



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CAMPUS SOBRAL**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FRANCISCO GILMAR DE SOUSA FREITAS**

**DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DE ALGORITMO PARA OTIMIZAÇÃO DO  
DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SOB SOMBREAMENTO PARCIAL**

**SOBRAL**

**2024**

FRANCISCO GILMAR DE SOUSA FREITAS

DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DE ALGORITMO PARA OTIMIZAÇÃO DO  
DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SOB SOMBREAMENTO PARCIAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica  
do Campus Sobral da Universidade Federal do  
Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Adson Bezerra  
Moreira.

SOBRAL

2024

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

---

F936d Freitas, Francisco Gilmar de Sousa.

Desenvolvimento e avaliação de algoritmo para otimização do desempenho de sistemas fotovoltaicos sob sombreamento parcial / Francisco Gilmar de Sousa Freitas. – 2024.  
59 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral, Curso de Engenharia Elétrica, Sobral, 2024.

Orientação: Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira.

1. Algoritmo GMPPT. 2. Sombreamento Parcial;. 3. Algoritmo MPPT. I. Título.

CDD 621.3

---

FRANCISCO GILMAR DE SOUSA FREITAS

DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DE ALGORITMO PARA OTIMIZAÇÃO DO  
DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SOB SOMBREAMENTO PARCIAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica  
do Campus Sobral da Universidade Federal do  
Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 24/09/2024.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Francisco Amaury Rios Filho  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Aos meus pais, Aurilene e Vilmar, pelo amor, apoio e incentivo incondicionais, e à minha irmã Aurilândia, pela amizade e inspiração. Sou grato por tudo que fizeram por mim.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço a Deus, pela força, sabedoria e por sempre guiar meus passos durante toda essa jornada.

Aos meus pais, Aurilene e Vilmar, pela dedicação, amor e apoio incondicionais, que me ensinaram o valor do esforço e da perseverança. À minha irmã Aurilândia, por ser um exemplo de companheirismo e inspiração em todos os momentos.

À minha namorada, Edna, por seu amor, compreensão e por estar ao meu lado, oferecendo apoio constante. Às minhas grandes amigas Carolina e Gabriela, por sempre acreditarem em mim e estarem presentes em momentos importantes da minha vida.

Aos amigos e colegas do curso, com quem compartilhei essa jornada: Joan, meu amigo de mais de 20 anos, com quem tive o privilégio de estudar e trabalhar; Vitor, Alexandre e Matheus Renan, com quem não apenas estudei, mas também tive a oportunidade de trabalhar e viver experiências marcantes tanto na faculdade quanto na vida. À minha colega Keyvilania, parceira nos projetos acadêmicos e na vida profissional.

Agradeço profundamente ao meu professor orientador Adson Moreira, por seu apoio, orientação e por me guiar com sabedoria durante todo o processo.

Por fim, agradeço à banca examinadora, Prof. Dr. Marcus Rogério e Eng. Amaury, pela disponibilidade e por suas valiosas contribuições.

"Não entregues tua alma à tristeza, não atormentes a ti mesmo em teus pensamentos."  
(Eclesiástico 30:21)

## RESUMO

Este trabalho aborda o desenvolvimento e a avaliação de um algoritmo avançado para otimização do desempenho de sistemas fotovoltaicos (FV) em condições de sombreamento parcial, um desafio comum em instalações fotovoltaicas que compromete significativamente a eficiência da geração de energia. O sombreamento parcial de células FV causa a formação de múltiplos picos de potência na curva característica dos módulos fotovoltaicos, o que dificulta a identificação do ponto de máxima potência global ao se utilizar técnicas tradicionais de rastreamento do ponto de máxima potência, como o método Perturba e Observa.

Para superar essa limitação, foi implementado um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência global (Global Maximum Power Point Tracking (GMPPT)), que realiza uma busca mais abrangente pelos picos de potência, identificando o ponto global de máxima potência mesmo em condições adversas de sombreamento. A implementação do algoritmo envolveu a modelagem dos painéis fotovoltaicos e do conversor CC-CC do tipo boost, incluindo seu controle, além da integração do algoritmo na plataforma de simulação PSIM.

Os resultados demonstraram que o algoritmo GMPPT melhora substancialmente a extração de energia, aumentando a eficiência do sistema fotovoltaico, evidenciando seu potencial para aplicação prática em sistemas de geração de energia solar, especialmente em ambientes urbanos, onde o sombreamento parcial é frequente."

**Palavras-chave:** Algoritmo GMPPT; Sombreamento Parcial; Otimização de Sistemas Fotovoltaicos; Rastreamento do Ponto de Máxima Potência; Conversor Boost; Rastreamento do Ponto de Máxima Potência.

## ABSTRACT

This thesis addresses the development and evaluation of an advanced algorithm designed to optimize the performance of photovoltaic systems under partial shading conditions, a common challenge in photovoltaic installations that significantly compromises energy generation efficiency. Partial shading produces multiple power peaks in the characteristic curve of photovoltaic modules, complicating the identification of the global maximum power point using traditional maximum power point tracking techniques, such as the perturb and observe method.

To overcome this limitation, a global maximum power point tracking (GMPPT) algorithm was implemented, which performs a more comprehensive search for power peaks, identifying the global maximum power point even under adverse shading conditions. The implementation of the algorithm involved the modeling of the photovoltaic panels and the boost-type DC-DC converter, including its control, as well as the integration of the algorithm into the PSIM simulation platform.

The results demonstrated that the GMPPT algorithm significantly enhances energy extraction, improving the overall efficiency of the photovoltaic system. This highlights its potential practical application in solar energy generation systems, particularly in urban environments where partial shading is common.

**Keywords:** GMPPT Algorithm; Partial Shading; Photovoltaic Systems Optimization; Maximum Power Point Tracking; Boost Converter; Maximum Power Point Tracking.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Ilustração do efeito fotovoltaico . . . . .	18
Figura 2 – Células fotovoltaicas cristalinas . . . . .	18
Figura 3 – Curva I-V célula fotovoltaica . . . . .	20
Figura 4 – Curvas I-V módulo fotovoltaico da marca ReneSola . . . . .	20
Figura 5 – Curvas P-V célula fotovoltaica . . . . .	21
Figura 6 – Curvas P-V célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura . . . . .	21
Figura 7 – Circuito elétrico equivalente de uma célula FV. . . . .	22
Figura 8 – Efeito da resistência em série (a) e o efeito da resistência paralelo (b) na curva I-V de uma célula fotovoltaica . . . . .	23
Figura 9 – Arranjo em série de módulos fotovoltaicos . . . . .	24
Figura 10 – Arranjo em paralelo de módulos fotovoltaicos . . . . .	24
Figura 11 – Descarga da bateria através do módulo FV com e sem diodo de bloqueio." . . . . .	25
Figura 12 – Curvas I-V e P-V célula fotovoltaica parcialmente sombreada . . . . .	26
Figura 13 – Representação das curvas obtidas em simulação em comparação com as fornecidas pelo o fabricante . . . . .	28
Figura 14 – Fluxograma do algoritmo perturbar e observa . . . . .	30
Figura 15 – Fluxograma do algoritmo GMPPT proposto . . . . .	32
Figura 16 – Conversor boost . . . . .	33
Figura 17 – Conversor boost. (a) Circuito equivalente para chave fechada; (b) circuito equivalente para chave aberta . . . . .	33
Figura 18 – Formas de onda do conversor boost. (a) Tensão no indutor; (b) Corrente no indutor; (c) Corrente no diodo; (d) Corrente no capacitor . . . . .	34
Figura 19 – Topologia do sistema consituído de arranjo FV, conversor CC-CC Boost, inversor e rede elétrica . . . . .	38
Figura 20 – Diagrama de bloco simplificado controlador de tensão do conversor Boost . . . . .	38
Figura 21 – Resposta em frequência de malha aberta do controlador do conversor boost . . . . .	40
Figura 22 – String de 3 modulos Kyocera KC65T em serie ligados ao conversor boost . . . . .	41
Figura 23 – Geradores do sinal de controle do conversor boost na plataforma PSIM . . . . .	42
Figura 24 – MPPT e geradores do sinal de controle do conversor boost na plataforma PSIM . . . . .	42
Figura 25 – Circuito que gera a curva PV do arranjo FV . . . . .	42
Figura 26 – Curva IV do cenário 1 . . . . .	43

Figura 27 – Curva IV do cenário 2 . . . . .	44
Figura 28 – Curva IV do cenário 3 . . . . .	44
Figura 29 – Curva IV do cenário 4 . . . . .	44
Figura 30 – Curva IV do cenário 5 . . . . .	45
Figura 31 – Curva IV do cenário 6 . . . . .	45
Figura 32 – Curva PV do cenário 1 . . . . .	46
Figura 33 – MPPT no cenário 1 . . . . .	46
Figura 34 – GMPPT no cenário 1 . . . . .	46
Figura 35 – Curva $V_{PV}^* \times V_{PV}$ cenário 1 . . . . .	47
Figura 36 – Curva PV no cenário 2 . . . . .	47
Figura 37 – MPPT no cenário 2 . . . . .	48
Figura 38 – GMPPT no cenário 2 . . . . .	48
Figura 39 – Curva PV no cenário 3 . . . . .	49
Figura 40 – MPPT no cenário 3 . . . . .	49
Figura 41 – GMPPT no cenário 3 . . . . .	49
Figura 42 – Curva PV no cenário 4 . . . . .	50
Figura 43 – MPPT no cenário 4 . . . . .	50
Figura 44 – GMPPT no cenário 4 . . . . .	50
Figura 45 – Curva PV no cenário 5 . . . . .	51
Figura 46 – MPPT no cenário 5 . . . . .	51
Figura 47 – GMPPT no cenário 5 . . . . .	52
Figura 48 – Curva PV no cenário 6 . . . . .	52
Figura 49 – MPPT no cenário 6 . . . . .	52
Figura 50 – GMPPT no cenário 6 . . . . .	53

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Especificações elétricas do módulo Kyocera KC65T . . . . .	27
Tabela 2 – Parâmetros obtidos . . . . .	27
Tabela 3 – Dados referentes ao módulo utilizado e conversor CC-CC projetado . . . . .	37
Tabela 4 – Cenários de sombreamento parcial, supondo temperatura 25°C . . . . .	43
Tabela 5 – Potência gerada pela a MPPT PeO e a GMPPT em comparativo com a potência máxima . . . . .	53

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AM	Air Mass
FP	Fator de Preenchimento
FV	fotovoltaicos
GMPP	Global Maximum Power Point
GMPPT	Global Maximum Power Point Tracking
HSP	Horas de Sol a Pino
MG	margem de ganho
MPP	Ponto de Operação em Máxima Potência
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PeO	Pertuba e Observa
PPL	Pico de Potência Local
PSC	Partial Shading Condition
PV	Potência-Tensão
PWM	modulação por largura de pulso
Si-m	células de silício monocristalino
Si-p	células de silício policristalinas
STC	Standard Test Conditions
USC	Uniform Shading Condition

## LISTA DE SÍMBOLOS

$W/m^2$	Watts por metro quadrado
$kWh/m^2$	Quilo watts horas por metro quadrado
$K$	Eficiência de Irradiação
$P$	Potência
$R$	Resistência
$V$	Tensão

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos . . . . .</b>	<b>15</b>
<b>1.1.1</b>	<b><i>Objetivos específicos . . . . .</i></b>	<b>15</b>
<b>1.2</b>	<b>Metodologia . . . . .</b>	<b>15</b>
<b>1.3</b>	<b>Organização do trabalho . . . . .</b>	<b>16</b>
<b>2</b>	<b>TECNOLOGIAS DE RASTREAMENTO DE PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA . . . . .</b>	<b>17</b>
<b>2.1</b>	<b>Células fotovoltaicas . . . . .</b>	<b>17</b>
<b>2.2</b>	<b>Curva característica de uma célula fotovoltaica . . . . .</b>	<b>19</b>
<b>2.3</b>	<b>Modelagem da célula fotovoltaica . . . . .</b>	<b>22</b>
<b>2.4</b>	<b>Impactos do Sombreamento em Sistemas Fotovoltaicos . . . . .</b>	<b>25</b>
<b>2.5</b>	<b>Obtenção dos parâmetros do módulo . . . . .</b>	<b>27</b>
<b>2.6</b>	<b>Rastreamento do Ponto de Máxima Potência . . . . .</b>	<b>27</b>
<b>2.6.1</b>	<b><i>Algoritmo perturba e observa . . . . .</i></b>	<b>28</b>
<b>2.6.2</b>	<b><i>Algoritmo de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência Global . . . . .</i></b>	<b>29</b>
<b>3</b>	<b>PROJETO DE CONVERSOR BOOST . . . . .</b>	<b>33</b>
<b>3.1</b>	<b>Conversor CC/CC Boost . . . . .</b>	<b>33</b>
<b>3.2</b>	<b>Projeto controlador PI . . . . .</b>	<b>38</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>41</b>
<b>4.1</b>	<b>Simulação do sistema GMPPT proposto . . . . .</b>	<b>41</b>
<b>4.2</b>	<b>Cenários proposto para as simulações . . . . .</b>	<b>43</b>
<b>4.3</b>	<b>Resultados das simulações . . . . .</b>	<b>45</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS . . . . .</b>	<b>55</b>
<b>5.1</b>	<b>Sugestões para trabalhos futuros . . . . .</b>	<b>55</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>57</b>
	<b>ANEXO A –DATASHEET KYOCERA KC65T . . . . .</b>	<b>59</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia solar tem se consolidado como uma fonte de energia promissora e sustentável em todo o mundo. Frente às crescentes preocupações ambientais e à necessidade de diversificação das matrizes energéticas, a utilização de sistemas FV desponta como uma alternativa viável para a geração de eletricidade limpa e renovável.

