (I_{pv}) em azul, e corrente de magnetização (ILM) em vermelho.	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.01 Características Elétricas do Pannel PV.....	60
Tabela 4.02 Valores para variação de irradiação em um painel fotovoltaico.....	62
Tabela 4.03 Valores para variação de temperatura em um painel fotovoltaico.....	63
Tabela 4.04 Valores para variação de irradiação em dois painéis fotovoltaicos em paralelo.....	64
Tabela 4.05 Valores para variação de irradiação em quatro painéis fotovoltaicos em paralelo.....	65
Tabela 4.06 Valores de potência máxima para cada arranjo paralelo de painéis.....	66
Tabela 4.07 Tensão e potência da simulação de dois painéis em paralelo e da técnica de controle P&O.....	70
Tabela 4.08 Tensão e potência da simulação de dois painéis em paralelo e da técnica de controle SMC.....	73
Tabela 4.09 Tensão e potência da simulação de dois painéis em paralelo e da técnica de controle Backstepping.....	76
Tabela 4.10 Potência obtidas das três técnicas com arranjo de dois painéis em paralelo.....	78
Tabela 4.11 Tensão e potência da simulação de quatro painéis em paralelo e da técnica de controle P&O.....	83
Tabela 4.12 Tensão e potência da simulação de quatro painéis em paralelo e da técnica SMC	85
Tabela 4.13 Tensão e potência da simulação de quatro painéis em paralelo e da técnica de controle Backstepping.....	88
Tabela 4.14 Potência obtidas das três técnicas com arranjo de quatro painéis em paralelo.....	89
Tabela 4.15 Característica elétricas do módulo solar Kyocera de 210 W.....	92

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivos	18
<i>1.1.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	18
<i>1.1.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	18
1.2	Estrutura da Dissertação	19
2	ESTADO DA ARTE	20
2.1	Sistemas Fotovoltaicos	20
<i>2.1.1</i>	<i>Sistemas híbridos</i>	20
<i>2.1.2</i>	<i>Sistemas isolados</i>	21
<i>2.1.3</i>	<i>Sistemas ligados na rede</i>	21
2.2	Painéis Fotovoltaicos	22
2.3	Conversores Estáticos CC-CC	25
<i>2.3.1</i>	<i>Conversor Boost Clássico</i>	27
<i>2.3.2</i>	<i>Conversor de Alto Ganho Estático</i>	29
2.4	Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência	33
<i>2.4.1</i>	<i>Perturba e Observa</i>	33
<i>2.4.2</i>	<i>Sliding Mode Control</i>	34
<i>2.4.3</i>	<i>Backstepping</i>	38
2.5	Considerações finais	41
3	MODELAGEM DOS SISTEMAS PV E DAS TÉCNICAS DE MPPT ... 42	
3.1	Modelagem do módulo fotovoltaico FV	42
3.2	Modelagem do conversor <i>Boost</i> clássico	44
3.3	Modelagens das técnicas de controle MPPT	46
<i>3.3.1</i>	<i>Perturba e Observa</i>	46
<i>3.3.2</i>	<i>Sliding Mode Control</i>	48
<i>3.3.3</i>	<i>Backstepping</i>	51
3.4	Modelagem de uma aplicação em geração distribuída	55
3.5	Considerações Finais	57
4	SIMULAÇÕES DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E MPPT's	58
4.1	Considerações Iniciais	58
4.2	Simulações dos módulos solares	59

4.3	Simulações das técnicas de MPPT aplicadas aos sistemas fotovoltaicos.	66
4.3.1	<i>Simulação dos sistemas fotovoltaicos com dois painéis em paralelo.</i>	68
4.3.1.1	<i>Simulação da técnica Perturba e Observa (P&O).</i>	68
4.3.1.2	<i>Simulação da técnica Sliding Mode Controller (SMC).</i>	71
4.3.1.3	<i>Simulação da técnica Backstepping.</i>	74
4.3.1.4	<i>Comparações das simulações das três técnicas de controle</i>	77
4.3.2	<i>Simulação dos sistemas fotovoltaicos com quatro painéis em paralelo.</i>	80
4.3.2.1	<i>Simulação da técnica Perturba e Observa (P&O).</i>	80
4.3.2.2	<i>Simulação da técnica Sliding Mode Controller (SMC).</i>	83
4.3.2.3	<i>Simulação da técnica Backstepping.</i>	85
4.3.2.4	<i>Comparação das simulações das três técnicas de controle</i>	88
4.4	Simulações de uma aplicação para geração distribuída	91
4.5	Considerações Finais	96
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	97
	REFERÊNCIAS	99
	ANEXOS	104

1 INTRODUÇÃO

Na natureza, a todo o momento, ocorrem interações de energia nas suas mais diversas formas. Em termos de suprimento energético, a eletricidade se apresenta como uma das formas mais versáteis e convenientes de energia, de forma que a habilidade de processar e controlar a mesma torna está um recurso indispensável e estratégico para o desenvolvimento socioeconômico de muitos povos, países e regiões (BEZERRA, 2010).

Atualmente, além da busca pelo desenvolvimento sustentável, há uma pressão crescente por uma mudança no consumo e na produção de padrões de energia no Brasil. Nesse cenário, a produção de energia através de fontes renováveis vem ganhando maior relevância, com o intuito de reduzir a dependência de combustíveis fósseis, e assim reduzir as emissões de gases de efeito estufa (ROCHA *et al.*, 2017).

De acordo com estudo da Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2016), o Brasil tem nas hidrelétricas a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro, tendo início na década de 50 com a decisão estratégica do governo em explorar o vasto potencial hidrelétrico do país. Até o final do século XX esta fonte de energia aumentou, por apresentar competitividade econômica e emissões reduzidas dos gases de efeito estufa, comparadas com aquelas associadas a combustível fóssil, e tendo, ainda, a tecnologia se tornado madura e confiável ao longo do tempo. Entretanto em 2001, em decorrência de uma severa crise hídrica, o governo federal decretou o racionamento de energia elétrica, e deu início a debates na reformulação da matriz energética.

Internacionalmente o Brasil é reconhecido pela sua capacidade de gerar recursos energéticos renováveis, suas fontes principais são formadas por Hidráulica, Etanol, Bagaço, Lenha, Carvão Vegetal, Biodiesel, Eólica e Solar. De acordo com Ministério de Minas e Energias (2018) em 2017 foi demonstrado na Oferta Interna de Energia (OIE) uma taxa de 43,2 % da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira, onde a média mundial é 13,8 %. Para o mesmo ano a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE), ficou em 624,3 TWh, montante 0,7 % superior ao ano de 2016 (619,7 TWh). As fontes renováveis chegaram a 80,4 % na matriz da OIEE. Dentre estas fontes, neste período, a Hidráulica teve uma queda de oferta (-2,6 %) com uma produção de 380.911 – 370.906 GWh, a eólica teve aumento na oferta (26,5 %) com 35.236 – 35.655 GWh, assim como a solar (832 %) com oferta de 85 – 832 GWh.

A energia solar, pelo efeito fotovoltaico (PV) ainda é pouco significativo na matriz, entretanto, a geração de energia com esta fonte vem aumentando com uma significativa taxa de

crescimento. A perspectiva é que a geração com esta fonte continue em crescimento, já que novos parques solares estão entrando em operação. Um exemplo disso é o parque solar localizado em Bom Jesus da Lapa no estado da Bahia que entrou em operação em junho de 2017, tornando-se o maior parque solar do Brasil, com capacidade total de 158 MW. Outros parques solares estão em fase de montagem no país (Ministério de Minas e Energias, 2018).

O Plano Decenal, de 2017 a 2026, do Ministério de Minas e Energia brasileiro demonstra que a parcela renovável de toda matriz energética brasileira atingirá 48% ao final deste período. Desta matriz a produção de energia elétrica terá 87% de sua estrutura formada de fontes de origem renovável, podendo suprir o crescimento da demanda por fontes energéticas e ao mesmo tempo manter o caráter renovável da matriz. São esperados investimentos da ordem de R\$ 1,4 trilhões no período, desse montante, destaca-se a expansão esperada de 11,8 GW para a fonte eólica e de 7 GW para a fonte solar-fotovoltaica.

De acordo com o apresentado, a geração de energia elétrica no Brasil é predominante formada por fontes renováveis. Porém, ela se encontra distantes de seu consumo, tendo-se perdas na transmissão e distribuição desta energia, que no Brasil em 2016 foi equivalente a 16,1 % (incluindo perdas técnicas e não técnicas). Por outro lado, com a geração próxima aos locais de consumo uma redução nas perdas pode ser obtida. Acrescentando a este fato, o tempo de implantação das tecnologias que normalmente são utilizadas para geração (centrais fotovoltaicas, centrais termonucleares e termoelétricas, etc.) é reduzido, comparado com a Geração Centralizada (GC). Deste modo, uma nova concepção vem surgindo, baseada na geração distribuída (GD) (Ministério de Minas e Energias, 2018).

Além disso, no documento publicado pelo Ministério de Minas e Energias (2017) é observado o efeito da mudança de relação do consumidor com a energia nos últimos anos. O aumento do poder de escolha – uma tendência geral na sociedade – tem se materializado no setor de eletricidade através da popularização das tecnologias de micro e mini geração distribuída. O consumidor, podendo gerar sua própria energia, evolui de uma posição passiva para ativa no setor elétrico. Em 2016 houve um salto de mais de quatro vezes no número de instalações, terminando o ano com 81 MW instalados, distribuídos em 7,7 mil unidades. Apesar do crescimento recente, essa modalidade de geração ainda é insignificante no Brasil, havendo espaço para se desenvolver muito mais na próxima década.

Conforme é mostrado na Figura 1.1, de acordo com Nascimento (2017), é apresentado o crescimento acelerado das unidades consumidoras de energia que assume o novo perfil de geradores da própria energia elétrica, partindo da fonte renovável fotovoltaica através de instalações de sistemas fotovoltaicos em seu local de consumo.

Figura 1.1 - Unidades consumidoras com geração fotovoltaica no Brasil



Fonte: Nascimento (2017, p. 29).

As principais vantagens da energia solar fotovoltaica são: não contribuem para as mudanças globais do clima, pois os módulos fotovoltaicos não geram resíduos; os módulos fotovoltaicos apresentam vida útil elevada, pois não apresenta partes móveis que geram desgastes, podendo chegar a 30 anos de operação; a energia do Sol é abundante e gratuita; os módulos fotovoltaicos têm estrutura modular, ou seja, o sistema pode ser ampliado e adaptado facilmente (LUQUE, 2011).

Em Valencia e Ramos-Paja (2015) é apresentada uma estrutura em comum para os sistemas PV, composto por módulos com células fotovoltaicas ligadas a um conversor de energia do tipo CC-CC, este conversor é usado para estabilizar a tensão em um barramento CC em um nível desejado para cada aplicação. Em Martin e Vazquez (2015) é usado um conversor do tipo *Buck-Boost*, em Khatebet *al.* (2014) é aplicado um SEPIC e em Lasheen *al.* (2017) um *Boost*, mostrando assim que pode ser aplicado uma variedade de conversores do tipo CC-CC nas aplicações de geração elétrica com sistemas fotovoltaicos.

Os sistemas fotovoltaicos (PV) apresentam uma característica não linear que exibem uma variedade de comportamentos associados à variação climática, devido as mudanças na irradiação dos raios solares e da temperatura no módulo fotovoltaico a tensão de saída e corrente das células PV variam. Para se obter o melhor aproveitamento desse sistema é necessário o uso de métodos apropriados, geralmente o controle conhecido como algoritmos de busca da máxima potência (*Maximum Power Point Tracking - MPPT*), estes são usados para manter a potência de saída no valor máximo possível e estável, mesmo durante o comportamento variável dos

raios solares e da temperatura do ambiente (LASHEEN *et al.*, 2017).

Com objetivo de tratar os fenômenos não-lineares destacados e atingir a estabilidade do sistema com o MPPT, muitas abordagens são propostas na literatura, tais como: técnica com tensão constante adaptado (LASHEEN *et al.*, 2017); lógica *Fuzzy* (KHATEB *et al.*, 2014); rede neural (JYOTHY; SINDHU, 2018); técnica *Sliding Mode Controller* (SMC) (QI; ZHANG; CHEN, 2014); perturba e observa (P&O) e *Backstepping* (MARTIN; VAZQUEZ, 2015).

No trabalho de Lasheen *et al.* (2017) é aplicado o controle de tensão constante (*Constant Voltage – CV*) para atingir o MPPT, para tornar a técnica mais eficiente foi adotado a estratégia *Adaptive Reference Voltage* (ARV) tomando como parâmetros equações do módulo fotovoltaico e do conversor *CC-CC Boost*, incluindo as resistências parasitas do indutor capacitor e diodo, assim a tensão de referência é adaptada de acordo com os níveis de radiação e temperatura medidos. A tensão do módulo fotovoltaico é medida e comparada com o sinal de referência calculado, e por meio de um controlador Proporcional Integral (PI) é gerado o ciclo de trabalho do conversor.

O artigo de Khateb *et al.* (2014) apresenta um controle de MPPT baseado em *Fuzzy Logic Controller* (FLC) aplicado a um conversor SEPIC para aplicação de inversores fotovoltaicos. De acordo com o autor a lógica *Fuzzy* é um controle inteligente, que em seu projeto não requer um modelo matemático preciso do sistema para lidar com a não linearidade do mesmo. Ao final do trabalho é apresentado a precisão da manutenção dos níveis dos sinais elétricos para aplicação em inversores com variação de carga.

Em Martin e Vazquez, (2015) um conversor *Buck-Boost* é projetado para regular a tensão de saída do módulo fotovoltaico e algumas técnicas de MPPT são comparadas, são elas: Perturba e Observa (P&O), Proporcional Integral (PI), Neuro-*Fuzzy* e *Backstepping*. O P&O é baseado na variação da tensão de saída do módulo PV e observando a potência obtida para modificação do ciclo de trabalho do conversor. O método PI controla a voltagem da entrada do *Buck-Boost* tendo como referência uma tensão de máxima potência. O algoritmo Neuro-*Fuzzy* foi utilizado para encontrar a tensão de referência para o MPPT. Por fim o método *Backstepping* foi projetado atingindo o MPPT com controle regressivo com sinal de referência na tensão do módulo PV.

No trabalho de Zhang *et al.* (2014) foi aplicado uma estratégia de modo deslizante (*Sliding Mode Control - SMC*) para obter melhor resposta em velocidade para o rastreamento do ponto de máxima potência do sistema e para a redução de oscilações no estado estacionário. De acordo com o autor o SMC possui várias vantagens como simples implementação, robustez e boa dinâmica de resposta. Ao final do trabalho é apresentado o sucesso do controle do MPPT

aplicando a técnica em um conversor do tipo *Buck*.

Como pôde ser observado, vários tipos de soluções MPPT são relatados na literatura, o que diferem os métodos de controle são sua complexidade, número de sensores necessários para operação, velocidade de convergência, faixa de custo para projeto e estrutura (QI; ZHANG; CHEN, 2014).

É observado maior recorrência na literatura da aplicação das técnicas Perturba e Observa (P & O) e Incremental Condutância (IC) com objetivo de alcançar o MPPT, a popularidade para estas duas técnicas é dada por sua simplicidade de implementação e suas taxas de desempenho, gerando um menor custo de projeto e estrutura. No entanto, devido à natureza não linear do módulo fotovoltaico e do conversor CC-CC, o desempenho e estabilidade do sistema são limitados à vizinhança em torno do MPPT. Esta característica coloca uma restrição no desempenho do sistema, uma vez que o ponto muda com as perturbações ambientais de irradiação e temperatura, imprevisíveis e inevitáveis.

Em contrapartida, técnicas como apresentadas nos trabalhos de Martin e Vazquez (2015) e Zhang *et al.* (2014) oferecem velocidade e eficiência no rastreamento em qualquer ponto de operação, e um custo de projeto menor que nos trabalhos de Khateb *et al.* (2014), Lasheen *et al.* (2017) e Jyothy e Sindhu (2018). Em Martin e Vazquez (2015) é usado um projeto de um SMC destinado a realizar uma rápida ação MPPT em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, em Zhang *et al.* (2014) outro projeto de SMC para sistemas fotovoltaicos é apresentado considerando um conversor *Buck*.

O projeto do controlador pode ser feito com base nos métodos de estabilização direta ou indireta de Lyapunov. A primeira classe de abordagens é analiticamente complexa; enquanto a segunda família de abordagens tem o problema de escolher as funções de Lyapunov como desvantagens. Para superar esses problemas, a abordagem de controle de *Backstepping* pode ser considerada como uma solução. É um método recursivo de segunda classe com uma escolha sistemática da função de Lyapunov (El FADIL; GIRI, 2007). Essa técnica de controle tem sido relatada na literatura (ABOUBAIDA *et al.*, 2011) devido a seus desempenhos e vantagens. Uma das maiores vantagens desta técnica de controle é a sua robustez contra a variação dos parâmetros do sistema (ROY *et al.*, 2015) e sua notável capacidade de lidar com fenômenos não-lineares complexos.

Tendo em vista os principais pontos levantados até aqui, pode ser destacado que a energia solar, dentre as fontes alternativas renováveis, é uma ótima solução devido aos seus aspectos como: provocar baixo impacto ambiental; prazos de instalação e de operação muito pequenos; facilidade de integração nas construções; boa escalabilidade.

Na literatura também é observado o problema da baixa eficiência do sistema e sua característica intermitente na produção de energia elétrica, onde a produção depende do nível de insolação e temperatura dos painéis. Dessa forma tem-se uma necessidade do desenvolvimento de técnicas de controle para busca a potência máxima em sistemas fotovoltaicos.

A presente pesquisa se justifica pela busca de soluções para um problema real, que é encontrar alternativas para melhorar o rendimento dos sistemas fotovoltaicos, assim, este projeto busca contribuir com o desenvolvimento e análise comparativa entre três técnicas de controle de busca do ponto de máxima potência MPPT, aplicadas em mais de um sistema fotovoltaico.

Portanto, este trabalho propõe um comparativo de três técnicas de MPPT, o P&O, SMC e o *Backstepping* aplicados em arranjos de sistemas PV com estrutura composta por módulos de células solares ligadas em paralelo, um conversor CC-CC do tipo *Boost* e um bloco para o controle de MPPT alocado entre o módulo PV e o conversor. Foi realizado ainda um comparativo entre as possibilidades de técnicas MPPT indicadas, apresentando as vantagens e desvantagens de cada uma delas para cada tipo de arranjo fotovoltaico estudado. Ao final do trabalho, o método de melhor desempenho foi aplicado a um conversor de alto ganho usado em sistemas de geração distribuída com o objetivo de uma aproximação de uma aplicação real.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

Analisar comparativamente técnicas de controle de máxima potência aplicados em um conversor CC-CC em dois sistemas fotovoltaicos, um com arranjo de dois painéis em paralelo e outro com quatro, de maneira a observar a resposta de cada técnica coma a variação de potência e a capacidade de minimizar os efeitos do sombreamento nos painéis, os algoritmos de controle de MPPT em análise são: P&O, SMC, e *Backstepping*.

1.1.2 Objetivos específicos

Para chegar ao objetivo geral deste trabalho foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- Descrever os principais elementos e curvas características dos painéis solares;

- Analisar matematicamente as topologias de conversores CC-CC existentes, para assim, selecionar o modelo que apresente melhores vantagens ao sistema em estudo;
- Apresentar as principais características de cada técnica de controle analisada;
- Modelar todas as partes dos sistemas fotovoltaicos propostos;
- Avaliar por meio de simulações o desempenho dos métodos de controle utilizados no trabalho;
- Aplicar o método de controle de maior eficiência em uma aplicação de geração distribuída através de um conversor CC-CC de alto ganho.

1.2 Estrutura da Dissertação

O trabalho escrito está estruturado em cinco capítulos, sendo o primeiro a introdução, contemplando o contexto onde o projeto está inserido, os objetivos gerais e específicos, e à organização do trabalho.

O segundo capítulo apresenta o estado da arte com o referencial teórico, onde são apresentados os conceitos necessários para a interpretação da pesquisa. Tendo em vista a problemática e objetivos propostos a estrutura deste capítulo se divide em quatro tópicos principais: sistemas fotovoltaicos; módulos fotovoltaicos; conversores CC-CC; e as técnicas de seguimento do ponto de máxima potência.

No terceiro capítulo do trabalho são apresentados, respectivamente, os modelos dos módulos fotovoltaicos e dos conversores CC-CC usados no projeto. Em seguida, é apresentado o desenvolvimento das técnicas de MPPT, o algoritmo P&O e as estratégias e equações para os controles SMC e *Backstepping*.

No quarto capítulo são apresentados os resultados das simulações em software dedicado dos sistemas fotovoltaicos propostos. Nesta etapa são levantados os dados da resposta das três técnicas de controle para as variações climáticas e de potência do sistema.

Por fim, no quinto capítulo se apresenta a conclusão parcial desse estudo, apresentando proposta de trabalhos futuros.

2 ESTADO DA ARTE

Neste capítulo serão apresentados, de uma forma geral, os conceitos introdutórios dos pontos mais importantes para o projeto. A revisão bibliográfica foi direcionada aos conceitos básicos, as tecnologias e algoritmos utilizados em sistemas fotovoltaicos. Assim, este capítulo foi dividido em quatro partes distintas.

Primeiramente na seção 2.1 é feita a descrição dos tipos e partes dos sistemas fotovoltaicos. A seção 2.2 explica o funcionamento das células solares, e seus tipos de topologias de circuito equivalente, de modo a efetuar a modelagem matemática. Na seção 2.3 apresentam-se os diferentes tipos de conversores CC-CC clássicos e de alto ganho. Já a seção 2.4 traz a descrição geral de vários tipos de algoritmos e técnicas de controle MPPT existentes.

2.1 Sistemas Fotovoltaicos

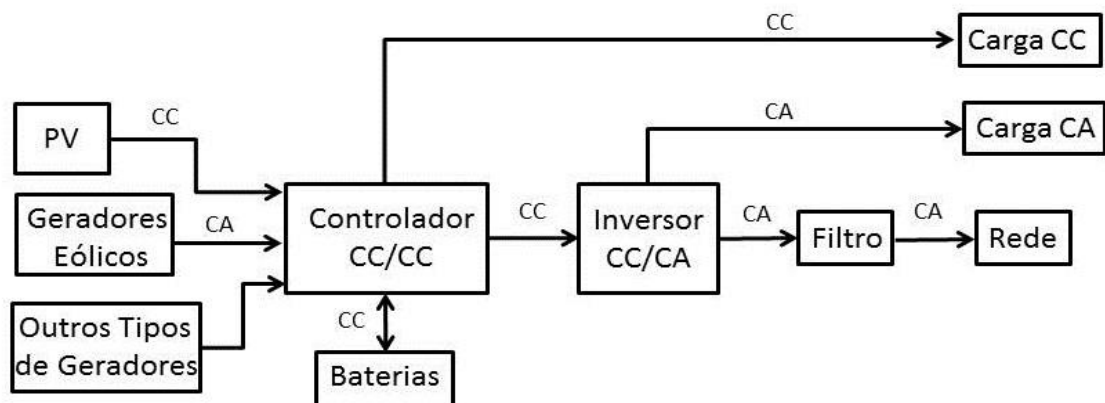
Os sistemas de geração de energia fotovoltaicos mais usados podem ser divididos em três tipos:

- Sistemas híbridos;
- Sistemas isolados;
- Sistemas conectados à rede.

2.1.1 *Sistemas híbridos*

Os sistemas híbridos são caracterizados pela geração solar em conjunto com outros tipos de geradores, como grupo de geradores a diesel, geradores eólicos, geradores térmicos, etc. Este tipo de sistema apresenta alta complexidade e são utilizados geralmente para formação de micro redes de corrente alternada (CA) ou em regiões isoladas com variação climáticas. (VILELA, 2011). Estes sistemas podem ser conectados ou separados da rede de distribuição elétrica, e podem ser ligados diretamente a cargas CC ou CA, também podendo ter ou não estágio de carregamento de baterias (PINHO; GALDINO, 2014). Na Figura 2.1 é apresentado um modelo de diagrama de blocos das possibilidades deste tipo de sistema.

Figura 2.01 - Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico híbrido

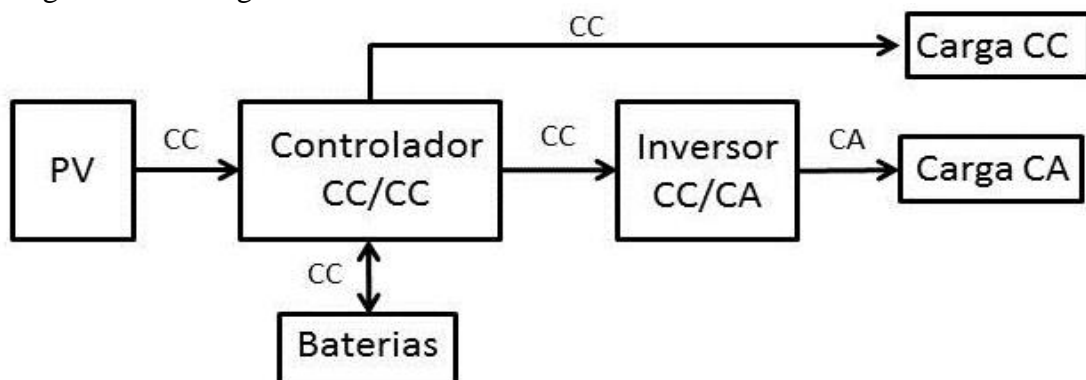


Fonte: Elaborado pelo autor.

2.1.2 Sistemas isolados

Conhecido também como sistema autônomo de geração de energia, ou *off-grid*, é geralmente utilizado em áreas remotas, onde a rede de distribuição de energia elétrica é inexistente, como em áreas rurais e locais isolados. Para este tipo de sistema as aplicações são bastante variadas, podendo estar ou não conectados a um sistema de armazenamento de energia, ou diretamente ligado a cargas CC, ou conectados a um inversor, podendo ser ligados a cargas do tipo CA (PINHO; GALDINHO, 2014). Na Figura 2.2 é apresentado um modelo de diagramas de blocos das possibilidades desta estrutura.

Figura 2.02 - Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado.



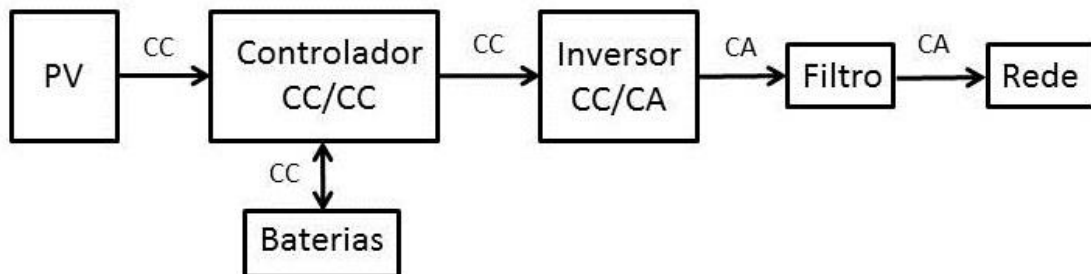
Fonte: Elaborado pelo autor.

2.1.3 Sistemas ligados na rede

Outro modelo de sistema fotovoltaico típico é o conectado à rede elétrica de distribuição de energia, de baixa tensão ou *on-grid*, este tipo de sistema não precisa necessariamente do

elemento de armazenamento de energia, como baterias, visto que está conectado à rede. Neste sistema a energia que não é utilizada no seu local de geração, passa para o sistema da rede de distribuição, e no instante que a energia gerada é insuficiente para as cargas locais, a rede de distribuição fornece a energia necessária. Este sistema é geralmente formado por arranjos de painéis fotovoltaicos, um controlador CC-CC, um inversor de frequência e alguns sistemas de filtragem de harmônicos para que a energia atenda as normas vigentes de qualidade (PINHO; GALDINHO, 2014). Na Figura 2.3 é apresentado um modelo de diagramas de blocos das possibilidades desta estrutura.

Figura 2.03 - Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico ligado à rede.



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.2 Painéis Fotovoltaicos

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1893, pelo físico francês Edmond Becquerel, ele descobriu que era criada uma diferença de potencial em placas metálicas de prata ou platina quando estas estavam mergulhadas em um eletrólito e era exposta a luz. Posteriormente em 1905, Albert Einstein explicou o efeito fotoelétrico com um trabalho que foi fundamental no estabelecimento da teoria quântica (VALLÊRA, 2006).

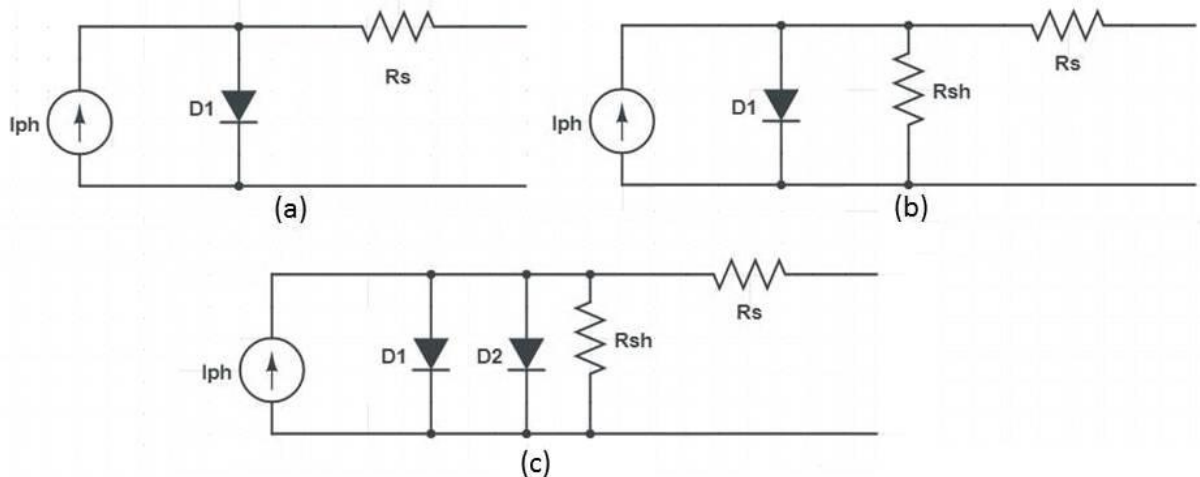
As células solares são formadas por material semicondutor, a base desta célula é geralmente formada por Silício (Si). Para obter elétrons livres o material semicondutor é submetido ao processo de dopagem, que consiste na adição de impurezas químicas em um elemento químico semicondutor puro. Assim dois tipos de materiais são adicionados, um do tipo n que tem como característica a possibilidade de doar elétrons, e o outro material do tipo p que apresenta escassez de elétrons. Entre as regiões tipo p e tipo n forma-se a junção p-n que tem como principal função criar um campo elétrico interno que é responsável pela consolidação da conversão fotovoltaica (STEVENSON, 2008).

O mecanismo capaz de transformar a radiação solar em energia é a célula solar, que quando agrupada forma o painel fotovoltaico, com este é realizado a conversão de energia

fotovoltaica, em que a incidência de fótons em um material de junção semicondutora p-n é capaz de gerar corrente elétrica contínua (CORTEZ, 2013).

Os painéis fotovoltaicos são formados por arranjos de pequenas células solares, as curvas de tensão-corrente (V-I) do painel é uma característica importante do mesmo, por meio destas curvas é possível modelar um circuito elétrico equivalente do painel. Existem três abordagens principais a respeito dos circuitos elétricos que apresentam as células solares: o modelo ideal (KININGER, 2003); o modelo de um diodo (FADIGAS, 2012); e o modelo com dois diodos (FREIRE; CARVALHO, 2000). A Figura 2.4 apresenta as três topologias indicadas, (a) o modelo ideal, (b) modelo com um diodo, e (c) o modelo com dois diodos. Dentre estas topologias de modelagem a mais comum na literatura é a com um diodo (CUPERTINO *et al.*, 2012), (REKIOUA; MATAGNE, 2012), (CONFESSOR; VILLARREAL, 2016).

Figura 2.04 - Topologias de modelos equivalentes de uma célula solar: (a) modelo ideal, (b) modelo de um diodo, (c) modelo de dois diodos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com Rekioua e Matagne (2012), no modelo de um diodo pode se observar que a fonte de corrente produz uma fotocorrente que é diretamente proporcional à radiação solar e inversamente proporcional a temperatura de operação da célula. Aplicando a Lei de Kirchhoff para corrente do circuito do modelo de um diodo, temos a equação 2.1 que define a corrente em uma célula solar:

$$I_{cel} = I_{ph} - I_D \quad (2.1)$$

Onde I_{cel} é definida a corrente de saída da célula solar, I_{ph} é a fotocorrente produzida com a incidência de luz na célula solar, e I_D é a corrente passante no diodo em paralelo do modelo que caracteriza a junção p-n do material semiconductor, matematicamente representada na equação 2.2.

$$I_D = I_0 \left[e^{q \left(\frac{V_{pv}}{AKT_a} \right)} - 1 \right] \quad (2.2)$$

Substituindo a equação 2.2 na 2.1, temos a equação 2.3:

$$I_{cel} = I_{ph} - I_0 \left[e^{q \left(\frac{V_{pv}}{AKT_a} \right)} - 1 \right] \quad (2.3)$$

Onde:

I_{ph} : é a fotocorrente (A);

I_0 : é a corrente de saturação do diodo (A);

I_D : é a corrente que atravessa o diodo (A);

R_s : é a resistência em serie (Ohms);

V_{cell} : é a tensão de saída da célula fotovoltaica (V);

q: é a carga de elétron (coulombs);

k: é a constante de Boltzmann;

A: é o fator de idealidade do diodo;

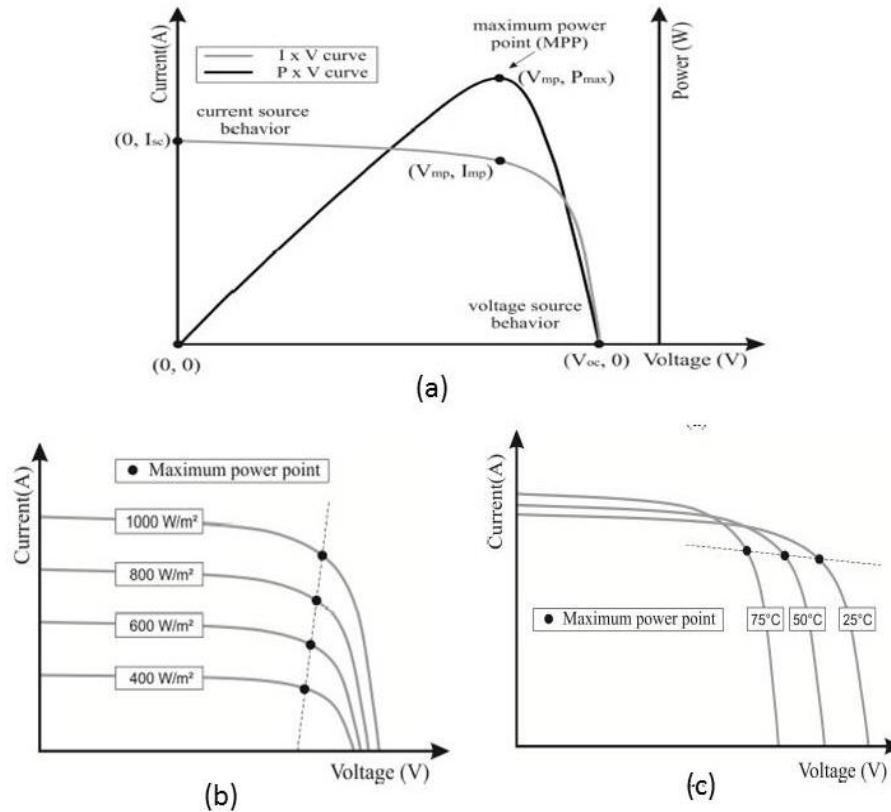
Ta: é a temperatura de junção da célula fotovoltaica (Kelvin).