Em 2022, a geração de energia solar fotovoltaica global registrou um aumento recorde de 26%, alcançando 1.300TWh, o que representou o maior crescimento entre todas as tecnologias renováveis e superou, pela primeira vez, a energia eólica (International Energy Agency, 2023). Este avanço está em consonância com as projeções do Cenário de Emissões Líquidas Zero até 2050. A contínua atratividade econômica da energia fotovoltaica, juntamente com o robusto desenvolvimento da cadeia de suprimentos e o crescente apoio político em nações como China, Estados Unidos, União Europeia e Índia, indica uma aceleração ainda maior na expansão dessa capacidade nos próximos anos.

No contexto brasileiro, o país adicionou quase 11GW de capacidade solar fotovoltaica em 2022, duplicando o crescimento observado em 2021. Estima-se que a implantação dessa tecnologia se mantenha nesse patamar no médio prazo, impulsionada pela demanda contínua por energia renovável, tanto pela indústria quanto pelos varejistas de eletricidade (International Energy Agency, 2023).

A eficiência dos sistemas fotovoltaicos depende de diversos fatores técnicos. Entre os quais a relação Potência-Tensão (PV) se destaca pela sua complexidade e dinamismo, variando conforme as condições de operação (MESSENGER; VENTRE, 2003). Em cenários ideais, onde todos os módulos FV recebem a mesma irradiância, o sistema opera sob uma condição de sombreamento parcial uniforme (Uniform Shading Condition (USC)), resultando em uma curva PV com um único pico correspondente ao Ponto de Operação em Máxima Potência (MPP).

Porém, em situações reais, é comum ocorrer sombreamento parcial (Partial Shading Condition (PSC)), devido a fatores como nuvens, sombras de árvores ou edifícios. Nessas situações, a curva PV apresenta múltiplos picos de potência, conhecidos como Pico de Potência Local (PPL)), dos quais apenas um corresponde ao máximo global.

Para otimizar a geração de energia em condições de PSC, é essencial utilizar técnicas avançadas de rastreamento como a de Global Maximum Power Point (GMPP), pois os métodos tradicionais de (Maximum Power Point Tracking (MPPT)) podem se limitar a picos locais, comprometendo a eficiência do sistema (COSTA, 2019). A busca por algoritmos mais sofisticados

que consigam superar essas limitações é fundamental para maximizar o potencial dos sistemas fotovoltaicos, garantindo uma maior produção de energia e, conseqüentemente, maior viabilidade econômica e ambiental.

## **1.1 Objetivos**

Este trabalho tem como objetivo desenvolver algoritmos para otimização da potência gerada por sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, visando melhorar o desempenho em situações de sombreamento parcial. Para alcançar esse objetivo, é essencial realizar a modelagem dos painéis fotovoltaicos e do conversor CC que os conectam à rede. Assim como conhecer a operação do conversor CC-CC em malha fechada.

### ***1.1.1 Objetivos específicos***

Dentre os objetivos do trabalho pode-se citar:

- a) Projetar e utiliza um conversor CC-CC do tipo boost para atuar como o primeiro estágio de conversor do sistema fotovoltaico integrado a rede;
- b) Modelagem na plataforma PSIM do painel FV que será utilizado no projeto.
- c) Propor um algoritmo de GMPPT que permita o sistema FV localizar todos os MPPs e verificar qual oferece a maior potência.
- d) Implementar o sistema projetado na plataforma de simulação PSIM, analisando o desempenho do sistema proposto em diversos cenários de sombreamento parcial.

## **1.2 Metodologia**

Para a metodologia adotada neste trabalho, serão seguidas as seguintes etapas: identificar o impacto do sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos e como ele se torna um problema na geração de energia em sistemas fotovoltaicos integrados à rede; realizar uma revisão bibliográfica necessária para o desenvolvimento do trabalho, compreendendo as soluções já propostas para esses problemas; análise da modelagem matemática dos componentes do sistema proposto, assim como do seu comportamento dinâmico e das técnicas de controle aplicadas; cálculo e dimensionamento dos componentes do arranjo fotovoltaico e do conversor utilizado; desenvolvimento dos controladores utilizados no sistema; execução de simulações computacionais para validar as estratégias de controle implementadas.

Os resultados da pesquisa serão obtidos por meio de simulações no software PSIM, comparando o desempenho do algoritmo GMPPT desenvolvido com o algoritmo MPPT perturba e observa em diversas condições de sombreamento parcial. Em cada cenário, a curva PV do arranjo fotovoltaico é analisada para identificar todos os picos possíveis, permitindo avaliar se ambos os algoritmos conseguem localizar o pico global. Com base nessa análise, será possível comparar a potência gerada por cada método e avaliar o ganho de desempenho proporcionado pelo GMPPT em relação ao MPPT perturba e observa.

### 1.3 Organização do trabalho

O trabalho está organizado em 5 capítulos, descritos conforme segue:

O Capítulo 2 aborda as tecnologias de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) aplicadas em sistemas fotovoltaicos. São discutidos os princípios fundamentais das células fotovoltaicas, incluindo o processo de conversão da irradiação solar em energia elétrica e a influência da irradiação e da irradiância no desempenho do sistema. Também se examina o impacto do sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos e a utilização de diodos de bypass e o de bloqueio para mitigar os efeitos adversos associados. Além do algoritmo GMPPT, desenvolvido para otimizar a geração de energia em condições de sombreamento parcial, também é apresentado o algoritmo MPPT Perturba e Observa (PeO).

No Capítulo 3, o foco é o projeto de um conversor CC-CC do tipo Boost. O capítulo examina a topologia do conversor Boost, suas vantagens e aplicações. Em seguida, realiza-se o dimensionamento dos componentes, como indutores e capacitores, com base nos parâmetros dos módulos fotovoltaicos. Por fim, descreve-se a estratégia de controle do sistema, que emprega um controlador PI para estabilizar a tensão de saída e otimizar a eficiência do sistema.

O Capítulo 4 apresenta os resultados das simulações realizadas para comparar o método PeO de MPPT com o algoritmo GMPPT proposto, considerando cenários de sombreamento parcial. São descritos os parâmetros dos módulos fotovoltaicos e do circuito utilizado nas simulações, seguidos por uma análise comparativa que evidencia a superioridade do algoritmo GMPPT na maximização da geração de energia sob diversas condições de sombreamento parcial.

O Anexo A inclui a ficha técnica do módulo FV Kyocera KC65T, utilizado nas simulações.

## 2 TECNOLOGIAS DE RASTREAMENTO DE PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

O capítulo 2 explora as tecnologias de rastreamento MPPT em sistemas fotovoltaicos. Inicia-se com a análise da conversão da irradiação solar em energia elétrica pelas células fotovoltaicas, destacando o efeito fotovoltaico e os materiais semicondutores. Discute-se como a irradiação e a irradiância influenciam o desempenho desses sistemas, além dos impactos do sombreamento parcial e o uso de diodos de bypass para mitigá-los. Por fim, são analisados diversos algoritmos MPPT, como o “Perturba e Observa” (PeO) e uma proposta de algoritmo de rastreamento do ponto de máximo de potência global (GMPPT), que visa otimizar o desempenho em condições de sombreamento.

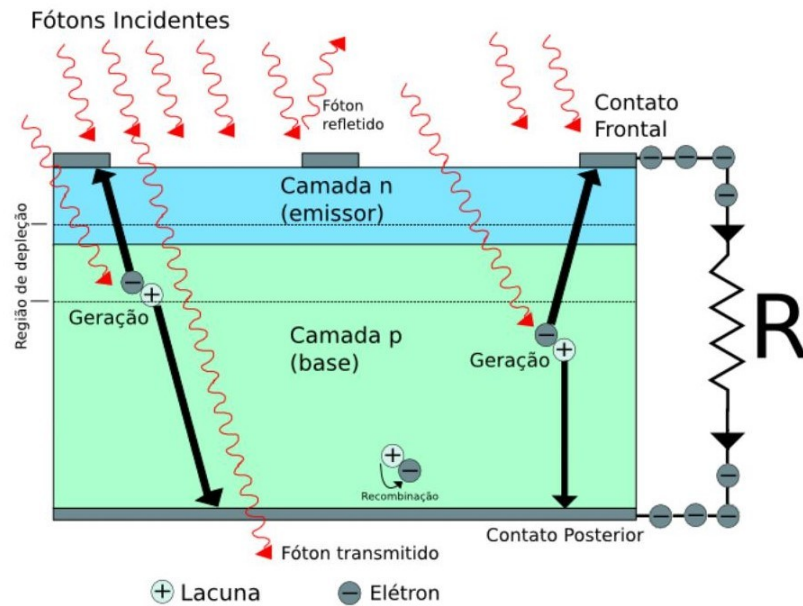
### 2.1 Células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são dispositivos que possuem a capacidade de converter irradiação solar em energia elétrica e são, em grande parte, fabricadas utilizando materiais semicondutores, isto é, junções P-N e outros materiais específicos. A geração de eletricidade a partir desse tipo de material ocorre pelo efeito fotovoltaico. Esse efeito se manifesta quando a luz solar atinge as células do material semicondutor, fazendo com que os elétrons na banda de valência absorvam a energia dos fótons da luz (CARVALHO, 2014). Conforme ilustrado na Figura 1.

Se essa energia for suficientemente forte para superar a banda proibida (ou bandgap), as ligações covalentes do material serão quebradas e os elétrons entram em uma banda de condução. Isso cria uma corrente elétrica que pode abastecer uma carga.

Dos grupos de materiais fotovoltaicos, desta-se o sólido e a película fina sólida (thin film). O termo "cristalino" deriva do fato de que o silício consiste em um cristal de átomos ordenados. As células de silício monocristalino (Si-m) são aquelas feitas de um único cristal, enquanto as células de silício policristalinas (Si-p) possuem vários cristais de silício. Na Figura 2, apresenta-se um comparativo visual entre uma célula de silício policristalino (Si-p) e uma de silício monocristalino (Si-m). As células monocristalinas possuem uma melhor eficiência (25 %) comparadas as policristalinas (15%). Além disso as células policristalinas se destacam por um custo de fabricação mais baixo. No entanto, apresentam uma maior quantidade de defeitos em comparação às monocristalinas. É importante notar que as células monocristalinas dominam amplamente o mercado de células solares, representando cerca de 85 % do total (CARVALHO,

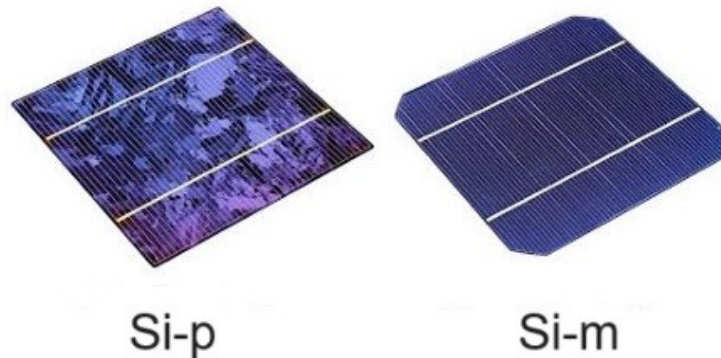
Figura 1 – Ilustração do efeito fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Carvalho (2014)

2014).

Figura 2 – Células fotovoltaicas cristalinas



Fonte: Adaptado de Carvalho (2014)

Para compreender o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos em diversas condições e sua constituição física, é fundamental compreender as grandezas que afetam seu desempenho. A irradiância, por exemplo, representa a quantidade de potência disponível por unidade de área, medida em Watts por metro quadrado  $W/m^2$ . Por sua vez, a irradiação é uma grandeza que mede a quantidade de energia disponível por área em um intervalo de tempo específico. Portanto, suas unidades podem ser expressas em  $kWh/m^2$ –dia,  $kWh/m^2$ –mês ou  $kWh/m^2$ –ano. Além disso, a irradiação pode ser representada em Horas de Sol a Pino (HSP), que quantifica o número de

horas em que a irradiação atinge  $1 \text{ kW}/\text{m}^2$  durante o dia (COSTA, 2019).

À medida que a luz entra na atmosfera da Terra, ocorrem interações que resultam em processos de absorção, dispersão e transmissão, influenciados por diversas moléculas atmosféricas. Essas interações entre a luz solar e as moléculas da atmosfera têm impacto significativo no clima e na temperatura da Terra. Todos os componentes da luz solar recebem nomes próprios. Por exemplo, a luz que alcança a superfície da Terra sem dispersão é chamada de radiação direta, enquanto a luz dispersa é chamada de radiação difusa.

A luz solar que é refletida do solo é chamada de radiação albedo. E todas essas três componentes juntas são chamadas de radiação global. Além disso, a dispersão da luz solar é responsável por fenômenos como a cor do céu e a iluminação de áreas específicas, como janelas voltadas para o norte quando o sol está para o sul. Compreender isso, juntamente com a capacidade de focalização da luz solar direta, é fundamental para entender a radiação solar que atinge a superfície terrestre. A proporção de luz solar absorvida ou dispersa depende do comprimento do caminho através da atmosfera. Chamado de massa de ar (Air Mass (AM)), esse comprimento é dito como igual a 1, AM1, quando tomamos uma rota direto até o nível do mar. Nesse sentido, em altas altitudes, a massa de ar será inferior a 1 quando o sol estiver diretamente acima e normalmente maior que 1 em ângulos solares não verticais. Esse ponto diretamente acima do observador é chamado de ângulo zenital e a secante dele determina a quantidade de massa de ar pela qual a luz passa. Pode-se observar uma queda de 70% na radiação global no topo da atmosfera,  $1367 \text{ W}/\text{m}^2$ , em relação ao nível do mar,  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ . (MESSENGER; VENTRE, 2003)

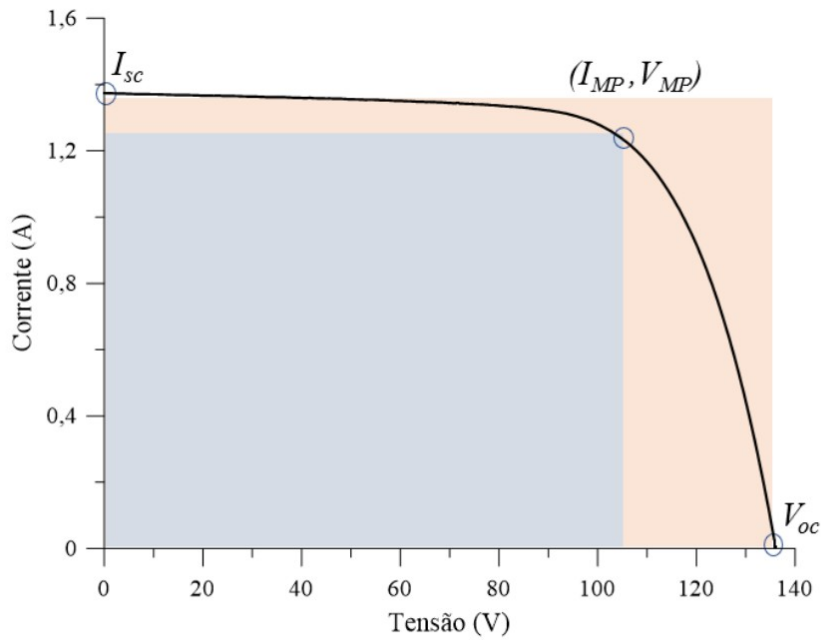
Para uma boa avaliação de uma célula fotovoltaica é fundamental estabelecer condições ambientais básicas, como irradiação, temperatura, massa de ar. Em condições padrões de teste ou Standard Test Conditions (STC), uma célula deve estar a uma temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , irradiação de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  e massa de ar de 1,5. (MARKVART; CASTAÑER, 2003)

## 2.2 Curva característica de uma célula fotovoltaica

A curva I-V de uma célula fotovoltaica mostra a relação entre a corrente elétrica gerada (I) e a tensão aplicada (V), como visto na Figura 3.

A curva I-V de uma célula fotovoltaica ilustra o comportamento da célula desde a tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  até o ponto em que a célula está em curto-circuito, onde a corrente é máxima  $I_{SC}$ . Com essas duas grandezas definidas, é possível determinar diversas características

Figura 3 – Curva I-V célula fotovoltaica

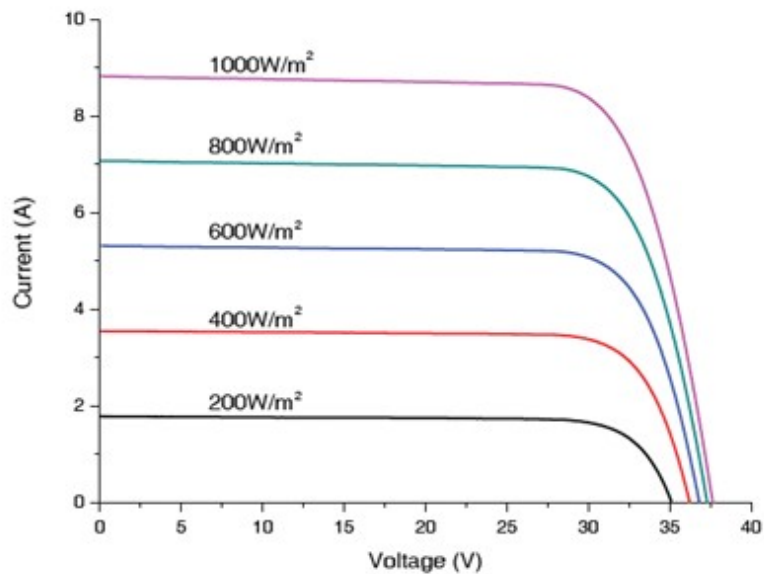


Fonte: Junior (2023)

da célula, como a corrente de potência máxima  $I_{MP}$  e a tensão de potência máxima  $V_{MP}$ .

Observando a Figura 4, nota-se que, à medida que a irradiância aumenta, a corrente também cresce de forma proporcional. Além disso, a tensão apresenta um leve incremento conforme a irradiância se eleva.

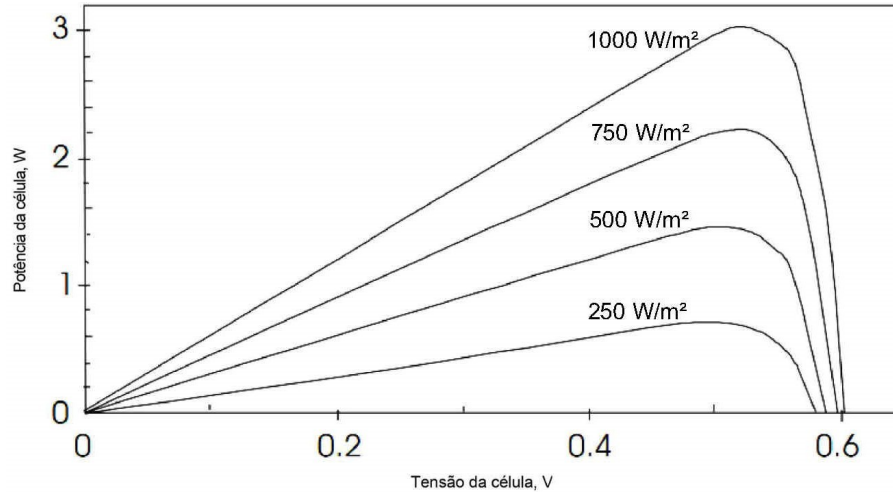
Figura 4 – Curvas I-V módulo fotovoltaico da marca ReneSola



Fonte: (CARNEIRO *et al.*, 2018)

Na Figura 5, observa-se como a variação da irradiância afeta a potência dos módulos fotovoltaicos. As quatro curvas apresentadas representam a potência para quatro diferentes níveis de irradiância, variando de  $1000 \text{ W/m}^2$  a  $250 \text{ W/m}^2$ . Essas curvas ilustram o impacto da irradiância na capacidade de geração de energia dos módulos, demonstrando a importância de condições de alta irradiância para o desempenho otimizado dos sistemas fotovoltaicos.

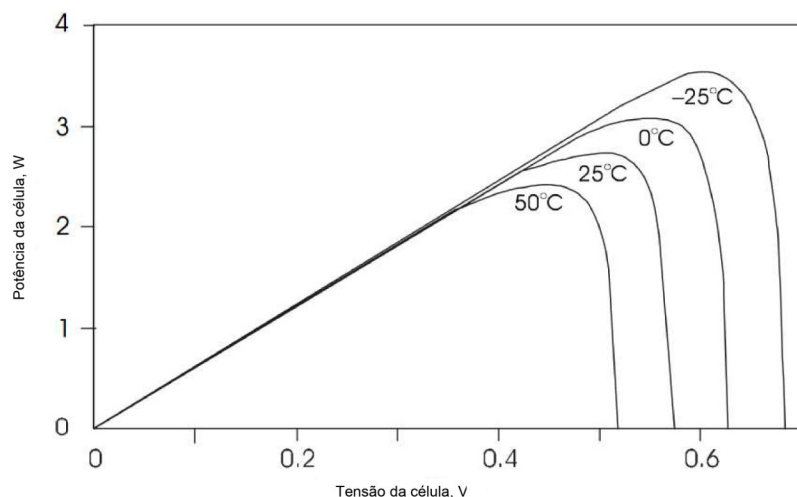
Figura 5 – Curvas P-V célula fotovoltaica



Fonte: Adaptado de (MESSENGER; VENTRE, 2003)

Como visto anteriormente, um dos fatores que afeta o desempenho de uma célula fotovoltaica é a temperatura, como pode-se constatar na Figura 6. Logo à medida que alteramos a temperatura sobre a qual a célula está submetida, seus pontos característicos,  $I_{MP}$  e  $V_{MP}$ , também se alteram. Além disso, a Figura 6 revela que a potência máxima de uma célula diminui à medida que a temperatura aumenta.

Figura 6 – Curvas P-V célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura

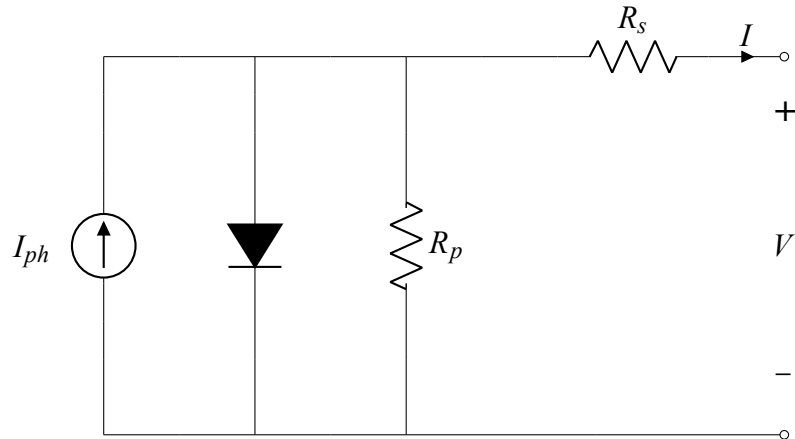


Fonte: Adaptado de (MESSENGER; VENTRE, 2003)

### 2.3 Modelagem da célula fotovoltaica

Uma boa forma de representar uma célula FV seria com uma fonte de corrente ideal em paralelo com diodo ideal, como podemos observar na Figura 7

Figura 7 – Circuito elétrico equivalente de uma célula FV.



Fonte: Adaptado de Bueno (2016)

O comportamento da corrente no diodo pode ser descrita pela equação de Shockley (MARKVART; CASTAÑER, 2003). Aplicando a lei de Kirchhof no circuito da Figura 7 tem-se:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot (e^{\frac{qV}{\eta K_B T}} - 1) \quad (2.1)$$

A equação (2.1) resolvida para  $V$  é:

$$V = \frac{qV}{\eta K_B T} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph} - I}{I_0} + 1\right) \quad (2.2)$$

Com (2.2) é fácil determinar a tensão de circuito aberto de uma célula FV, para isso basta fazer  $I = 0$ , isto é:

$$V = \frac{qV}{\eta K_B T} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \quad (2.3)$$

Nas equações  $K_B = 1.3806503 \cdot 10e^{-13} J/K$  é a constante de Boltzmann,  $T$  é a temperatura na junção em  $K$ ,  $q = 1060217646 \cdot 10e^{-19} C$  é a carga elementar do elétron,  $V$  é a tensão nos terminais da célula, O fator de idealidade  $\eta$  está compreendido no intervalo de 1 a 2.  $I_0$  representa a corrente de saturação do diodo e  $I_{ph}$  é a corrente fotogerada.

A resistência série ( $R_s$ ) influencia a inclinação da curva  $I - V$  em níveis de tensão próximos à tensão de circuito aberto, conforme ilustrado na Figura 8. Uma célula fotovoltaica de

menor qualidade apresenta uma inclinação maior na curva, devido à queda de tensão ao longo da resistência série (MARKVART; CASTAÑER, 2003). Assim, a seguinte definição aproximada pode ser adotada:

$$R_s \approx - \frac{dV}{dI} \Big|_{V=V_{OC}} \quad (2.4)$$

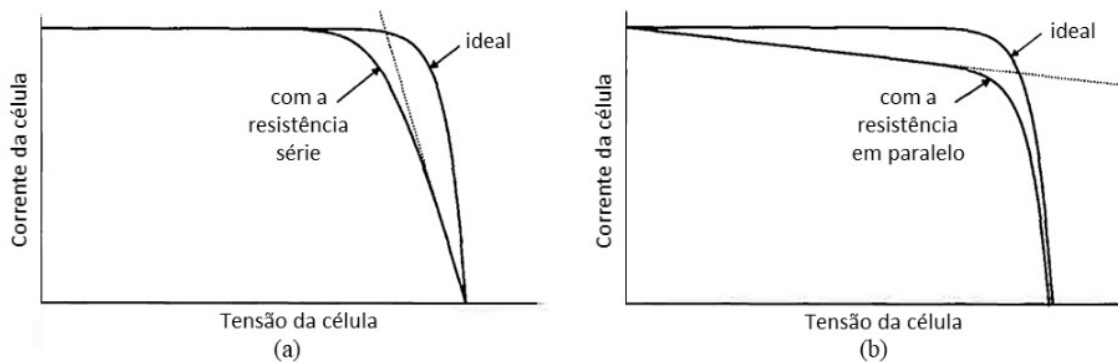
O Impacto da resistência  $R_s$  pode ser vista na figura 8 (a).