De acordo com Cupertino *et al.* (2012), o comportamento elétrico do painel fotovoltaico é um paralelo, algo entre uma fonte de corrente e tensão, onde se tem para cada curva de tensão versus corrente, uma curva de tensão versus potência gerada.

Na Figura 2.5 pode observar em (a) que existe um ponto de máxima potência identificado como MPP (*Maximum Power Point*), neste ponto têm-se a melhor relação de tensão vezes a corrente elétrica gerada pelo painel fotovoltaico; em (b) é apresentado a relação de irradiação solar com a corrente, tensão e ponto de MPP da curva. Nesta imagem podemos observar que quanto maior a irradiação maior é a corrente, e maior o valor de tensão no MPP, assim maior é a potência extraída do sistema; em (c) quanto maior for a temperatura do painel,

menor a tensão do ponto de MPP, e nesta condição a irradiação se mantém constante assim a corrente não é alterada.

Figura 2.05 - Curvas Características de um painel solar



Fonte: Cupertino *et al.* (2012, p. 2).

Múltiplos painéis podem ser conectados para formar o chamado arranjo (*array*) fotovoltaico, eles podem ser ligados em série ou em paralelo para produzir uma variedade de combinações de tensão e corrente. A curva característica de tensão-corrente de um arranjo PV é semelhante ao de um módulo de uma célula fotovoltaica (TAVARES, 2009).

2.3 Conversores Estáticos CC-CC

Em sistemas de geração solar fotovoltaica, os conversores CC-CC fazem a ponte de ligação dos painéis às cargas de corrente contínua. Estes conversores têm duas funções principais: a primeira de gerar um nível de tensão adequado para a carga no barramento CC, e a segunda é seguir o ponto de máxima potência dos painéis fotovoltaicos.

Rashid (2014) define os conversores estáticos como dispositivos que realizam o tratamento eletrônico da energia elétrica, controlando o fluxo de energia entre dois ou mais sistemas, dessa forma, eles são produzidos para variar a tensão ou a corrente, tanto na

intensidade quanto na forma, podendo inclusive transforma a corrente contínua (CC) em alternada (CA), e vice-versa, o mesmo ocorre com a tensão. Esse processo de fluxo de energia é efetuado com o devido controle do acionamento das chaves semicondutoras.

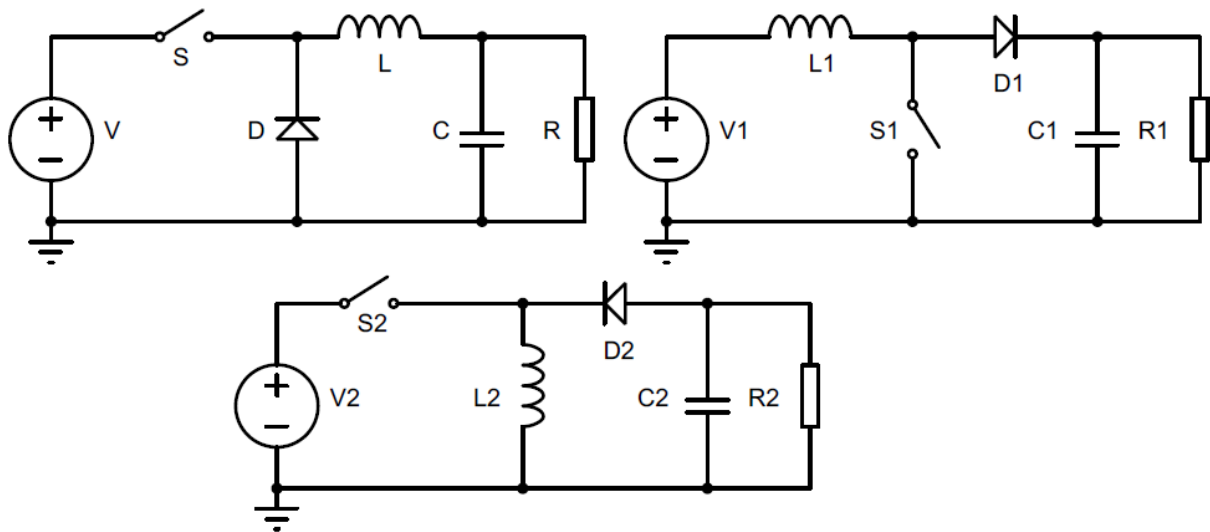
De acordo com Mello (2011) o princípio de funcionamento de um conversor baseia-se na comutação das chaves, que controla a transferência de pulsos de tensão ou corrente de uma parte do circuito a outra, o elemento que transfere a energia é normalmente um indutor ou um capacitor. Os circuitos de controle podem ser de frequência fixa ou variável, nos circuitos com frequência fixa a chave entra em condução sempre a intervalos de tempo constantes, o que define o controle de potência do conversor é a largura do pulso durante a condução. Esse método de controle é um dos mais utilizados, conhecido por Modulação por Largura de Pulso (PWM – *Pulse Width Modulation*).

Os conversores do tipo CC-CC são circuitos eletrônicos que convertem uma tensão CC para diferentes níveis de tensão fornecendo sempre uma saída regulada. Esses conversores podem ser do tipo não-isolados ou isolados. Os não-isolados são assim denominados por não empregarem transformadores isoladores. Assim, é possível reduzir ou elevar a tensão aplicada a carga unicamente por meio do controle de um ou mais semicondutores ativos (TOFOLI, 2018).

Os circuitos clássicos de conversores de tensão CC-CC utilizam como elementos armazenadores de energia, um indutor e um capacitor, os mais conhecidos são: conversor *Buck* ou abaixador; conversor *Boost* ou elevador; e conversor *Buck-Boost* ou abaixador-elevador. Estes conversores podem ser projetados para dois modos de operação conforme o valor da corrente do indutor: o modo de condução contínua (MCC), em que a corrente no indutor é maior que zero em todo o período de operação; e o modo de condução descontínua (MDC) em que a corrente do indutor é zero por alguns instantes do período de chaveamento (HART, 2012).

Na Figura 2.6 são apresentadas estas três topologias, em (a) é apresentado o *Buck*; em (b) o *BOOST*; e em (c) o *Buck-Boost*. Na imagem a chave semicondutora está representada pela letra S, com L está representado o indutor, com D o diodo, com C o capacitor de cada topologia, e com R uma carga resistiva.

Figura 2.06 - Topologias clássicas dos conversores CC-CC: (a) conversor *Buck*; (b) conversor *Boost*; (c) conversor *Buck-Boost*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

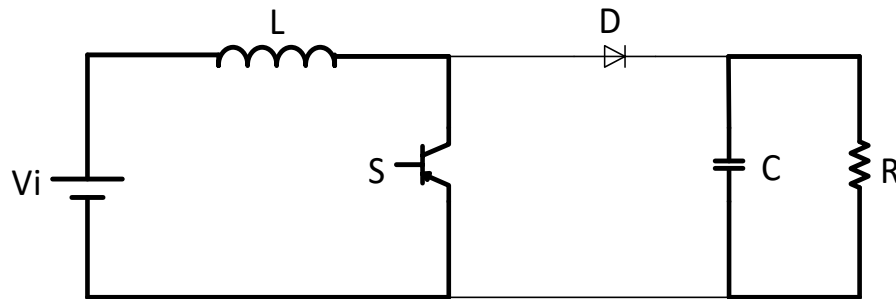
Dentre as topologias clássicas da Figura 2.6, o conversor *Boost* será detalhado, suas etapas de trabalho e equações, tendo como base o livro do Hart (2012).

2.3.1 Conversor *Boost* Clássico

A topologia do conversor *Boost* é mostrada na Figura 2.6 (a), a tensão de entrada V_i está em série com um indutor L que age como uma fonte de corrente. Uma vez que a chave S é ligada/desligada periodicamente, o indutor armazena e depois fornece energia para a carga, junto com a fonte para aumentar a tensão média de saída. O capacitor C regula a tensão aplicada na carga R . O conversor, assim, opera como um elevador de tensão que varia de acordo com o *duty cycle*.

Na análise da operação do conversor *Boost*, é definido que este opera em Modo de Condução Contínua (MCC), a primeira etapa adota inicialmente que o indutor L de entrada está totalmente descarregado e o capacitor C de saída está carregado com tensão V_o (Regime permanente). Nesse instante a chave S liga, iniciando o armazenamento de energia no indutor L através de uma corrente que cresce linearmente em função da tensão de entrada V_i e da indutância de entrada L . Ao mesmo tempo, o capacitor de saída C supre a energia requisitada pela carga R até a etapa seguinte, o circuito equivalente é representado na Figura 2.7 (HART, 2012).

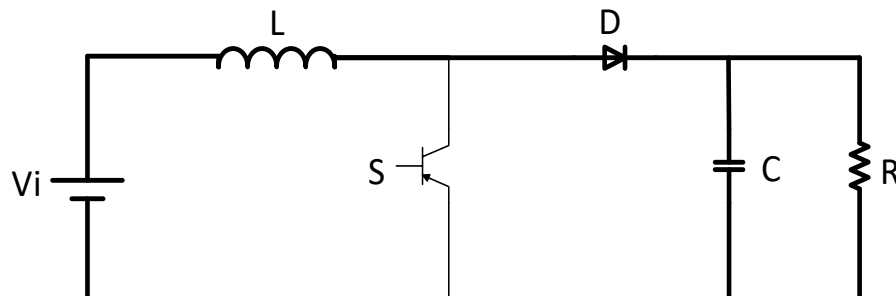
Figura 2.07 - Primeira etapa de funcionamento do conversor *Boost* em MCC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nesta segunda etapa, o indutor L de entrada está carregado e o capacitor C de saída está descarregado com V_o . Nesse instante a chave S é desligada, inicia-se a desmagnetização do indutor L através de uma corrente que decresce linearmente em função das tensões de entrada e saída e a indutância de entrada. O fluxo de corrente através do indutor faz com que o diodo D entre em condução, assim, toda a energia armazenada no indutor é transferida para o estágio de saída do conversor, carregando novamente o capacitor C, como mostra o circuito equivalente na Figura 2.8 (HART, 2012).

Figura 2.08 - Segunda etapa de funcionamento do conversor *Boost* em MCC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando as etapas de operação podemos definir que a relação entre a tensão de entrada com a tensão de saída do sistema é dada pela equação 2.4, com V_o tensão de saída, V_i tensão de entrada e D o *duty cycle*:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1-D} \quad (2.4)$$

A resistência da carga R pode ser obtida através da relação entre a potência de saída P_o e a tensão de saída V_o , com a equação 2.5:

$$R = \frac{V_o^2}{P_o} \quad (2.5)$$

A equação 2.6 é usada para calcular a indutância L do sistema, com V_i tensão de entrada, f_s frequência, e ΔI_L o *ripple* de corrente desejado.

$$L = \frac{V_i D}{f_s \Delta I_L} \quad (2.6)$$

Por fim, a capacitância C pode ser calculada com a equação 2.7, onde I_o é a corrente de carga, e ΔV_C o *ripple* de tensão da carga.

$$C = \frac{I_o D}{f_s \Delta V_C} \quad (2.7)$$

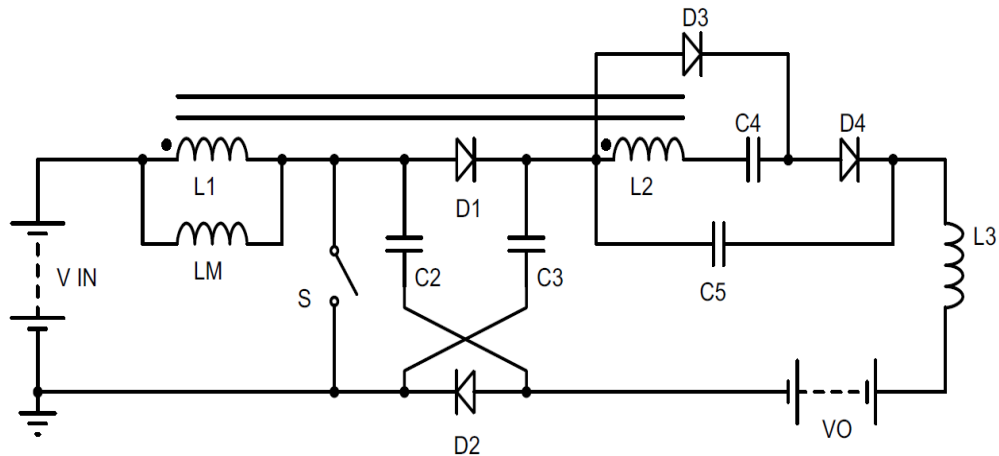
2.3.2 Conversor de Alto Ganho Estático

Teoricamente, o ganho estático do conversor *Boost* clássico tende a infinito a medida que a razão cíclica tende a unidade. Porém, na prática, o indutor, o diodo, o capacitor e a chave de potência apresentam não idealidades, fazendo com que o conversor *Boost* tenha um ganho estático restrito e o ganho de tensão não é maior que quatro vezes do valor de entrada do sistema na operação no MCC (TOFOLI, 2018).

As topologias de conversores de alto ganho estático são normalmente aplicadas quando há uma necessidade de elevar tensões CC entre 12 e 125V para 300 ou 400V. Existem várias topologias de conversores CC-CC isolados com característica *Boost* de entrada com alto ganho estático, por exemplo, conversores com pulsos intercalados, conversores com célula de elevação *Step-up* e conversores *Boost* baseado em indutores acoplados (TOFOLI *et al.*, 2015).

Dentre as topologias de alto ganho existentes, será detalhado as etapas de trabalho e equações do conversor de alto ganho com indutor acoplado apresentado na Figura 2.9, esta topologia foi proposta por Araújo *et al.* (2017).

Figura 2.09 - Conversor de alto ganho com indutor acoplado.

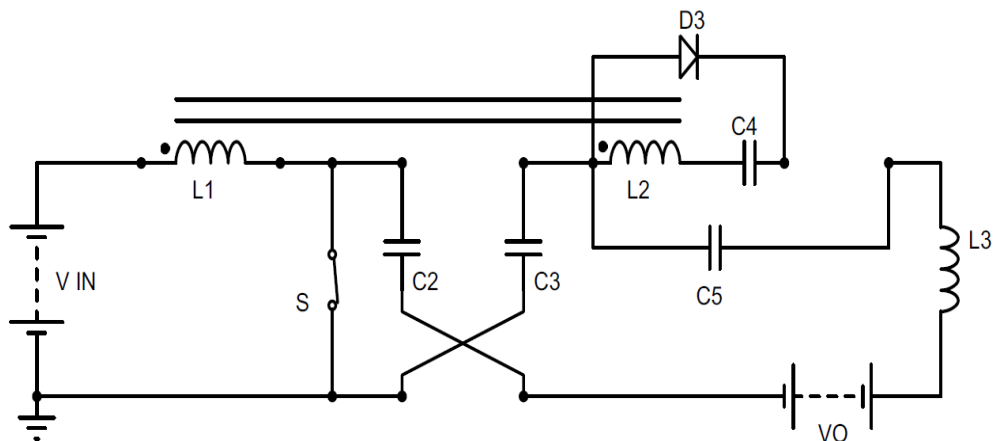


Fonte: Elaborado pelo autor.

O funcionamento do conversor pode ser analisado pelo comportamento das duas células de elevação *Step-up*, a primeira formada com os capacitores C2 e C3 e a segunda célula com os capacitores C4 e C5. Para um melhor entendimento do conversor sua operação pode ser dividida em quatro etapas.

A primeira etapa é iniciada com o acionamento da chave ativa S1, os diodos D1, D2 e D4 estão inversamente polarizados. O indutor L1 armazena energia fornecida pela fonte V_{in} , o indutor L3 armazena energia e o indutor L2 fornece energia para a saída. O capacitor C4 é carregado pela energia passante no diodo D3 que se apresenta diretamente polarizado, os capacitores C2, C3 e C5 estão fornecendo energia para a saída. Esta etapa é finalizada com o desligamento da chave S. O circuito equivalente é apresentado na Figura 2.10.

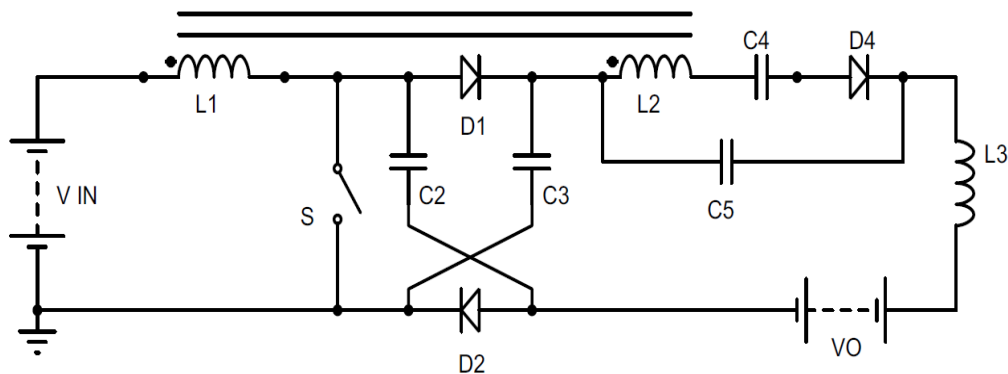
Figura 2.10 - Circuito equivalente a primeira etapa de operação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na segunda etapa a chave S é comandada a desligar, os capacitores C2 e C3 são carregados com energia do indutor L1 por meio dos diodos D1 e D2 que estão diretamente polarizados. Os capacitores C4 e C5 são descarregados. O diodo D4 é diretamente polarizado e o diodo D3 fica inversamente polarizado. Os indutores L1 e L3 fornecem energia e o L2 armazena energia. A terceira etapa é semelhante a segunda tendo como alteração que o capacitor C5 passa a ser carregado, e a terceira etapa é finalizada com o bloqueio dos diodos D1 e D2. A Figura 2.11 apresenta o circuito equivalente da segunda e terceira etapa.

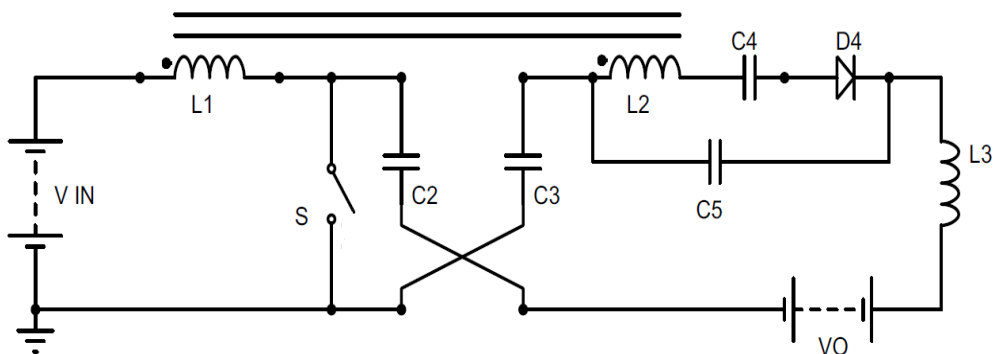
Figura 2.11 - Circuito equivalente a segunda e terceira etapa de operação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na quarta etapa a chave S permanece desligada, os capacitores C2 e C3 começam a descarregar e o capacitor C5 continua carregando. O diodo D3 encontra-se inversamente polarizado e o diodo D4 diretamente polarizado carregando o capacitor C5 com uma parcela de energia armazenada na indutância de magnetização. A etapa termina quando a chave S é comandada a ligar. A Figura 2.12 apresenta o circuito equivalente a esta etapa de operação.

Figura 2.12 - Circuito equivalente a quarta etapa de operação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O detalhamento das etapas de operação, têm como base o trabalho de Araújo *et al.* (2017), e as principais equações do conversor de alto ganho são apresentadas abaixo, tendo como base o mesmo trabalho.

Para o cálculo do ganho estático, começamos que a tensão média em L1 e L2 deve ser igual à zero, então temos as equações 2.8 e 2.9:

$$\frac{1}{T} \cdot \int_0^T V_{LM}(t) \cdot dt = 0 \quad (2.8)$$

$$\frac{1}{T} \cdot \int_0^T V_{L2}(t) \cdot dt = 0 \quad (2.9)$$

Analisando as etapas de trabalho do conversor, é possível obter a seguinte relação:

$$V_{L2}(t) = \begin{cases} k \cdot a \cdot V_{in} , 0 < t < DT \\ (k \cdot a \cdot V_{in}) - V_{C4}, DT < t < T \end{cases} \quad (2.10)$$

Substituindo 2.10 em 2.9, temos:

$$V_{C4} = \frac{k \cdot a \cdot V_{in}}{1-D} \quad (2.11)$$

Sabendo que as tensões médias em L3 devem ser iguais a zero, temos:

$$1/T \cdot \int_0^T V_{L3}(t) \cdot dt = 0 \quad (2.12)$$

Analisando as etapas do conversor, a relação abaixo é encontrada:

$$V_{L3}(t) = \begin{cases} (V_{C1} + V_{C2} + V_{C4}) - V_0, 0 < t < DT \\ (V_{C2} + V_{C4}) - V_0, DT < t < T \end{cases} \quad (2.13)$$

Substituindo 2.13 em 2.12 encontramos o ganho estático do conversor.

$$\frac{V_o}{V_{in}} = \frac{1+D+a \cdot k}{1-D} \quad (2.14)$$

Onde nas equações, são definidos:

V_{LM} - Tensão através da indutância de magnetização;

V_{L2} -Tensão através da indutância L2;

K - Coeficiente de acoplamento;

a - Relação de voltas nos indutores L1 e L2.

2.4 Técnicas de Seguimento do Ponto de Máxima Potência

Na seção 2.2, com a Figura 2.5, foi demonstrada a curva V-I de uma célula fotovoltaica e a maneira como ela é afetada pela temperatura e irradiação durante a operação, com esta imagem foi possível observar que existe um ponto de operação em que a célula está entregando a maior quantidade de energia possível, chamado de MPP (*Maximum Power Point*). Os conversores CC-CC vistos na seção 2.3 podem ser conectados a um painel ou arranjo de painéis solares com o propósito de ajustar as condições de operação para manter o sistema operando no MPP. Os algoritmos de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) são responsáveis por controlar o chaveamento da chave ativa do conversor CC-CC, para manter o sistema operando durante a maior quantidade de tempo possível no MPP.

Nesta etapa do trabalho são descritas três técnicas de controle, as quais no próximo capítulo são apresentadas as modelagens para implementação em software e simulação no capítulo quatro. Assim, os tópicos 2.4.1, 2.4.2 e 2.4.3 são abordados respectivamente o conceito teórico dos controles: Perturba e Observar (P&O), *Sliding Mode Control* - SMC e *Backstepping*.

2.4.1 Perturba e Observa

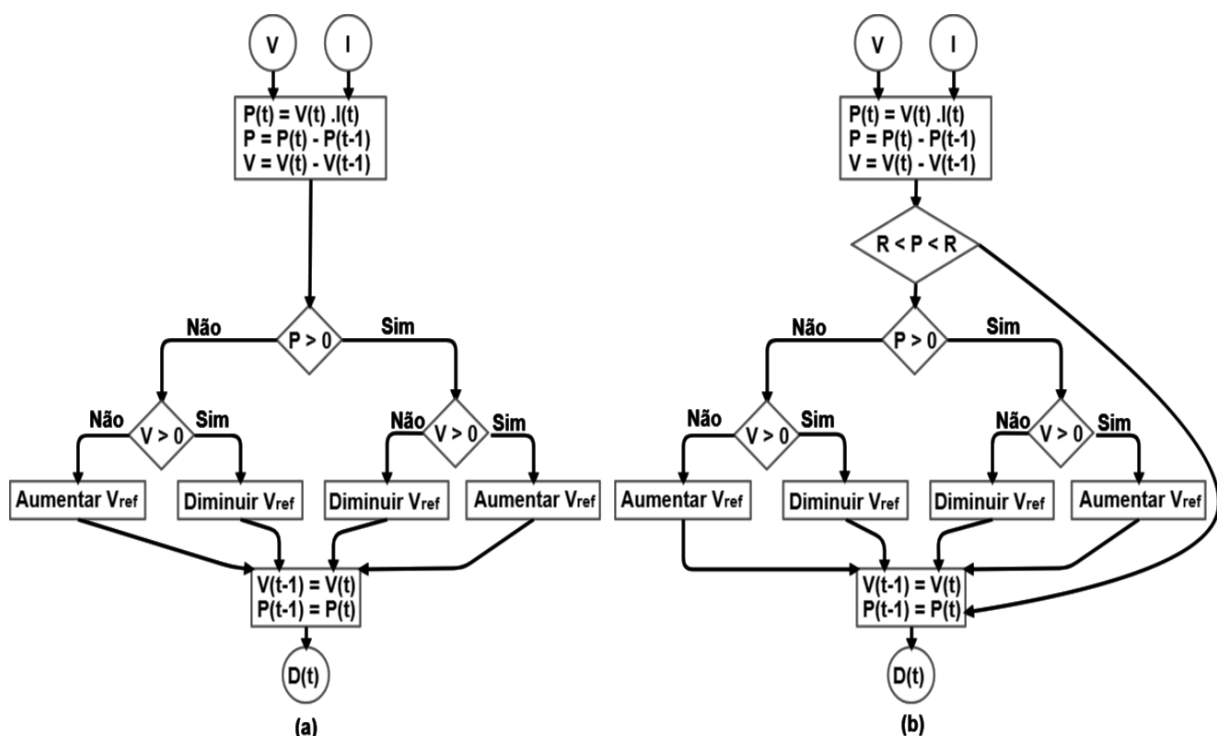
Dentre as técnicas de MPPT presentes na literatura uma das mais usadas é o algoritmo perturba e observa, devido sua simplicidade e facilidade de implementação. De acordo com Silva *et al.* (2017) a técnica perturba e observa pode ser de três tipos, diferenciando-se pela complexidade, são elas: perturba e observa clássico (P&OC); o perturba e observa moderno (P&O); e perturba e observa modificado (P&OM). Como exemplo da variação da técnica na Figura 2.13 são apresentados dois fluxogramas, em (a) com o P&OC, e (b) com P&O.

O método P&OC na Figura 2.13 (a) segue a seguinte lógica: é realizada uma perturbação na tensão em uma direção e observado a potência de saída, se a potência for positiva, ou seja, teve um aumento, a perturbação continua no mesmo sentido; caso se tenha uma diminuição da

potência à perturbação muda de direção. Como o processo é repetido periodicamente, o MPP nunca será atingido, pois é realizada uma perturbação em cada ciclo.

O método P&O da Figura 2.13 (b) segue o mesmo princípio do P&OC, realizando perturbações no sinal da tensão e observado a potência de saída, entretanto no P&O é mantido um desvio na linha de cálculo que mantém os valores anteriores antes de se calcular uma nova referência. Outra característica importante é a determinação de um valor máximo de range (R) para variação do valor de referência, a combinação destas características elimina as oscilações do sistema na proximidade da potência desejada.

Figura 2.13 - Variação do algoritmo perturba e observa, (a) perturbar e observa clássico P&OC, (b) perturba e observa moderno P&O.



Fonte: Silva et al. (2017, com adaptações).

2.4.2 Sliding Mode Control

A técnica de controle por modos deslizantes (*Sliding Mode Control* - SMC) surgiu no final da década de 1970. Trata-se de uma abordagem não linear, que elimina os problemas de linearização encontrados nos controles lineares, assim como torna bastante intuitivo e simples o processo de ajuste dos parâmetros de malha de realimentação (AGOSTINHO, 2009).

O controle SMC é um método robusto que depende muito pouco do modelo da planta a ser controlada. A resposta do sistema é forçada para uma região definida pela função de

comutação caracterizando uma superfície deslizando, permitindo assim o comportamento dinâmico do sistema. Desta forma pode ser escolhida uma função de comutação, que defina o comportamento dinâmico do sistema, e a resposta em malha fechada fica totalmente insensível a uma classe particular de incerteza, ou seja, para um desvio da trajetória que tenda a instabilidade (MELLO, 1998).

Algumas metodologias adotadas para este controle fazem surgir alguns problemas relacionados com a técnica, dentre os problemas podemos destacar dois: o primeiro é em relação aos elevados ganhos de controle, e o outro se trata da existência de oscilações de elevadas frequências na ação do controle, dificultando a sua aplicação prática (AGOSTINHO, 2009).

A dinâmica básica de funcionamento da técnica pode ser demonstrada utilizando como exemplo um sistema de rastreamento de primeira ordem, com entrada de controle por função relé, apresentado em 2.15. (UTKIN; GULDNER; SHI, 2017).

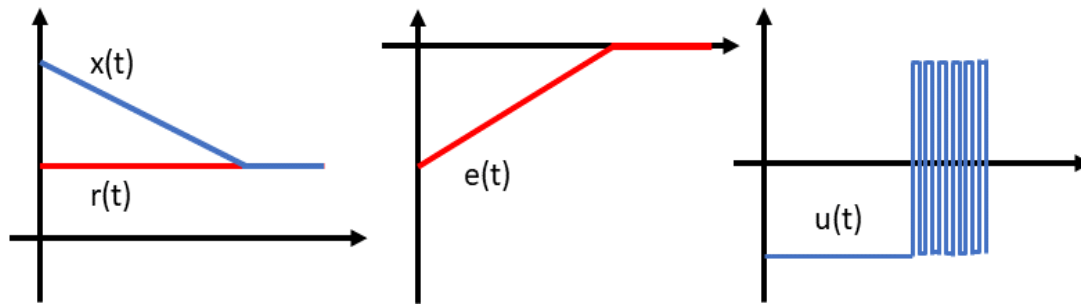
$$\frac{dx(t)}{dt} = f(x) + u \quad (2.15)$$

Para esta equação $x(t)$ é o estado do sistema e $f(x)$ se trata de uma função limitada onde $|f(x)| < f_0$. A entrada de controle representada por (u) é uma função relé do erro de rastreamento $s(x) = e = r(t) - x(t)$, sendo $r(t)$ a referência a ser rastreada, e (u_0) um valor constante, assim temos estabelecida a seguinte relação:

$$u = \begin{cases} u_0 & , se e > 0 \\ -u_0 & , se e < 0 \end{cases} \quad (2.16)$$

O valor nulo de $e(t)$ é o ponto de descontinuidade da função relé, e é a partir desse momento que a entrada de controle começa a ter seu valor comutado em alta frequência, com este valor limitado as características do dispositivo físico de implementação. A resposta do sistema, até a obtenção do valor de erro de rastreamento nulo, é denominada de modo de alcance, e a resposta do sistema com a ação de chaveamento em alta frequência que ocorre após esse intervalo é definido como modo deslizando (UTKIN; GULDNER; SHI, 2017). A Figura 2.14 apresenta um gráfico da dinâmica do comportamento das funções estado $x(t)$, erro $e(t)$ e entrada de controle $u(t)$ para o sistema com controle por modos deslizantes.

Figura 2.14 - Comportamento do sistema com técnica SMC



Fonte: Utkin; Guldner; Shi (2017, com adaptação).

Para determinar o erro de corrente em um sistema, Mello (1998) define que as trajetórias de estado e o direcionamento através de comutação é dado com o funcionamento da estrutura em malha aberta. Para o controle em malha fechada, o erro de corrente (ϵ) é o resultado da diferença na comparação do sinal de referência de corrente $r(t)$ com o Sinal da corrente $e(t)$, obtido na saída do inversor. A equação 2.17 descreve a obtenção do sinal de erro (ϵ). A resultante do erro somente é nula quando a sua referência também é nula. Caso uma referência seja não nula, o erro será proporcional ao sinal de referência. Neste caso o erro passa a participar diretamente na composição do sinal de controle.

$$\epsilon = r(t) - c(t) \quad (2.17)$$

O projeto do controle baseado na teoria de SMC consiste em duas etapas principais. A primeira etapa consiste em definir uma superfície deslizante, e a segunda em definir uma lei de controle que garanta que todas as trajetórias converjam para a superfície deslizante.

A melhor forma de definir a superfície de deslizamento é por meio de integrais, de acordo com Souza *et al.* (2016) e Attuati (2018), pois devido a simplificações do modelo e dinâmicas não modeladas presente no sistema real, a utilização somente do modelo da planta no controlador por modos deslizantes não rastreia perfeitamente as referências. Dessa maneira para minimizar o erro em regime permanente, as superfícies de deslizamento podem ser escritas na forma integral. Um exemplo da definição por integral é apresentada na equação 2.18, onde $e(t)$ é o erro entre a referência e o valor medido, K uma constante positiva que determina o tempo de convergência do sistema.

$$S(t) = e(t) + K \int_0^t e(t) dt \quad (2.18)$$

De acordo com Spelta (2017), a lei de controle é definida pela estabilidade do sistema, para isso é utilizado a teoria da estabilidade de Lyapunov. Considerando, por exemplo, que a superfície de deslizamento definida por $S(x(t)) = 0$, com $x \in IR^n$, é uma função escalar para todos os pontos do espaço de estados, para se chegar ao controle inicia-se com a escolha de uma função candidata de Lyapunov, esta é apresentada na equação 2.19.

$$V(x, t) = \left(\frac{1}{2}\right) s^2 \quad (2.19)$$

Desenvolvendo o método indireto de Lyapunov é possível prever uma condição de alcance global de $S(x(t))$ dada na equação 2.20, (SPELTA, 2017).

$$V'(x, t) = ss' < 0, \quad \text{quando } s \neq 0 \quad (2.20)$$

Pelas condições de estabilidades de Lyapunov descrita até aqui, Rashid (2011) faz a seguinte definição para a lei de controle, para aplicação no controle de corrente com semicondutores: supondo o controle da corrente do sistema em x de $V(x,t)$, e o sinal de erro para a corrente dado por (e) , considerando um sistema com duas estruturas possíveis, a estratégia de comutação de semicondutores deve garantir que $S(e,t)S'(e,t) < 0$, se $S(e,t) > 0$, então $S'(e,t) < 0$. Para o comprimento dessa desigualdade, a convergência de trajetória de estado do sistema para a superfície de deslizamento $S(e,t) = 0$ é alcançada com as seguintes condições:

- Se $S(e,t) > 0$ e $S'(e,t) < 0$, então $S(e,t)$ decresce para zero.
- Se $S(e,t) < 0$ e $S'(e,t) > 0$, então $S'(e,t)$ cresce em direção a zero.

Estas condições impõem alternâncias entre duas estruturas em frequência infinita. Como os semicondutores de potência podem mudar apenas em condições finitas de frequência, na prática, um erro pequeno o suficiente em $S(x,t)$ deve ser permitido para que $(-e < S(e,t) < +e)$. Portanto a lei de controle do sistema deve atender a relação na equação 2.21, com $d(t)$ o ciclo de trabalho do semicondutor.

$$d(t) = \begin{cases} 1 & \text{para } S(e, t) > +e \\ 0 & \text{para } S(e, t) < -e \end{cases} \quad (2.21)$$

2.4.3 *Backstepping*

A origem do *Backstepping* não é muito clara devido à grande quantidade de artigos similares que apareceram quase que simultaneamente usando a ideia central em diferentes trabalhos no final da década de 80 (Oitenta), porém sua formalização pode ser creditada a equipe do Professor Petar V. Kokotovic da Universidade da Califórnia, que editaram o primeiro livro sobre o assunto (AGOSTINHO, 2009).

A técnica de *backstepping* está muito presente em trabalhos com um contexto de controle adaptativo. O controle adaptativo é uma área que evoluiu com os desenvolvimentos teóricos e práticos importantes no final do século passado, incluindo as provas de estabilidade global e a melhoria de sistemas de rastreamento e desempenho transiente. Um controlador adaptativo é projetado combinando-se o uso de um estimador de parâmetros, onde este fornece uma estimativa dos parâmetros desconhecidos da planta que são usados para ajustar os ganhos do controlador (MORIGUCHI, 2017).

A técnica *Backstepping* é muito aplicada em sistemas com vários graus de liberdade e poucos atuadores, ou seja, em sistemas de múltiplas entradas e múltiplas saídas (*Multiple Inputs Multiple Outputs* – MIMO). Esta técnica é desenvolvida com auxílio da teoria de estabilidade de Lyapunov e possui algumas variações, uma delas é o *Backstepping* de ação integral (OLIVEIRA, 2018).

A principal ideia da técnica *Backstepping* integrador é projetar um controlador recursivamente, considerando algumas das variáveis de estado como controles virtuais (*virtual controls*) e projetando para elas leis de controle intermediárias. As leis adaptativas para estimação dos parâmetros são obtidas com base na teoria de Lyapunov (QUEIROZ, 2008).

O *Backstepping* é uma estratégia de controle fortemente relacionada a técnica de linearização por realimentação (*feedback linearization*), também conhecida por controle baseado na dinâmica inversa (*dynamics inversion*). O projeto do controle apresenta a flexibilidade de permitir ao projetista cancelar as chamadas não linearidades ruins, ou desestabilizantes, mantendo as demais (MORIGUCHI, 2017). Assim o controle *Backstepping* tem duas grandes vantagens: a primeira de fornecer um procedimento sistemático de projeto de controle com a estabilidade de Lyapunov, através de um algoritmo passo-a-passo; e a segunda vantagem é de permitir flexibilidade na escolha das não linearidades do modelo.

Apesar dos benefícios apresentados pelo controle adaptativo *Backstepping* e sua abordagem através das funções de sintonia, algumas desvantagens podem ser observadas. A

principal delas está relacionada com as complexas expressões não lineares do controlador, que podem crescer significativamente em função da ordem do sistema (QUEIROZ, 2008).

O primeiro método de Lyapunov, também chamado de Método Indireto ou Método de Linearização, permite investigar a estabilidade local de um sistema não linear através do seu modelo linearizado. Os sistemas não linearizados são aproximados por truncamento da representação em série de Taylor em torno dos pontos de equilíbrio e a sua estabilidade é estruturada através dos autovalores. Trata-se de um resultado de grande relevância prática, pois serve de base para projetos de controladores utilizando modelos linearizados em torno do ponto de operação nominal (MORAIS, 2015).

Já o segundo método de Lyapunov, também conhecido como Método Direto, é baseado em um conceito análogo ao da energia. Para este método têm-se dois Teoremas (MORAIS, 2015).

O primeiro Teorema (trata da Estabilidade Local do Sistema Invariante no Tempo) afirma que para o sistema de ordem n (ou seja, $x(t) \in R^n$) temos $\frac{dx}{dt}(t) = f(x(t))$ com $f(0) = 0$, este sistema é estável em um intervalo de $B(0,p)$ se existe uma função contínua $V:R^n \rightarrow R$ tal que:

- (i) V é positivo em $B(0,p)$;
- (ii) $V(x(t))$ possui derivadas contínuas em relação a t ;
- (iii) $\frac{dV(x(t))}{dt}$ é negativa semi-definida em $B(0,p)$.

O segundo teorema (trata da Estabilidade Global para Sistema Invariante no Tempo) o sistema de ordem n (ou seja, $x(t) \in R^n$) com $\frac{dx}{dt}(t) = f(x(t))$ com $f(0) = 0$, é globalmente estável se existe uma fração contínua $V:R^n \rightarrow R$ tal que:

- (i) V é positiva definida em R^n ;
- (ii) $V(x(t))$ possui derivadas contínuas em relação a t ;
- (iii) $\frac{dV(x(t))}{dt}$ é negativa semi-definida em R , (iv) é radicalmente ilimitada.

De acordo com Rashid (2018) para aplicar o método *Backstepping*, em um sistema descrito como em 2.22, pode ser seguido os passos descritos abaixo baseados no método direto de Lyapunov.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} x \\ z_1 \\ \dots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_0(x) + g_0(x)z_1 \\ f_1(xz_1) + g_0(xz_1)z_2 \\ \dots \\ f_m(x, z_1, \dots, z_m) + g_m(x, z_1, \dots, z_m)u \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Inicia os procedimentos recursivos com um subsistema do tipo presente em 2.23, onde z_1 é uma variável de estado, cuja dinâmica pode ser imposta, chamada de entrada de controle virtual.

$$\frac{dx}{dt} = f_0(x) + g_0(x)z_1 \quad (2.23)$$

Com a equação 2.15 é iniciado o procedimento para obter z_1 , definindo o objeto do controle $x = x_{ref}$, daí faz o rastreamento do erro e_x pela equação 2.24.

$$e_x = x - x_{ref} \quad (2.24)$$

Seleciona uma função candidata de Lyapunov para a variável a ser controlada, $V_1(x, t)$ desenvolvendo o método indireto de Lyapunov obtemos a equação 2.25, esta função tem que ser definida negativa para todo (x, t) , então pela definição $v_1 v_1' < 0$, assim chegamos na equação 2.26, onde a constante k_1 deve ser positiva definida (para a estabilidade).

$$v_1 = \frac{e_x^2}{2} \quad (2.25)$$

$$\frac{dv_1}{dt} = e_x \left(\frac{de_x}{dt} \right) < 0 \rightarrow e_x \left(\frac{de_x}{dt} \right) = -k_1 e_x^2 \rightarrow \frac{de_x}{dt} = -k_1 e_x \quad (2.26)$$

A equação 2.18 será satisfeita se $z_1 = z_{1ref}$. Usando 2.24 e 2.23 em 2.26, temos:

$$\frac{de_x}{dt} = -k_1 e_x \rightarrow \frac{dx}{dt} - \frac{dx_{ref}}{dt} = -k_1 e_x \rightarrow f_0(x) + g_0(x)z_{1ref} - \frac{dx_{ref}}{dt} = -k_1 e_x \quad (2.27)$$

Resolvendo para z_{1ref} , $g_0(x) \neq 0$, resulta:

$$z_{1ref} = \frac{-k_1(x - x_{ref}) - f_0(x) + \left(\frac{dx_{ref}}{dt}\right)}{g_0(x)} \quad (2.28)$$

Prosseguindo no segundo passo recursivo para obter z_{2ref} considerando o rastreamento do erro a equação 2.29, e selecionando a função de Lyapunov apresentado em 2.30, e aplicando

a condição de estabilidade $dV_2/dt < 0$, chegamos em 2.31, onde k_1 e k_2 são positivos para a estabilidade assintótica.

$$e_{z1} = z_1 - z_{1ref} \quad (2.29)$$

$$v_1 = \frac{e_x^2}{2} + \frac{e_{z1}^2}{2} \quad (2.30)$$

$$\frac{dV_2}{dt} = e_x \left(\frac{de_x}{dt} \right) + e_{z1} \left(\frac{de_{z1}}{dt} \right) = -k_1 e_x^2 - k_2 e_{z1}^2 \quad (2.31)$$

O procedimento recursivo de retorna para etapa 1 (um) até a definição da lei de controle de z_m é feito selecionando um método recursivo da função de Lyapunov, como alternativa para esse procedimento existe o *Backstepping* de ação integral. O termo integral é útil para garantir a convergência, em estado estacionário, do rastreamento do erro tendendo a zero, independente de distúrbios não modelados e incerteza de parâmetros. Para isso é aplicada a integral no erro como apresentado na equação 2.32.

$$e_I = \int_0^t e_x dt \quad (2.32)$$

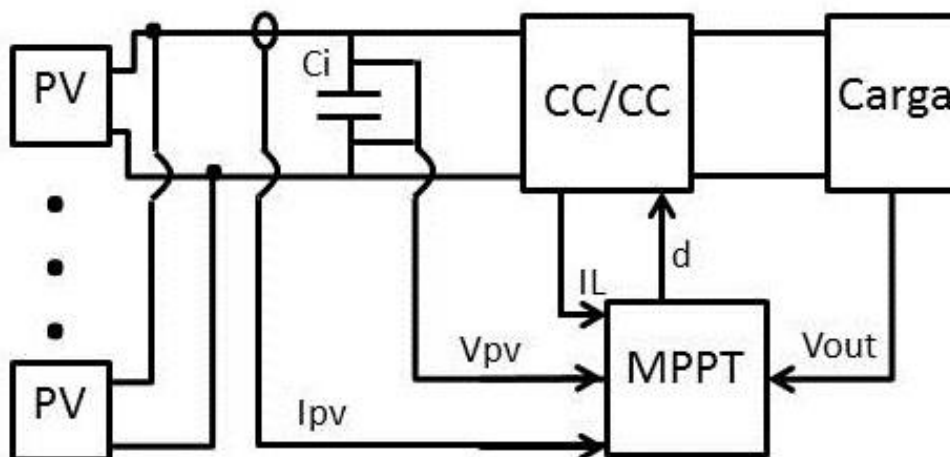
2.5 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados os conceitos introdutórios de cada uma das partes que é formado o sistema fotovoltaico estudado neste trabalho. Primeiramente foram apresentadas algumas topologias de sistemas fotovoltaicos e as partes de suas estruturas, em seguida foi explicado o funcionamento e os tipos de modelagem matemáticas das células solares que formam os painéis fotovoltaicos. Com o entendimento do efeito fotoelétrico foi apresentado os diferentes tipos de conversores CC-CC. E por fim foram apresentadas as técnicas que serão utilizadas para fazer as estratégias de MPPT.

3 MODELAGEM DOS SISTEMAS PV E DAS TÉCNICAS DE MPPT

Neste capítulo são apresentados à modelagem e a implementação do sistema de geração de energia fotovoltaica. Primeiramente é apresentado um diagrama de blocos da estrutura do sistema proposto, em seguida são descritos os tópicos com a modelagem matemática e implementação em software de cada uma das partes que compõe o sistema. No último tópico do capítulo é feita a modelagem de uma aplicação em geração distribuída.

Figura 3.01 - Modelo do sistema PV adotado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 3.1 podem ser observados dois blocos nomeados de PV, eles representam os módulos solares que são ligados em arranjos paralelos, a modelagem dos dois módulos é feita no tópico 3.1. Os blocos CC-CC e Carga são respectivamente o conversor do tipo *Boost* e uma carga do tipo resistiva, modelados no tópico 3.2. Já o bloco MPPT representa as técnicas de controle estudadas: o Perturba e Observa - P&O; o *Sliding Mode Control* – SMC; e o *Backstepping*. As modelagens dos controles de MPPT estão presentes no tópico 3.3. As linhas V_{pv} e I_{pv} , são os sensores de tensão e corrente do barramento CC, entre os painéis e o conversor, a tensão V_{pv} é capturada do capacitor C_i neste barramento. A linha I_L representa o sensor de corrente do indutor do conversor *Boost*. Já linha V_{out} é o sinal do sensor de tensão no barramento CC entre o conversor e a carga. E por fim, a linha d é o sinal de controle para o chaveamento do conversor.

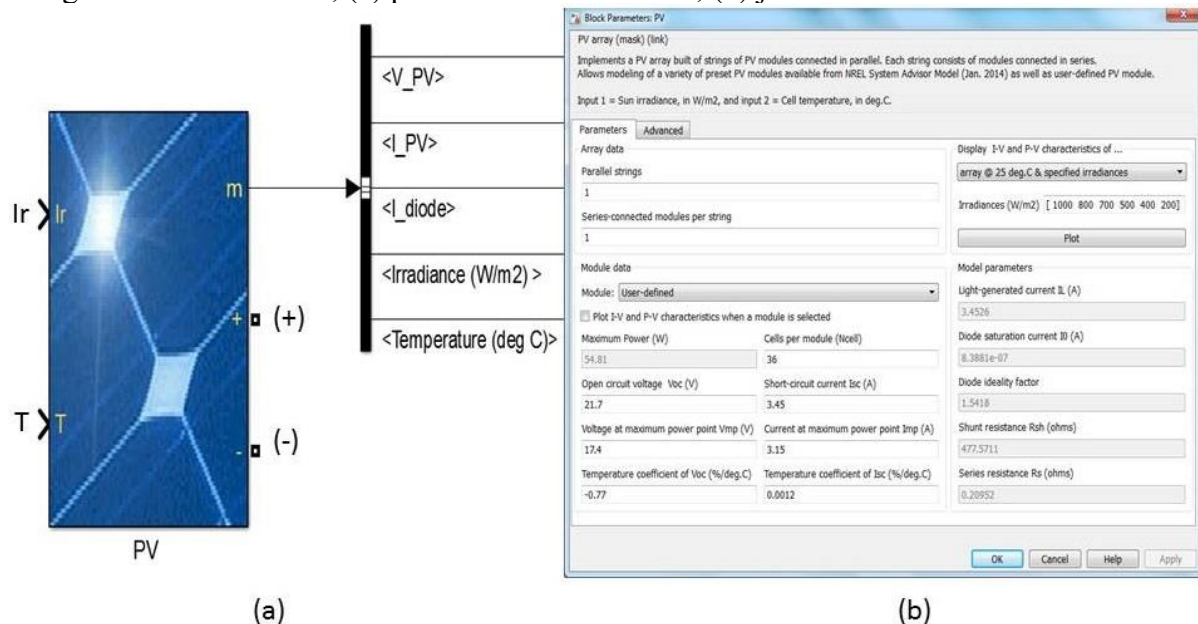
3.1 Modelagem do módulo fotovoltaico FV

O modelo do módulo fotovoltaico foi construído mediante um bloco presente no

ambiente Matlab/Simulink pronto para uso, fazendo-se necessário adicionar as características elétricas fornecidas pelo fabricante, e adicionar as características das variáveis ambientais de irradiação e temperatura.

O bloco do módulo solar é apresentado na Figura 3.2: em (a) é demonstrado sua aparência no ambiente de simulação, de um lado observamos os pinos (Ir) e (T) que são referentes às entradas de dados das variáveis de irradiação e temperatura respectivamente, do outro lado tem-se os pinos (+) e (-), que são os terminais de saída de fluxo de energia para o barramento CC, e no ponto (m) pode ser lido os dados referentes à tensão, corrente, irradiação e temperatura do painel, além da corrente do diodo da modelagem da célula solar; em (b) tem-se a janela onde são adicionadas as características elétricas do painel, os dados para preenchimento deste campo foram tirados do *datasheet* do painel SM55 da fabricante SIEMENS, este foi selecionado por ser o modelo de módulo presente no laboratório da UFC.

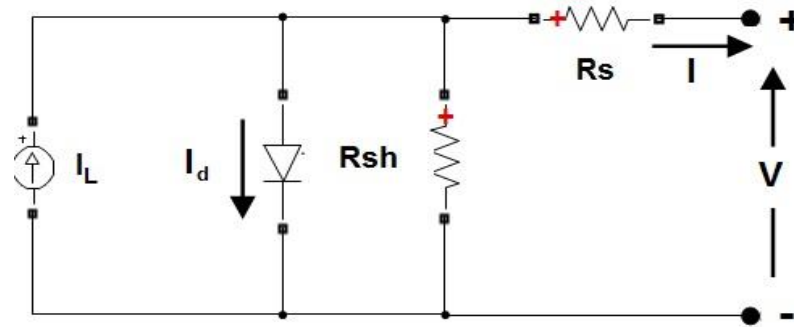
Figura 3.02 - Bloco PV, (a) pinos de entrada e saída, (b) janela de dados elétricos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O bloco do módulo solar do Matlab/Simulink segue a teoria apresentado no capítulo 2 na subseção 2.2, o modelo de diodo único é o mais comumente usados em estudos de simulação de eletrônica de potência, porque oferece compensação razoável entre precisão e simplicidade, desta forma o modelo simulado utilizado é o de um único diodo. Na Figura 3.3 é apresentado este modelo de um diodo simulado, tendo como elementos principais fonte de corrente (I_L), diodo (I_D), resistor shunt (R_{sh}), resistor série (R_s).

Figura 3.03 - Modelo de célula solar de um diodo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Este circuito permite escrever a equação da corrente do diodo e da tensão relacionado a temperatura das células, o software apresenta as equações 3.1 e 3.2 para a definição de corrente e tensão da célula solar:

$$I_d = I_0 \left[e^{\frac{V_d}{V_T}} - 1 \right] \quad (3.1)$$

$$V_T = \left(\frac{kT}{q} \right) * nl * N_{cell} \quad (3.2)$$

Onde:

- I_d : corrente do diodo (A);
- V_d : tensão do diodo (V);
- I_0 : corrente de saturação do diodo (A);
- nl : fator de idealidade do diodo próximo de 1,0;
- k : constante de Boltzman (1,6022e-23 J.K-1);
- q : carga do elétron;
- T : temperatura das células (K);
- N_{cell} : número de células em série no modulo.

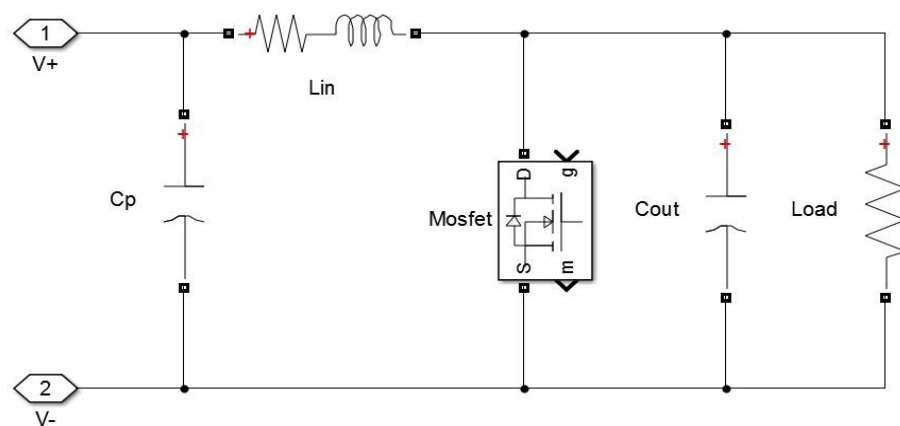
3.2 Modelagem do conversor Boost clássico

A aplicação deste trabalho lida com um fluxo de energia elétrica entre a saída de um arranjo de módulos solares e um barramento de corrente contínua (CC). A tensão do barramento CC é sempre maior do que a tensão dos terminais dos módulos fotovoltaicos, havendo então

uma necessidade de que o dispositivo eletrônico entre os painéis e o barramento seja capaz de elevar a tensão. Assim o conversor do tipo *Boost* atende as condições requeridas.

A Figura 3.4 apresenta a topologia do *Boost* clássico, implementado no software de simulação, os pinos 1(V+) e 2(V-) são referentes as entras de fluxo elétrico; (Cp) é o capacitor do barramento CC que conecta o conversor ao painel solar; o indutor de entrada do *Boost* é o (Lin); e o capacitor e carga de saída são respectivamente (Cout) e (Load).

Figura 3.04 - Modelo do conversor *Boost*.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para calcular os elementos que compõe o conversor *Boost* foi tomado como referência o livro do Hart (2012). Primeiramente foram definidos alguns valores para operação do conversor, são eles: a frequência de comutação (f) com valor de 20 kHz; a tensão, corrente e potência de entrada, que foram definidas com os mesmos valores de tensão de máxima potência (V_{mpp}), corrente de máxima potência (I_{mpp}) e potência máxima (P_{mpp}) do módulo para irradiação de 1000 W/m^2 , com temperatura de 25°C ; o *ripple* da corrente do indutor (ΔI_L) com valor de 10% de I_{mpp} ; o *ripple* da tensão (ΔV_{out}) de saída, definido como 1% de V_{mpp} . Com estes valores prefixados são usadas as equações, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7 para calcular respectivamente o *duty cycle* (d), a resistência de carga (R_o), a indutância (L_i), a resistência em serie da indutância (R_i), e o capacitor de saída (C_o):

$$D = 1 - \left(\frac{V_{mpp}}{V_{out}} \right) \quad (3.3)$$

$$R_o = \frac{V^2}{0,98.P_{mpp}} \quad (3.4)$$

$$L_i = \frac{V_{mpp} \cdot D}{\Delta I_L \cdot f} \quad (3.5)$$

$$R_i = \frac{0,0001 \cdot P_{mpp}}{I_{mpp}^2} \quad (3.6)$$

$$C_o = \frac{D}{R_o \cdot \left(\frac{\Delta V_{out}}{V_{out}}\right) \cdot f} \quad (3.7)$$

3.3 Modelagens das técnicas de controle MPPT

Como já foi esclarecido no capítulo 2, o ponto de potência máxima pode ser obtido através de várias técnicas. Neste tópico é demonstrada a modelagem de três métodos para obtenção do MPP. Na seção 3.3.1 é apresentado o algoritmo perturba e observa P&O, em 3.3.2 o *Sliding Mode Control* - SMC, e no 3.3.3 o método *Backstepping*.

3.3.1 Perturba e Observa

Esta técnica é a mais usada devido sua fácil implementação, como o próprio nome indica, a técnica consiste em perturbar uma variável do sistema e observar sua resposta após esta ação. A metodologia adotada para o P&O foi à seguinte: a razão cíclica da chave é variada e a potência de saída do módulo solar é observada, seguido de uma análise da tensão do módulo.

O controle da razão cíclica da chave é realizado com o valor da variável (V_{ref}), esta é associada a um sinal triangular em um bloco comparador para gerar o sinal PWM de controle. No algoritmo adotado a variável (V_{ref}) pode ser incrementada ou decrementada a depender das análises da potência e tensão do módulo solar.

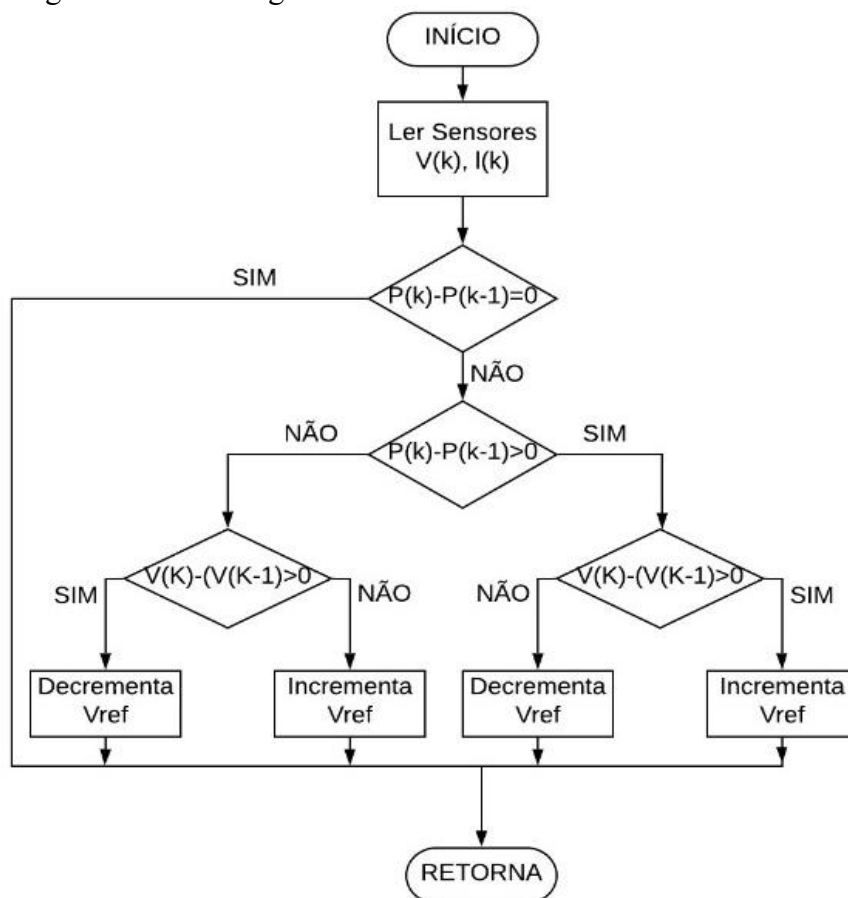
A potência é analisada comparando seu valor atual $P(k)$ com o valor do ciclo anterior $P(k-1)$, e a análise da tensão segue o mesmo procedimento comparado o valor da tensão atual $V(k)$ com o valor da tensão do ciclo anterior $V(k-1)$.

Caso a diferença dos valores de potência apresente um valor positivo, é analisado se variação do valor da tensão do módulo, caso a tensão tenha valor também positivo, a variável (V_{ref}) é decrementada, caso a variação da tensão tenha valor negativo a variável (V_{ref}) é incrementada.

Se a variação de potência tenha resultado menor que zero é analisado a diferença do valor atual de tensão com o anterior, caso a variação de tensão tenha valor maior que zero a variável (V_{ref}) é incrementada, se este valor for menor que zero a variável (V_{ref}) é decrementada.

E por fim se a variação do valor de potência for igual a zero, ou seja, não se teve aumento ou diminuição de potência no barramento CC da saída do módulo fotovoltaico e o conversor CC-CC, a variável (V_{ref}) não sofre alteração. A Figura 3.5 mostra o fluxograma adotado para a estratégia.

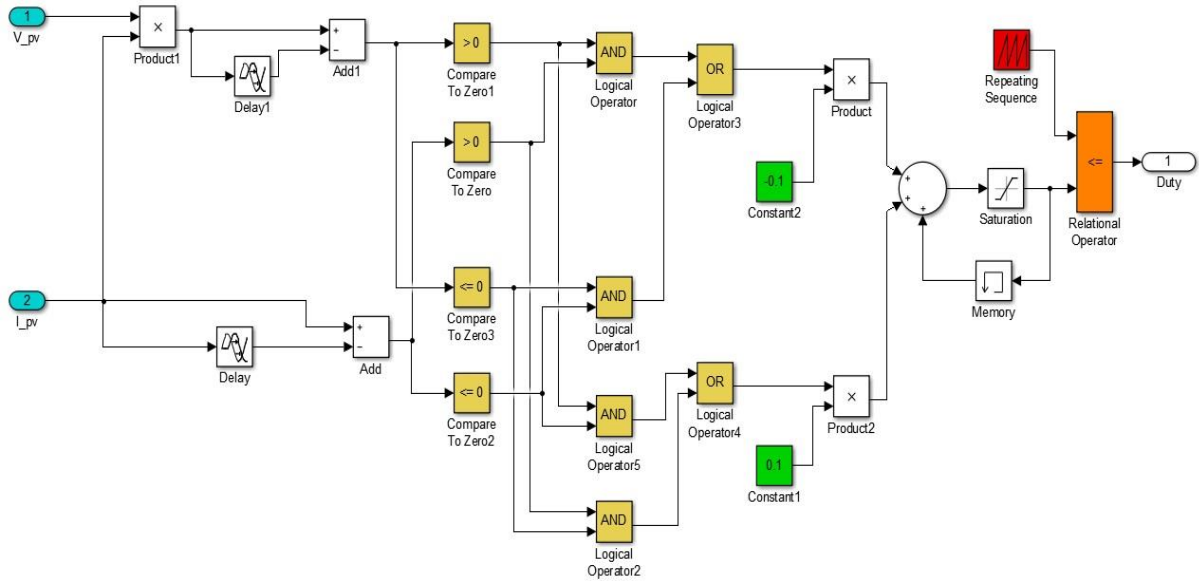
Figura 3.05 - Fluxograma P&O.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A modelagem no ambiente de *software* é apresentada na Figura 3.6, nesta imagem observamos em destaque colorido alguns pontos: em azul são os sinais de tensão e corrente do barramento CC, entre o painel e o conversor; em amarelo são as operações lógicas descritas anteriormente; em verde têm-se os valores de incremento e decremento para cada ciclo de perturbação; em laranja é o bloco comparador que gera o sinal de PWM, comparando o sinal de referência com o sinal da moduladora do bloco em vermelho, com sinal triangular.

Figura 3.06 - P&O no ambiente de Software.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.2 Sliding Mode Control

A técnica de controle de módulos deslizantes (*Sliding Mode Control – SMC*) é um caso particular do controle por estrutura variante (*Variable Structure Control – VSC*), sua estratégia consiste que exista uma superfície de deslizamento em um sistema dinâmico, onde qualquer trajetória no espaço de estados seja levada e permaneça neste lugar geométrico. Considerando que a superfície de deslizamento $s(x(t)) = 0$, com $x \in IR^n$, é uma função escalar para todos os pontos do espaço de estados. Escolhendo a Função candidata de Lyapunov na equação 3.8 (SPELTA, 2017).

$$V(x, t) = \left(\frac{1}{2}\right) s^2 \quad (3.8)$$

Desenvolvendo o método indireto de Lyapunov é possível prever uma condição de alcance global de $s(x(t))$ dada na equação 3.9 (SPELTA, 2017).

$$V'(x, t) = ss' < 0 \quad \text{quando } s \neq 0 \quad (3.9)$$

Para o controle em malha fechada, o erro de corrente (ϵ) é o resultado da diferença na comparação do sinal da corrente de referência com o sinal da corrente no indutor (MELLO, 1998).

$$\epsilon = I_{ref} - I_L \quad (3.8)$$

Para isso é necessário encontrar o sinal da corrente de referência. Partindo do objetivo do controle em 3.11 para o MPPT.

$$\frac{dP_{pv}}{dv_{pv}} = 0 \quad (3.11)$$

Sabendo que a potência do PV é dada por:

$$P_{pv} = V_{pv}I_{pv} \quad (3.12)$$

Temos:

$$\frac{dP_{pv}}{dv_{pv}} = \frac{d(v_{pv} * i_{pv})}{dv_{pv}} = 0 \quad (3.13)$$

Aplicando a regra do produto das derivadas na equação 3.13, temos 3.14:

$$\frac{dP_{pv}}{dv_{pv}} = i_{pv} + \frac{v_{pv} * d(i_{pv})}{dv_{pv}} = 0 \quad (3.14)$$

Resolvendo para I_{pv} e fazendo $I_{pv} = I_{PVref}$, temos:

$$I_{PVref} = -V_{pv} * \frac{di_{pv}}{dv_{pv}} \quad (3.15)$$

Para este valor de I_{PVref} devido a divisão das derivadas pode se obter valores muito elevados de pico, que são indesejáveis para implementação do sistema, para evitar estes valores de pico é realizado o cálculo de slew-rate para obter a máxima taxa de variação do sinal.