Por outro lado, a resistência em paralelo ( $R_p$ ) afeta a inclinação da curva  $I - V$  nos níveis de corrente próximos à corrente de curto-circuito, conforme mostrado na Figura 8. Quanto menor o valor de  $R_p$ , maior será a inclinação da curva e, conseqüentemente, pior a qualidade da célula fotovoltaica. Dessa forma, pode-se adotar a seguinte definição aproximada:

$$R_p \approx - \frac{dV}{dI} \Big|_{I=I_{SC}} \quad (2.5)$$

O Impacto da resistência  $R_p$  pode ser vista na figura 8 (b).

Figura 8 – Efeito da resistência em série (a) e o efeito da resistência paralelo (b) na curva I-V de uma célula fotovoltaica



Fonte: (COSTA, 2019)

Para avaliar a qualidade de uma célula fotovoltaica, utiliza-se Fator de Preenchimento (FP), cuja expressão matemática é apresentada em (2.6). Os valores do Fator de Preenchimento variam de 0 a 1. O FP é influenciado pela resistência série e pela resistência paralelo da célula; um aumento na resistência série e uma diminuição na resistência paralelo resultam em um menor FP. Em curvas com formato retangular, o FP atinge o valor unitário.

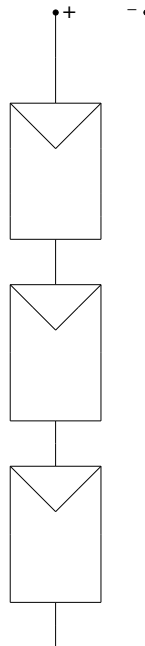
$$FP = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (2.6)$$

Para atender às necessidades de tensões ou correntes superiores às fornecidas por um único módulo fotovoltaico, é necessário conectar vários módulos em arranjos apropriados. As conexões em série resultam em tensões mais elevadas, enquanto as conexões em paralelo aumentam a corrente total do sistema.

Em arranjos de módulos conectados em série, é fundamental que a produção máxima de potência de cada módulo ocorra na mesma corrente, a fim de maximizar a eficiência do sistema. De forma semelhante, em arranjos de módulos conectados em paralelo, é essencial que a produção máxima de potência de cada módulo ocorra na mesma tensão. (MESSENGER; VENTRE, 2003)

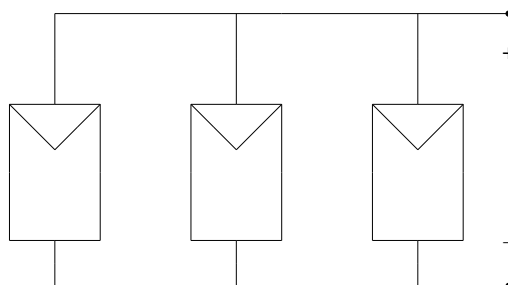
Um exemplo ilustrativo de um arranjo em série pode ser observado na Figura 9 enquanto um modelo em paralelo é apresentado na Figura 10.

Figura 9 – Arranjo em série de módulos fotovoltaicos



Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 10 – Arranjo em paralelo de módulos fotovoltaicos

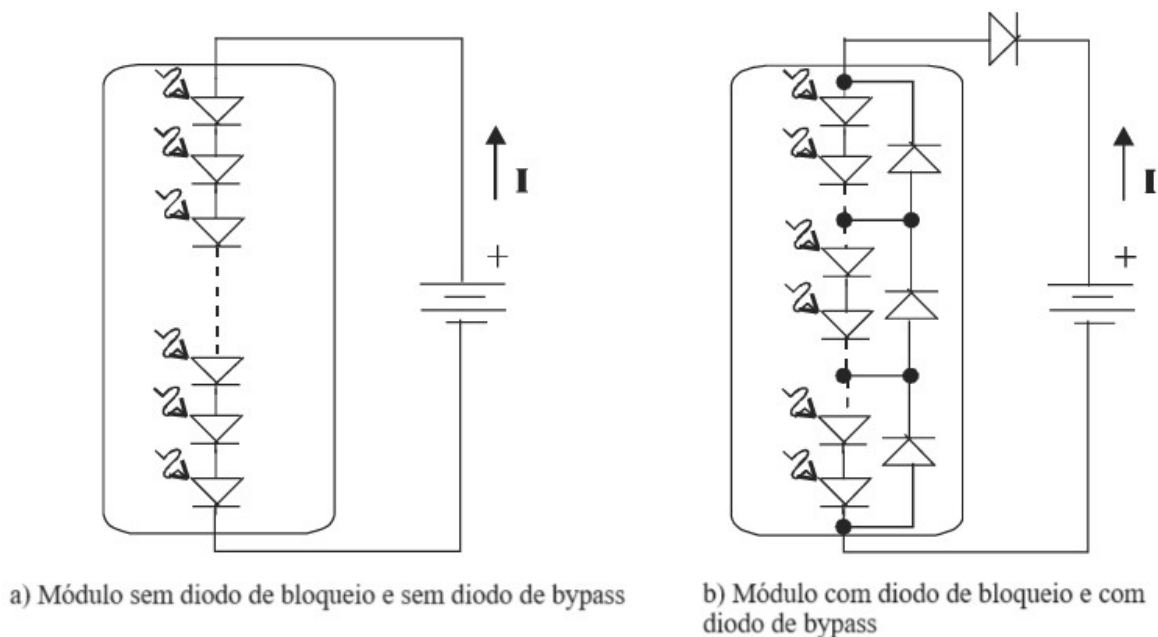


Fonte: Elaborado pelo o autor

Uma consideração importante ao trabalhar com sistema FV é o comportamento desses sistemas em situações de baixa irradiância ou até mesmo na ausência dela, quando uma célula está sobre situação de sombreamento ela pode interferir no funcionamento do painel.

Em associações em série de células FV, quando ocorre sombreamento parcial em uma das células que está em paralelo com outra sem sombreamento, pode surgir uma polarização reversa, levando ao aquecimento da célula sombreada. Para evitar esse problema, as células fotovoltaicas são frequentemente equipadas com diodos de bypass. Além disso, um diodo adicional pode ser inserido em série com o arranjo de células para evitar que flua uma corrente no sentido reverso, conforme ilustrado na Figura 11 b. Esses diodos asseguram que, caso a corrente fotovoltaica não possa fluir através de uma ou mais células, ela seja redirecionada através do diodo de bypass.

Figura 11 – Descarga da bateria através do módulo FV com e sem diodo de bloqueio."



Fonte: Adaptado de (MESSENGER; VENTRE, 2003)

## 2.4 Impactos do Sombreamento em Sistemas Fotovoltaicos

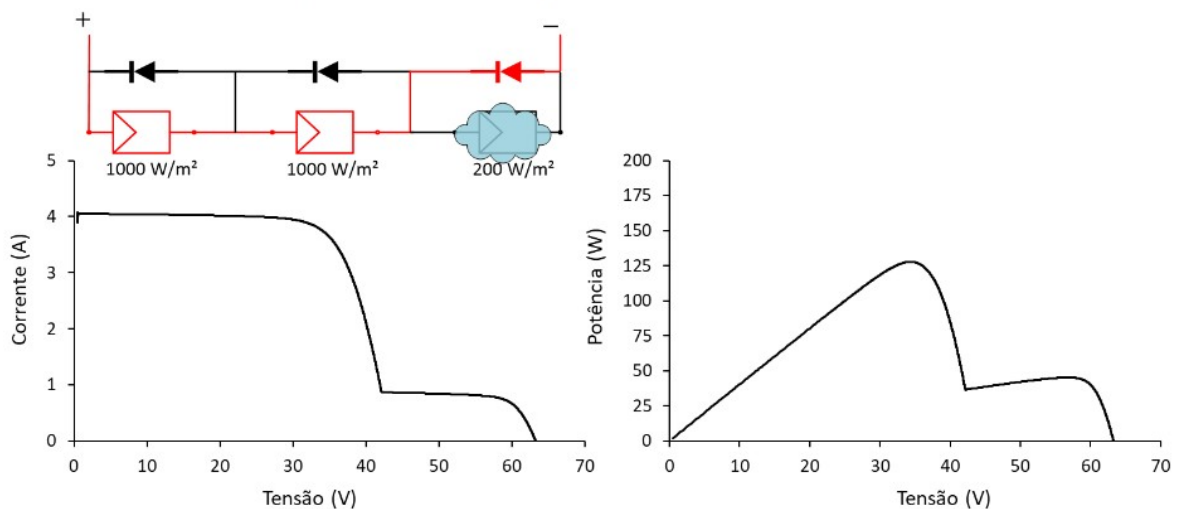
Os efeitos do sombreamento em módulos (ou arranjos) fotovoltaicos são negativos tanto em termos de eficiência quanto de segurança do sistema. O sombreamento pode ser causado por fatores naturais, temporários e imprevisíveis. Quando o sombreamento ocorre de forma uniforme sobre o módulo (ou arranjo), ele é denominado sombreamento uniforme, do inglês

USC. Na curva I-V, esse tipo de sombreamento apresenta um comportamento semelhante ao ilustrado na Figura 4. Na curva P-V, o gráfico resultante se assemelha ao mostrado na Figura 5, exibindo apenas um pico máximo. Além disso, a corrente de curto-circuito e a corrente no ponto de máxima potência apresentam uma redução em seus valores.

Uma célula fotovoltaica com menor iluminação limita a corrente de todo o conjunto de células FV associadas em série. Como consequência, a célula sombreada pode sofrer sobreaquecimento e danos potenciais. Para mitigar esses efeitos, diodos de bypass são comumente instalados em paralelo (polarização reversa) com um conjunto de células no módulo fotovoltaico (FV). Esses diodos fornecem um caminho alternativo para a corrente, desviando-a das células sombreadas e protegendo-as contra sobreaquecimento e danos. Essa condição é chamada de sombreamento parcial, do inglês PSC (COSTA, 2019).

Na Figura 12 podemos observar o comportamento das curvas I-V e P-V de uma string de 3 módulos mediante um sombreamento parcial.

Figura 12 – Curvas I-V e P-V célula fotovoltaica parcialmente sombreada



Fonte: (COSTA, 2019)

Ao submeter um sistema fotovoltaico a sombreamento parcial, ocorre uma perda significativa de energia, pois o módulo sombreado é curto-circuitado pelo diodo de bypass, reduzindo sua tensão e energia a zero. Na curva I-V, observa-se o surgimento de patamares de corrente, enquanto na curva P-V aparecem múltiplos PPL e um GMPP. Cada diodo de bypass pode gerar um pico de potência. No exemplo da Figura 12, com três módulos conectados em série, cada um com um diodo de bypass, é possível identificar até três picos de potência na curva P-V, se cada módulo estiver sob irradiações diferentes.

## 2.5 Obtenção dos parâmetros do módulo

Os módulos fotovoltaicos possuem diversos parâmetros que compõem a curva característica  $I \times V$ . Conforme mencionado nas seções anteriores, algumas informações experimentais são fornecidas pelo fabricante. No entanto, ainda restam algumas incógnitas, tais como  $R_s$ ,  $R_p$ ,  $I_{pv}$ ,  $I_o$  e  $\eta$ . Neste trabalho, os dados serão obtidos a partir da observação visual das curvas  $I-V$  e  $P-V$  geradas por simulação, ajustando-as para coincidir o máximo possível com as curvas apresentadas pelo fabricante. O modelo utilizado neste estudo é o Kyocera KC65T, cujos dados podem ser vistos na Tabela 1.

Tabela 1 – Especificações elétricas do módulo Kyocera KC65T

<b>Especificações Elétricas em STC</b>	<b>Valor</b>
Potência Máxima ( $P_{max}$ )	65W (+10% / -5%)
Tensão na Potência Máxima ( $V_{mpp}$ )	17.4V
Corrente na Potência Máxima ( $I_{mpp}$ )	3.75A
Tensão em Circuito Aberto ( $V_{oc}$ )	21.7V
Corrente de Curto-Circuito ( $I_{sc}$ )	3.99A
Tensão Máxima do Sistema	600V
Coeficiente de Temperatura de $V_{oc}$	$-8.21 \times 10^{-2} \text{ V}/^\circ\text{C}$
Coeficiente de Temperatura de $I_{sc}$	$1.59 \times 10^{-3} \text{ A}/^\circ\text{C}$

Fonte: (KYOCERA, )

A obtenção dos parâmetros do módulo foi realizada por meio do método da derivada, por valores mais confiáveis (CARVALHO, 2014). Além disso foi feito diversos ajustes visuais das curvas  $I-V$  obtidas através de simulações. Os valores dos parâmetros  $R_s$ ,  $R_p$  e  $\eta$  apresentados na Tabela 2 e na Figura 13 permitem uma comparação detalhada entre a curva  $I-V$  obtida na simulação e os dados fornecidos pelo o fabricante.