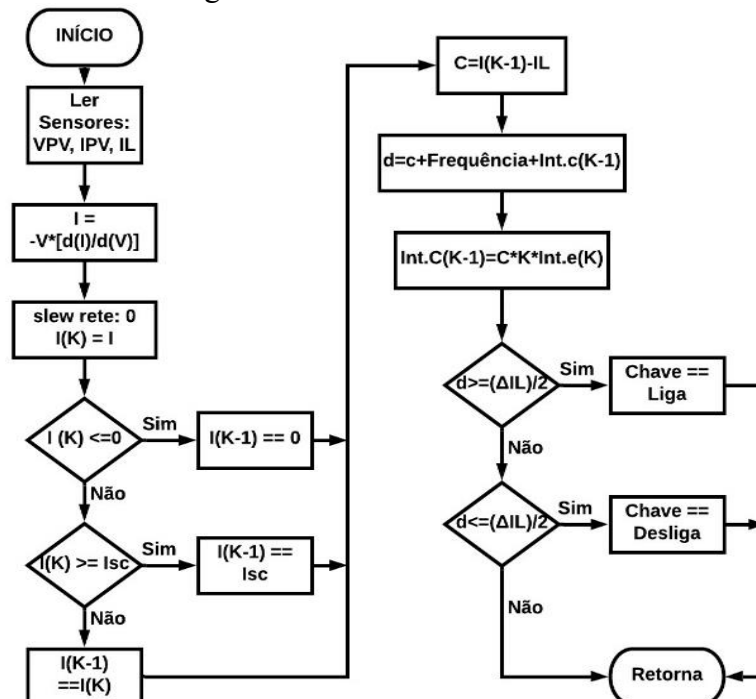
Para definição da superfície de deslizamento é usada a função de controle $S(t)$ mostrada na equação 3.16, tendo como referência os trabalhos de Souza *et al.* (2016) e Attuati (2018). O erro de corrente ϵ é definido com apresentado em (MELLO, 1998).

$$S(t) = e(t) + K \int_0^t e(t) dt \quad (3.16)$$

A lei de controle para geração da modulação PWM que determinara a razão cíclica da chave $d(t)$ é apresentado na equação 3.17, para a definição desta relação foi tomado como base à teoria presente em (RASHID,2011). O fluxograma presente na Figura 3.7 demonstra a estratégia do controle projetado na simulação.

$$d(t) = \begin{cases} 1, & \text{para } S(e, t) \geq \frac{\Delta I_L}{2} \\ 0, & \text{para } S(e, t) \leq \frac{-\Delta I_L}{2} \end{cases} \quad (3.17)$$

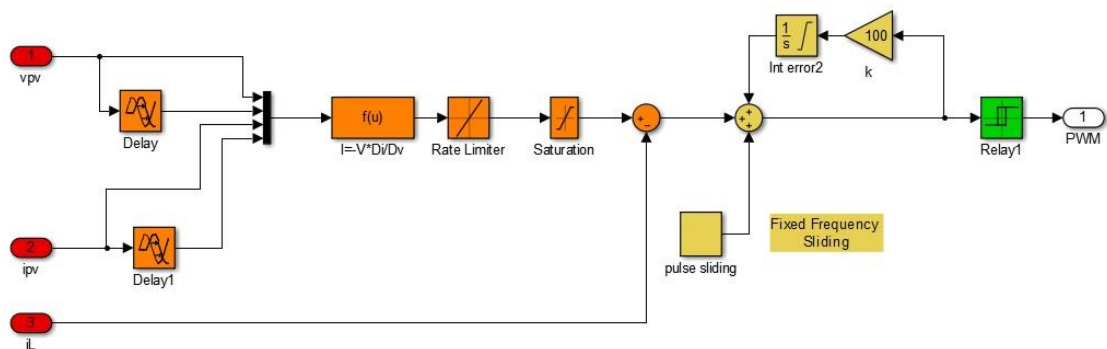
Figura 3.07 - Fluxograma SMC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A modelagem no ambiente de *software* é apresentada na Figura 3.8, nesta imagem observamos em destaque colorido alguns pontos: em vermelho são os sinais dos sensores de tensão e corrente, onde é feita a leitura da tensão e corrente do barramento CC, entre o módulo e o conversor, e a corrente do indutor do conversor *Boost*; em laranja são as operações para o cálculo do erro da corrente, calculando a corrente de referência, em seguida subtraindo este valor da corrente lida no indutor; em amarelo são os blocos relacionados ao cálculo da integral do sinal de erro; em verde têm-se o bloco com a lei de controle para gerar o PWM do semicondutor; e por fim, o pino de saída como sinal de PWM para controle da chave.

Figura 3.08 - SMC no ambiente de Software.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3.3 Backstepping

O *Backstepping* é um controle robusto e não linear. A primeira ideia da técnica é projetar um controle do tipo recursivo, considerando algumas variáveis de estado virtuais e projetando leis de controles intermediários para elas. A estabilidade é conseguida através das funções de Lyapunov. A modelagem desta técnica, adotado neste trabalho, tem como referência a metodologia apresentada em Rashid (2018), com o cálculo da integral *Backstepping*. O controle é projetado no fluxo de corrente do painel para o conversor, assim com a relação das variáveis virtuais e o processo recursivo, temos a equação 3.18, que estabelece que o erro da corrente, é a integral do erro tensão do painel. Também é importante a análise do circuito do conversor *Boost*, onde obtemos as equações 3.19 e 3.20.

$$e_i = \int_0^t e_{v_{pv}} \cdot dt = 0 \quad (3.18)$$

$$\frac{dv_{pv}}{dt} = \frac{i_{pv} - i_L}{C_1} \quad (3.19)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{v_{pv} - v_p(1-D)}{L_1} \quad (3.20)$$

Desta forma iniciamos o cálculo para encontrar o erro da tensão da equação 3.21, assim é necessário obter a tensão de referência V_{pvref} , e com ela fazer a subtração com o sinal lido pelo sensor de tensão do painel.

$$e_{v_{pv}} = V_{pvref} - V_{pv} \quad (3.21)$$

O objetivo do controle é obter o MPPT, assim o cálculo de V_{pvref} parte da equação 3.11 já apresentada na modelagem do SMC, onde é estabelecido que a variação de potência em relação à tensão tenda a zero. Desenvolvendo esta equação, como apresentado na técnica do SMC, encontra-se a equação 3.14, resolvendo está para o valor da tensão do módulo v_{pv} e fazendo $v_{pv} = v_{pvref}$, temos a equação 3.22, e semelhante ao SMC é necessário o cálculo de slew-rate para reduzir os valores de picos elevados.

$$v_{pvref} = -i_{pv} * \frac{dv_{pv}}{di_{pv}} \quad (3.22)$$

O próximo passo para o controle é calcular o erro para a corrente e_i , por meio da integral da equação 3.18. Para isso na definição de estabilidade de Lyapunov, temos a função definida positiva com a equação 3.23:

$$v_1 = k_1 \frac{e_x^2}{2} + \frac{e_{v_{pv}}^2}{2} \quad (3.23)$$

Pelas definições do método direto de estabilidade de Lyapunov, a derivada no tempo de v_1 e forçando para ser negativa, para ser satisfeita a relação, a variável de controle virtual (i_{Lv}) tem que ser igual ao da corrente do indutor (i_L), ou seja, $i_L = i_{Lv}$ para $k_v > 0$, isso implica que

$k_I > 0$. Assim temos a equação 3.24:

$$k_I e_I + \left(\frac{dv_{pvref}}{dt} \right) - \frac{dv_{pv}}{dt} = -k e_{vpv} \quad (3.24)$$

Aplicando a equação do conversor *Boost* 3.19 em 3.24, temos:

$$k_I e_I + \left(\frac{dv_{pvref}}{dt} \right) - \frac{i_{pv} - i_L}{C_1} = -k e_{vpv} \quad (3.25)$$

Desenvolvendo para i_L , encontramos a entrada de controle virtual, usada na ação de controle:

$$i_{Lv} = C_1 \left[-k_v e_{vpv} - k_I e_I - \left(\frac{dv_{pvref}}{dt} \right) \right] + i_{pv} \quad (3.26)$$

Para obter o ciclo de trabalho do conversor (1-D) em relação a variável de controle virtual i_{Lv} , é aplicado o método recursivo na equação 3.27.

$$e_{iL} = i_{Lv} - i_L \quad (3.27)$$

Aplicando o segundo método de Lyapunov de estabilidade, definindo a função 3.28 uma função composta de Lyapunov, é calculado a derivada no tempo de v_2 chegamos na equação (3.29).

$$v_2 = k_i \frac{e_I^2}{2} + \frac{e_{vpv}^2}{2} + \frac{e_{iL}^2}{2} \quad (3.28)$$

$$\frac{di_{Lv}}{dt} - \frac{di_L}{dt} = -k_i e_{iL} + \frac{e_{vpv}}{C_1} \quad (3.29)$$

Substituindo as equações 3.20 e 3.26 em 3.29, temos a equação 3.30:

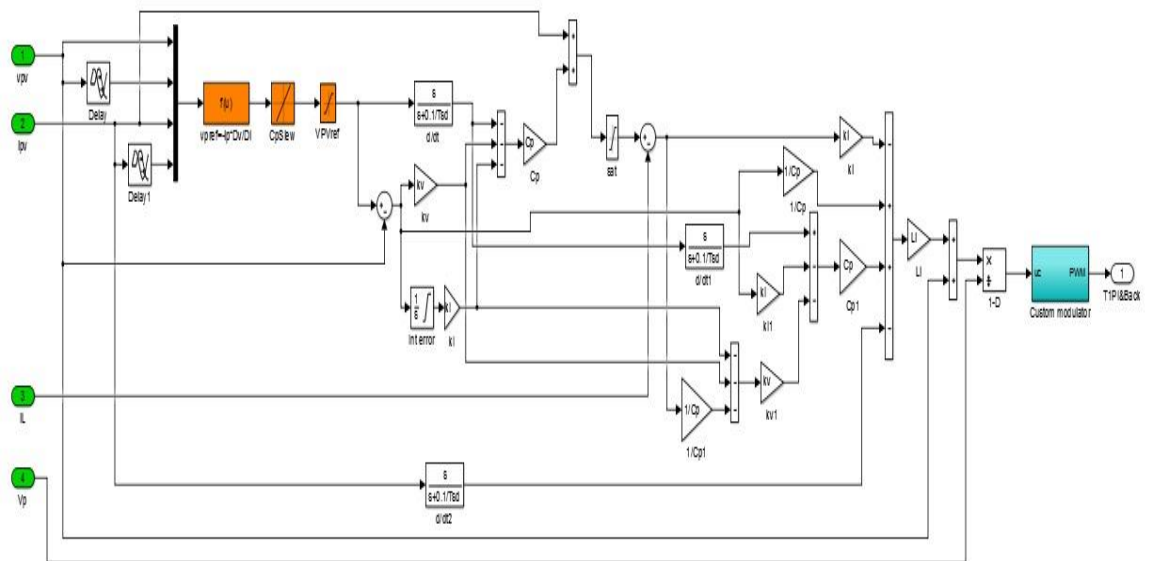
$$\frac{d}{dt} \left[C_1 \left(-k_I e_I - k_v e_{v_{pv}} - \frac{dv_{pvref}}{dt} \right) + i_{pv} \right] - \frac{v_{pv} - v_p(1-D)}{L_1} = -k_I e_{iL} + \frac{e_{v_{pv}}}{C_1} \quad (3.30)$$

Desenvolvendo análises matemáticas das equações até aqui apresentadas, baseando-se na função positiva e o segundo método de estabilidade de Lyapunov é obtido a relação (1-D) do complementar da razão cíclica do conversor com a equação 3.31.

$$(1 - D) = \frac{L_1}{v_{out}} \left\{ -k_I e_{iL} + \left(\frac{e_{v_{pv}}}{C_1} \right) - C_1 \left[-k_I e_{v_{pv}} - k_v \left(-k_I e_i - k_v e_{v_{pv}} - \left(\frac{e_{iL}}{C_1} \right) \right) + \left(\frac{d^2 v_{pvref}}{dt^2} \right) \right] - \frac{di_{pv}}{dt} \right\} + \frac{v_{pv}}{v_{out}} \quad (3.31)$$

A modelagem no ambiente de *software* é apresentada na Figura 3.9, nesta imagem observamos em destaque colorido alguns pontos: em verde são os sinais dos sensores de tensão e corrente, onde é feita a leitura da tensão e corrente do barramento CC, entre o painel e o conversor, e a corrente do indutor e a tensão na saída do conversor *Boost*; em laranja são as operações para o cálculo da tensão de referência; em branco as leis de controle baseadas na teoria de estabilidade de Lyapunov; e por fim, em azul o bloco da saída como sinal de PWM para controle da chave.

Figura 3.09 - *Backstepping* no ambiente de Software.

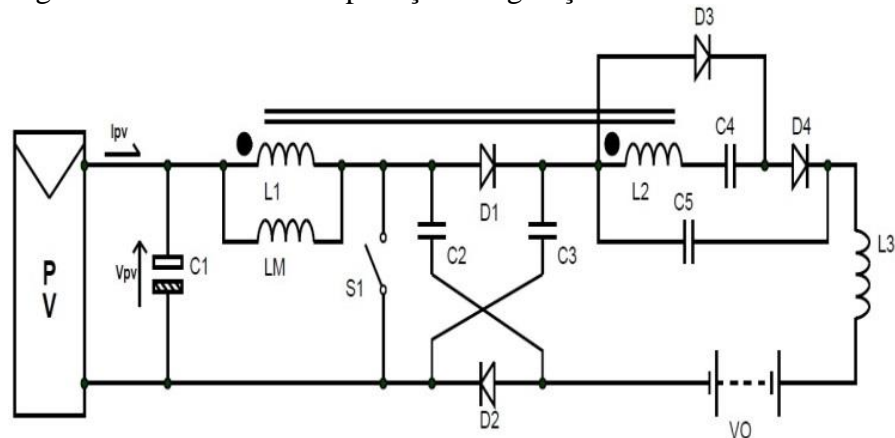


Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4 Modelagem de uma aplicação em geração distribuída

O sistema proposto para aplicação em geração distribuída é apresentado na Figura 3.10, nela é observado um módulo solar conectado a um conversor de alto ganho em um barramento CC, e na saída do conversor tem-se um indutor L3 que é conectado a uma fonte de tensão V_o , com o objetivo de injetar corrente neste barramento CC de saída.

Figura 3.10 - Sistema de aplicação em geração distribuída.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Neste trabalho a modelagem do módulo fotovoltaico foi realizado tendo por base um bloco Solar Module (*physical model*), já pronto para uso no software PSIM, neste bloco a modelagem do circuito equivalente para a célula solar, é do tipo com um diodo, como apresentado anteriormente na Figura 3.11. As principais equações apresentadas no *software* relacionada a modelagem do módulo são relacionadas ao fluxo de corrente no circuito equivalente para célula solar, são elas:

$$I = I_L - I_d - I_{rsh} \quad (3.32)$$

$$I_L = I_{sco} \cdot \left(\frac{S}{S_0} \right) + C_t \cdot (T - T_{ref}) \quad (3.33)$$

$$I_d = I_o \cdot \left(e^{\frac{qV_d}{AKT}} - 1 \right) \quad (3.34)$$

$$I_{rsh} = \frac{V_d}{R_{sh}} \quad (3.35)$$

Onde:

- I – Corrente se saída da célula solar;
- I_L - Corrente da fonte de corrente
- I_d – Corrente do diodo;
- I_{rsh} - Corrente do resistor *shunt*;
- I_{sco} – Corrente de curto circuito;
- S – Intensidade de luz na entrada do módulo;
- S_o – Intensidade de luz com referência de 1000 W/m^2 ;
- C_t – Coeficiente de temperatura;
- T – Temperatura na entrada do módulo;
- T_{ref} – Temperatura de referência 25°C ;
- q – Carga do elétron ($1,6.10^{-19}$);
- A – Fator de idealidade;
- K – Constante de Boltzmann ($1,38.10^{-23}$);
- N_s – Numero de células solares por módulo.

O conversor de alto ganho presente na Figura 3.10 foi proposto por Araújo *et al.*, (2017) para aplicação em sistemas fotovoltaicos com injeção de corrente no barramento CC. A potência de saída projetada do conversor é de 200 W, com saída de tensão de 380 V para o barramento CC, a frequência de chaveamento é 50 KHz, a tensão de entrada adotada de 26 V.

As equações apresentadas têm como base o trabalho de Araújo (2017). A relação entre espiras do indutor acoplado é definida com a equação 3.36, os indutores são calculados com as equações 3.37 e 3.38 para o indutor primário e secundário respectivamente. A razão cíclica máxima do conversor é determinada pela equação 3.39, em 3.40 a expressão que determina a indutância de saída. A corrente correspondente ao indutor de magnetização (I_{LM}) dos indutores acoplados é obtida com a equação 3.41:

$$n = \frac{N1}{N2} \quad (3.36)$$

$$L_1 = \frac{V_{pv} \cdot D}{\Delta i_{L1} \cdot f_s} \quad (3.37)$$

$$L_2 = n^2 \cdot L_1 \quad (3.38)$$

$$D = \frac{V_o - V_{pv}(1+n)}{V_{pv} + V_o} \quad (3.39)$$

$$L_o = \frac{V_{L_o} \cdot D}{\Delta i_{L_o} \cdot f_s} \quad (3.40)$$

$$I_{LM} = -I_{L1} - I_{L2} * 5 \quad (3.41)$$

Onde:

n – Relação de transformação;

N1 – Número de espiras do primário;

N2 – Número de espiras do secundário;

V_{pv} – Tensão do módulo fotovoltaico;

Δi_{L1} – *Ripple* da corrente do indutor do primário;

f_s – Frequência de chaveamento, 50 kHz;

V_{L_o} – Tensão no indutor de saída.

3.5 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas a modelagem de dois sistemas de geração de energia fotovoltaica, o primeiro sistema tem o objetivo de realizar o estudo das três técnicas de MPPT, o P&O, SMC e *Backstepping*, o segundo sistema tem como objetivo testar uma das técnicas em um sistema de geração distribuída.

Para projetar o sistema de estudo comparativo dos controles foi iniciado com a demonstração de um diagrama de blocos do sistema proposto especificando cada etapa da estrutura, em seguida foi modelado cada uma destas partes. O primeiro ponto a ser modelado foi a célula solar que compõe o módulo fotovoltaico, em seguida foi modelado o conversor clássico *Boost*, e por fim as três técnicas de controle para o MPPT.

Com a modelagem do sistema para o estudo das técnicas de MPPT finalizado foi realizado a modelagem de um sistema de aplicação em geração distribuída, que é composto por um módulo solar e um conversor de alto ganho com características de entrada e saída em corrente.

4 SIMULAÇÕES DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E MPPT's

4.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo serão apresentados os resultados das simulações do projeto de alguns modelos de sistema solar fotovoltaico para avaliação comparativa entre três métodos de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*), o Perturba e Observa (P&O), *Sliding Mode Controller* (SMC) e *Backstepping*. Os resultados das simulações são obtidos utilizando dois *softwares* dedicados, o PSIM e o MatLab recorrendo a ferramenta Simulink.

Inicialmente são realizadas as simulações com o objetivo de fazer uma análise comparativa das técnicas de MPPT, estas simulações foram efetuadas no *software* MatLab com Simulink e são apresentadas nos tópicos 4.2 e 4.3. Após a análise comparativa é selecionada uma técnica de MPPT para realizar uma simulação no *software* PSIM de uma aplicação em geração distribuída, esta é apresentada no tópico 4.4.

Para analisar as técnicas e apresentar à capacidade do sistema projetado, as simulações são separadas em dois grupos. O primeiro, no tópico 4.2, mostra os efeitos nos painéis solares diante as variações de suas ligações paralelo e as alterações ambientais de irradiação e temperatura, o segundo grupo de simulações, no tópico 4.3, apresenta o projeto do sistema fotovoltaico acoplado os painéis ao conversor CC-CC do tipo *Boost*, inicialmente, a fim de comprovar a elevação de tensão, em seguida há testes com diferentes algoritmos de MPPT para análise comparativa entre as técnicas.

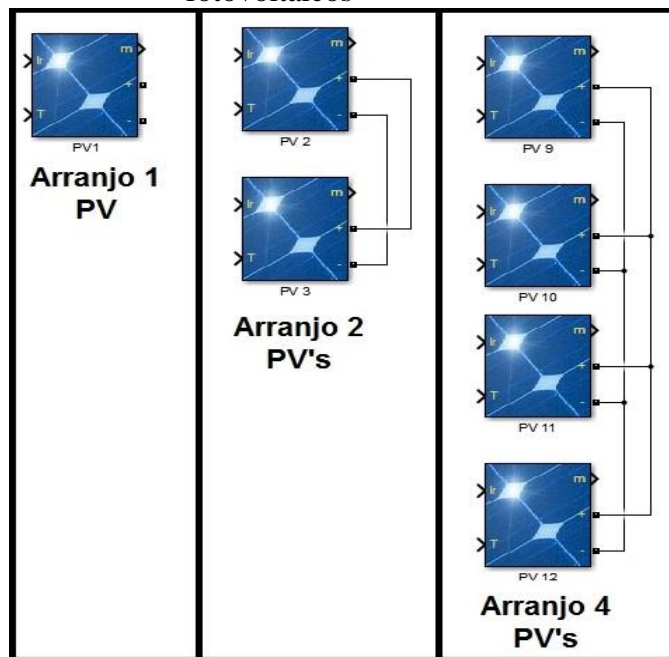
As simulações com os módulos solares são feitas em três arranjos diferentes, o primeiro formado por um único módulo, o segundo com dois módulos, em terceiro uma configuração de quatro módulos. Nas simulações de teste dos métodos de MPPT os módulos solares são configurados em arranjos de ligação em paralelo, são selecionados dois tipos de arranjos o primeiro com dois módulos, em seguida é feita uma associação com quatro módulos, estas configurações são acopladas ao conversor *Boost*, o intuito desta variação de arranjos é possibilitar a simulação dos efeitos de sombreamento em uma parcela dos painéis em cada estrutura e observado o comportamento de cada técnica com a variação de potência.

Na simulação de um sistema para geração distribuída presente no tópico 4.4 é selecionado um módulo solar de 210 W que é conectado a um conversor de alto ganho com indutor acoplado, a saída do conversor tem um indutor para dar a característica de saída de corrente ao conversor e assim injetar corrente elétrica em um barramento comum CC.

4.2 Simulações dos módulos solares

Neste tópico são simuladas algumas variações de arranjos de módulos solares, para as simulações são usados o modelo de módulo apresentado no capítulo 03. Os arranjos simulados são apresentados na Figura 4.1, como mencionando anteriormente, são configurados três tipos de estruturas: um módulo, dois módulos e quatro módulos. Os dados da simulação dos módulos separados do conversor *Boost* servirá como referência para a análise de máxima potência nas simulações posteriores. Estas variações de ligação dos módulos serão importantes para análise da potência extraída do sistema com cada algoritmo de MPPT nestas variações de arranjos.

Figura 4.01 - Arranjos de ligações dos painéis fotovoltaicos



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os aspectos construtivos dos módulos solares foram abordados no item 3.1, contudo, suas características elétricas com valores e grandezas não foram apresentadas, as informações elétricas de cada módulo solar são apresentadas na Tabela 4.1, onde tem-se os dados de um painel solar comercial da marca SIEMENS (modelo SM55) com potencial elétrico de 55 W. Mais informação das características do módulo de painel solar pode ser encontrada nos Anexos.

Tabela 4.01 - Características Elétricas do Pannel PV

Características	Valores	Unidades
Potência máxima	55W	(W)
Tensão de circuito aberto (Voc)	21,7	(V)
Tensão do ponto de máx. potência (Vmp)	17,4	(V)
Coefficiente de temperatura do (Voc)	-0,77	(%/deg.C)
Células por modulo	36	unid.
Corrente de curto circuito (Isc)	3,45	(A)
Corrente do ponto de máx. potência (Imp)	3,15	(A)
Coefficiente de temperatura do (Isc)	0,0012	(%/deg.C)

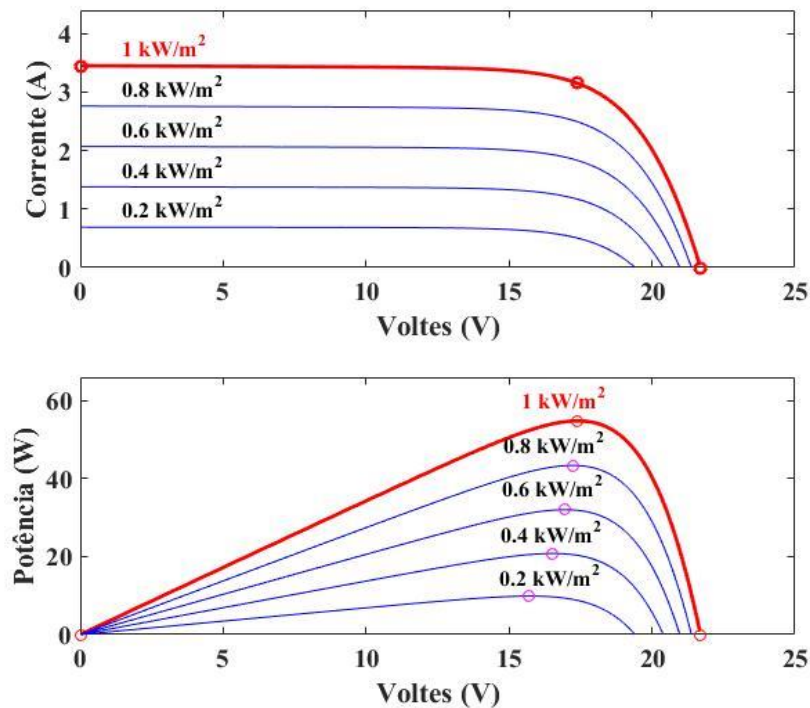
Fonte: Folha de Dados SIEMENS.

Sabe-se que as mudanças ambientais interferem no rendimento dos sistemas fotovoltaicos, como abordado no item 3.1, as simulações dos módulos são iniciadas com a demonstração dos efeitos climáticos em um único painel. Na teoria é mencionado que a corrente elétrica está relacionada à irradiação solar e a temperatura com os níveis de tensão. A irradiação é diretamente proporcional à liquidez de corrente elétrica gerada, assim, quanto maior o valor de irradiação maior a produção de corrente elétrica. Já a temperatura é inversamente proporcional aos valores de tensão, de modo quanto menor o valor da temperatura maior o valor de tensão elétrica alcançada.

Na simulação dos efeitos de irradiação solar apresentado na Figura 4.2, temos duas curvas características, a primeira relaciona a corrente com a tensão e a segunda a potência com a tensão para vários tipos de irradiação, nas variáveis climáticas a temperatura é fixada em 25°C sendo este valor padrão usado pelos fabricantes para simulação e testes dos módulos fotovoltaicos, e na irradiação são simulados cinco valores, são eles: 1000 W/m², 800 W/m², 600W/m², 400 W/m² e 200 W/m², com esta simulação é possível ter uma projeção da variação de corrente e potência do sistema para a variação de irradiação.

Na Figura 4.3 são demonstrados os efeitos nas mesmas curvas características da Figura 4.2, entretanto foi fixado o valor de irradiação em 1000 W/m², este valor padrão usado por fabricantes de módulos fotovoltaicos para teste e simulações, nesta simulação foi realizado a alternância na variável de temperatura, os valores simulados são três: 25°C, 45°C e 65°C, assim com esta simulação é possível observar a variação da tensão e potência no sistema para a variação de temperatura.

Figura 4.02 - Curvas características para um painel, variação de irradiação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No primeiro gráfico da Figura 4.2 podem ser observados que mediante a diminuição do valor de irradiação o fluxo de corrente extraído do módulo solar é diminuído e com o aumento da irradiação tem-se o aumento deste fluxo, também pode ser observado que os pontos de corrente de curto circuito são modificados de forma proporcional com os valores de irradiação, para cada mudança da variável climática na ordem de 200 W/m^2 tem-se uma variação de corrente de 0,69 A, os valores obtidos para cada ponto estão na Tabela 4.2.

No segundo gráfico da Figura 4.2 temos uma marcação circular em vermelho em todas as curvas, este é o ponto de máxima potência, também presente na curva em vermelho do primeiro gráfico. Através das marcações pode ser observado que para cada valor de irradiação existe apenas um único ponto de máxima potência, os valores obtidos para cada ponto estão na Tabela 4.2.

Por fim, podemos analisar que para cada degrau de irradiação o valor de tensão apresenta pouca variação no ponto de máxima potência em cada curva, pois é mantida a temperatura em 25°C nesta simulação, a variação fica em torno da fração de décimos de Volts entre cada degrau, comparando os dois pontos extremos com a redução de 1000 W/m^2 para o 200 W/m^2 , temos uma variação de 1,7 V. Já nos valores de potência entregue a variação do ponto de máxima potência para cada degrau de irradiação fica na ordem de um pouco mais de

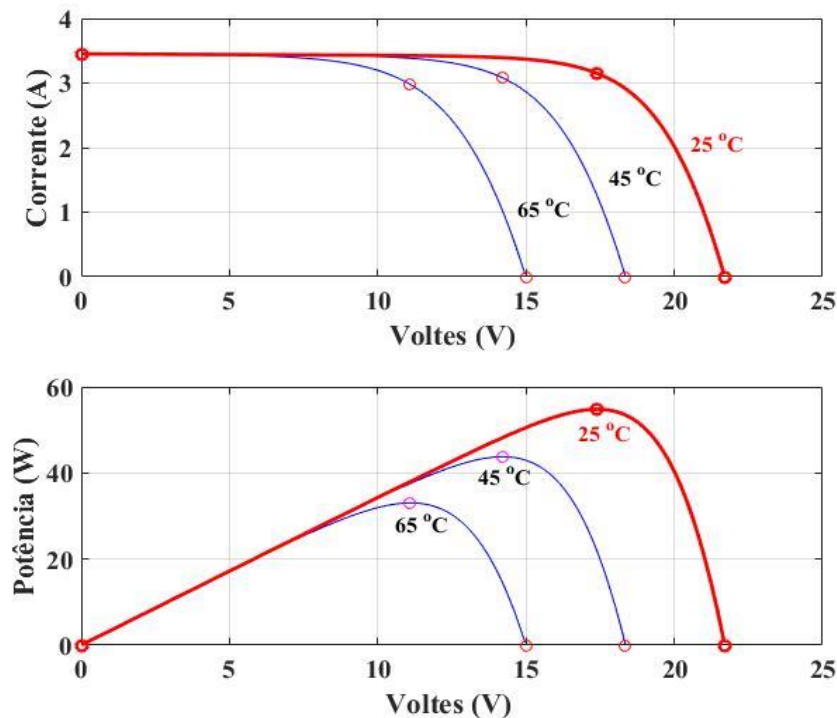
uma dezena de Watts, apresentando uma variação de 44,95 W do valor mais elevado com o valor de menor de irradiação simulado.

Tabela 4.02 - Valores para variação de irradiação em um painel fotovoltaico.

Irradiação (W/m ²)	Corrente de curto circuito (A)	Ponto de Máxima Potência (W)	Tensão no Ponto de Máxima Potência (V)
1000	3,45	54,81	17,4
800	2,76	43,37	17,22
600	2,07	31,01	16,96
400	1,38	20,79	16,53
200	0,69	9,86	15,70

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.03 - Curvas características para um painel, variação de temperatura.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No primeiro gráfico da Figura 4.3 a marcação circular vermelha no eixo da corrente aponta a corrente de curto circuito, no eixo da tensão, representa a tensão de circuito aberto, e em meio a cada curva o ponto de máxima potência. Vê-se uma variação da tensão de circuito aberto com a variação da temperatura, para o mesmo valor de irradiação. Com os menores

valores de temperatura é obtido o maior valor de tensão de circuito aberto e, conseqüentemente, consegue extrair maior potência com a mesma irradiação. Mediante um aumento da temperatura o valor de máxima potência diminui de forma diretamente proporcional, isso pode ser observado também no segundo gráfico. Na Tabela 4.3 tem-se a relação dos valores de tensão de circuito aberto e máxima potência para cada valor de temperatura variada com mesma irradiação de 1000 W/m^2 .

Tabela 4.03 - Valores para variação de temperatura em um painel fotovoltaico.

Temperatura (°C)	Tensão de Circuito Aberto (V)	Ponto de Máxima Potência (W)
65	15,01	33,04
45	18,35	43,76
25	21,70	54,81

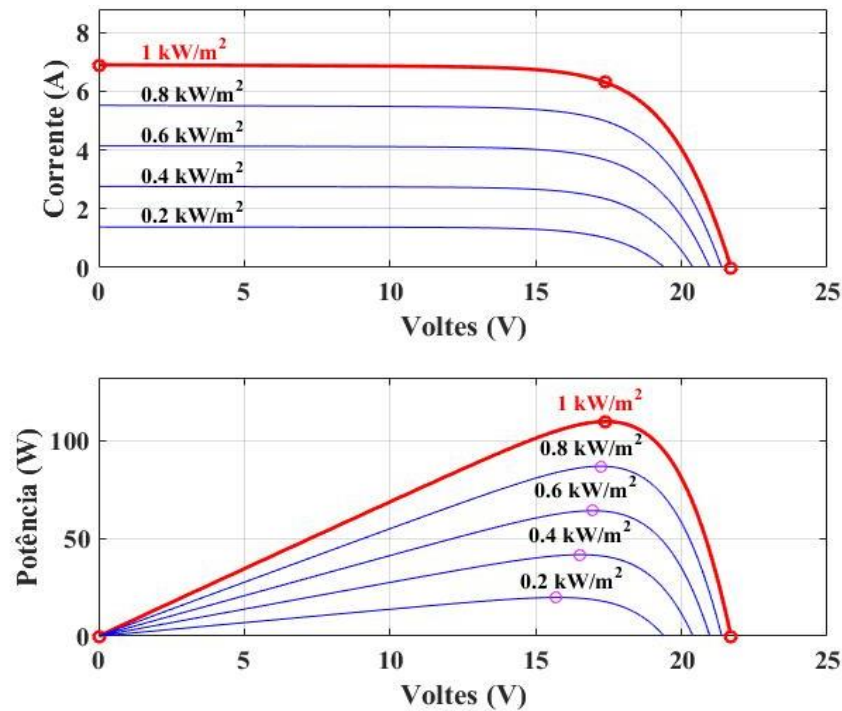
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para cada ligação paralela proposta foi mantida a temperatura constante de 25°C , e para os valores de variações de irradiação foi mantida os mesmos valores das simulações de um único módulo. As simulações para a variação de temperatura e irradiação fixa não foram realizadas, pois o objetivo principal destas estruturas de ligação em paralelo é observar o comportamento dos arranjos para variação de irradiação e com aumento desta variável climática obter a elevação de corrente elétrica produzida e conseqüentemente o aumento da potência total. Os valores de máxima potência adquiridas nesta etapa de simulação são usados como referência para calcular a eficiência de cada técnica de controle MPPT na próxima etapa de simulações.

Foram gerados dois gráficos com as mesmas curvas características apresentadas na simulação de um único painel, relacionando corrente e tensão e potência e tensão. Estes gráficos são apresentados nas Figuras 4.4 e 4.5, com as ligações de dois e quatro painéis, respectivamente.

Nas curvas que relaciona corrente e tensão da Figura 4.4 tem-se uma variação do valor da corrente de curto circuito com a mudança de irradiação solar na ligação paralela de dois módulos fotovoltaicos, para cada degrau de 200 W/m^2 para a variação de corrente tem valor de 1,38 A, na mudança de 1000 W/m^2 para 200 W/m^2 a diferença de corrente é de 5,52 A, apresentando assim a característica esperada pela teoria que indica que o fluxo de corrente extraída do módulo é proporcional a irradiação que o mesmo é exposto.

Figura 4.04 - Curvas características para dois painéis em paralelo



Fonte: Elaborado pelo autor.

Comparando os valores da ligação de dois painéis em paralelo com o de um único painel, a tensão do ponto de máxima potência segue os mesmos valores, e a corrente de curto circuito é exatamente o dobro para a ligação em paralelo. Nas curvas que relaciona potência e tensão é observado o aumento do valor de potência para cada nível de irradiação solar, isso ocorre devido ao aumento de corrente, onde o aumento da potência é proporcional ao aumento de corrente. Na Tabela 4.4 são apresentados os valores da corrente de curto circuito, tensão de máxima potência e o ponto de máxima potência para os valores de cada irradiação simulados.

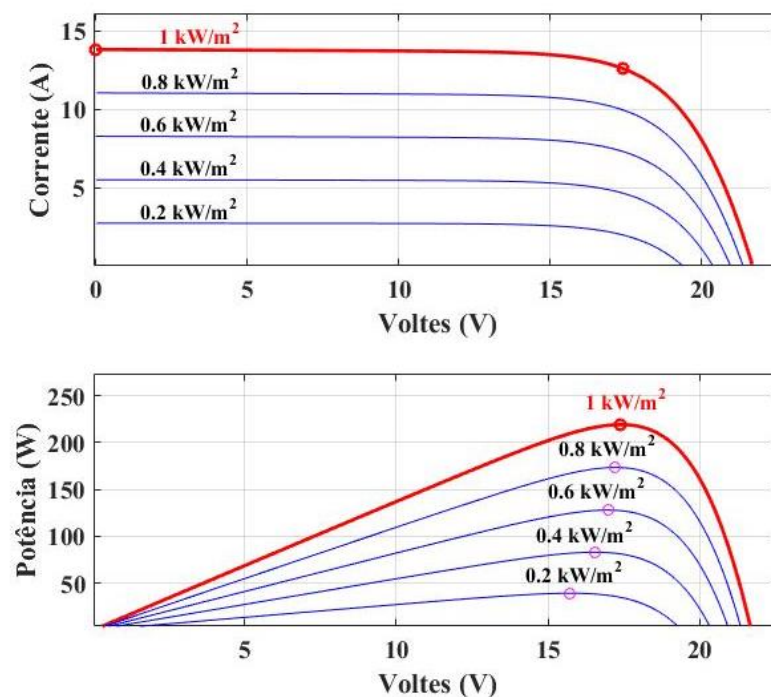
Tabela 4.04 - Valores para variação de irradiação em dois painéis fotovoltaicos em paralelo.

Irradiação (W/m ²)	Corrente de curto circuito (A)	Ponto de Máxima Potência (W)	Tensão no Ponto de Máxima Potência (V)
1000	6,90	109,62	17,40
800	5,52	86,75	17,22
600	4,14	63,03	16,96
400	2,76	41,58	16,53
200	1,38	19,72	15,70

Fonte: Elaborado pelo autor.

De forma análoga ao observado na variação de um único painel para ligação de dois painéis em paralelo, tem se os valores para a ligação de quatro painéis em paralelo relacionado ao de dois, onde a tensão de máxima potência se mantém igual às outras simulações, e a corrente de curto circuito aumenta para cada variação de irradiação, desta vez com variação de 2,76 A para cada degrau. E o ponto de máxima potência é maior que o obtido com dois painéis em paralelo, isso devido ao aumento da corrente no arranjo com quatro painéis. A variação das curvas pode ser observada na Figura 4.5 e os respectivos valores na Tabela 4.5.

Figura 4.05 - Curvas características para quatro painéis em paralelo



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.05 - Valores para variação de irradiação em quatro painéis fotovoltaicos em paralelo.

Irradiação (W/m^2)	Corrente de curto circuito (A)	Ponto de Máxima Potência (W)	Tensão no Ponto de Máxima Potência (V)
1000	13,80	219,24	17,40
800	11,04	173,51	17,22
600	8,28	128,06	16,96
400	5,52	83,16	16,53
200	2,76	39,45	15,70

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 4.6 podem ser observados os valores de irradiação na primeira coluna e os valores de máxima potência em cada arranjo de painéis simulados, com um único painel na coluna dois, e de dois e quatro painéis em paralelo nas colunas três e quatro respectivamente. Na tabela vemos que cada arranjo tem sua potência proporcional à quantidade de painéis envolvidos, comparando com a ligação de um único painel, na ligação com dois painéis tem se o dobro de potência, e na ligação de quatro painéis tem se quatro vezes mais de potência.

Tabela 4.06 - Valores de potência máxima para cada arranjo paralelo de painéis.

Irradiação (W/m^2)	Potência Máxima com Um Único Painel (W)	Potência Máxima com Dois Painéis em Paralelo (W)	Potência Máxima com Quatro Painéis em Paralelo (W)
1000	54,81	109,62	219,24
800	43,37	86,75	173,51
600	31,01	64,03	128,06
400	20,79	41,58	83,16
200	9,86	19,72	39,45

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 Simulações das técnicas de MPPT aplicadas aos sistemas fotovoltaicos.

Nesta etapa são apresentados os resultados das simulações dos sistemas fotovoltaicos propostos, um com arranjo de dois módulos fotovoltaicos em paralelo e outro com quatro, cada uma destas estruturas são ligadas a um conversor CC-CC do tipo *Boost* e este conectado a uma carga resistiva. Este circuito é usado para testar as três técnicas de MPPT propostas, inicialmente serão apresentadas as simulações com arranjo de dois painéis seguido do de quatro painéis.

A escolha por simular um sistema com mais de um painel tem por objetivo realizar teste de sombreamento em uma parcela de painéis, sendo possível a análise da resposta de cada técnica a este efeito. Na estrutura de dois painéis, um recebeu sombreamento parcial, desta forma, 50% desta estrutura estará parcialmente sombreada. Na estrutura de quatro painéis três recebem sombreamento parcial, assim, nesta estrutura, 75% dos painéis estão sombreados.

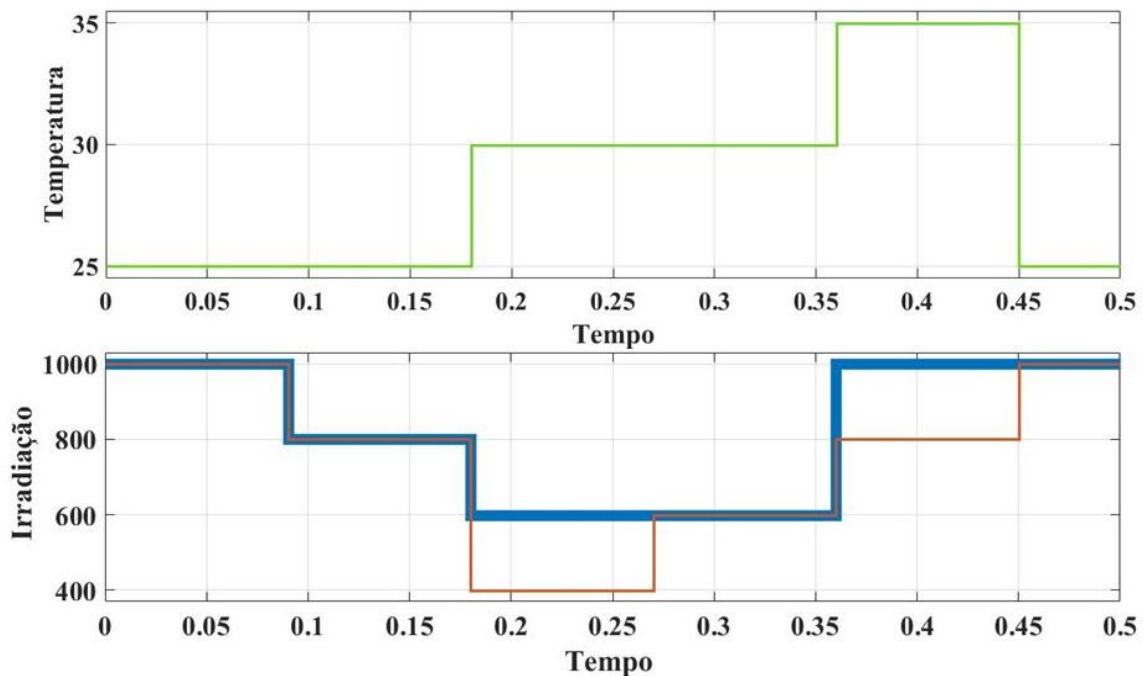
Em todas as simulações foram padronizados o tempo de simulação de 0,5 segundos, para entrada de variáveis climáticas dos painéis foram adotadas as mesmas variações, do tipo degrau, na irradiação e temperatura. A temperatura é modificada em degrau com os seguintes

valores e tempos: 25°C entre 0s – 0,18s; 30°C entre 0,18s – 0,36s; 35°C entre 0,36 – 0,45s; 25°C entre 0,45s – 0,50s. Estas variações de temperatura são apresentadas no primeiro gráfico da Figura 4.6 na curva de coloração verde.

Para variação de irradiação solar tem-se dois tipos, um para o painel não sombreado e outro para o painel parcialmente sombreado, neste foi definido uma redução de irradiação na ordem de 200 W/m² em relação ao não sombreado, o sombreado ocorre em dois intervalos durante a simulação, são eles: 0,18s – 0,27s; e 0,36s – 0,45s.

A variação em degrau da irradiação do módulo fotovoltaico não sombreado é realizada com os seguintes valores em determinados tempos: 1000 W/m² entre 0s – 0,09s; 800 W/m² entre 0,09s – 0,18s; 600 W/m² entre 0,18s – 0,35s; 1000 W/m² entre 0,35s – 0,5s. Na Figura 4.6 são apresentados de forma gráfica as curvas e os valores adotados na variação de irradiação, em vermelho a irradiação do painel sombreado e em azul para o não sombreado, com o gráfico observa se que no intervalo 0,18s – 0,27s apresenta o primeiro momento de sombreado e este menor valor de irradiação total simulado, e no intervalo 0,36s – 0,45s tem se o segundo momento de sombreado simulado.

Figura 4.06 - Variação de irradiação e temperatura dos painéis solares.



Fonte: Elaborado pelo autor.

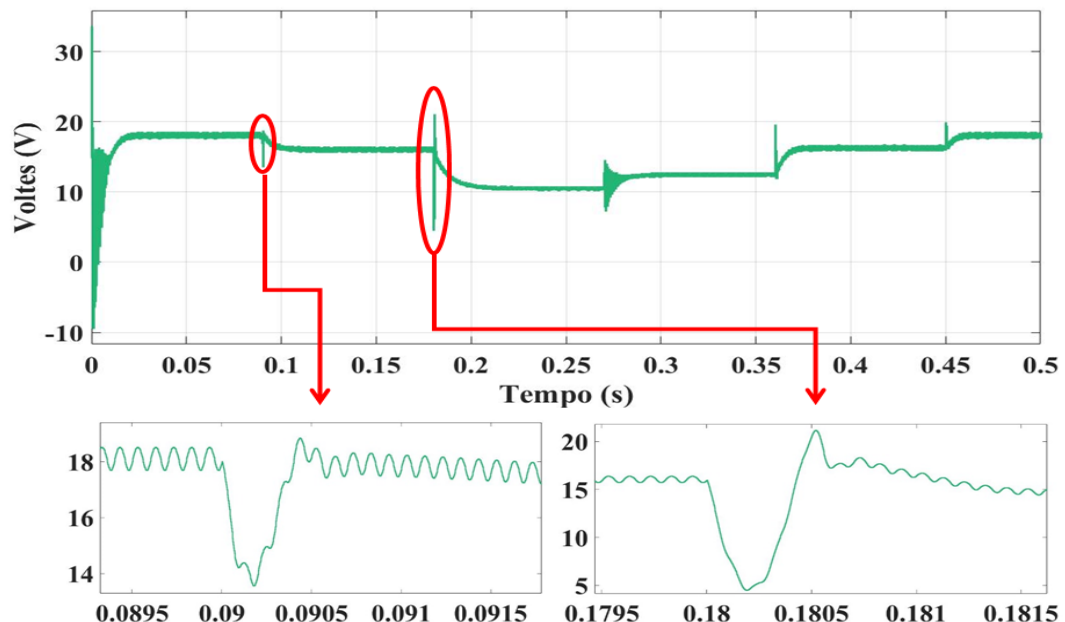
4.3.1 Simulação dos sistemas fotovoltaicos com dois painéis em paralelo

4.3.1.1 Simulação da técnica Perturba e Observa (P&O)

A primeira técnica a ser apresentada é o perturba e observa (P&O), para observação qualitativa as Figuras 4.7, 4.8 e 4.9 demonstram respectivamente as curvas gráficas de tensão, corrente e potência no barramento entre os painéis e o conversor CC-CC.

Na curva da tensão de entrada do conversor CC-CC da Figura 4.7 são destacados os dois primeiros pontos com degrau de irradiação, no primeiro é observado uma queda de tensão no valor aproximado de 5V, e rapidamente o nível de tensão é adequado para a região desejada. O segundo ponto destacado é com efeito de sombreamento com irradiação de um dos painéis, neste momento a variação do sinal é o mais elevado em todo período simulado com valor em torno de 16V, assim pode ser observado como a variação de irradiação influencia o sinal da tensão já que o algoritmo P&O adotado tem como característica incrementar ou decrementar uma variável relacionada a tensão do sistema, desta forma este sinal apresenta a maior variação de potência devido a elevada mudança de valor do sinal de tensão.

Figura 4.07 - Curva de tensão, técnica P&O com dois painéis em paralelo.

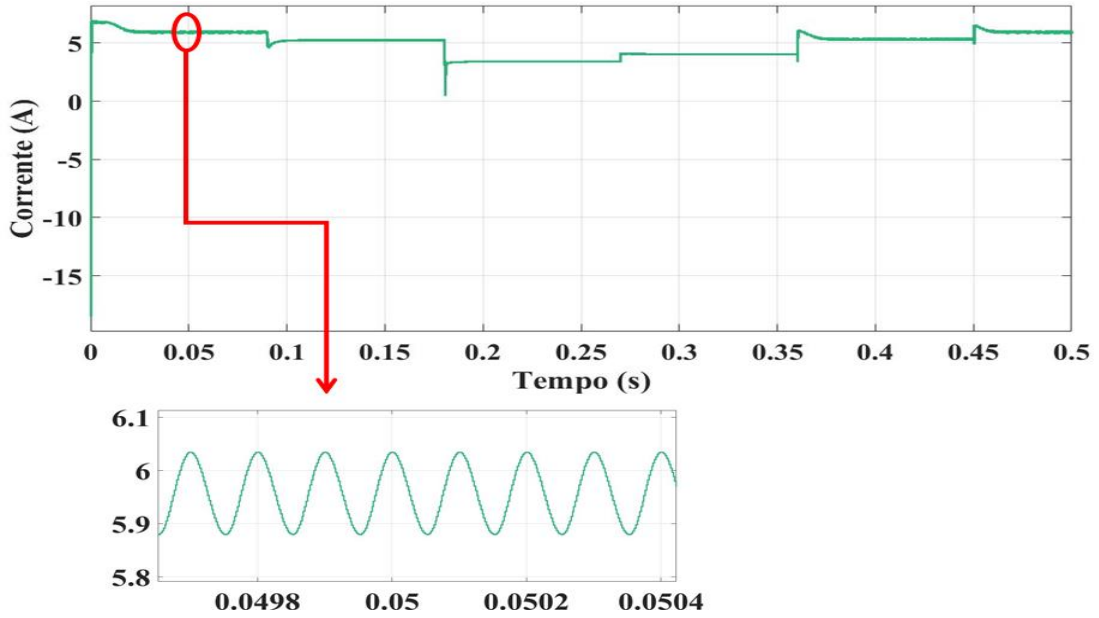


Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.8 do sinal da corrente é destacado a ondulação da corrente que é mantida com *ripple* de aproximados 15mA em toda a simulação, assim para o sinal da corrente pode ser

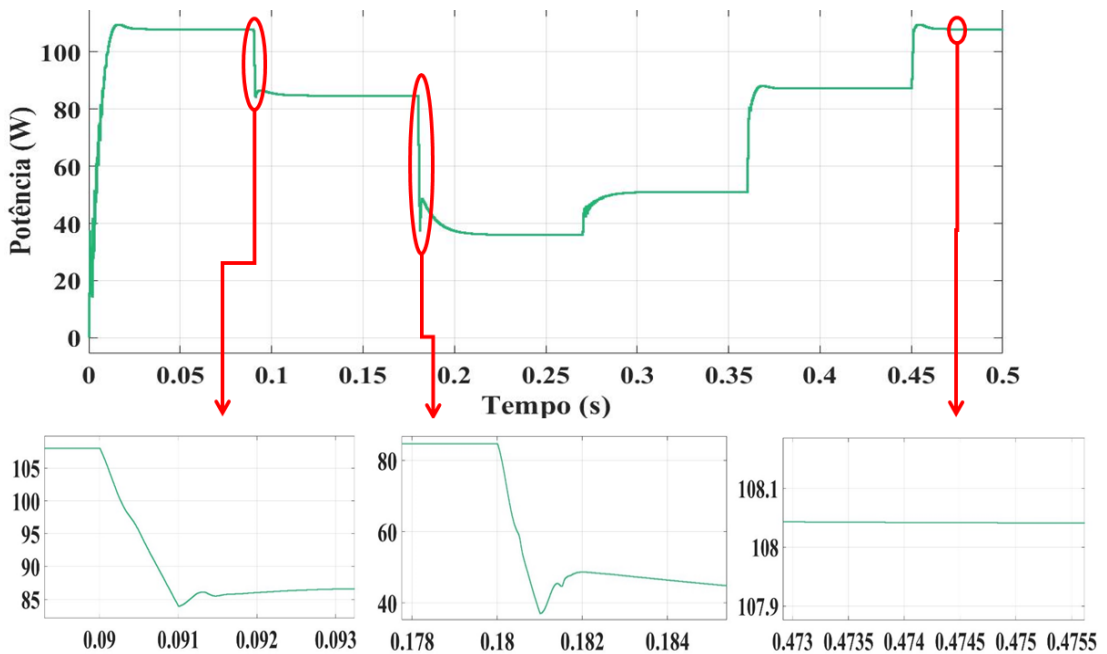
observado que não apresenta oscilação elevada no período de estabilidade, e nos transientes de potência o sinal de corrente tem resposta mais rápida para o ponto de estabilidade comparado ao sinal de tensão.

Figura 4.08 - Curva da corrente, técnica P&O com dois painéis em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.09 - Curva da potência, técnica P&O com dois painéis em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O resultado da combinação dos sinais de tensão e corrente pode ser observado na Figura 4.9 com a curva da potência obtida com a técnica P&O, em destaque são observados os dois primeiros pontos de queda de potência devido aos degraus de irradiação destacados na curva de tensão, as duas quedas de potência são aproximadamente da ordem de 24 W e 47 W respectivamente, o outro ponto destacado é do ripple do sinal em momento de estabilidade que apresenta amplitude muito baixa, formando um sinal praticamente contínuo.

Para uma investigação quantitativa, na Tabela 4.7 tem os valores de tensão obtidos na entrada do conversor em três pontos diferentes, com os tempos de 0,05s; 0,15s; 0,30s; estes pontos são definidos por apresentar irradiação iguais para ambos os painéis com valores de 1000 W/m^2 ; 800 W/m^2 ; 600 W/m^2 para cada valor respectivo de tempo, assim apresentando nestes pontos as mesmas características das simulações da seção 4.2 onde os valores da Tabela 4.4 são tomados como referência para avaliação da potência extraída do módulo com cada técnica de MPPT em estudo. Na mesma tabela tem os valores de tensão de máxima potência obtidos na simulação de dois painéis em paralelo.

Tabela 4.07 - Tensão e potência da simulação de dois painéis em paralelo e da técnica de controle P&O.

Irradiação (W/m^2)	Tensão com P&O (V)	Tensão de MPP (V)	Potência com P&O (W)	Potência de MPP (W)	Tempo (s)
1000	18,01	17,40	108,0	109,62	0,05
800	15,93	17,22	84,81	86,75	0,15
600	12,37	16,96	50,98	64,03	0,30

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na primeira coluna da Tabela 4.7 são apresentados os valores de irradiação simulados em todos os painéis sem sombreamento, na segunda e terceira coluna tem os valores de tensões, na terceira e quarta as potências obtidas e por fim na quinta o tempo onde foi feita a aquisição dos dados na simulação do algoritmo de controle. Com a irradiação em seu valor máximo simulado de 1000 W/m^2 , a tensão obtida com a técnica tem valor de 0,61 V a mais que o da tensão de MPP, fazendo com que a potência atingida fique um pouco a baixo da máxima potência, analisando a curva característica da tensão e potência do MPPT, este ponto está localizado à direita do MPP.

A diferença de tensão com irradiação em 800 W/m^2 é de 1,29 V, neste ponto a potência adquirida é menor que a desejada e com uma taxa menor que o primeiro caso. E com a irradiação

em 600 W/m^2 a diferença de tensão tem valor de $4,59 \text{ V}$, demonstrando o pior caso de extração de potência do sistema. Desta forma é observado que a tensão ficou mais próximo do MPP para as irradiações mais elevadas.

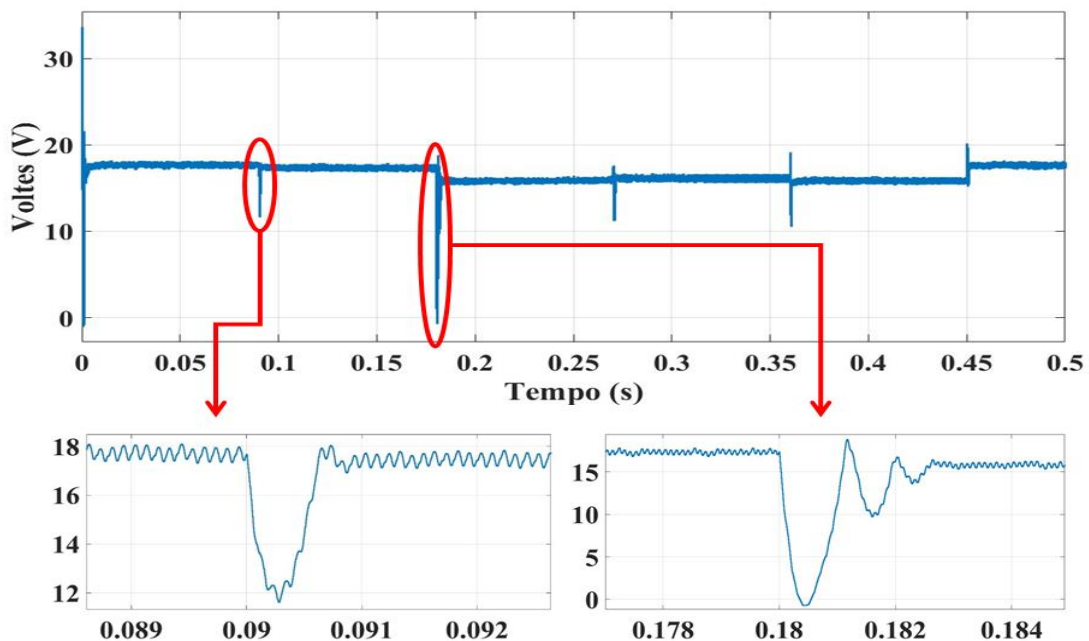
4.3.1.2 Simulação da técnica Sliding Mode Controller (SMC)

A segunda técnica simulada e estudada é o *Sliding Mode Controller* - SMC, de forma semelhante a revisão da técnica anterior, temos para investigação qualitativa as Figuras 4.10, 4.11e 4.12 com as curvas de tensão, corrente e potência no barramento entre os painéis e o conversor CC-CC.

Na curva da tensão de entrada do conversor CC-CC da Figura 4.10 são destacados os dois primeiros pontos com degrau de irradiação, no primeiro é observado uma queda de tensão no valor aproximado de 6V , este valor é muito próximo do obtido com o P&O, entretanto o tempo de resposta para adequação do nível do sinal para valores desejados no SMC é maior, ou seja, este algoritmo para este degrau de irradiação foi mais lento que o anterior.

O segundo ponto destacado é com efeito de sombreamento, neste momento a variação do sinal é o mais elevado em todo período simulado, com valor em torno de 17 V , obtendo um valor de tensão negativo no seu valor mais baixo.

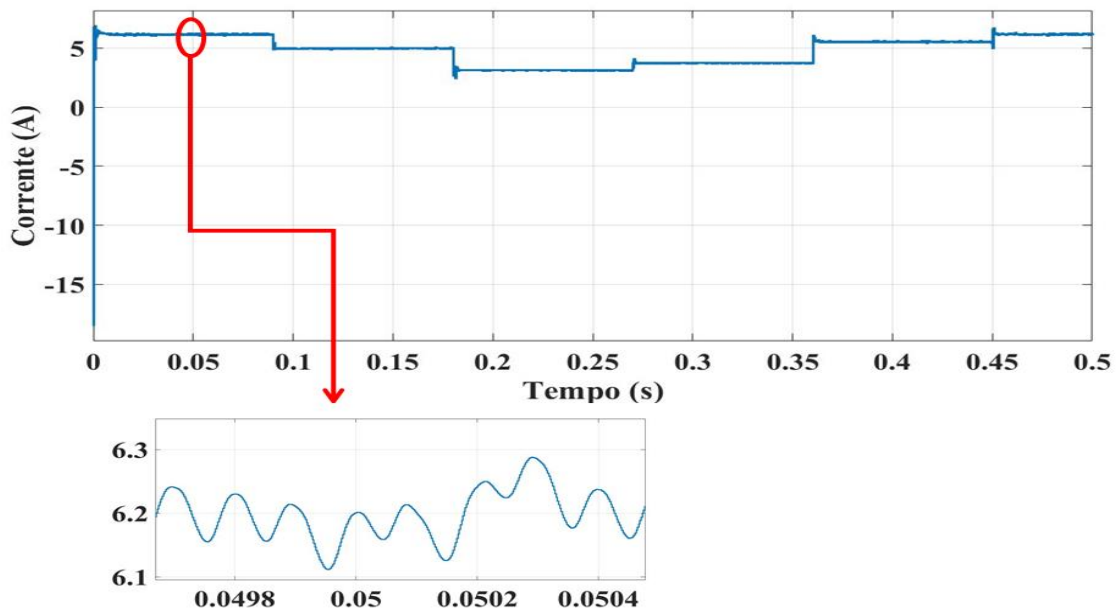
Figura 4.10 - Curva de tensão, técnica SMC com dois painéis em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.11 do sinal da corrente é destacado a ondulação da corrente que é mantida com *ripple* de aproximados 15 mA em toda a simulação, este valor também é muito semelhante ao do P&O, entretanto o sinal não apresenta uma uniformidade como no P&O, isso demonstra como a resposta do controle por modo deslizante está atuando na corrente do sistema, onde no desenvolvimento do método foi adotado a variável de controle a corrente do indutor de entrada do conversor.

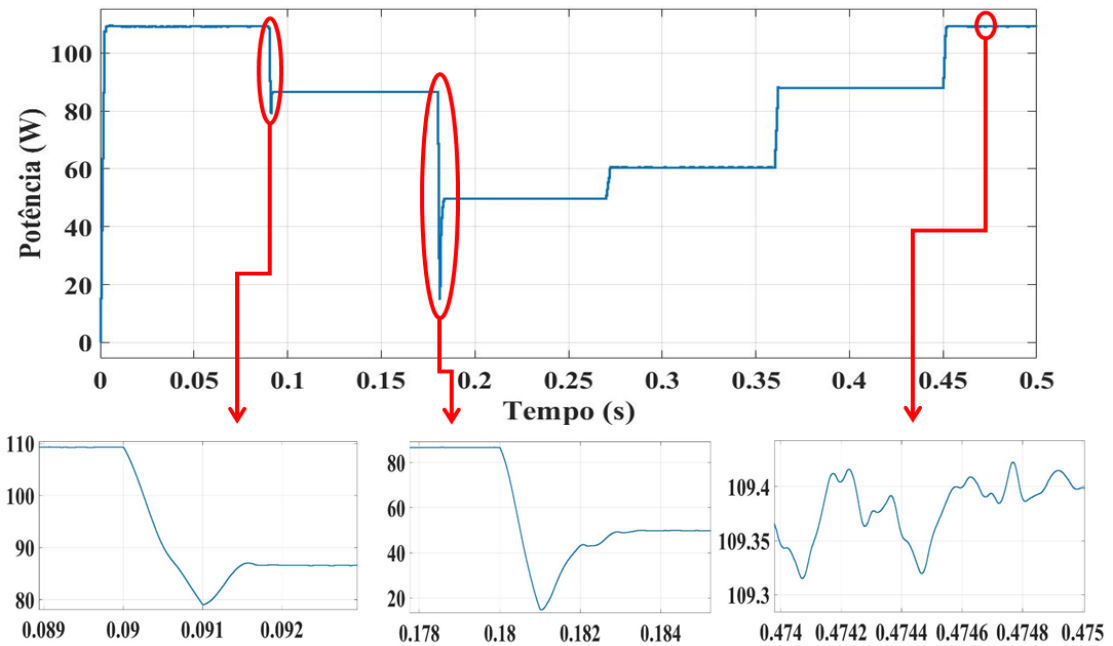
Figura 4.11 - Curva da corrente, técnica SMC com dois painéis em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A combinação dos sinais de tensão e corrente pode ser observado na Figura 4.12 com a curva da potência obtida, em destaque são observados os dois primeiros pontos de queda de potência devido aos degraus de irradiação destacados na curva de tensão, as duas quedas de potência são aproximadamente da ordem de 36,5 W e 72W respectivamente, apresentando valores mais elevados comparado a tecnica de controle anterior, e analisando a Figura 4.10 pode ser observado que o sinal de tensão apresenta valores baixos nestes transientes, assim o sistema pode estar perdendo eficiencia na potência devido a falta de controle no sianl de tensão. O outro ponto destacado é do ripple do sinal em momento de estabilidade, que apresenta amplitude mais elevada que o algoritmo anterior e não apresenta um sinal uniforme, isso pode estar relacionado a qualidade do sinal da corrente neste sistema, contudo o valor de potência adquirida é maior no SMC.

Figura 4.12 - Curva da potência, técnica SMC com dois painéis em paralelo



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para uma verificação quantitativa, na Tabela 4.8 tem os valores de tensão obtidos na entrada do conversor em três pontos diferentes, com os tempos e irradiações iguais aos da técnica anterior. E com o mesmo objetivo de analisar o rastreamento MPP, na mesma tabela tem os valores de tensão de máxima potência obtidos na simulação de dois painéis em paralelo. Na primeira coluna são apresentados os valores de irradiação simulados, na segunda e terceira coluna têm os valores de tensões, na terceira e quarta as potências obtidas e por fim, na quinta o tempo onde foi feita a aquisição dos dados na simulação do algoritmo de controle.

Tabela 4.08 - Tensão e potência da simulação de dois painéis em paralelo e da técnica de controle SMC.

Irradiação (W/m^2)	Tensão com SMC (V)	Tensão de MPP (V)	Potência com SMC (W)	Potência de MPP (W)	Tempo (s)
1000	17,24	17,40	109,2	109,62	0,05
800	17,70	17,22	86,71	86,75	0,15
600	15,57	16,96	60,62	64,03	0,30

Fonte: Elaborado pelo autor.

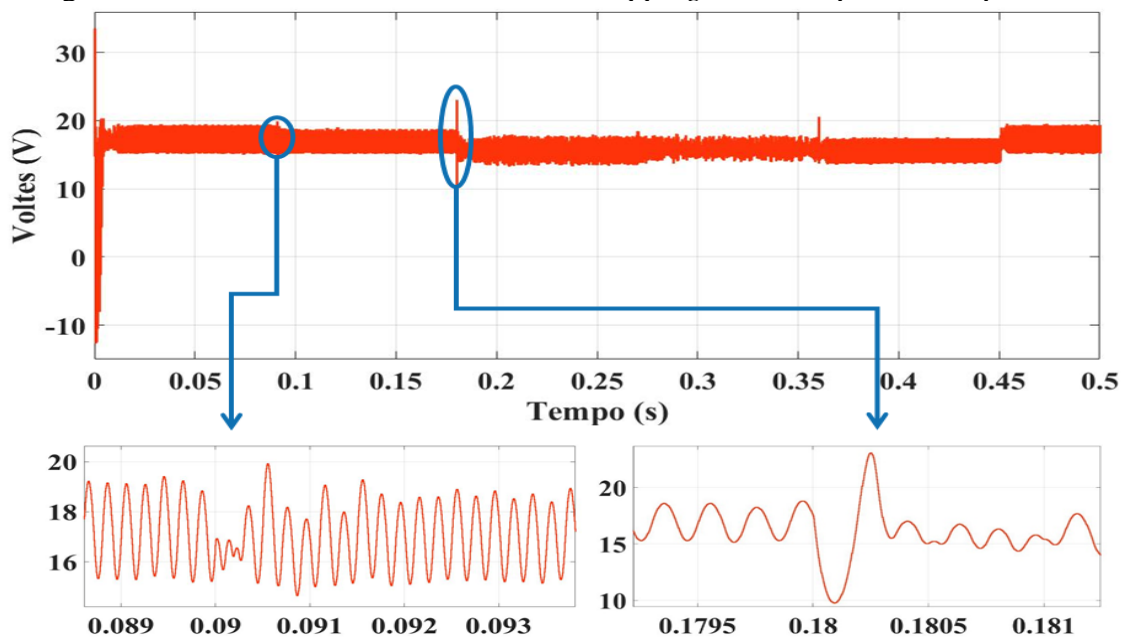
Com a irradiação em seu valor máximo simulado de $1000 W/m^2$, a tensão obtida com a técnica tem valor de 0,24 V a menos da tensão de MPP, fazendo com que a potência atingida

fique um pouco a baixo da máxima potência, analisando a curva característica da tensão e potência do MPPT, este ponto esta locado a esquerda do MPP. A diferença de tensão com irradiação em 800 W/m^2 é de $0,48 \text{ V}$. E com a irradiação em 600 W/m^2 a diferença de tensão tem valor de $1,39 \text{ V}$, demonstrando o pior caso de extração de potência do sistema. A diferença dos valores são bem baixos comparados aos do P&O fazendo com que o SMC tenha melhores resultados de potência extraída do sistema. Também é observado que a tensão ficou mais proximo do MPP para as irradiações mais elevadas.

4.3.1.3 Simulação da técnica Backstepping

Por fim, a terceira técnica a ser simulada no arranjo com dois painéis em paralelo é o *Backstepping*, para análise deste algoritmo são adotados os mesmos requisitos dos anteriores, com as Figuras 4.13, 4.14 e 4.15 com as curvas de tensão, corrente e potência respectivamente. Para todas estas imagens foram destacados os mesmos pontos das técnicas anteriores, onde na tensão foi ampliada a imagem nas duas primeiras reduções de irradiação, na corrente é ampliada uma amostra da ondulação no início da simulação, e na potência são destacados os dois primeiros pontos de redução de potência e a ondulação com o sistema em estabilidade.

Figura 4.13 - Curva de tensão, técnica *Backstepping* com dois painéis em paralelo.