Tabela 2 – Parâmetros obtidos

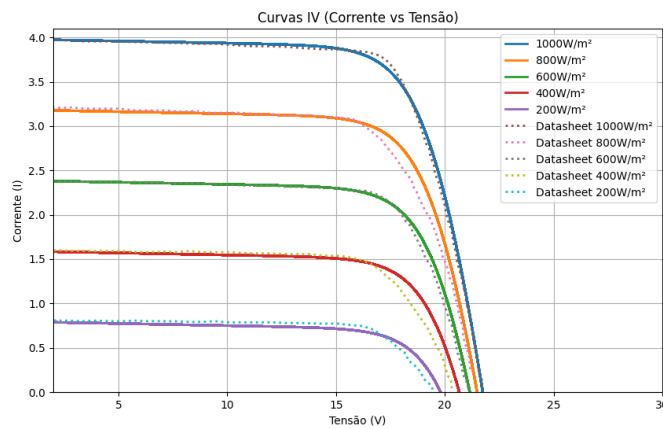
Resistência série ( $R_s$ )	0,007 $\Omega$
Resistência paralelo ( $R_p$ )	5 $\Omega$
Coeficiente de idealidade ( $\eta$ )	1.223

Fonte: Elaborado pelo o autor

## 2.6 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

Como observado anteriormente, conectar diretamente um sistema fotovoltaico a um sistema de processamento de energia com tensão constante, apesar de simples, seria extrema-

Figura 13 – Representação das curvas obtidas em simulação em comparação com as fornecidas pelo o fabricante



Fonte: Elaborado pelo o autor

mente ineficiente. O MPP de um sistema fotovoltaico depende de diversos fatores, como o modelo do módulo, a configuração do arranjo, a temperatura, a irradiância e o sombreamento. Por isso, é necessário utilizar um sistema de um MPPT. Um sistema MPPT varia a tensão ou corrente do sistema fotovoltaico até atingir o valor de potência máxima. Para isso, é necessário um estágio de conversão intermediário, que faz a conexão entre o sistema fotovoltaico e o sistema de potência, sendo responsável por processar ou utilizar a energia elétrica produzida. Este estágio de conversão deve ser capaz de adaptar os níveis de tensão ou corrente de entrada, permitindo que o sistema opere em seu ponto de máxima potência e mantendo a compatibilidade com a carga.

O estágio de conversão intermediária entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica pode ser composto por dois conversores ou por um único conversor de corrente contínua para corrente alternada (CC-CA). Na configuração de dois estágios, o conversor (CC-CC) eleva a tensão e executa o MPPT, enquanto o conversor CC-CA regula a tensão e controla as correntes injetadas na rede. Dessa forma, é possível realizar o MPPT em uma ampla faixa de tensão; contudo, isso implica em um maior número de componentes, aumentando o volume do sistema, as perdas e o custo. Já na configuração de estágio único, o arranjo fotovoltaico se conecta diretamente ao inversor, que controla as correntes e executa o MPPT.

### 2.6.1 Algoritmo perturba e observa

Um dos métodos de rastreamento MPPT mais simples e populares que existe é o PeO. Esse método é caracterizado por gerar pequenas alterações na tensão e na corrente do sistema

fotovoltaico, com o objetivo de atingir o ponto de máxima potência (MPP). O sistema realiza uma pequena alteração no valor da tensão; caso a potência aumente, é aplicada outra alteração no sistema na mesma direção. Se a potência diminuir, uma perturbação no sentido oposto é aplicada (COSTA, 2019).

A Figura 14 ilustra o fluxograma do algoritmo de Perturba e Observa. O processo começa medindo a tensão  $V(n)$  e a corrente  $I(n)$ . Em seguida, a potência  $P(n)$  é calculada como o produto de  $V(n)$  e  $I(n)$ . O algoritmo compara  $P(n)$  com a potência medida na iteração anterior  $P(n-1)$ . Se  $P(n)$  for maior que  $P(n-1)$ , o sistema verifica se a tensão atual  $V(n)$  é maior que a tensão anterior  $V(n-1)$ . Dependendo dessa comparação, o valor de referência da tensão  $V_{ref}$  é ajustado, aumentando ou diminuindo por um pequeno incremento  $\Delta V$ .

Caso  $P(n)$  seja menor que  $P(n-1)$ , o algoritmo também verifica se  $V(n)$  é maior que  $V(n-1)$  e ajusta  $V_{ref}$  de acordo com o resultado. Após essa perturbação, os valores de  $V(n-1)$  e  $I(n-1)$  são atualizados para os valores atuais de  $V(n)$  e  $I(n)$ , e o processo se repete, constantemente ajustando o sistema para manter a operação no ponto de máxima potência.

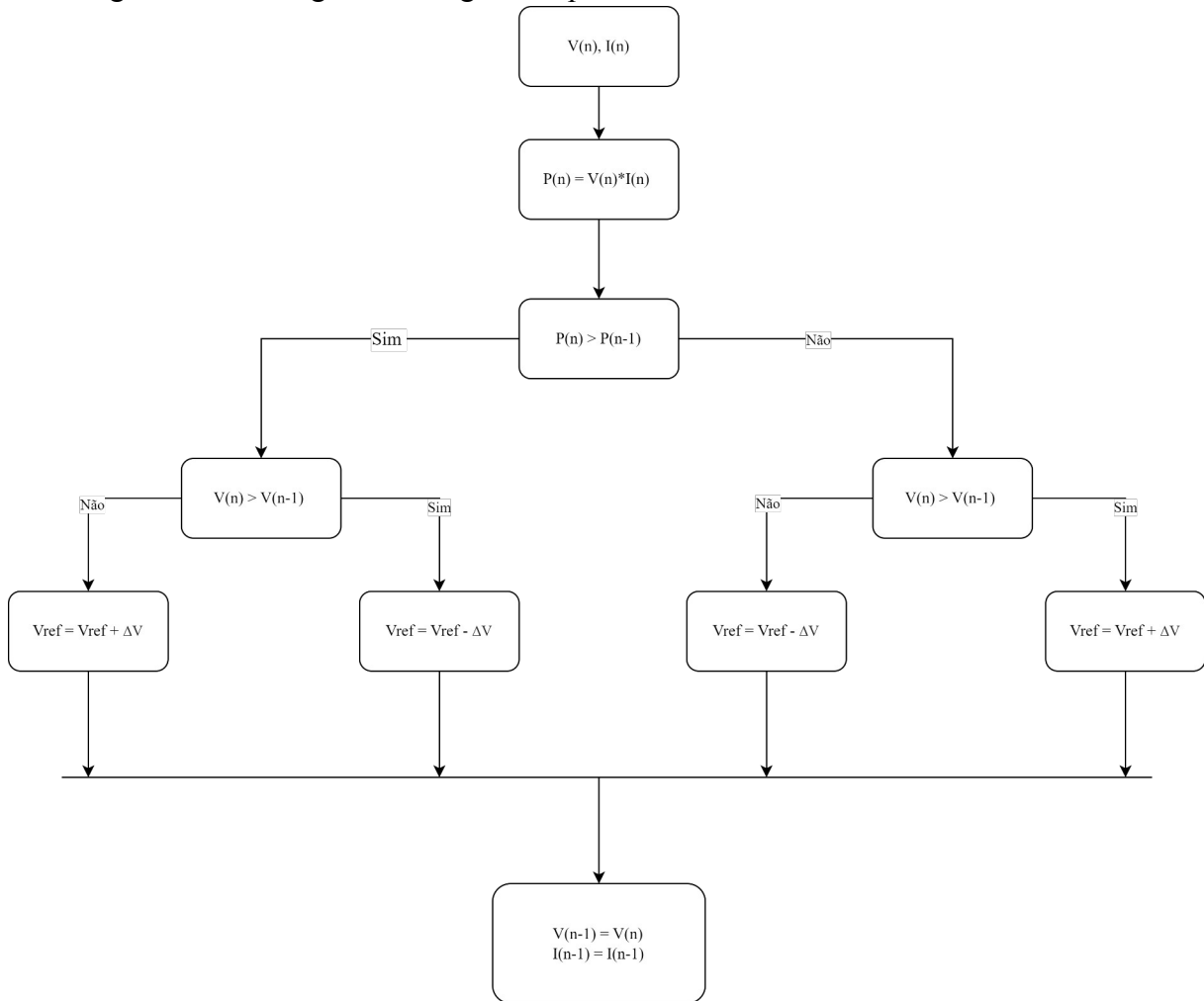
A técnica apresenta duas desvantagens principais: a presença de erro em regime permanente e uma resposta dinâmica lenta do sistema. A implementação do método Perturba e Observa (PeO), embora apresente uma complexidade temporal significativamente menor, enfrenta dificuldades ao se aproximar do ponto de máxima potência (MPP). Nessa situação, o método não se estabiliza e continua a oscilar em ambas as direções. Para mitigar esse problema, pode-se definir um limite de erro apropriado ou utilizar uma função de espera, a fim de interromper o aumento na complexidade temporal do algoritmo. (MEDEIROS, 2019)

### **2.6.2 Algoritmo de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência Global**

Neste trabalho, propõe-se um algoritmo GMPPT para um sistema fotovoltaico com topologia de dois estágios. Essa abordagem permite que o algoritmo opere em uma faixa de tensão mais ampla e proporciona uma melhor resposta dinâmica. Inicialmente, a técnica proposta realiza uma estimativa dos possíveis picos de potência. Em seguida, avalia-se qual desses picos gera a maior potência. Após essa avaliação, aplica-se o algoritmo PeO próximo do ponto identificado como o de máxima potência na sondagem anterior. O sistema permanece nessa configuração até o próximo ciclo de rastreamento.

Ahmed e Salam (2015) propuseram uma alteração na técnica de Tensão de Circuito Aberto Fracionada, na qual os pontos de MPP são estimados por:

Figura 14 – Fluxograma do algoritmo perturbar e observa



Fonte: Elaborado pelo o autor

$$V_{MPP,j} = j \cdot k_1 \cdot V_{OC,m} = j \cdot k_1 \cdot \frac{V_{OC}}{N} \quad (2.7)$$

Na equação (2.7) a variável  $V_{OC}$  é a tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico,  $V_{OC,m}$  é a tensão de circuito aberto de um único módulo,  $j$  número de possíveis picos, variando de 1 a  $N$ , e  $K_1$  é uma constante que Ahmed e Salam (2015) definem como sendo 0,8. É válido pontuar que 2.7 irá apresentar erros consideráveis para condições de PSC e arranjos onde tem-se mais de 5 módulos em série. (COSTA, 2019) A fim de propor uma solução mais eficiente de se determinar os picos de máxima potência Costa (2019) propôs:

$$V_{MPP,j} = [\alpha \cdot (j - 1) + k_1] \cdot V_{OC,m} \quad (2.8)$$

$$V_{MPP,j} = [\alpha \cdot (j - 1) + k_1] \cdot \frac{V_{OC}}{N} \quad (2.9)$$

Observe que as equações (2.9) e (2.7) são semelhantes, diferenciando-se apenas pelo termo  $\alpha \cdot (j - 1)$ . Conforme mencionado por Ahmed e Salam (2015),  $\alpha$  pode variar entre 0,8 e 0,97. A constante  $K_1$  pode assumir valores entre 0,71 e 0,78 (ESRAM; CHAPMAN, 2007). Em seus experimentos, Ahmed e Salam (2015) utilizaram a constante  $\alpha$  variando conforme o valor de irradiação. Isso é viável em seus estudos, pois o valor da irradiação é sempre conhecido.

Neste trabalho, optou-se por utilizar as constantes  $K_1$  e  $\alpha$  como valores fixos. A escolha se deve ao fato de que o uso de sensores para medir a irradiância pode não refletir necessariamente a realidade e ainda aumentar a onerosidade do processo de estimativa do ponto máximo. Assim como Costa (2019), os valores de  $\alpha$  adotado foi 0,9 e o valor de  $K_1$  foi de 0,72. Essas variáveis serão utilizadas em um arranjo em série de 3 módulos Kyocera KC65T.

O fluxograma apresentado na Figura 15 descreve o processo de um GMPPT para um sistema fotovoltaico controlado por um conversor boost, com a tensão do barramento CC (VCC) mantida constante em 300V. Este algoritmo é projetado para maximizar a potência extraída dos painéis solares ajustando a tensão de operação ( $V_{pv}$ ) para coincidir com a tensão no ponto de máxima potência ( $V_{mpp}$ ), especialmente em condições de sombreamento, onde múltiplos picos de potência podem ocorrer.

Inicialmente, o algoritmo começa pela medição da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) do painel solar. Com base nesta medição, são inicializados os valores de potência máxima ( $P_{max}$ ) igual a 0W e o índice  $j$  igual a 0. A tensão  $V_{mpp}$  é estimada utilizando a equação (2.7), e  $V_{pv}$  é ajustada para ser igual ao valor de  $V_{mppj}$  estimado. Em seguida,  $V_{pv}$  e a corrente  $I_{pv}$  são medidas, permitindo o cálculo da potência ( $P = V_{pv} \cdot I_{pv}$ ).

O algoritmo então verifica se a nova potência medida ( $P$ ) é maior do que a potência máxima anterior ( $P_{max}$ ). Se  $P$  for maior,  $P_{max}$  é atualizado para o valor de  $P$  e  $V_{mppj}$  é atualizado para o valor de  $V_{mpp}$ . O índice  $j$  é então incrementado. Se o valor de  $j$  for menor que  $N$ , o processo de medição e verificação de potência é repetido.