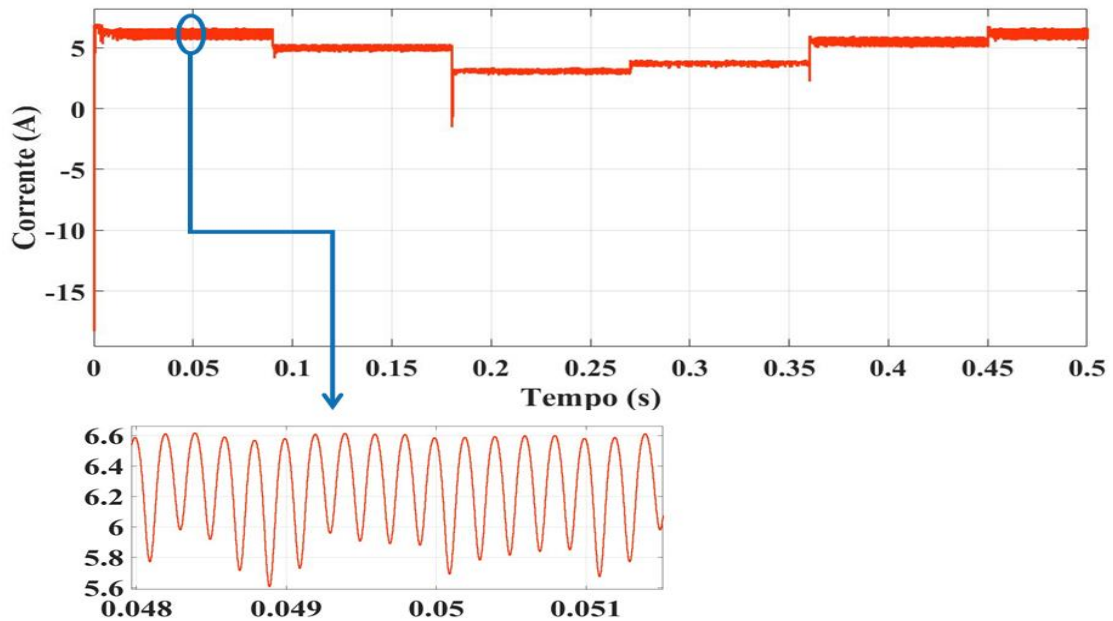


Fonte: Elaborado pelo autor.

Na curva da tensão da Figura 4.13, no primeiro degrau de irradiação é observado uma variação de tensão de valor máximo de $21,8 \text{ V}$ e mínimo de $12,7 \text{ V}$, e antes desta variação tem-

se um *ripple* de tensão no valor aproximado de 4 V, este valor é mais elevado do que nas outras duas técnicas de controle simuladas anteriormente. O segundo ponto a ser destacado é que com o efeito de sombreamento a variação do sinal é o mais elevado em todo período simulado com valor em torno de 13 V, comparando as outras duas técnicas, o *Backstepping* teve a resposta mais rápida para a estabilidade do sinal de tensão, e este valor em estabilidade tem *ripple* em torno de 3 V ou 4 V em todo o período simulado.

Figura 4.14 - Curva da corrente, técnica *Backstepping* com dois painéis em paralelo.

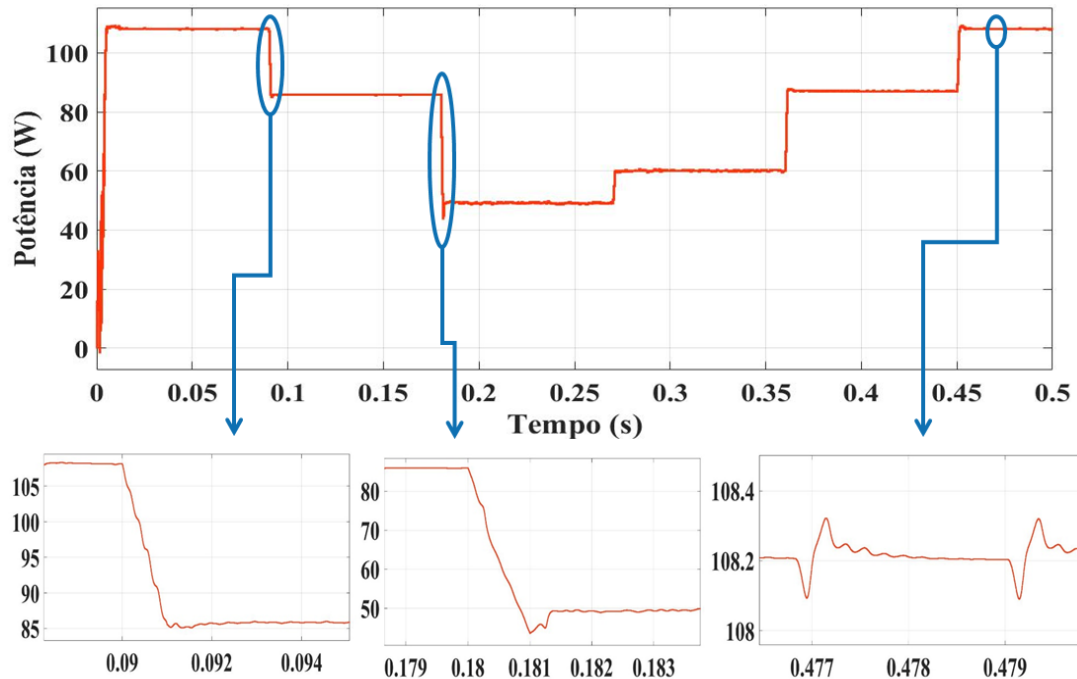


Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.14 do sinal da corrente é destacado a ondulação da corrente que é mantida com *ripple* de aproximados 1 A em toda a simulação, valor mais elevado que nas duas técnicas de controles anteriores, isso pode estar relacionado a equação da tensão de referência que é usado para o cálculo do erro da corrente.

Mesmo com os valores mais elevados de ondulação para os sinais de tensão e corrente comparados às outras duas técnicas, a potência com o *Backstepping* apresenta baixo valor de *ripple*, isso pode ser observado na ampliação da Figura 4.15 em um momento de estabilidade do sinal. Na mesma imagem em destaque são observados os dois primeiros pontos de queda de potência com valores aproximados de 25 W e 43 W respectivamente, desta forma apresentando características semelhantes da técnica SMC.

Figura 4.15 - Curva da potência, técnica *Backstepping* com dois painéis em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para uma investigação quantitativa, a Tabela 4.9 tem os valores de tensão obtidos na entrada do conversor em três pontos diferentes, com os tempos e irradiações iguais aos das técnicas anteriores. Na mesma tabela tem-se os valores de tensão de máxima potência obtidos na simulação de dois painéis em paralelo.

Tabela 4.09 - Tensão e potência da simulação de dois painéis em paralelo e da técnica de controle *Backstepping*.

Irradiação (W/m^2)	Tensão com <i>Backstepping</i> (V)	Tensão de MPP (V)	Potência com <i>Backstepping</i> (W)	Potência de MPP (W)	Tempo (s)
1000	17,73	17,40	108,2	109,62	0,05
800	17,44	17,22	85,97	86,75	0,15
600	16,75	16,96	60,57	64,03	0,30

Fonte: Elaborado pelo autor.

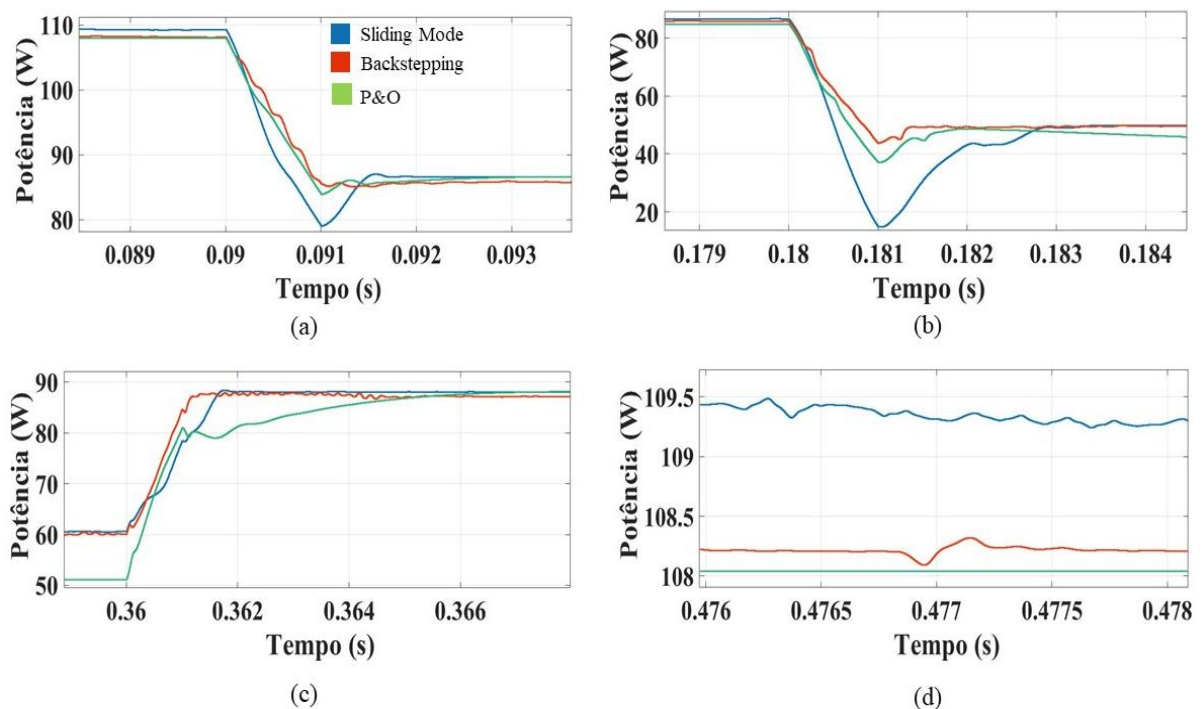
Com os dados da Tabela 4.9 podemos identificar o rastreamento da tensão de MPP. Com a irradiação em seu valor máximo simulado, a tensão obtida com a técnica tem valor de 0,33 V a mais que a tensão de MPP, fazendo com que a potência atingida fique um pouco a baixo da máxima potência, também fazendo a análise da curva característica da tensão e potência do MPPT, este ponto está locado a esquerda do MPP, da mesma forma que ocorreu no SMC.

A diferença de tensão com irradiação em $800\text{W}/\text{m}^2$ é de $0,22\text{ V}$, neste ponto a potência adquirida é menor que a desejada e com uma taxa menor que o primeiro caso, e comparando as outras estratégias de controle, o backstepping teve o valor mais próximo de tensão de máxima potência e a melhor obtenção de potencia para esta irradiação. E com a irradiação em $600\text{ W}/\text{m}^2$ a diferença de tensão tem valor de $0,21\text{ V}$, contudo com um ripple de 4 V , aproximadamente, nesta região o backstepping demonstra extração de potência menor que SMC no mesmo ponto do sistema. E de maneira analoga as outras estratégias de controle é observado que a tensão ficou mais próximo do MPP para as irradiações mais elevadas.

4.3.1.4 Comparações das simulações das três técnicas de controle

Nesta parte é realizado um comparativo das três estratégias de controle, inicialmente é apresentado a Figura 4.16 com ampliação das curvas de potência das três técnicas em intervalos distintos da simulação, na sequência é apresentado a Tabela 4.10 com seis pontos diferentes das simulações com os dados de irradiação em cada painel e a potência extraída em cada uma das técnicas de controle, e pro fim tem-se as Figura 4.17 com gráfico de colunas com as potências adquiridas nas simulações e a Figura 4.18 com relação em porcentagem do rendimento de cada algoritmo.

Figura 4.16 - Zoom na potência das três técnicas de controle.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.16 são apresentadas quatro ampliações em pontos diferentes das curvas de potência das três estratégias de controle. O ponto (a) é no momento do primeiro degrau de irradiação, nele é observado que o sinal do *Backstepping* e P&O tem valor de *overshoot* muito menor que no SMC, o mesmo pode ser visto no ponto (b) com o segundo degrau de irradiação, outro destaque pode ser dado ao tempo de resposta, onde o SMC é mais lento que as outras estratégias. O ponto (c) demonstra o instante que inicia o segundo estágio de sombreamento, onde a irradiação de um dos painéis é de $1000\text{W}/\text{m}^2$ e do outro é de $800\text{W}/\text{m}^2$, nesta imagem é observado que o *Backstepping* e o SMC tem resposta mais rápida que a técnica P&O, desta forma pode ser dado o destaque para o *Backstepping* com maior velocidade de resposta para o decréscimo e incremento de irradiação no sistema. No ponto (d) são apresentadas as curvas de potência em um local de estabilidade, com esta imagem vemos que a potência apresenta maior valor com o SMC no arranjo de dois painéis em paralelo.

Dados de seis pontos diferentes são demonstrados na Tabela 4.10, nas duas primeiras colunas tem-se os valores de irradiação em cada um dos painéis, da terceira coluna a quinta coluna temos os valores das potências obtidas para os algoritmos P&O, SMC e *Backstepping* respectivamente, na sexta coluna são os tempos dos seis pontos diferentes para extração de dados. Com esta tabela é observado a variação dos valores de potência em relação a variação de irradiação dos painéis, em todos os pontos o SMC extrai o maior valor de potência e o P&O os menores valores, e o *Backstepping* teve os valores de potências muito próximos aos do SMC.

Tabela 4.10 - Potência obtidas das três técnicas com arranjo de dois painéis em paralelo.

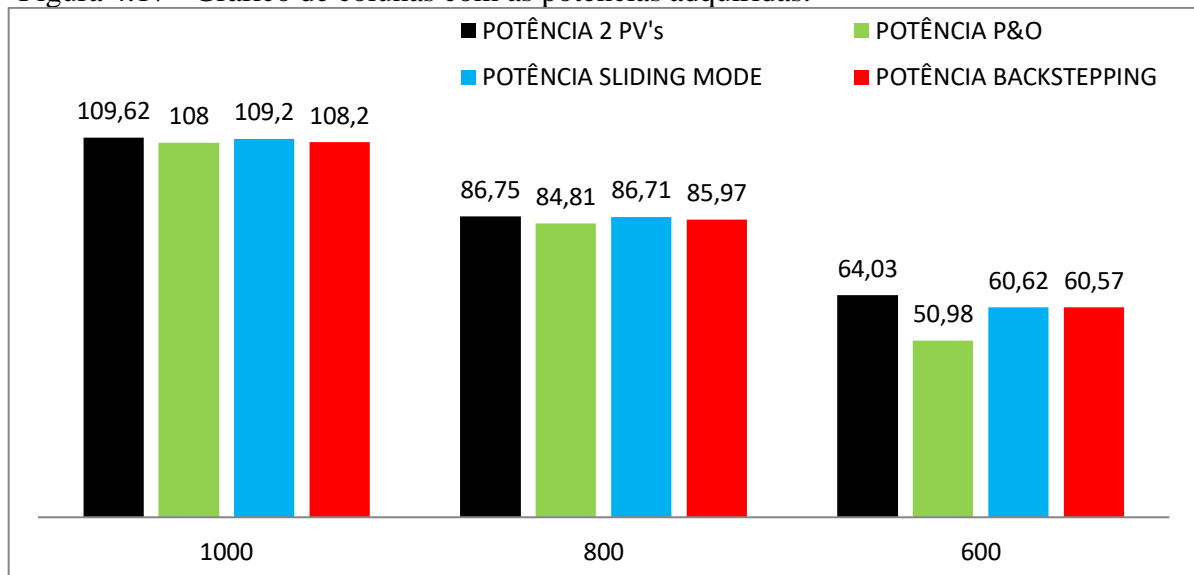
PV1(W/m^2)	PV2(W/m^2)	P&O	SMC	BCK	Tempo (s)
1000	1000	108,0	109,2	108,2	0,05
800	800	84,81	86,71	85,97	0,15
600	400	36,13	49,91	49,49	0,25
600	600	50,98	60,62	60,57	0,30
1000	800	87,24	88,04	87,21	0,40
1000	1000	108,0	109,4	108,2	0,49

Fonte: Elaborado pelo autor.

O gráfico de colunas da Figura 4.17 apresenta os valores de potências atingidas das três técnicas em três tempos e regiões de irradiação diferentes, estes correspondem às linhas um, dois e quatro da Tabela 4.10, estes pontos foram escolhidos por apresentarem uma região de estabilidade do sinal e níveis de irradiação iguais nos dois painéis solares, isso é importante,

pois os valores de potência obtidos nas simulações dos painéis em paralelo foi mantido o valor de irradiação iguais em ambos os painéis. Este valor de simulação dos dois painéis em paralelo é tomado como referência de potência a ser atingido, comparando estes valores de potência com os obtidos com as técnicas de controle MPPT podemos observar que o SMC e o *Backstepping* chegaram muito próximos dos valores de máxima potência teórico desejado e que a diferença de potência entre as duas técnicas é dada na ordem de décimos de Watts. Já o P&O teve um desempenho satisfatório para irradiação mais elevada, com a diminuição desta variável a potência obtida com esta técnica ficou abaixo das outras com uma diferença de unidades de Watts.

Figura 4.17 - Gráfico de colunas com as potências adquiridas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim podemos definir que as simulações com os arranjos de dois painéis solares apresentam os seguintes aspectos para as estratégias de controle. Ponto de potência máxima, o SMC e *Backstepping* com os valores mais elevados, e o P&O com irradiação de 600 W/m^2 e nas regiões de sombreamento com rendimento muito baixo. A amplitude de *overshoot* do sinal de potência com a diminuição em degrau de irradiação foi maior no SMC apresentando o menor valor de potência nestes pontos. O *ripple* do sinal de potência teve menores valores no P&O. A velocidade de resposta do controle ao degrau de irradiação teve pior desempenho no SMC para o decaimento de irradiação, e o pior desempenho na elevação de irradiação para o P&O, e o *Backstepping* teve a melhor resposta reagindo com maior velocidade em ambos os casos.

4.3.2 Simulação dos sistemas fotovoltaicos com quatro painéis em paralelo

Para as simulações das técnicas aplicadas nos arranjos de quatro módulos em paralelo, foi realizada uma abordagem semelhante a com dois painéis em paralelo. Inicialmente são apresentadas as três figuras para uma investigação qualitativa dos sinais de tensão, corrente e potência, em cada um dos algoritmos. As curvas de tensão para as três estratégias de controle têm uma ampliação da imagem nos primeiros pontos com degrau de irradiação, e para o controle *Backstepping* e SMC tem-se uma ampliação na região de sombreamento com menores níveis de irradiação no intervalo de 0,18s – 0,27s, onde um dos painéis tem 600 W/m^2 e os outros três painéis com 400 W/m^2 , assim é possível realizar um comparativo da qualidade do sinal destas técnicas no efeito de sombreamento.

Nas curvas de corrente é realizada uma ampliação no início da simulação, para observar a ondulação deste sinal. E por fim nas curvas de potência, são destacados os mesmos pontos apresentados nas curvas de tensão, que são as das variações de irradiação iniciais, com a diminuição de potência, e na primeira região de simulação de sombreamento.

Após demonstração das curvas de tensão, corrente e potência, para cada uma das técnicas, é apresentado uma tabela relacionando a tensão e potência simulados com o arranjo de quatro painéis, para os tempos de 0,05s; 0,15s e 0,30s com os níveis de 1000 W/m^2 ; 800 W/m^2 e 600 W/m^2 . E estes valores são comparados aos de tensão e potência obtidos com cada uma das estratégias de controle.

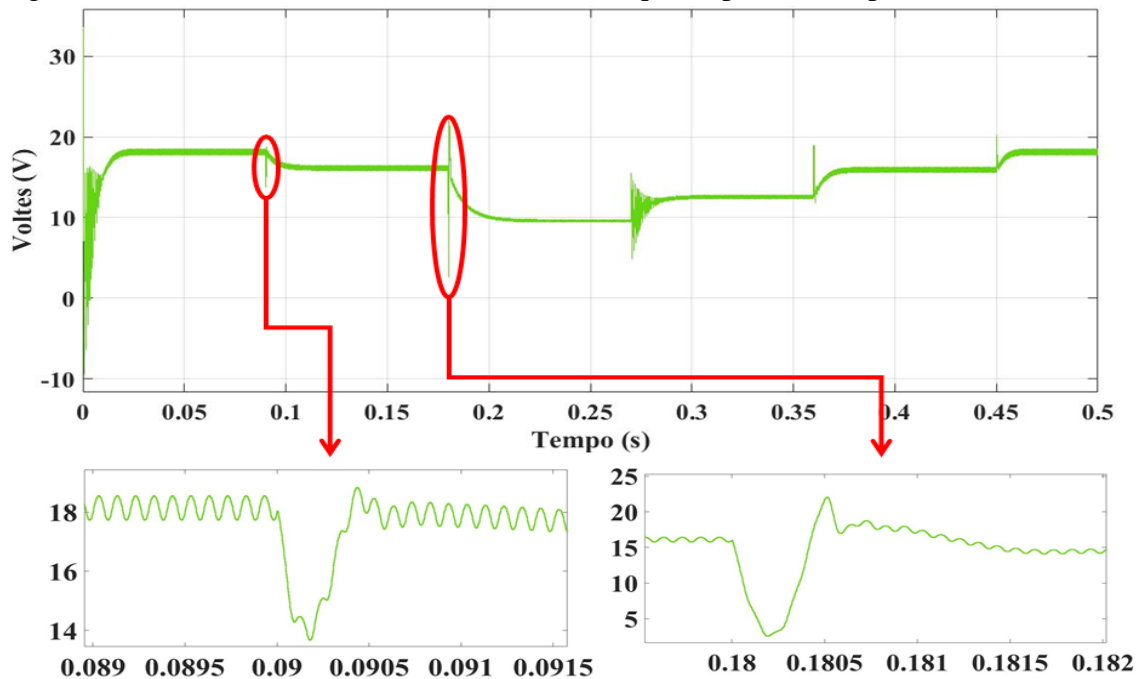
Ao final da análise individual de cada uma das técnicas de controle, é apresentada uma tabela e dois gráficos de colunas relacionando as potências e rendimentos de todas as técnicas, e por fim uma imagem comparando os sinais de potência para a o SMC e o controle *Backstepping*, seguido das considerações finais das simulações com os arranjos de quatro painéis em paralelo.

4.3.2.1 Simulação da técnica Perturba e Observa (P&O)

Na primeira simulação com arranjo de quatro painéis em paralelo temos o algoritmo perturba e observa (P&O). Na Figura 4.18 é observado a curva de tensão entre o conversor CC-CC *Boost* e os painéis, nesta imagem o *overshoot* do sinal para o primeiro degrau de irradiação é na ordem de 5 V, e no segundo *overshoot* de 20 V. Para o sinal de tensão o P&O apresenta a mesma característica observada com o arranjo de dois painéis em paralelo, com o transiente de potência do sistema a variável de controle adotado no algoritmo apresenta maior valor de

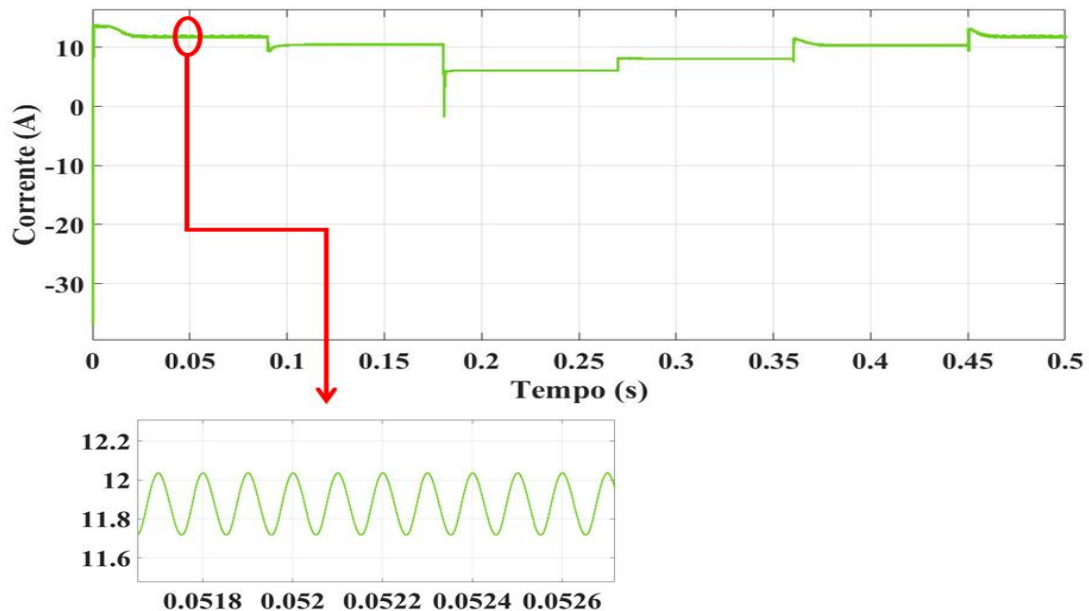
overshoot, e na região de estabilidade do sinal o *ripple* é de baixa amplitude, isso ocorre por ter pequeno valor de incremento e decremento desta variável de controle.

Figura 4.18 - Curva de tensão, técnica P&O com quatro painéis em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.19 - Curva da corrente, técnica P&O com quatro painéis em paralelo.

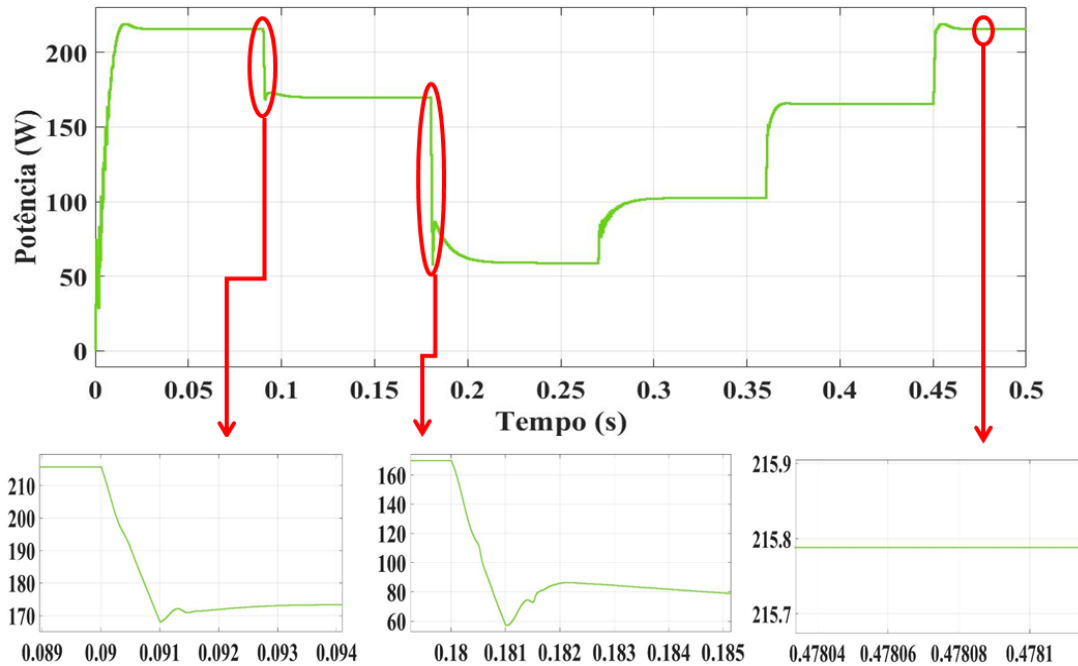


Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.19 é apresentado o sinal da corrente, com destaque para o *ripple* do sinal em uma região de estabilidade. Mais uma vez, pode se observar que não se tem alterações

significativas comparados ao sistema com arranjo de dois módulos solares em paralelo, a principal diferença está na elevação da amplitude do sinal de corrente, o que já é esperado, devido ao aumento de módulos conectados em paralelo.

Figura 4.20 - Curva da potência, técnica P&O com quatro painéis em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a curva de potência, temos a Figura 4.20, na ampliação da imagem nas regiões das duas primeiras variações de irradiância, são apresentados os respectivos valores de *overshoot*, 48 W e 113 W. Na região de destaque no final da simulação é observada a potência em região de estabilidade, com valor de ondulação muito baixo, com o sinal praticamente contínuo, essas características também foram observadas na condição do arranjo de dois módulos solares em paralelo, com a diferença de apresentar valores de potência reduzidas, desta forma pode ser observado que o P&O não apresenta mudanças em suas características de controle com a variação de potência do sistema.

O rastreamento da tensão de máxima potência do algoritmo P&O pode ser observado na Tabela 4.11, é verificado que o quanto mais próximo a tensão obtida com o algoritmo de controle está do valor da tensão de MPP maior é a potência extraída do sistema, assim o P&O consegue potências mais próximas dos valores de referência obtidos na simulação dos quatro painéis em paralelo.

Tabela 4.11: Tensão e potência da simulação de quatro painéis em paralelo e da técnica de controle P&O.

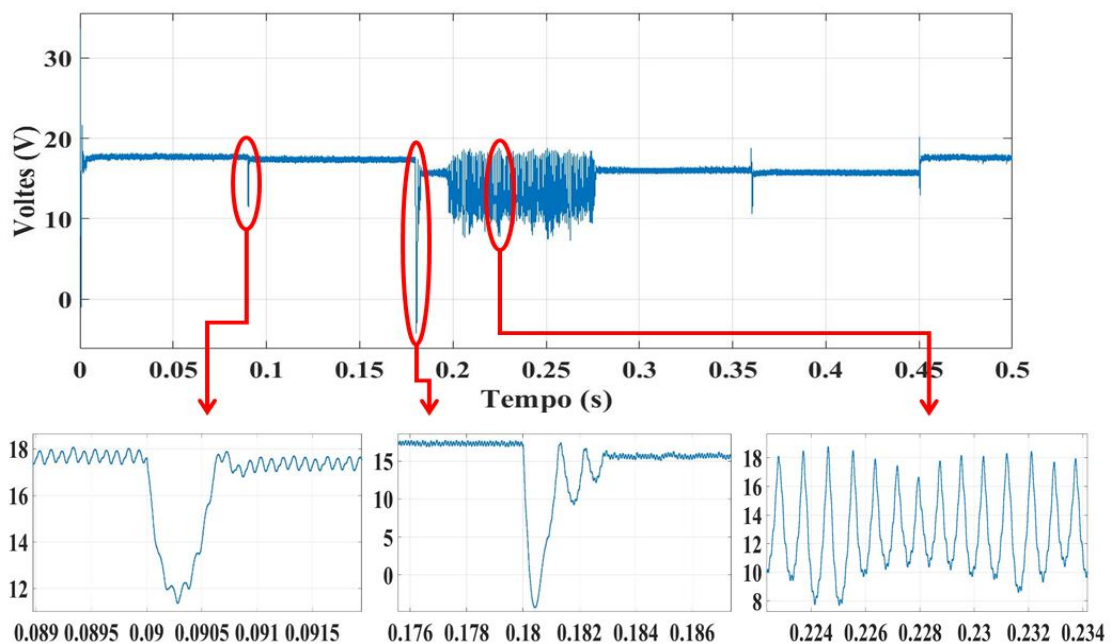
Irradiação (W/m^2)	Tensão com P&O (V)	Tensão de MPP (V)	Potência com P&O (W)	Potência de MPP (W)	Tempo (s)
1000	18,04	17,40	215,8	219,24	0,05
800	15,98	17,22	168,9	173,51	0,15
600	12,40	16,96	102,2	128,06	0,30

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.2.2 Simulação da técnica Sliding Mode Controller (SMC)

O SMC foi a segunda técnica simulada com arranjo de quatro painéis em paralelo. A curva de tensão obtida com este controle é apresentada na Figura 4.21, em destaque na imagem são observados os valores de *overshoot* do sinal de 7 V e 21 V, respectivamente, para as duas primeiras variações de irradiação simuladas. Também pode ser observado na região do primeiro sombreamento simulado um *ripple* em torno de 8 V, neste ponto é observado uma diferença em relação ao sistema com arranjo de dois módulos em paralelo, com o aumento da potência do sistema o sinal de tensão apresentou uma instabilidade na região de menor irradiação total simulada, e esta instabilidade reflete diretamente na potência obtida do sistema.

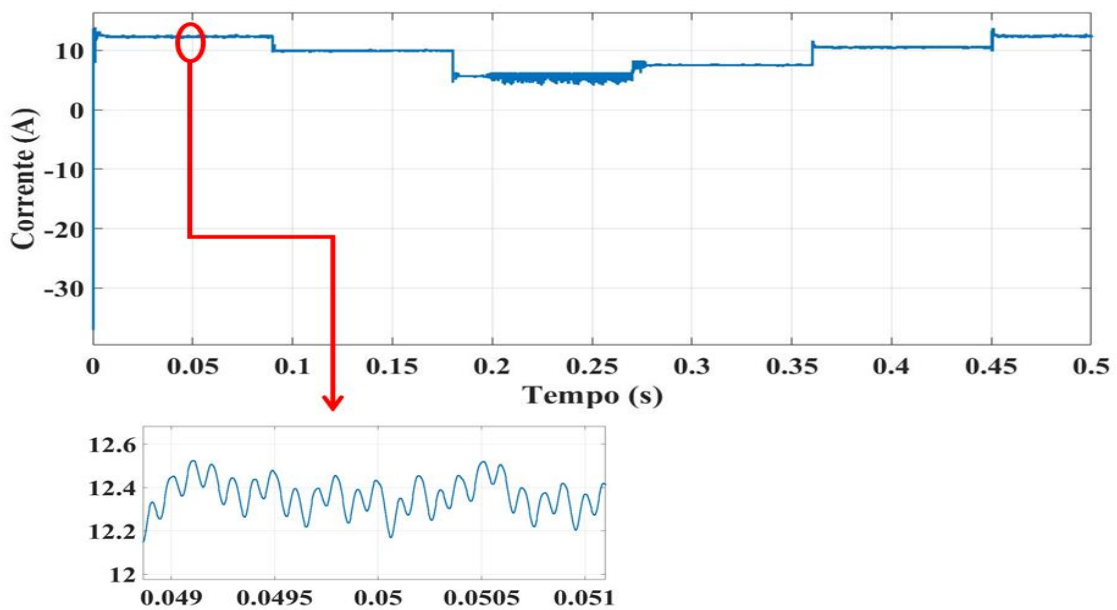
Figura 4.21 - Curva de tensão, técnica SMC com quatro painéis em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.22 do sinal da corrente é destacado um *ripple* de 0,4 A no início da simulação, este valor é mantido em quase todo período, tem-se uma variação no valor de *ripple* na região do primeiro sombreamento do sistema onde este sinal tem valor de 1,3 A, assim podemos observar que o sinal da corrente também tem alteração com a mudança da potência do sistema. Uma característica que se mantém igual ao sistema com dois módulos em paralelo é a forma de onda, isso ocorre devido as características da técnica de controle atuar na corrente do sistema.

Figura 4.22 - Curva da corrente, técnica SMC com quatro painéis em paralelo.

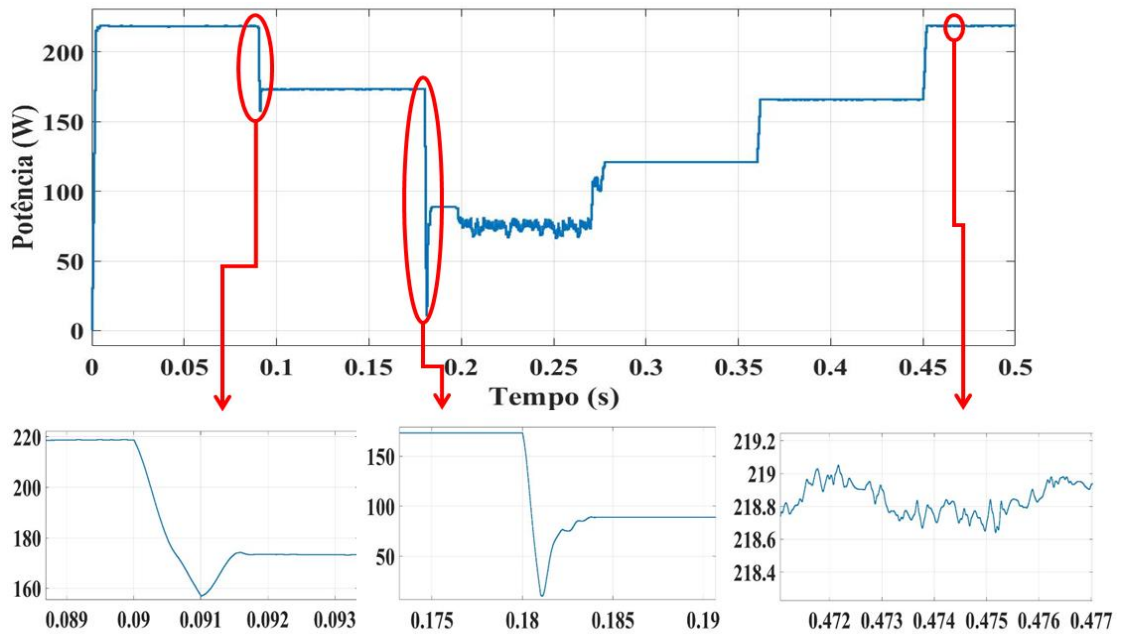


Fonte: Elaborado pelo autor.

No sinal da potência obtida pelo SMC demonstrado na Figura 4.23, é observando em destaque os dois primeiros pontos de queda de potência, devido a variação da irradiação nos painéis, no primeiro ponto o *overshoot* é aproximadamente de 63 W, e no segundo ponto de 158 W, chegando muito próximo ao valor nulo. Outro ponto destacado na imagem é o *ripple* em uma região de estabilidade com valor menor de 1 W.

Com a Tabela 4.12 é feita análise do rastreamento da tensão de máxima potência, com irradiação 1000 W/m^2 a tensão obtida com o controle foi 17,69 V, com uma diferença de 0,29 V do valor de tensão de MPP, o pior caso observado é para irradiação de 600 W/m^2 com diferença de tensão de 0,99 V, e por consequência menor potência extraída para os valores da tabela.

Figura 4.23 - Curva da potência, técnica SMC com quatro painéis em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.12 - Tensão e potência da simulação de quatro painéis em paralelo e da técnica SMC.

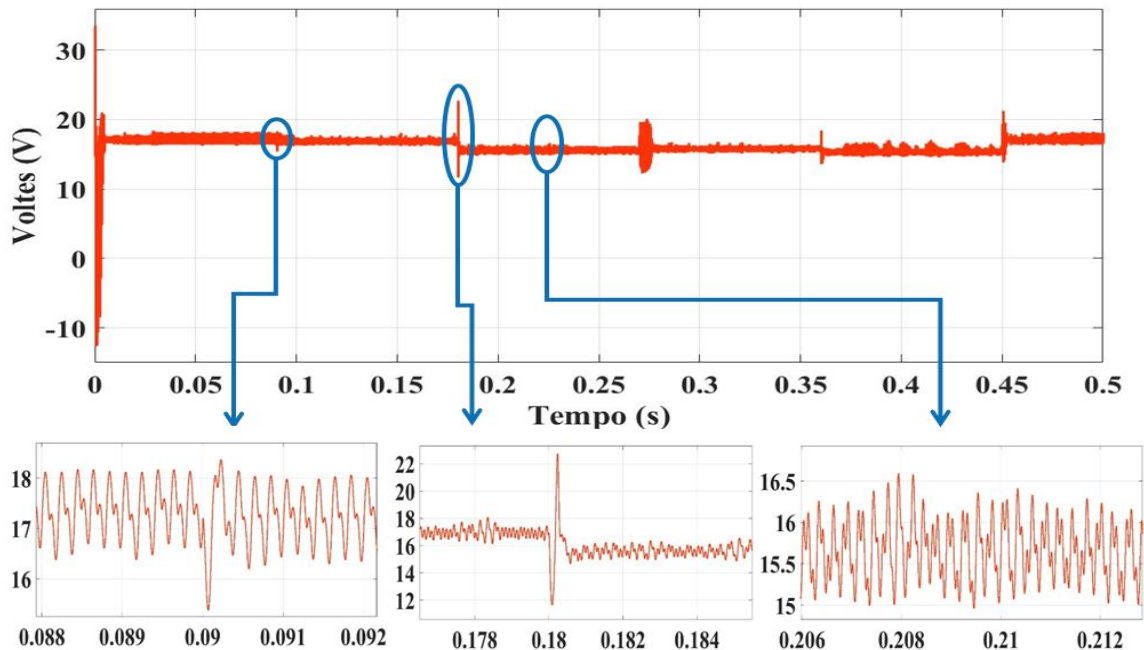
Irradiação (W/m^2)	Tensão com SMC (V)	Tensão de MPP (V)	Potência com SMC (W)	Potência de MPP (W)	Tempo (s)
1000	17,69	17,40	215,8	219,24	0,05
800	17,34	17,22	168,9	173,51	0,15
600	15,97	16,96	102,2	128,06	0,30

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.2.3 Simulação da técnica Backstepping

E por fim é simulado o controle *Backstepping* com o arranjo de quatro painéis em paralelo. Na Figura 4.24 é apresentado o sinal de tensão conseguido pela método, em destaque tem-se a variação do sinal para os dois primeiros transitórios de irradiação e o primeiro ponto de sombreamento, para as variações de irradiação são observados os valores de *overshoot* de 6 V e 11 V respectivamente. Na região de sombreamento é verificado um *ripple* de 1 V, e o valor médio deste sinal nesta região é maior que o obtido no SMC.

Figura 4.24 - Curva de tensão, técnica *Backstepping* com quatro painéis em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

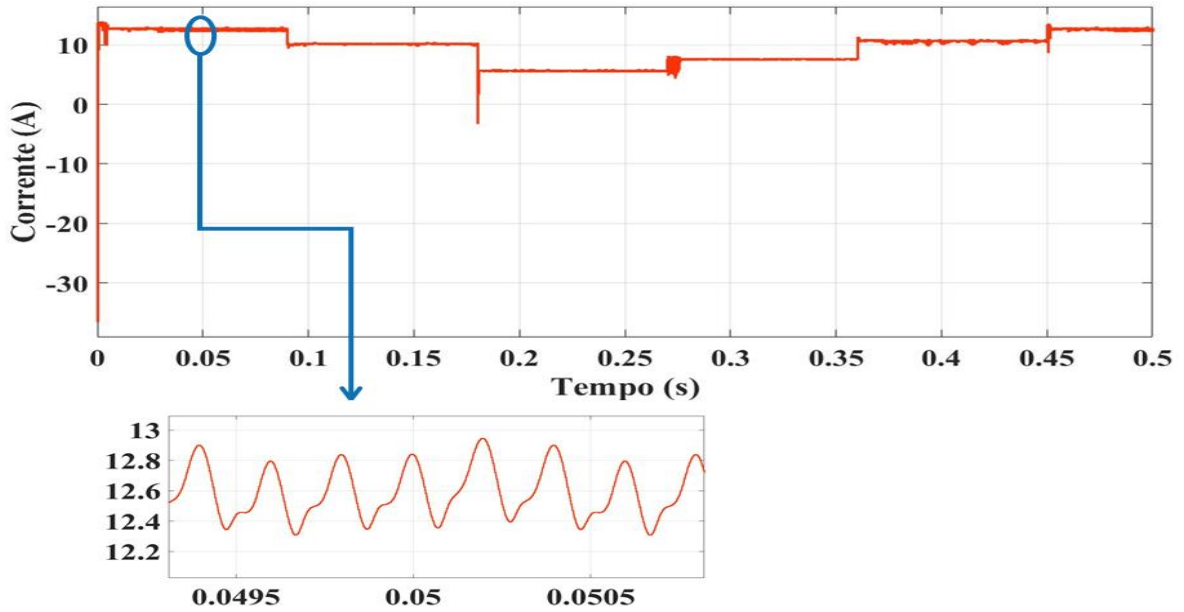
Mais uma vez é observado que o sistema apresenta característica diferente com a variação de potência, com esta imagem observamos que o *ripple* do sinal é menor durante toda a simulação, comparado ao sistema com dois módulos em paralelo, desta forma o controle *Backstepping* apresenta uma melhoria no sinal de tensão com o aumento da potência do sistema. Outro ponto a destacar é que o sinal teve a resposta mais rápida para a estabilidade do sinal de tensão comparado as duas técnicas anteriores com o arranjo de quatro painéis, essa característica também é observada no arranjo de dois painéis.

Na curva da corrente da Figura 4.25, o *ripple* apresenta valor aproximado de 0,5 A, apresentando um *ripple* menor comparado ao sistema com dois módulos em paralelo, assim o sinal da corrente da técnica *Backstepping* apresentou benefícios com o aumento da potência do sistema, semelhante ao ocorrido no sinal da tensão. Estas melhorias dos sinais de tensão e da corrente reflete diretamente na potência do sistema.

Para o sinal da potência da Figura 4.26, são destacados os mesmos pontos de variação de irradiação do sinal da tensão, a primeira queda de potência é da ordem de 50 W e a segunda queda com valor de 90 W, aproximadamente, em ambos os casos são valores menores que da técnica SMC com o arranjo de quatro painéis. E para uma região de estabilidade deste sinal é destacado um *ripple* muito pequeno, com valor menor que 0,1W, característica também observada na estrutura de dois painéis em paralelo. Outra característica semelhante ao sistema

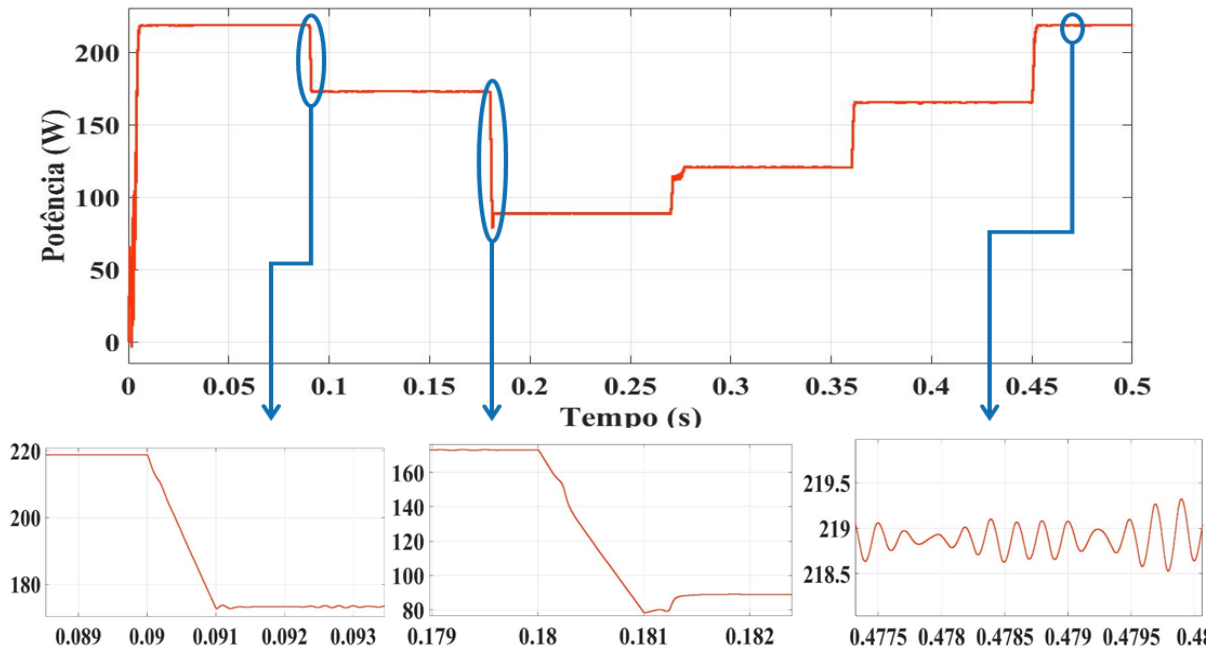
com menor potência é a velocidade para estabilidade com a variação de irradiação, onde o *Backstepping* apresenta-se mais rápido comparada as outras duas técnicas de controle estudadas.

Figura 4.25 - Curva da corrente, técnica *Backstepping* com quatro painéis em paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.26 - Curva da potência, técnica *Backstepping* com quatro painéis em paralelo



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 4.13, mais uma vez, é analisado o rastreamento da tensão de MPP. Para 1000 W/m^2 de irradiação o *Backstepping* obteve uma tensão de 17,33 V, com uma diferença de 0,07 V para a tensão de MPP. Com 800 W/m^2 a diferença da tensão obtida para a do ponto de MPP foi de 16,93 V. Semelhante a estrutura com dois módulos em paralelo pode ser observado que para irradiações mais elevadas melhor o rastreamento da tensão de MPP e maior a potência extraída do sistema. Uma característica observada é que mesmo o sistema ligado em paralelo houve alteração da tensão do sistema do arranjo com dois módulos para o de quatro, entretanto em ambos os casos a tensão obtida ficou muito próximo do valor da tensão de máxima potência.

Tabela 4.13 - Tensão e potência da simulação de quatro painéis em paralelo e da técnica de controle *Backstepping*.

Irradiação (W/m^2)	Tensão com <i>Backstepping</i> (V)	Tensão de MPP (V)	Potência com <i>Backstepping</i> (W)	Potência de MPP (W)	Tempo (s)
1000	17,33	17,40	219	219,24	0,05
800	16,93	17,22	173,2	173,51	0,15
600	15,81	16,96	121,1	128,06	0,30

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3.2.4 Comparação das simulações das três técnicas de controle

Nesta etapa é realizado um comparativo das potências adquiridas com as três técnicas de controle, inicialmente é apresentada uma tabela com seis pontos diferentes das simulações com os dados de irradiação em cada painel e a potência extraída em cada uma das técnicas de controle, em seguida são apresentadas duas figuras com gráficos em colunas, a primeira relaciona as potências obtidas na simulação dos painéis em paralelo e as potências de cada uma das técnicas neste arranjo, no segundo gráfico é relacionado o rendimento de cada estratégia de controle. Por fim, uma figura relacionando os sinais de potências obtidos com SMC e o controle *Backstepping*.

Na Tabela 4.14 são apresentados os dados extraídos das simulações em seis pontos diferentes, os tempos de cada um deles é apresentado na sexta coluna da tabela, na primeira é apresentado os valores de irradiação do painel não sombreado, na segunda coluna são os valores de irradiação dos três painéis com ação do efeito de sombreamento, e as colunas três, quatro e cinco estão relacionadas as potências obtidos com os controles P&O, SMC e *Backstepping* respectivamente.

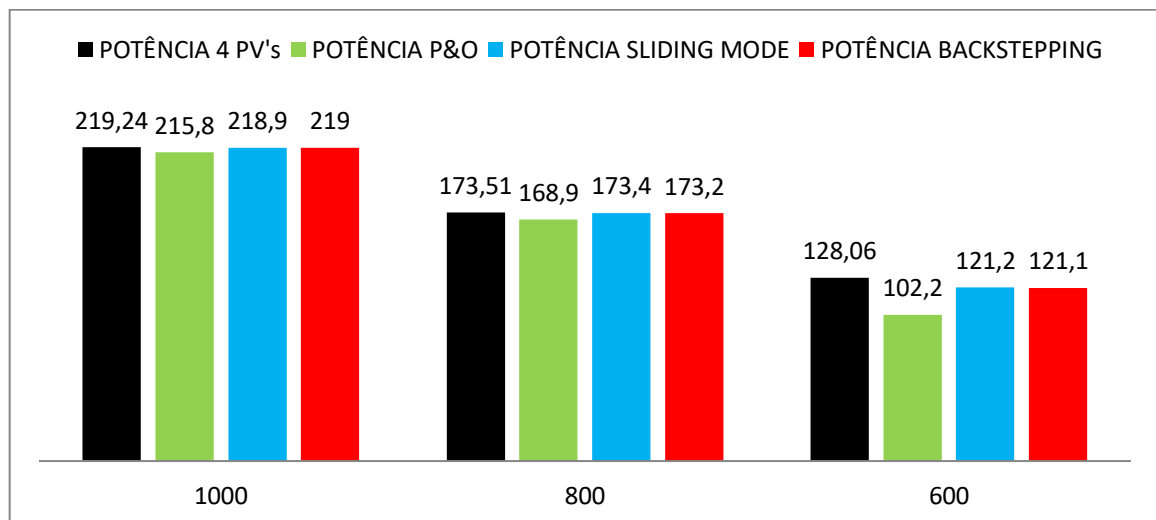
Tabela 4.14 - Potência obtidas das três técnicas com arranjo de quatro painéis em paralelo.

PV1(W/m ²)	PV2(W/m ²)	P&O	SMC	<i>Backstepping</i>	Tempo (s)
1000	1000	215,8	218,9	219,0	0,05
800	800	168,9	173,4	173,2	0,15
600	400	59,19	70,91	88,99	0,25
600	600	102,2	121,2	121,1	0,30
1000	800	165,6	166,0	165,7	0,40
1000	1000	215,8	219,0	219,0	0,49

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com os dados da tabela é possível observar que o P&O teve a menor extração de potência em todos os pontos observados, o *Backstepping* apresenta os maiores valores de potências para todos os níveis de irradiação, sejam estes com ou sem sombreamento. O SMC teve os valores das potências muito próximos do *Backstepping*, entretanto, na região de primeiro sombreamento o SMC teve uma potência muito baixo com aproximadamente 15 W a menos que o *Backstepping*.

Figura 4.27 - Gráfico de colunas com as potências adquiridas.

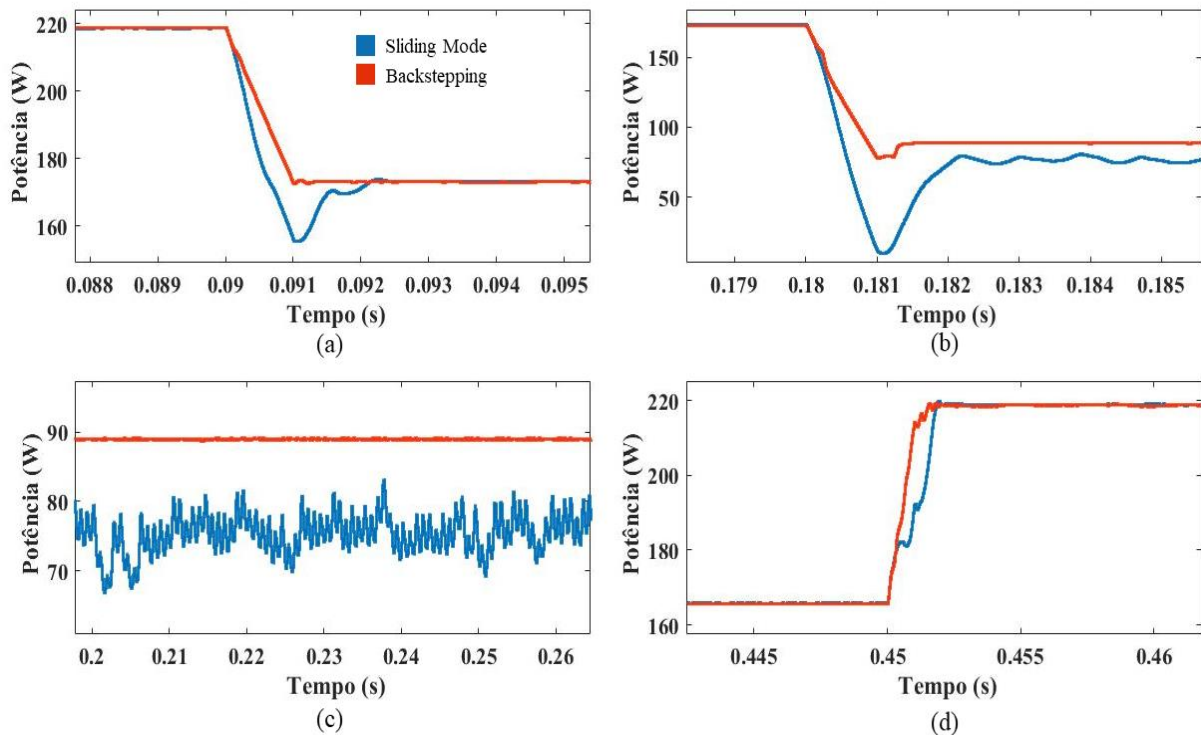


Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.27 é apresentado um gráfico em colunas comparando o valor teórico de potência máxima a ser obtida e as potências extraídas com as técnicas de MPPT, podemos observar que o SMC e o *Backstepping* chegaram muito próximos dos valores de máxima potência teórico desejado e que a diferença de potência entre as duas técnicas é dada na ordem

de décimos de Watts. Já o P&O teve um desempenho satisfatório para irradiação mais elevada, com a diminuição desta variável a potência obtida com esta técnica ficou abaixo das outras com uma diferença de unidades de Watts.

Figura 4.28 - Zoom na potência das duas técnicas de controle.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No ponto (a) da Figura 4.28 podemos observar a reação do sinal de potência do SMC e *Backstepping* em relação ao primeiro degrau de irradiação, nesta imagem vemos que o SMC apresenta *overshoot* mais elevado que o *Backstepping* e a velocidade para o ponto de estabilidade é maior no controle *Backstepping*. As características observadas no ponto (a) são também observadas no ponto (b), onde se tem o segundo degrau de irradiação simulado. No ponto (c) da Figura 4.28 é apresentado a região de primeiro sombreamento, nesta região o SMC apresenta uma instabilidade no sinal da potência, semelhante ao sinal da tensão deste controle apresentado na Figura 4.20. Outra característica observada nesta região é que o *Backstepping* apresenta potência mais elevada que o SMC. Por fim no ponto (d) apresenta uma imagem onde observamos a reação dos controles em uma região com elevação da irradiação.

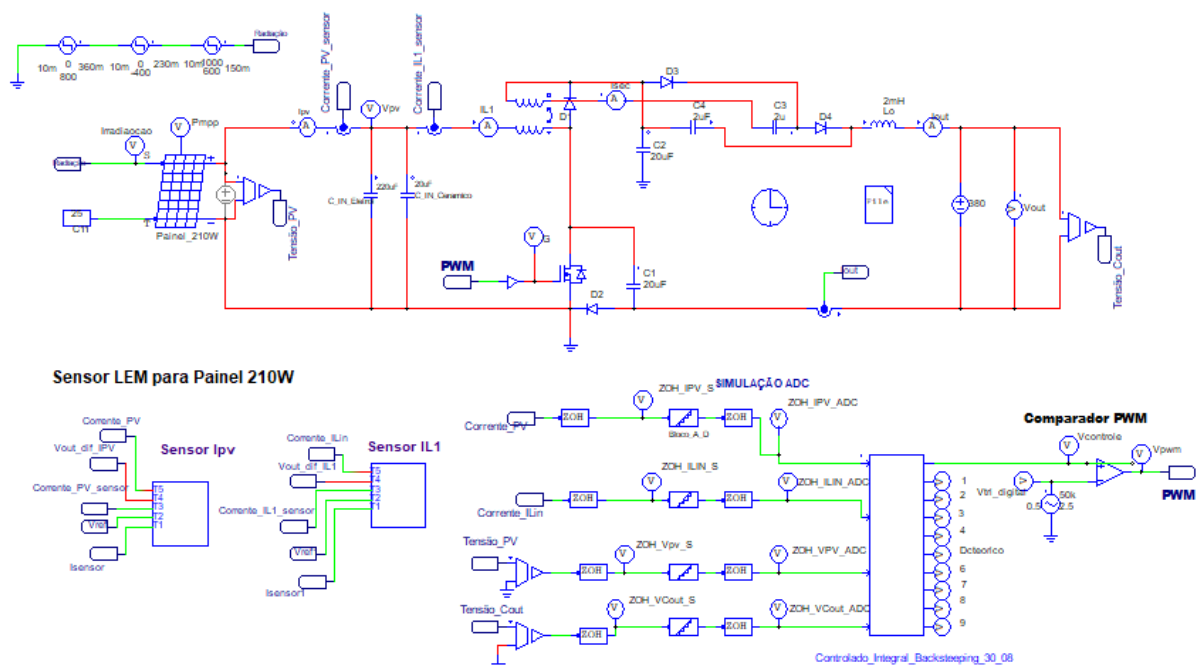
Assim podemos concluir que as simulações com os arranjos de quatro painéis solares em paralelo apresentam as seguintes características. As potências adquiridas com o SMC e o *Backstepping* são maiores que o P&O. A potência do controle *Backstepping* é maior que no

SMC neste sistema com potência acima de 200W, tendo vista que na simulação de dois painéis com aproximados 100W o SMC teve melhores resultados. A velocidade de resposta aos decaimentos de irradiação teve melhor resultado com o controle *Backstepping*. E na região de primeiro sombreamento simulado, onde tem-se menores níveis de irradiação, o SMC apresentou uma instabilidade no sinal de potência e valor médio de potência menor que o controle *Backstepping*.

4.4 Simulações de uma aplicação para geração distribuída

Nesta etapa do trabalho será apresentado à simulação de um sistema de energia solar para aplicação em geração distribuída, na Figura 4.29 temos o circuito montado para simulação no *software* PSIM, na imagem é apresentado um módulo solar conectado a um conversor de alto ganho que em sua saída tem uma fonte de tensão CC, também estão presentes os blocos usados para os sensores de corrente e tensão e o bloco onde foi projetada em linguagem C a técnica de controle *Backstepping*.

Figura 4.29 - Circuito de sistema solar aplicado a geração distribuída.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As características elétricas do módulo solar são devidamente apresentadas na Tabela 4.15, onde se tem os dados de um painel solar comercial da marca Kyocera (modelo KD210GX-

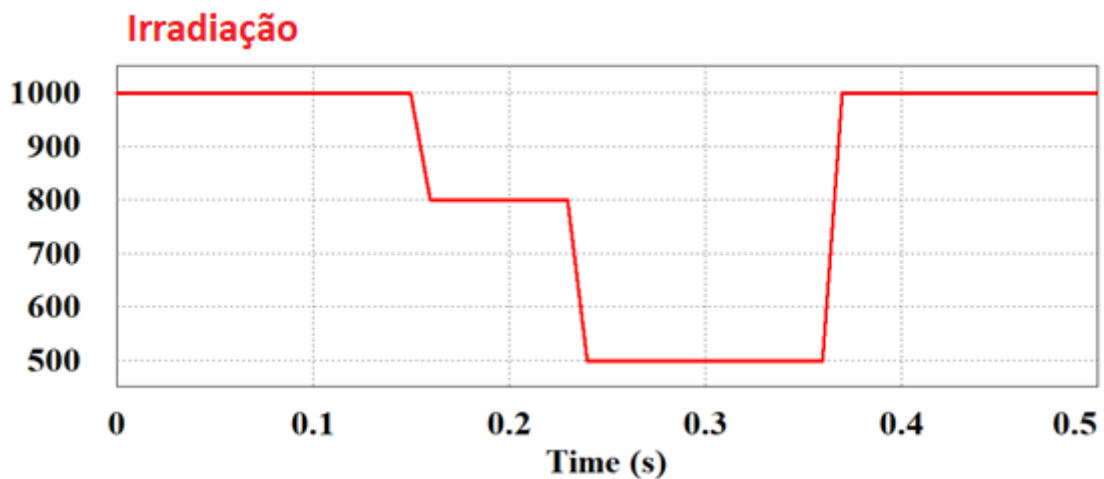
LPU) com potencial elétrico de 210 W. Mais informação das características do módulo de painel solar pode ser encontrada nos Anexos.

Tabela 4.15 - Característica elétrica do módulo solar Kyocera de 210 W.

Características	Valores	Unidades
Potência máxima	210	(W)
Tensão de circuito aberto (Voc)	33,2	(V)
Tensão do ponto de máx. potência (Vmp)	26,6	(V)
Coefficiente de temperatura do (Voc)	0,12	(%/deg.C)
Células por modulo	54	unid.
Corrente de curto circuito (Isc)	8,58	(A)
Corrente do ponto de máx. potência (Imp)	7,9	(A)
Coefficiente de temperatura do (Isc)	0,000515	(%/deg.C)

Fonte: Folha de dados Kyocera.

Figura 4.30 – Variação de Irradiação, temperatura constante de 25°C.

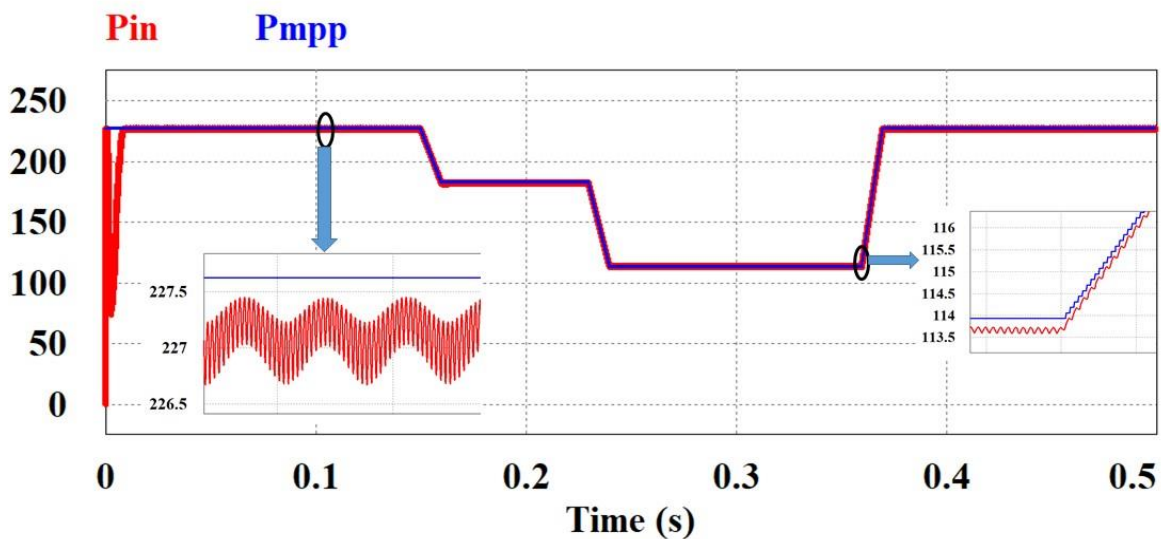


Fonte: Elaborado pelo autor.

Três valores de irradiações foram utilizados para observar como o conversor se comporta em resposta às oscilações na irradiação. Na Figura 4.30 é apresentado a simulação dos valores de irradiação de entrada do sistema com três valores distribuídos em quatro períodos diferentes, no período inicial um valor de 1000 W/m^2 , depois executados duas quedas na irradiação uma com valor de 200 W/m^2 e outra com 300 W/m^2 , assim temos o valor de 800

W/m^2 seguido por um valor de $500 W/m^2$, e no final do período de simulação é retornado ao valor inicial de $1000 W/m^2$. Um ponto a ser observado é que cada variação de radiação leva 10ms, este sinal tipo degrau tem o objetivo de testar e observar a resposta do sistema em uma condição extrema de variação de valores de incidência de irradiação solar, o período total simulado foi de 500ms, e a temperatura do painel solar padronizada em $25^\circ C$.

Figura 4.31 – Potência de entrada (P_{in}) em azul, e potência de MPP teórico (P_{mpp}) e vermelho.



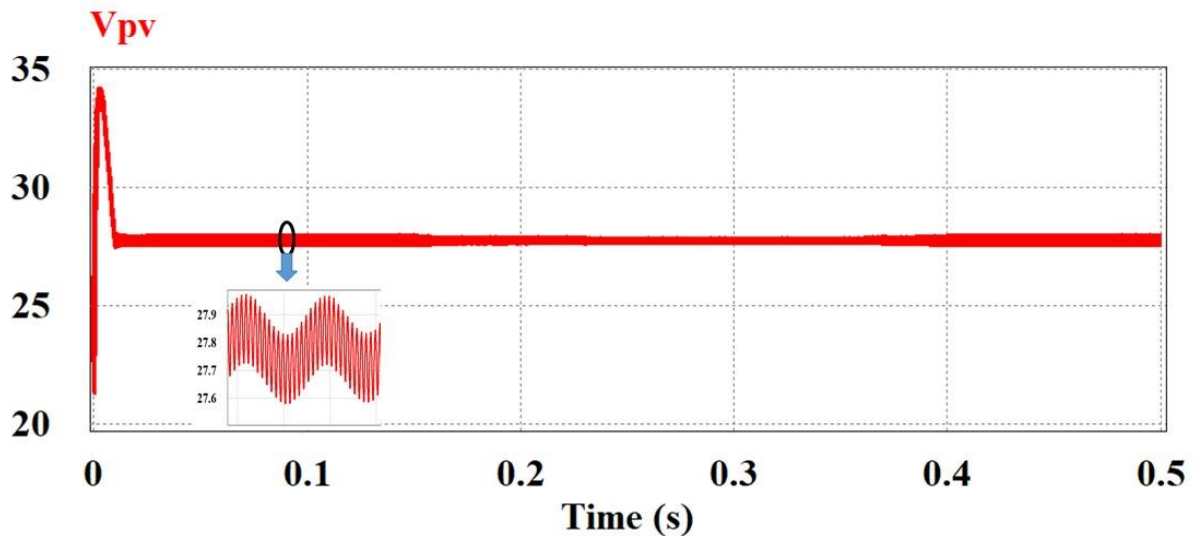
Fonte: Elaborado pelo autor.