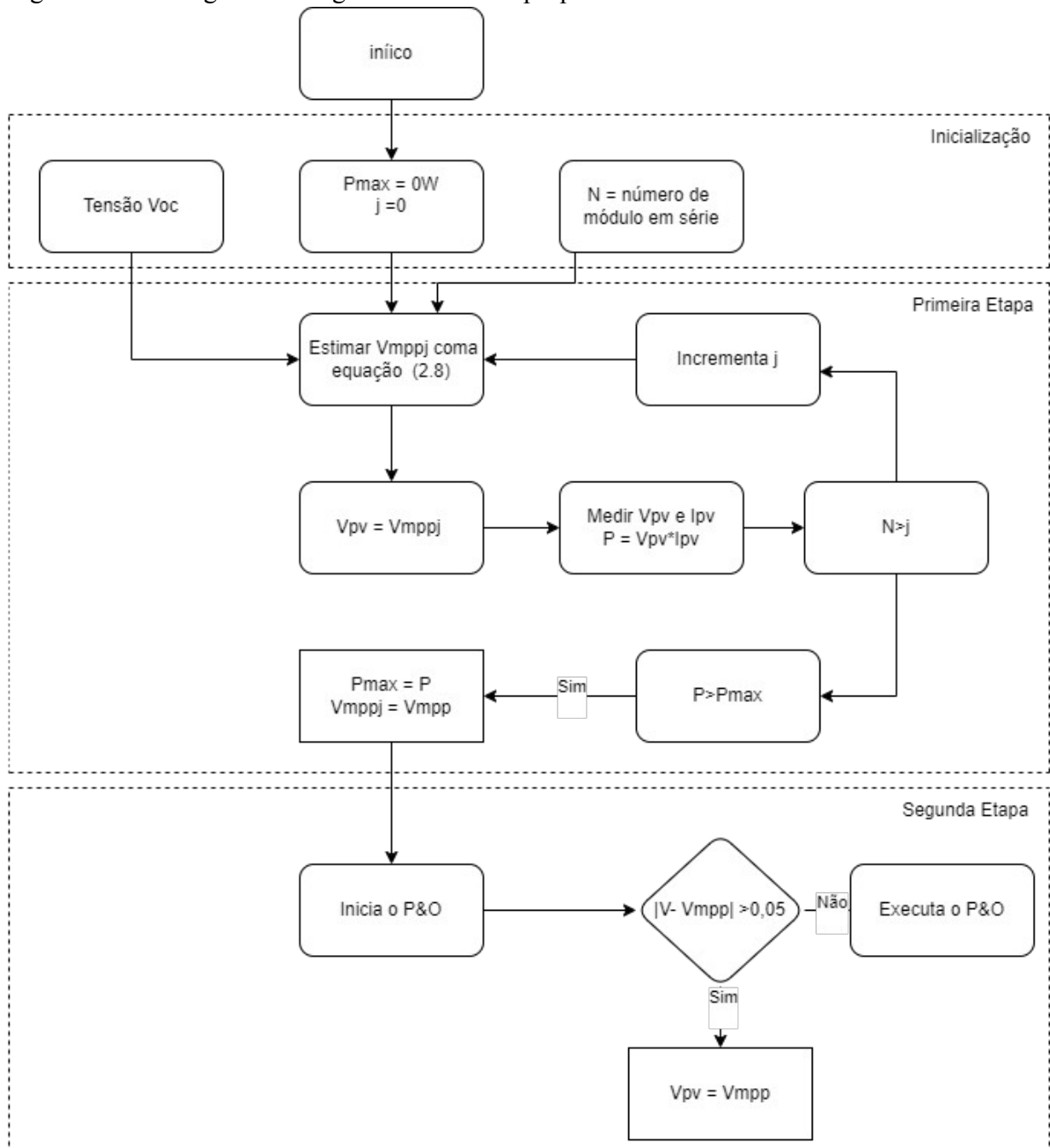
Quando  $j$  é igual a  $N$ , o processo inicial é interrompido. O intuito deste processo inicial de cálculo e medição é determinar os possíveis picos de potência e implementá-los no sistema, um por um. O número de picos possíveis é igual ao número de diodos de bypass, o que implica que os picos possíveis são iguais a  $N$ . Após testar todos os picos, o algoritmo inicia o processo de Perturbação e Observação (PeO) para otimização contínua da operação no ponto de máxima potência.

O algoritmo então verifica se a diferença absoluta entre a tensão  $V_{pv}$  e  $V_{mpp}$  é maior

que 0,05. Se for,  $V_{pv}$  é ajustada para  $V_{mpp}$ , e o ciclo é repetido até que a diferença seja menor ou igual a 0,05. Nesse momento, o algoritmo continua executando o método de PeO para manter a operação no ponto de máxima potência.

Assim, o algoritmo GMPPT descrito no fluxograma assegura que o sistema fotovoltaico opera de forma eficiente, ajustando dinamicamente a tensão  $V_{pv}$  através do controle do ciclo de trabalho do conversor boost, para maximizar a potência extraída dos painéis solares, mesmo em condições de sombreamento, mantendo a tensão do barramento CC constante em 300V.

Figura 15 – Fluxograma do algoritmo GMPPT proposto



Fonte: Elaborado pelo o autor

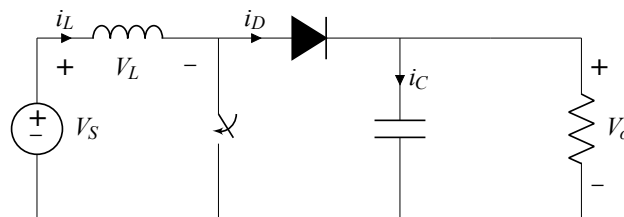
### 3 PROJETO DE CONVERSOR BOOST

Neste capítulo, abordamos o projeto de um conversor CC/CC Boost para aplicações fotovoltaicas conectadas à rede elétrica. Inicialmente, analisamos a topologia do conversor Boost, enfatizando suas vantagens e aplicações. Em seguida, apresentamos o dimensionamento dos principais componentes, como indutores e capacitores, fundamentados nos parâmetros dos módulos fotovoltaicos utilizados. Finalmente, detalhamos a estratégia de controle do conversor, utilizando um controlador PI para assegurar a estabilidade da tensão de saída e otimizar a eficiência do sistema.

#### 3.1 Conversor CC/CC Boost

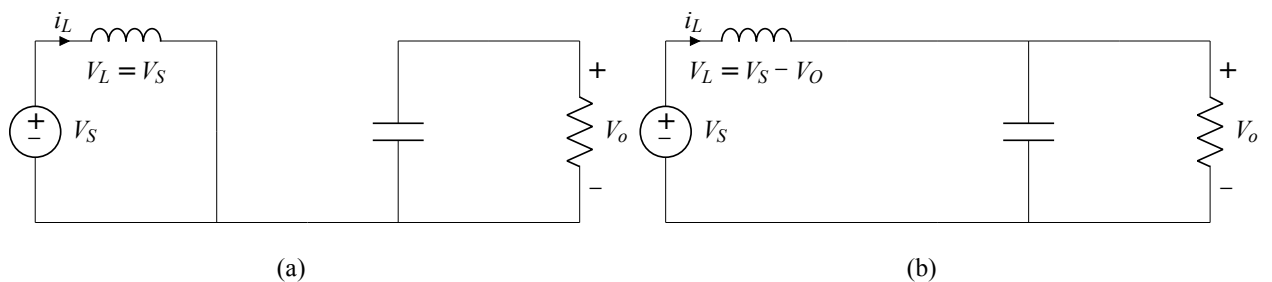
Como mencionado no capítulo 2 este trabalho utilizará um inversor de estágio duplo. No primeiro estágio, que consiste em um conversor CC-CC, para esse estágio é comum utilizar conversores do tipo boost, Buck-Boost ou Push-Pull (MOTA, 2013). utilizaremos um conversor do tipo boost, ilustrado na Figura 16. Optou-se por essa topologia devido à sua boa adaptação a várias aplicações fotovoltaicas, além de apresentar uma configuração mais simples em comparação com as demais.

Figura 16 – Conversor boost



Fonte: Adaptado de Hart (2016)

Figura 17 – Conversor boost. (a) Circuito equivalente para chave fechada; (b) circuito equivalente para chave aberta

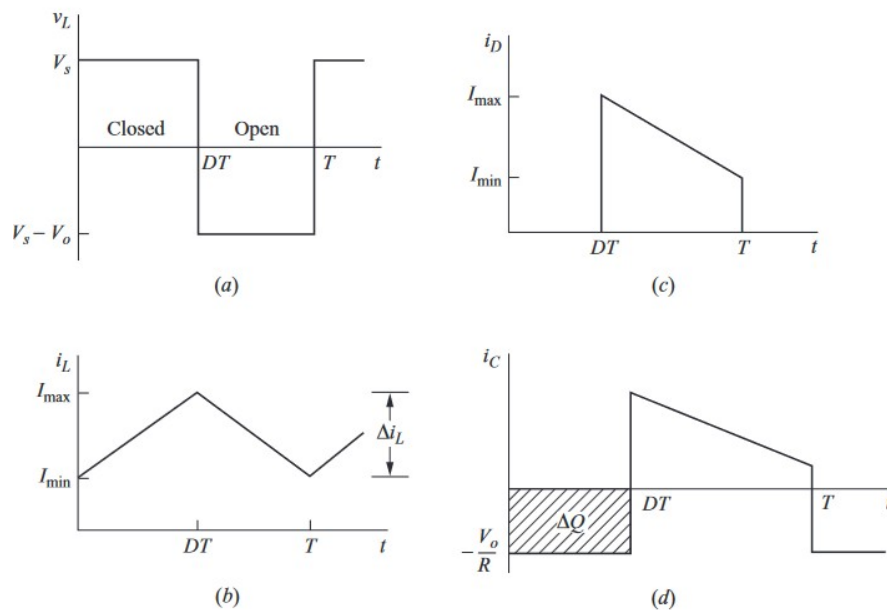


Fonte: Adaptado de Hart (2016)

Na Figura 17 temos as situações de quando a chave está aberta e quando ela está fechada. Se aplicarmos a lei da tensão de Kirchoff na malha composta pelo o indutor e a fonte de tensão teremos:

$$v_L = V_s = L \frac{di_L}{dt} \quad \text{ou} \quad \frac{di_L}{dt} = \frac{V_s}{L} \quad (3.1)$$

Figura 18 – Formas de onda do conversor boost. (a) Tensão no indutor; (b) Corrente no indutor; (c) Corrente no diodo; (d) Corrente no capacitor



Fonte: (HART, 2016)

Com o interruptor fechado, Figura 17 (a), a corrente terá um aumento linear, conforme ilustrado na Figura 18b. A variação na corrente do indutor é determinada a partir equação (3.2):

$$\frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{DT} = \frac{V_s}{L} \quad (3.2)$$

Podemos reescrever (3.2) e teremos que  $\Delta i_L$  para chave fechada será:

$$(\Delta i_L)_{fechada} = \frac{V_s DT}{L} \quad (3.3)$$

Com o interruptor aberto, Figura 17 (b), o diodo se polariza diretamente para fornecer um caminho para a corrente do indutor, pois esta não pode mudar instantaneamente. Assumindo que a tensão de saída  $V_O$  seja constante, a tensão de saída será:

$$v_L = V_s - V_o = L \frac{di_L}{dt} \quad (3.4)$$

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_s - V_o}{L} \quad (3.5)$$

De modo semelhante ao que ocorre com a chave fechada, quando a chave está aberta, o indutor apresenta uma alteração linear na corrente. Essa variação pode ser descrita pela expressão (3.6):

$$\frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{(1-D)T} = \frac{V_s - V_o}{L} \quad (3.6)$$

Resolvendo (3.6) para  $\Delta i_L$ ,

$$(\Delta i_L)_{aberta} = \frac{(V_s - V_o)(1-D)T}{L} \quad (3.7)$$

Em regime permanente, a variação resultante da corrente no indutor é zero. Utilizando as equações (3.3) e (3.7), tem-se:

$$(\Delta i_L)_{aberta} + (\Delta i_L)_{fechada} = 0 \quad (3.8)$$

$$\frac{V_s D T}{L} + \frac{(V_s - V_o)(1-D)T}{L} = 0 \quad (3.9)$$

Pode-se reescrever a expressão (3.9) como:

$$V_o = \frac{V_s}{1-D} \quad (3.10)$$

Para determina a corrente media do indutor, parte-se do princípio que a potência fornecida pelo a fonte dever ser absorvido pela a carga resistiva. Sabendo que a potência de entrada é  $V_s I_s = V_s I_L$  e utilizando a equação (3.10) para relacionar as potencias de entrada e saída, tem-se:

$$V_s I_L = \frac{V_o^2}{R} = \frac{[V_s / (1-D)]^2}{R} = \frac{V_s^2}{(1-D)^2 R} \quad (3.11)$$

Resolvendo (3.11) para  $I_L$  tem-se:

$$I_L = \frac{V_s}{(1-D)^2 R} = \frac{V_o^2}{V_s R} = \frac{V_o I_o}{V_s} \quad (3.12)$$

A partir da equação (3.3) e do valor médio da corrente no indutor, podemos determinar os valores máximos e mínimos dessa corrente como visto em (3.13) e (3.14):

$$I_{\max} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{V_s}{(1-D)^2 R} + \frac{V_s D T}{2L} \quad (3.13)$$

$$I_{\min} = I_L - \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{V_s}{(1-D)^2 R} - \frac{V_s D T}{2L} \quad (3.14)$$

Por outro lado (3.10) assume corrente contínua no indutor requerendo que  $I_{\min}$  seja positivo, essa condição pode ser determinada por:

$$I_{\min} = 0 = \frac{V_s}{(1-D)^2 R} - \frac{V_s D T}{2L} \quad (3.15)$$

Reescrevendo (3.15) isto tem-se:

$$\frac{V_s}{(1-D)^2 R} = \frac{V_s D T}{2L} = \frac{V_s D}{2L f} \quad (3.16)$$

Logo a indutância mínima será dada pela expressão (3.17):

$$L_{\min} = \frac{D(1-D)^2 R}{2f} \quad (3.17)$$

Ao projetor um conversor boost utiliza-se ele em condução contínua, logo o indutor será sempre que o valor mínimo, além disso para perspectiva de projeto é mais interessante reescrever (3.17) em termos de  $\Delta I_L$

$$L = \frac{V_s D T}{\Delta I_L} = \frac{V_s D}{\Delta I_L f} \quad (3.18)$$

As equações anteriores foram desenvolvidas com base na premissa de uma tensão de saída constante, o que implica uma capacitância infinita. Entretanto, em contextos práticos, a presença de uma capacitância finita resulta em flutuações na tensão de saída, conhecidas como "ripple".