Primeiramente é realizada a análise da potência no barramento CC-CC que conecta o módulo solar com o conversor de alto ganho para identificar se o algoritmo realizou o rastreamento do ponto de máxima potência. Para esse propósito é observado na Figura 4.31 em azul (P_{mpp}) o sinal do ponto de máxima potência teórico para o módulo fotovoltaico, em vermelho (P_{in}) o sinal da potência extraída do módulo com uso da técnica *Backstepping*. Na imagem observa-se que a potência extraída foi muito próxima do valor teórico de máxima potência do sistema que é desejado, no primeiro ponto de ampliação da imagem temos os seguintes valores médios: P_{mpp} com 227,62 W e P_{in} com 227,13 W, e na condição de $800 W/m^2$ teve extração de 182,27 W do valor máximo teórico de 182,89 W, e com irradiação de $500 W/m^2$ obtendo potência de 113,67 W de 113,93 W de valor máximo teórico.

No segundo ponto de ampliação da Figura 4.31 temos a região com menor incidência de irradiação mudando para o maior valor. Com essa imagem podemos observar a velocidade de resposta do controle aos transientes de potência que apresenta uma característica praticamente instantânea, e os valores médios na região de menor irradiação são: P_{mpp} com 113,93 W e P_{in} com 113,67 W. Ao final da simulação da potência de entrada é observado que

a diferença do valor teórico de máxima potência do módulo solar do valor de potência extraído do mesmo é da ordem de décimos Watts e que a resposta aos transientes de potência é muito rápida, assim demonstrando a eficiência do sistema na geração de energia.

Figura 4.32 – Tensão do módulo solar (V_{pv}).



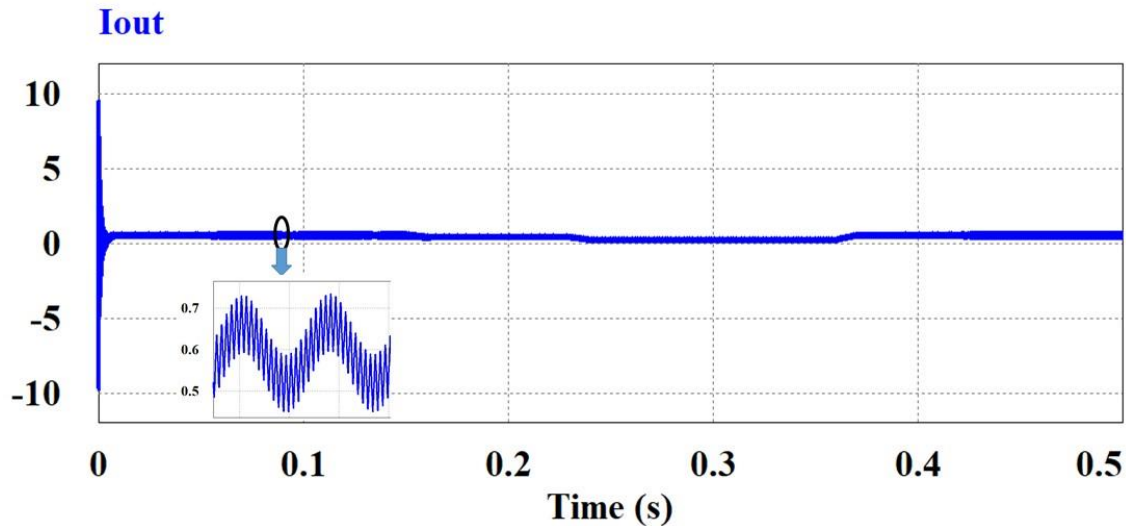
Fonte: Elaborado pelo autor.

A segunda análise é feita em relação às tensões do sistema, na Figura 4.32 é apresentada à tensão extraída do módulo solar (V_{pv}) que se apresenta praticamente constante em todo período simulando, tendo maior variação no momento de menor irradiação do sistema com uma queda na tensão de um valor médio de 27,7 V para 23,1 V. No ponto de ampliação da imagem o sistema tem a irradiação de $1000\text{W}/\text{m}^2$ e pode ser observado o *ripple* do sinal de tensão variando do valor máximo de 27,9 V e valor mínimo de 27,5 V apresentando um baixo valor de 500 mV, o sinal da tensão é muito próximo do valor de tensão de máxima potência do módulo solar simulado, assim é possível observar a ação da técnica no controle do sinal de tensão. A tensão de saída do sistema se mantém praticamente em 380 V com *ripple* desse sinal muito baixo, mantendo o sinal do barramento CC-CC estável e constante sem oscilações que possa gerar problemas as cargas conectadas.

Outra curva a ser analisada é a da corrente do barramento CC da saída do conversor de alto ganho (I_{out}) apresentada na Figura 4.33, após o período de estabilização inicial essa corrente apresenta o valor médio de 595, 475 e 296 mA para as irradiações de 1000, 800 e 500 W/m^2 respectivamente. Com a ampliação da imagem, pode ser observado o *ripple* do sinal com valor máximo de 735 mA e valor mínimo de 447 mA para a irradiação 1000 W/m^2 , apresentando

uma variação de 288 mA, atendendo a expectativa da aplicação com uso deste conversor de alto ganho.

Figura 4.33 – Corrente de saída do conversor de alto ganho (I_{out}).

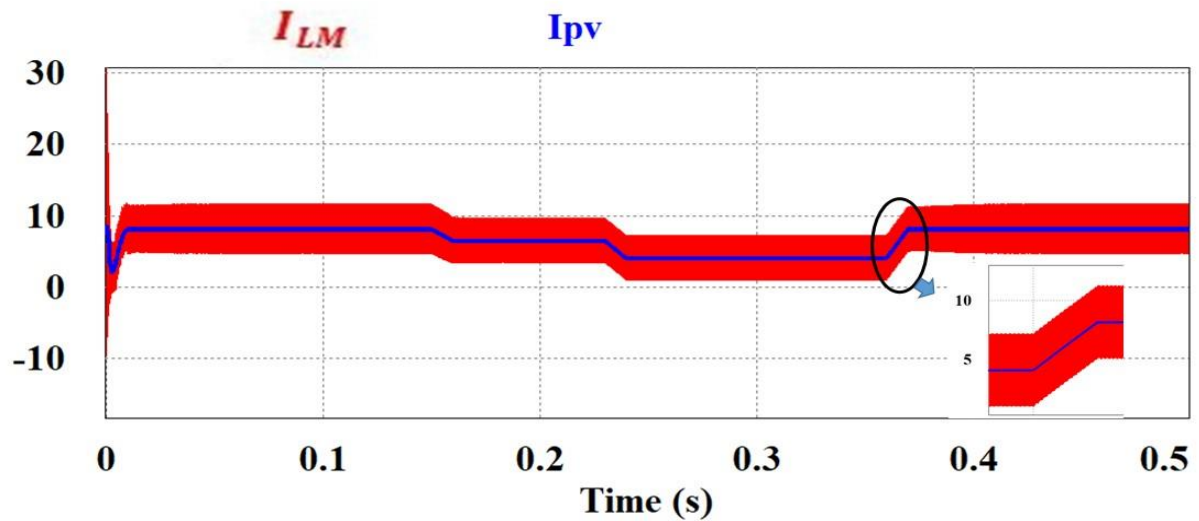


Fonte: Elaborado pelo autor.

A segunda análise é feita relacionando a corrente fotovoltaica [I_{pv}] à corrente correspondente ao indutor de magnetização (I_{LM}) dos indutores acoplados, na Figura 4.34 é apresentada a corrente de magnetização (I_{LM}) em vermelho, e a corrente do módulo solar (I_{PV}) em azul. Com a imagem pode ser observado o comportamento das correntes com as variações de irradiação, em todo período simulado as duas correntes seguem juntas com a variação de irradiação. Como esperado, com a queda de irradiação tem-se uma diminuição de corrente entregue do painel, diminuindo a corrente que flui no sistema, e com o aumento de irradiação tem-se o aumento do fluxo de corrente no sistema, assim tendo o aumento ou diminuição da corrente (I_{PV}), e a corrente de magnetização (I_{LM}) segue as variações apresentadas em (I_{PV}). Desta forma é observado a ação da técnica de controle atuando no sinal da corrente de magnetização do conversor de alto ganho atendendo as expectativas do controle para o sinal de corrente.

Com a Figura 4.34 nota-se também que o sistema leva 12ms para estabilizar do valor de curto-circuito da corrente fotovoltaica para o valor MPPT inicial. Foi realizada uma ampliação no ponto de maior elevação de irradiação (500 – 1000 W/m^2) com esta imagem pode ser observada que a técnica de controle tem uma resposta rápida nos transientes de corrente, o tempo de estabilização para o novo valor MPPT foi de 10 ms.

Figura 4.34 - Corrente do módulo solar (I_{pv}) em azul, e corrente de magnetização (I_{LM}) em vermelho.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.5 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas as simulações de dois tipos de sistemas fotovoltaicos, um com arranjo de dois módulos paralelo e outro com quatro. Cada uma das estruturas foi ligada a um conversor CC-CC do tipo *Boost* e este conectado a uma carga resistiva. Ao final das análises das técnicas é realizado uma simulação de uma aplicação em geração distribuída.

Para os dois sistemas fotovoltaicos foram simuladas três técnicas de controle com objetivo de extrair a máxima potência do sistema, as estratégias de controle simuladas foram o perturba e observa (P&O), *Sliding Mode Controle* SMC, e o controle *Backstepping*. Para cada um dos controles simulados são apresentadas figuras com curvas de tensão, corrente e potência para análise qualitativa de cada sistema, e para investigação quantitativa são observadas tabelas relacionando valores de irradiação, tensão e potência.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Os sistemas fotovoltaicos (PV) apresentam uma característica não linear que exibem uma variedade de comportamentos associados à variação climática, devido as mudanças na irradiação dos raios solares e da temperatura no PV, apresenta-se variação no fluxo de energia do sistema, alterando a tensão e corrente de saída da célula PV para cada variação das variáveis climáticas. Para se ter o controle deste sistema é necessário o uso de métodos apropriados, geralmente do controle conhecido como algoritmos de busca da máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT), este é usado para manter a potência de saída no valor máximo possível e estável, mesmo durante o comportamento variável dos raios solares.

O presente trabalho apresentou duas estruturas de sistema fotovoltaico, variando o nível de potência entre elas, a primeira formada por um arranjo de dois painéis em paralelo com potência de 110W, e a segunda com quatro painéis em paralelo com potência de 220W. Para cada uma das estruturas foi simulado uma situação de sombreamento em uma parcela dos painéis. A estas estruturas foram aplicados três métodos de MPPT, de modo a realizar um comparativo das respostas de cada técnica as variações de potência do sistema e ao efeito de sombreamento parcial nos painéis. As técnicas estudadas são: perturba e observa P&O, modo deslizante (*Sliding Mode Control* - SMC), e o *Backstepping*.

Ao termino das simulações pode-se concluir que o algoritmo P&O apresenta menores valores de potência extraída na estrutura com dois e quatro painéis. O SMC apresenta maior extração de potência para o sistema de dois painéis, para a estrutura com quatro painéis o controle *Backstepping* apresenta maiores rendimentos de potência. Outro ponto em destaque é que o SMC apresenta instabilidade no efeito de sombreamento no arranjo de quatro painéis. E o controle *Backstepping* apresenta melhor resposta de controle para os transientes de irradiação nas estruturas de dois e quatro painéis.

Neste trabalho foi apresentada ainda a modelagem de um sistema fotovoltaico com possibilidade de aplicação em geração distribuída, inicialmente foi modelada a célula solar que compõe a estrutura do módulo solar aplicado, em seguida foi modelado um conversor de alto ganho com característica de saída em corrente, e por fim foi realizada a modelagem da técnica de controle *Backsetpping* com o objetivo de rastreamento do ponto de máxima potência do sistema.

Com base na simulação desenvolvida obteve-se como resposta na potência de saída do módulo fotovoltaico que o método de controle apresentou desempenho satisfatório onde é observado que a diferença do valor teórico de máxima potência do modulo solar do valor de

potência extraído do mesmo é da ordem de décimos Watts e que a resposta aos transientes de potência é muito rápida. A tensão no barramento CC de saída é muito estável com sinal contínuo de 380V. Também é demonstrado a injeção de corrente elétrica no barramento CC de 380V na saída do conversor de alto ganho, assim o sistema tem a possibilidade de atuar em uma aplicação de geração distribuída com alta eficiência.

Com relação a qualidade dos sinais elétricos do sistema, estes apresentaram um *ripple* do sinal adequado e uma rápida resposta aos transientes, estas características beneficiam o sistema aumentando a vida útil dos elementos que integram o conversor de alto ganho como também as cargas e dispositivos eletrônicos conectados ao sistema por meio do barramento CC.

Para continuação deste trabalho, sugere-se a verificação de outras estratégias de controle para o MPPT como o controle por Lógica *Fuzzy* que não necessita de um modelo matemático para o tratamento das não linearidades do sistema, e comparar os resultados com os apresentados neste trabalho. Também sugere-se a implementação de um sistema com os dois controles SMC e *Backstepping* intercalados, de forma a entrar em execução a técnica que tenha melhor eficiência mediante a potência que o sistema esteja em operação. Outra sugestão é o desenvolvimento de um inversor em ponte completa para ser associado ao sistema de geração distribuída proposto neste trabalho, assim podendo o sistema atuar em um barramento CA.

Ainda sobre sugestões de trabalhos futuros, implementar a técnica *Backstepping* em outro conversor de alto ganho que tenha como característica de entrada de conversor *Bosst* e verificar a eficiência do sistema, como exemplo de conversor de alto ganho baseado na Célula de Comutação de Três Estados (CCTE). Sugere-se ainda a implementação em bancada do sistema de geração distribuída apresentado e comparar os resultados práticos com os simulados neste trabalho.

REFERÊNCIAS

- ABOUOBAIDA, H.; CHERKAOUI, M.; OUASSAID, M. Robust maximum power point tracking for photovoltaic cells: A Backstepping mode control approach. In: PROC. IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON MULTIMEDIA COMPUTING AND SYSTEMS., 2011, Ouarzazate. **Anais [...].** IEEE, abr 2011. p. 1-4. ISBN: 978-1-61284-730-6.
- AGOSTINHO, A. C. **Controle por modos deslizantes aplicados a sistema de posicionamento dinâmico.** 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, p, 90. 2009.
- ARAÚJO, F. C.; VASCONCELOS, M. O.; ARAGAO, F. A. P.; SOUZA, K. C. A.; AS, E. M. High-gain DC-DC converter with current source characteristics at the output for applications in photovoltaic systems and current injection in nano grids. In: 2017 IEEE 8TH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON POWER ELECTRONICS FOR DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS (PEDG). 2017, Florianopolis. **Anais [...].** IEEE, jul 2017. p. 1-6. ISSN: 2329-5767.
- ARAÚJO, F. C. **Conversor CC-CC de alto ganho com característica de fonte de corrente na saída para aplicações em sistemas fotovoltaicos e injeção de corrente em nano redes.** 2017. Dissertação (Mestrado em Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Computação) - Universidade Federal do Ceará – UFC. Sobral, 2017.
- ATTUATI, G. **Controle por modos deslizantes aplicado a um dstatcom utilizando em sistemas com gerador de indução autoexcitado para compensação de harmônicos e desbalanceamento.** 2018. Dissertação (Mestrado em Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria – UFSM. Santa Maria, 2018.
- BEZERRA, L. D. **Conversor de CC-CA para aplicação em sistemas autônomos de energia elétrica.** 2010. Dissertação (Mestrado em Pós-graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará – UFC. Fevereiro, 2010.
- BRASIL, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **O compromisso do Brasil no combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia,** Brasília, Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2016.
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Resenha Energética Brasileira 2018, Ano base 2017 /** Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – Departamento de Informações e Estudos Energéticos. Brasília: MME, 2018.
- BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 /** Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2017.
- CONFESSOR, S. L. M.; VILLARREAL, E. R. L. **Análise comparativa de controladores MPPT em um sistema fotovoltaico: Comparação entre o método tradicional Perturbação e Observa (P&O) e o método através da Logica Fuzzy.** 1.ed. Novas Edições Acadêmicas, 2016. 76 p.

CORTEZ, R. J. M. **Sistema De Seguimento Solar Em Produção De Energia Fotovoltaica**. 2013. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) - Faculdade de Engenharia – Universidade do Porto. 2013.

CUPERTINO, A. F.; RESENDE, J. T.; PEREIRA, H. A.; SELEME Jr, S. I. A Grid-Connected Photovoltaic System with a Maximum Power Point Tracker using Passivity-Based Control applied in a Boost Converter. In: 10 TH IEEE/IAS INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRY APLICATIONS. 10., 2012, Fortaleza. **Anais [...]**. IEEE, fev 2013. p. 1-8. ISBN978-1-4673-2412-0.

EL FADIL, H.; GIRI, F. Backstepping based control of PWM DC-DC boost power converters. In: 2007 IEEE INTERNATIONAL SYPOSIUM ON INDUSTRIAL ELETRONICS. 2007, Vigo. **Anais [...]**. IEEE, nov 2007. p. 395-400. ISBN: 978-1-4244-0754-5.

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia solar fotovoltaica: Fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica**. 1. ed. São Paulo: Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo, 2012. 71 p.

FREIRE, C. A. S.; CARVALHO, P. C. M. Comparação de dois modelos de células fotovoltaicas usando dados reais: modelo de dois diodos versus modelo de um diodo e quatro parâmetros. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 3., 2000, Campinas. **Proceedings[...]**.Disponívelem:<http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022000000100046&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 08 jun. 2019.

HART, D. W. **Eletrônica de potência: análise e projetos de circuitos**. / Daniel W. Hart; tradução: Romeu Abdo; revisão técnica: Antônio Pertence Júnior. 1. ed. Porto Alegre: AMGH, 2012. 496 p.

JYOTHY, L. P.; SINDHU, M. R. An Artificial Neural Network based MPPT Algoritm For Solar PV System. In: 2018 4TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL ENERGY SYSTEMS (ICEES), 2018, Chennai. **Anais [...]**. IEEE, fev 2018. p. 375-380. ISBN:978-1-5386-3695-4.

KHATEB, A. E.; RAHIM; N. A.; SELVARAJ, J.; UDDIN, M. N. Fuzzy-logic-controllerbased SEPIC converter for maximum power point tracking. **IEEE Transactions on Industry Applications**. v. 50, n. 4, p. 2349-2358, 2014. ISSN: 1939-9367.

KININGER, F. **Photovoltaic Systems Technology**. 1. ed. Alemanha: Kassel Universitat Kassel Institut fur Rationelle Enegiwandlung. 2003. 155 p.

LASHEEN, M. ; ABDEL, A. K. R.; ABDEL-SALAM, M.; OOKAWARA, S. Adaptive reference voltage-based MPPT technique for PV applications. **IET Renewable Power Generation**. v. 11, n. 5, p. 715-722, 2017.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic and Engineering**. 2. ed. United Kindom: John Wiley & Sons Ltd, 2011. 1164 p.

MARTIN, A. D.; VAZQUEZ, J. R. MPPT algorithms comparison in PV systems: P&O, PI, neuro-fuzzy and backstepping controls. In: 2015 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE

ON INDUSTRIAL TECHNOLOGY (ICIT), 2015, Seville. **Anais [...].** IEEE, mar 2015. p. 2841-2847. ISBN: 978-1-4799-7800-7.

MELLO, L. F. P. **Projetos de fontes chaveadas: teoria e prática.** 1. ed. São Paulo: Érica, 2011. 288 p.

MELLO, V. A. **Inversores monofásicos de corrente com controle por modo deslizante.** 1998. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Santa Catarina, p.127. 1998.

MORAIS, V. P. **Teorema de Lyapunov.** Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Licenciatura em Matemática), Universidade Federal do Amapá, Macapá, 2015.

MORIGUCHI, S. K. **Controle não linear de dirigíveis por Backstepping e SlidingModes.** 2017. Tese (Doutorado em Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica), Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas, 2017.

NASCIMENTO, R. L. Energia Solar No Brasil: Situação e Perspectivas. Consultor Legislativo da Área XII: **Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos. Estudo técnico** – Câmara dos deputados, Consultoria Legislativa, 2017.

OLIVEIRA, W. S. **Implementação de Controle Não Linear para Drone Quadricóptero com Fusão de Sensores por Filtro de Kalman.** 2018. Dissertação (Mestrado em Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de São João del-Rei e o Centro Federal de Educação Tecnológico de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** 1. ed. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014. 530 p.

QI, J.; ZHANG, Y.; CHEN, Y. Modelling and maximum power point tracking (MPPT) method for PV array under partial shade conditions. **ELSEVIER.** v. 66, n., p. 337-345, 2014.

QUEIROZ, K. I. P. M. **Controlador Adaptativo Backstepping e Estrutura Variável.** 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

RASHID, M. H. **Eletrônica de potência: Dispositivos, Circuitos e Aplicações.** 4. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2014. 880 p.

RASHID, M. H.; **Power Electronics Handbook.** 4. ed. Oxford - UK: ELSEVIER, 2018. 1522 p.

RASHID, M. H.; **Power electronics handbook devices, circuits, and applications.** 3. ed. USA: ELSEVIER, 2011. 1362 p.

REKIOUA, D.; MATAGNE, E. **Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control.** 1. ed. Londres: Springer, 2012. 284 p.

ROCHA, L. C. S.; AQUILA, G.; PAMPLONA, E. de O.; PAIVA, A. P.; CHIEREGATTI, B. G.; LIMA, J. de S. B. Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic

viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives. **ELSEVIER**. v. 168, p. 1448–1462, 2017.

ROY, T. K.; MORSHED, M.; TUMPA, F. K.; PERVEJ, M. F. Robust adaptive backstepping speed controller design for a series DC motor. In: 2015 INTERNATIONAL WIE CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING (WIECON-ECE). 2015, Dhaka, Bangladesh, **Anais [...]**. IEEE, dez 2015. p. 243-246. ISBN:978-1-4673-8786-9.

SILVA, L. R. C.; GUIMARÃES, G. C.; MONTEIRO, R. V. A.; TAMASHIRO, M. A. T.; CUNHA, G. H. B.; OLIVEIRA, T. L.; SANTOS, R. R. Análise computacional de técnicas de rastreamento de máxima potência (mppt) para aplicações em arranjos fotovoltaicos. **Revista Brasileira de Energia Solar**. v. 8, n. 1, p. 26-33. 2017.

SOUZA, I. D. N.; FOGLI, G. A.; BARBOSA, P. G.; ALMEIDA, P. M.; OLIVEIRA, J. G. Projeto de Controladores por Modos Deslizantes de um Conversor Fonte de Tensão Utilizado para Conectar um Sistema de Geração Fotovoltaico à Rede Elétrica. In: XXI CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA). 2016, Vitoria. **Anais [...]**, SBA, out 2016. p. 416-421. ISSN: 2525-8311.

SPELTA, M. J. M.; **Busca Extremal Utilizando Controle por Modos Deslizantes Aplicada à Geração de Energia Através de Módulos Fotovoltaicos**. 2017. Trabalho de conclusão de curso (Curso de Engenharia Eletrônica e de Computação), Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

STEVENSON, R. First Solar: Quest for the \$1 Watt; Within five years, this company's thin-film solar cells could compete with coal. **Revista Spectrum**. v.1, n. 1, 2008.

TAVARES, C. A. P. **Estudo Comparativo de Controladores Fuzzy Aplicados a um Sistema Solar Fotovoltaico**. 2009. Dissertação (Mestrado em Programa de Pós-graduação em Engenharia Eletrônica), Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

TOFOLI, F. L. **Conversores CC-CC não isolados: análise, modelagem e controle**. 1 ed. São Paulo: Artliber, 2018. 268 p.

TOFOLI, F. L.; PEREIRA, D. C.; PAULA, W. J.; JÚNIOR, D. S. O. Survey on non-isolated high-voltage step-up dc-dc topologies based on the converter. **IET Power Electron Journals**, v. 8, n. 10, p. 2044 – 2057, 2015.

UTKIN, V.; GULDNER, J.; SHI, J. **Sliding mode control in electro-mechanical systems, second edition**. 2. ed. eBook -- CRC Press, 2017. 503 p.

VALENCIA, P.; RAMOS-PAJA, C. Sliding-Mode Controller for Maximum Power Point Tracing in Grid-Connected Photovoltaic Systems. **Energies**. v. 8, p. 12363-12387. 2015.

VALLÊRA, A. M.; BRITO, M. **Meio século de História Fotovoltaica**, Disponível em <http://solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>. Acesso em: setembro de 2019.

VILELA, A. O. R. **Projeto e construção de um conversor boost controlado em modo detensão**. 2011. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia elétrica) – Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2011.

ZHANG, F.; MADDY, J.; PREMIER, G.; GUWY, A. Novel current sensing photovoltaic maximum power point tracking based on sliding mode control strategy. **ELSEVIER**. V. 118, p. 80–86, 2015.

ANEXOS

ANEXO A – DATA-SHEET DO MÓDULO SOLAR SIEMENS SM55



When it comes to reliable and environmentally-friendly generation of electricity from sunlight, solar modules from Siemens provide the perfect solution. Manufactured in compliance with the most stringent quality standards, Siemens Solar modules are designed to withstand the toughest environmental conditions and are characterized by their long service life. Siemens Solar modules are covered by a 25-year limited warranty on power output – your guarantee of trouble-free solar power generation.

PowerMax[®] technology

Siemens' proprietary PowerMax[®] technology optimizes the energy production of individual cells and solar modules for all types of environmental conditions. PowerMax[®] process optimization includes a special refining technique for ingots, a clean room semiconductor grade production process, and a multistage proprietary TOPS™ (Texture Optimized Pyramidal Surface) process. The TOPS process incorporates the formation of textured pyramids on the surface of the solar cell. These pyramids are then specially treated to passivate the surface which optimizes the cell's optical properties for maximum absorption of photons from the sun's light. TOPS also maximizes photon absorption from direct and diffused light (typical under cloudy conditions). This means that light absorption is especially high, even at low light levels. Siemens PowerMax[®] solar cells deliver maximum energy throughout the day.

Solar module

Model:	SM55
Rated power:	55 Watts
Limited warranty:	25 Years

Certifications and Qualifications

- UL-Listing 1703
- TÜV safety class II
- JPL Specification No. 5101-161
- ESTI-IEC 1215/CEC503
- MIL Standard 810
- CE mark
- FM Certification (SM55-J)



- Durable back sheet provides the module underside with protection from scratching, cuts, breakage, and most environmental conditions.
- Laboratory tested and certified for a wide range of operating conditions.
- Ground continuity of less than 1 ohm for all metallic surfaces.
- Manufactured in ISO 9001 certified facilities to exacting Siemens quality standards.

Easy installation

- Standard ProCharger™-S terminal enclosures are designed for trouble-free field wiring and environmental protection. (Modified versions also available, e.g. as SM55-J with the special ProCharger™-CR junction boxes.)
- Lightweight aluminum frame and pre-drilled mounting holes for easy installation.
- Modules may be wired together in series or parallel to attain required power levels.

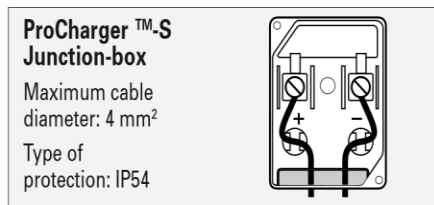
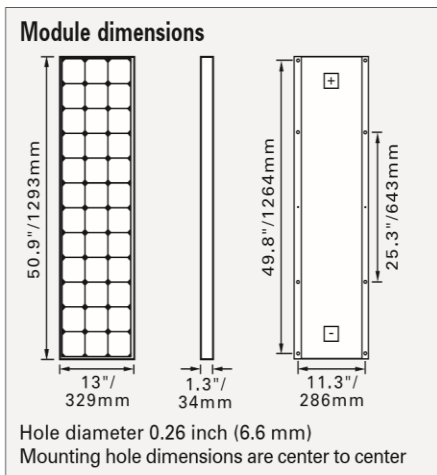
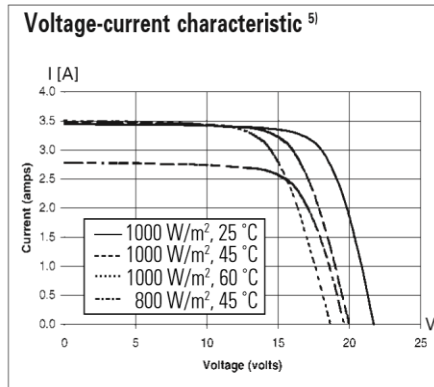
Performance warranty

- 25 Year limited warranty on power output.

Further information on solar products, systems, principles, and applications is available in the Siemens Solar product catalog.

Siemens modules are recyclable.

- 1) W_p (Watt peak) = Peak power
(Minimum W_p = 50 Watts)
Air Mass AM = 1.5
Irradiance E = 1000 W/m²
Cell temperature T_c = 25 °C
- 2) Normal Operating Cell Temperature at:
Irradiance E = 800 W/m²
Ambient temperature T_U = 20 °C
Wind speed v_W = 1 m/s
- 3) Diagonal lifting of the module plane
- 4) Per EIC 1215 test requirements
- 5) 12 Volt configuration



Your address for photovoltaics from Siemens Solar



Status 3/98 – Subject to modification.

Siemens Solar Industries

Siemens Showa Solar Pte. Ltd.



SOLAR MODULE SM55

Electrical parameters		
Maximum power rating P_{max}	[W _p] ¹⁾	55
Rated current I_{MPP}	[A]	3.15
Rated voltage V_{MPP}	[V]	17.4
Short circuit current I_{sc}	[A]	3.45
Open circuit voltage V_{oc}	[V]	21.7
Thermal parameters		
NOCT ²⁾	[°C]	45±2
Temp. coefficient: short-circuit current		1.2 mA / °C
Temp. coefficient: open-circuit voltage		-.077 V / °C
Qualification test parameters ⁴⁾		
Temperature cycling range	[°C]	-40 to +85
Humidity freeze, Damp heat	[% RH]	85
Maximum permitted system voltage	[V]	600 (1000 V per ISPPA)
Wind Loading	PSF [N/m ²]	50 [2400]
Maximum distortion ³⁾	[°]	1.2
Hailstone impact	Inches [mm]	1.0 [25]
	MPH [m/s]	52 [v=23]
Weight	Pounds [kg]	12 [5.5]

P.O. Box 6032
 Camarillo, CA 93011, U.S.A.
 Tel: 805-482-6800
 Fax: 805-388-6395
 Web site: www.siemenssolar.com
 E-mail: sunpower@solarpv.com

Printed in U.S.A.

Blk. 164 Kallang Way
 #05-14/15 Kolam Ayer Industrial Park
 Singapore 349248
 Tel: 65-842-3886 Fax: 65-842-3887

Order No. 019895, Rev. B

ANEXO B – DATA-SHEET DO MÓDULO SOLAR KD210GX-LPU



MORE VIEWS



Kyocera KD210GX-LPU Solar Panel

Availability: **Call For Availability**

[Request Quote](#)

Quick Overview

As a pioneer with 35 years in solar, Kyocera demonstrates leadership in the development of solar energy products. Kyocera's Kaizen Philosophy, commitment to continuous improvement, is shown by repeatedly achieving world record cell efficiencies.

Features

- New frame technology allows for end mounting with 2400 Pa (50 psf) load
- UV stabilized, aesthetically pleasing black anodized frame
- Supported by major mounting structure manufacturers
- Easily accessible grounding points on all four corners for fast installation
- Proven junction box technology
- Quality locking plug-in connectors to provide safe & quick connections

Manufacturer Specification Sheets

Kyocera Warranty Information Size: (81.45 KB)	
KD210GX-LPU specification Size: (670.66 KB)	

Details

Fully Integrated Manufacturing

Kyocera manufactures and assembles solar cells and modules at its own worldwide production sites using a true vertical integration process. This superior approach gives Kyocera complete control over every step of the manufacturing process, producing modules with the industry's tightest power tolerance, promising high quality and efficiency.

Reliable

- Superior built-in quality
- Proven superior field performance
- Tight power tolerance

Warranty

- Kyocera standard 20 year power output warranty and 5 year workmanship warranty applies in USA
- Extended warranties available per project requirements
- Kyocera standard 20 year power output warranty and 2 year workmanship warranty applies outside of USA
- Refer to Kyocera warranty policy for details

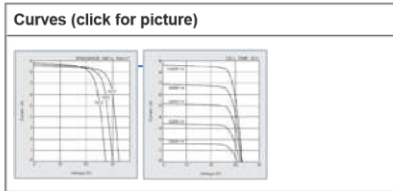
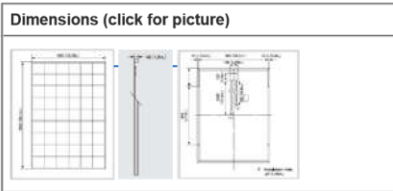
ISO 9001 and ISO 14001 Certified and Registered Design and specifications are subject to change without notice.

Specifications

Electrical Performance Under Standard Test Conditions (*STC)		Electrical Performance at 800W/m2, *NOCT, AM 1.5	
Maximum Power (Pmax)	210 W (+5W/-0W)	Maximum Power (Pmax)	149W
Maximum Power Voltage (Vmpp)	26.6V	Maximum Power Voltage (Vmpp)	23.6V

Maximum Power Current (Impp)	7.90A	Maximum Power Current (Impp)	6.32A
Open Circuit Voltage (Voc)	33.2V	Open Circuit Voltage (Voc)	30.0V
Short Circuit Current (Isc)	8.58A	Short Circuit Current (Isc)	6.62A
Max System Voltage	600V	*STC: Irradiance 1000W/m ² , AM 1.5 spectrum cell temperature 25°C	
Temperature Coefficient of Voc	-1.20x10⁻¹ V/°C	Cells	
Temperature Coefficient of Isc	5.15x10⁻³ A/°C	Number per Module	54
*STC: Irradiance 1000W/m ² , AM 1.5 spectrum cell temperature 25°C		Others	
Junction Box Characteristics		*Operating Temperature	-40 C ~ 90°C
Length x Width x Depth	100mm x 108mm x 15mm (3.9" x 4.3" x .6")	Maximum Fuse	15A
IP Code	IP65	*This temperature is based on cell temperature.	

Module Characteristics	
Length x Width x Depth	1500mm x 990mm x 46mm (59.1" x 39.0" x 1.8")
Weight	18kg (39.7lbs)
Cable	(+)760mm (-) 1840mm ((+)29.9" x (-)72.4")



[Home](#) [Residential Solar Systems](#) [Commercial Solar Systems](#) [Solar Battery Backup Systems](#) [Remote Industrial Solar](#) [Solar Panels](#) [Solar System Design](#)

[Solar Contractors](#) [Solar Panel Mounts](#) [Solar Inverters](#) [Solar LED Lighting](#) [Solar Rebates](#) [Solar Links](#) [Solar Batteries](#) [Solar Charge Controllers](#) [Contact Us](#)