A variação de pico a pico da tensão de ripple na saída pode ser calculada utilizando a forma de onda da corrente do capacitor, conforme ilustrado na Figura 18d. A alteração na carga do capacitor pode ser determinada a partir da expressão (3.19)

$$|\Delta Q| = \left(\frac{V_o}{R}\right)DT = C\Delta V_o \quad (3.19)$$

Rescrevendo-se(3.19) tem-se (3.20)

$$\Delta V_o = \frac{V_oDT}{RC} = \frac{V_oD}{RCf} \quad (3.20)$$

Expressando (3.19) em termos de  $\Delta I_o$  e resolvendo para  $C$ , tem-se:

$$C = \frac{I_oD}{\Delta V f} \quad (3.21)$$

Utilizando as expressões mostradas a cima e os dados do módulo Kyocera KC65T.

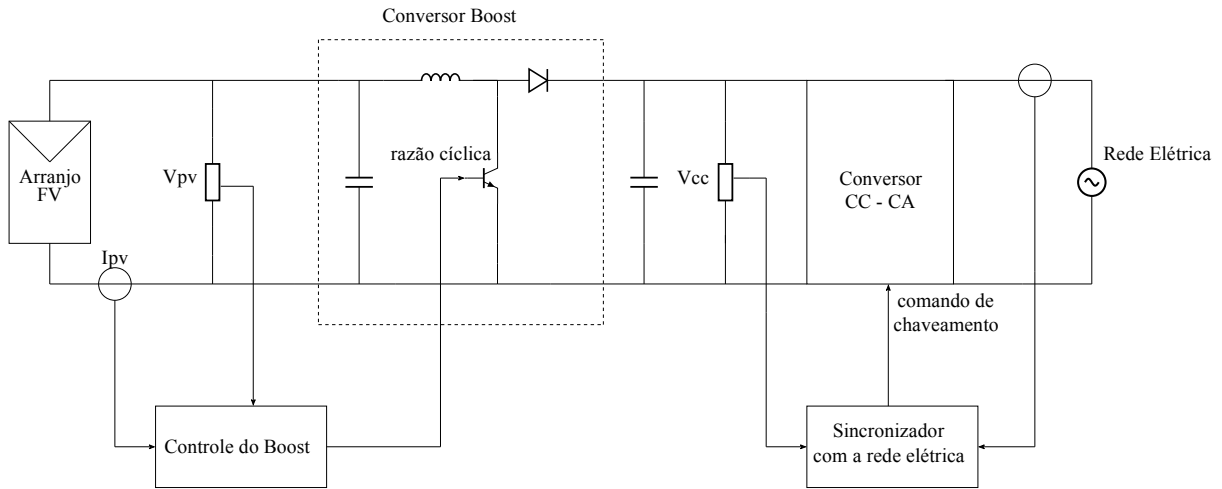
Tabela 3 – Dados referentes ao módulo utilizado e conversor CC-CC projetado

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Potência Máxima ( $P_{max}$ )	65 W
Tensão de máxima potência ( $V_{in,max}$ )	17,4 V
Corrente de máxima potência ( $I_{in,max}$ )	3,75 A
Tensão de Saída ( $V_{CC}$ )	300 V
Ciclo de Trabalho (D)	0,826
Indutor (L)	$5,5 \cdot 10^{-3}H$
Capacitância de Entrada ( $C_{in}$ )	$102 \cdot 10^{-6}F$
Resistência em Paralelo ( $R_p$ )	0,2217 $\Omega$
Frequência de chaveamento ( $f$ )	10 kHz

Fonte: Elaborado pelo o autor

Com base nos dados apresentados na Tabela 3, é possível identificar os elementos constituintes do projeto. A Figura 19 ilustra a topologia final do sistema em estudo. Nesse trabalho não será abordado a parte que faz a conversor de corrente continua em corrente alternada, representada na figura como conversor CC-CA, barramento CC e rede elétrica.

Figura 19 – Topologia do sistema constituído de arranjo FV, conversor CC-CC Boost, inversor e rede elétrica

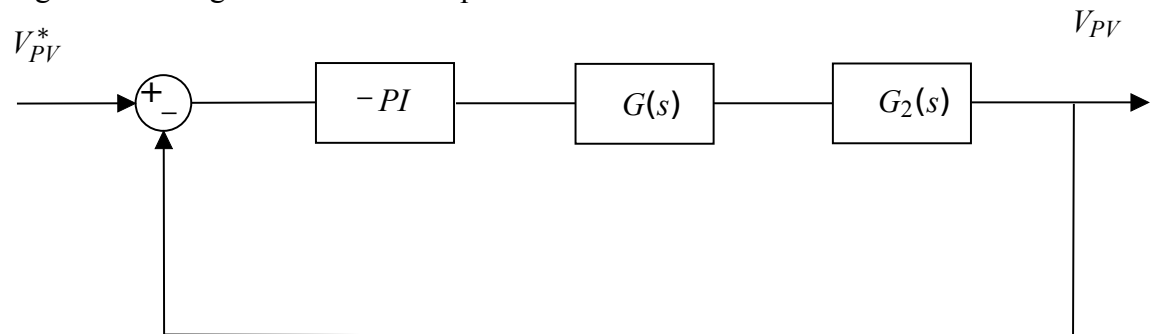


Fonte: Elaborado pelo o autor

### 3.2 Projeto controlador PI

Nesse trabalho o controle do conversor boost é feito para controlar a tensão fotovoltaica. Esse controle pode ser visto na Figura 20. O Sistema é representado por três blocos principais.

Figura 20 – Diagrama de bloco simplificado controlador de tensão do conversor Boost



Fonte: Elaborado pelo autor

No esquemático  $PI(s)$ , que nada mais é que o controle proporcional integral,  $G(s)$  representa a dinâmica do PWM do conversor boost, já  $G_2(s)$  representa a função transferência do conversor boost. A expressão (3.22) descreve

$$G_2(s) = \frac{V_{pv}(s)}{D(s)} = \frac{-V_{cc}}{s^2 + s \frac{1}{R_{eq}C_{pv}} + \frac{1}{L_{pv}C_{pv}}} \quad (3.22)$$

$$= \frac{VCC}{LCs^2 + \frac{L}{R_p}s + 1}$$

Essa função foi feita utilizando os parâmetros apresentados na tabela 2, isto é,

$V_{CC} = 300\text{V}$ , indutância  $5,5 \cdot 10^{-3}\text{H}$  e  $R_p = 0,2217\Omega$ . A função transferência do conversor boost é dada pela expressão (3.23):

$$G_2(s) = \frac{300}{5,61 \cdot 10^{-7}s^2 + 0,02481s + 1} \quad (3.23)$$

O controle do conversor boost é baseado no método de resposta em frequência e considera a dinâmica da modulação por largura de pulso (PWM) do conversor eletrônico, a qual é representada pela função transferência  $G(s)$  (BUSO; MATTAVELLI, 2006).

$$G(s) = \frac{1 - s\frac{T_s}{4}}{1 + s\frac{T_s}{4}} \quad (3.24)$$

A metodologia de projeto dos controladores PI é derivada com base na análise da resposta em frequência (MOREIRA *et al.*, 2016). A função de transferência do controlador PI é definida como:

$$PI(s) = k_p \left( 1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (3.25)$$

para  $s = j\omega$ , tem-se:

$$PI(j\omega) = k_p \left( 1 + \frac{1}{T_i j\omega} \right) \quad (3.26)$$

A fase de  $PI(j\omega)$  é obtida por:

$$\angle PI(j\omega) = -\arctan \frac{1}{T_i \omega} \quad (3.27)$$

Segundo a definição de margem de fase, a margem de fase desejada ( $MF_d$ ) para o sistema controlado é determinada da seguinte forma:

$$MF_d = \pi + \angle G_2(j\omega_c) + \angle PI(j\omega_c) \quad (3.28)$$

em que  $\omega_c$  é a frequência de cruzamento de ganho. (OGATA, 2003)

Ao substituir a equação (3.27) na equação (3.28) e resolvendo para  $T_i$ , é possível obter uma condição de projeto:

$$T_i = \frac{1}{\omega_c \tan(\pi + \angle G_2(j\omega_c) - MF_d)} \quad (3.29)$$

Dado que a magnitude da função de transferência de malha aberta do sistema controlado é unitária na frequência de cruzamento, tem-se que:

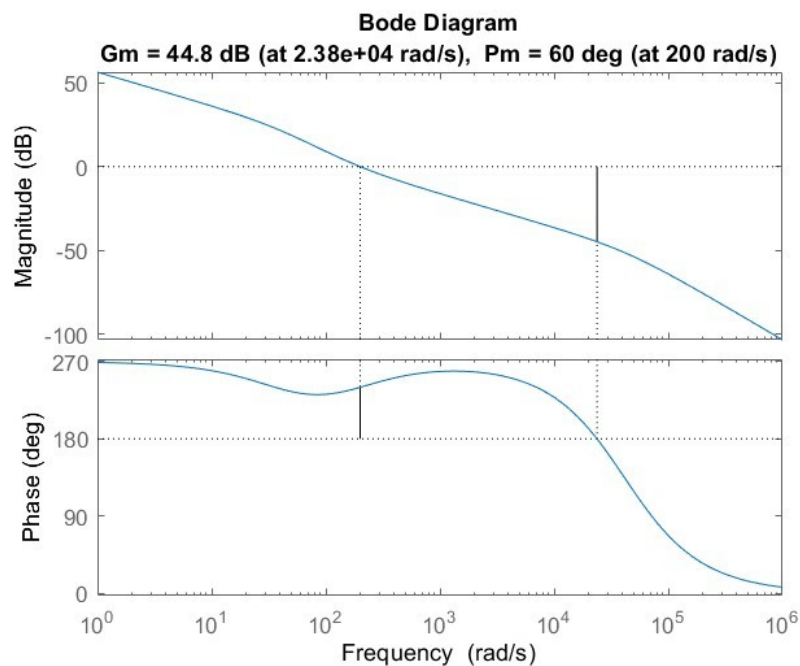
$$|PI(j\omega_c)||G_2(j\omega_c)| = 1 \quad (3.30)$$

Dessa forma, substituindo a equação (3.29) na equação (3.30) e isolando  $k_p$ , obtém-se a segunda condição para o projeto do controlador:

$$k_p = \frac{1}{|G_2(j\omega_c)| \left(1 - \frac{j}{\omega_c T_i}\right)} \quad (3.31)$$

O projeto de controle deve ter uma margem de ganho (MG) maior que 6dB e uma margem de fase entre 30° e 60° (OGATA, 2003). Logo para um  $\omega_c = 200 \frac{rad}{s}$  e  $MF_d = 60^\circ$  tem-se  $K_p = 0,0128$  e  $T_i = 0,0058$ , estes valores foram obtidos a partir das equações (3.31) e (3.29). Como pode ser visto na Figura 21, para um frequência de cruzamento de  $\omega_c = 200 \frac{rad}{s}$  o sistema obedece as condições.

Figura 21 – Resposta em frequência de malha aberta do controlador do conversor boost



Fonte: Elaborado pelo o autor

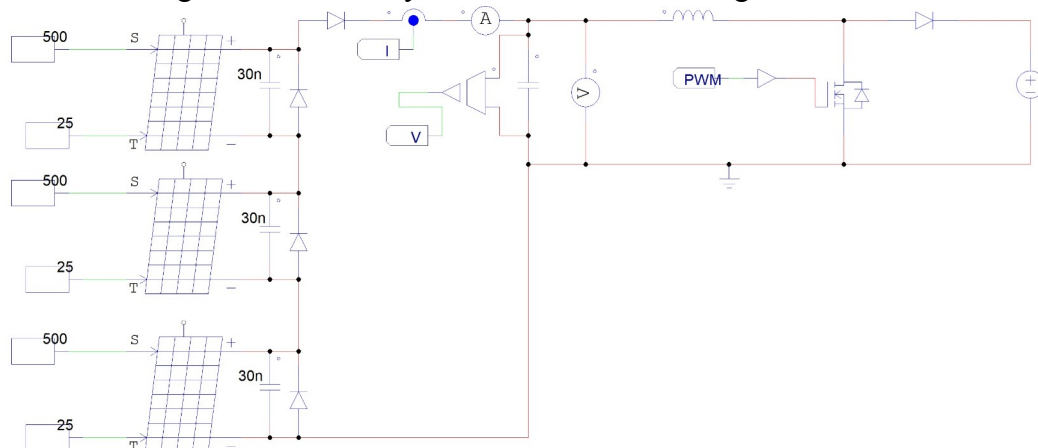
## 4 RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados das simulações que comparam o método tradicional de MPPT com o método proposto GMPPT sob condições de sombreamento parcial. Inicialmente, descrevem-se os parâmetros dos módulos fotovoltaicos e o circuito utilizado nas simulações. Em seguida, apresentam-se os resultados.

### 4.1 Simulação do sistema GMPPT proposto

Utilizando os parâmetros de módulos obtidos no capítulo 2, tabelas 1 e 2, juntamente dos valores da tabela 3 montou-se no PSIM o circuito visto na Figura 22, nele é possível além de alterar os valores de irradiância os valores de temperatura de cada módulo.

Figura 22 – String de 3 módulos Kyocera KC65T em serie ligados ao conversor boost



Fonte: Elaborado pelo o autor

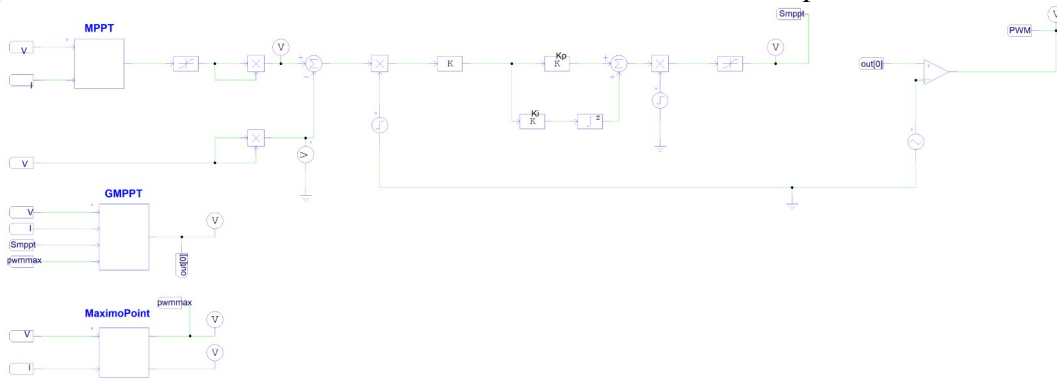
No sistema montado, foi utilizado um capacitor de 30nF em paralelo com o diodo de bypass, também foi utilizado um diodo de bloqueio em série com o arranjo. Além disso para simular o barramento CC foi utilizado uma fonte de tensão contínua de 300V.

O sinal PWM que controla esse conversor é gerado a partir dos sistemas mostrados na Figura 23. Observa-se na Figura 23 o bloco do MPPT perturba e observa padrão e o bloco do algoritmo GMPPT proposto e um controlador que tem a função de mapear a região de maior geração do sistema e fornecer esses dados para o bloco da GMPPT.

Seguindo o fluxograma da Figura 14 foi elaborado no PSIM o sistema da Figura 24 onde tem-se a MPPT que utiliza o método tradicional PeO.

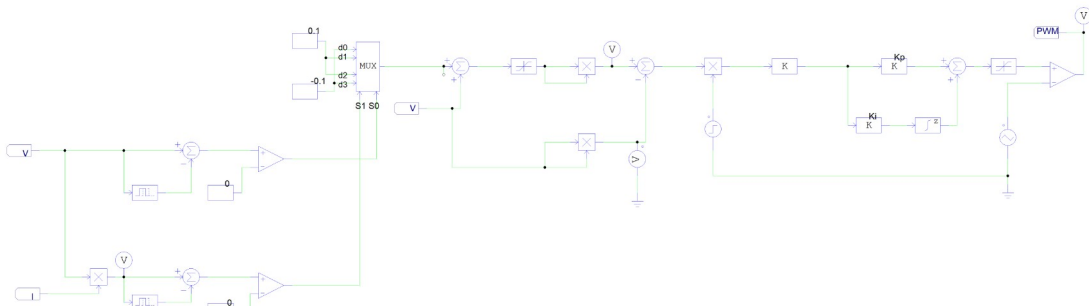
A saída PWM da Figura 24 é utilizada para chavear um conversor boost que está em

Figura 23 – Geradores do sinal de controle do conversor boost na plataforma PSIM



Fonte: Elaborado pelo o autor

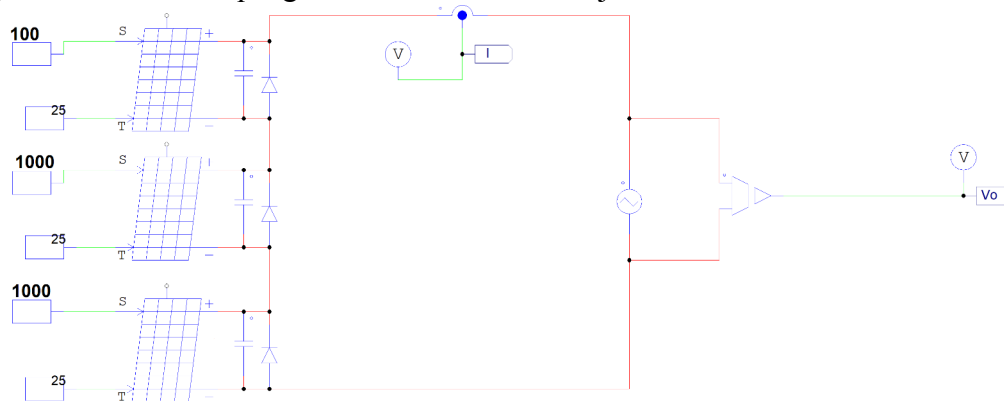
Figura 24 – MPPT e geradores do sinal de controle do conversor boost na plataforma PSIM



Fonte: Elaborado pelo o autor

um circuito idêntico ao da Figura 22. Por outro lado para que seja possível a comparação entre o desempenho do sistema GMPPT proposto ao MPPT PeO tradicional é fundamental conhecer a curva PV do arranjo FV, para isso foi elaborado o circuito da Figura 25.

Figura 25 – Circuito que gera a curva PV do arranjo FV



Fonte: Elaborado pelo o autor

## 4.2 Cenários proposto para as simulações

Esta seção apresenta uma análise comparativa entre os métodos MPPT PeO tradicional e GMPPT em situações de PSC. Através dos 6 casos simulados, exploramos o desempenho de cada método sob diferentes condições de sombreamento parcial.

Os valores de irradiância testados em cada cenário podem ser vistos na Tabela 4. Além de mostrar os desempenhos dos sistemas MPPT e GMPPT foi feita uma simulação onde é apresentada a curva de potência por tensão das condições de cada cenário.

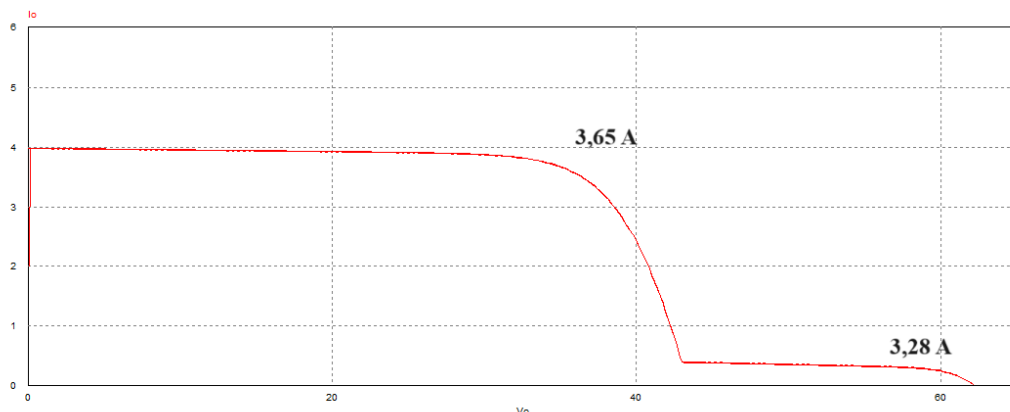
Tabela 4 – Cenários de sombreamento parcial, supondo temperatura 25°C

Cenário	Módulo 1	Módulo 2	Módulo 3
1	100 W/m <sup>2</sup>	1000 W/m <sup>2</sup>	1000 W/m <sup>2</sup>
2	100 W/m <sup>2</sup>	100 W/m <sup>2</sup>	1000 W/m <sup>2</sup>
3	500 W/m <sup>2</sup>	1000 W/m <sup>2</sup>	500 W/m <sup>2</sup>
4	250 W/m <sup>2</sup>	750 W/m <sup>2</sup>	1000 W/m <sup>2</sup>
5	750 W/m <sup>2</sup>	500 W/m <sup>2</sup>	250 W/m <sup>2</sup>
6	700 W/m <sup>2</sup>	600 W/m <sup>2</sup>	400 W/m <sup>2</sup>

Fonte: Elaborado pelo o autor

As Figuras 26 a 31 representam o comportamento da curva IV do arranjos nos cenários da Tabela 4. A partir dessas figuras são obtidas as curvas PV para cada cenário, sendo possível assim analisar e compará-los.

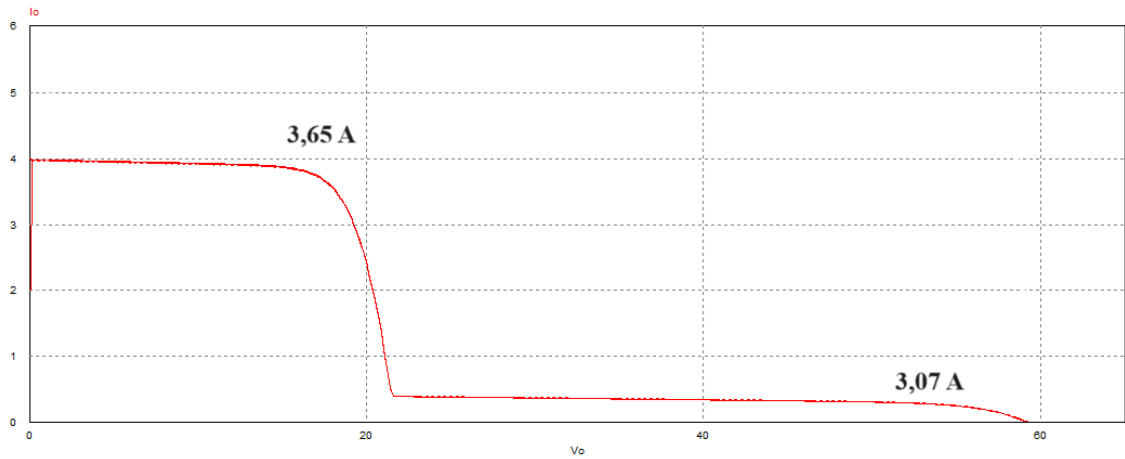
Figura 26 – Curva IV do cenário 1



Fonte: Elaborado pelo o autor

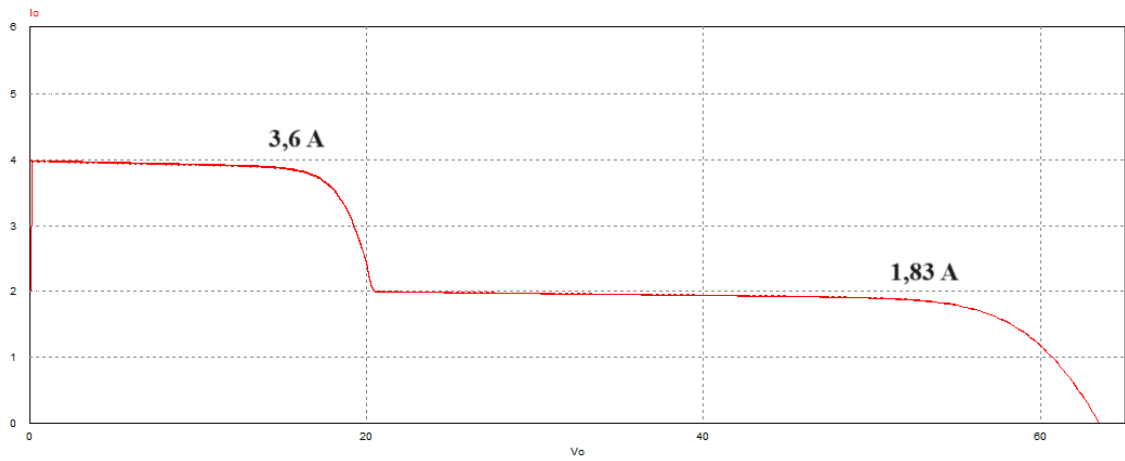
Nas Figuras 26 a 31 verifica-se os máximos locais de cada cenário. Nas Figuras 26,27 e 28, observa-se o surgimento de dois máximo. Já as Figuras 29, 30 e 31 verifica-se a presença de três máximos.

Figura 27 – Curva IV do cenário 2



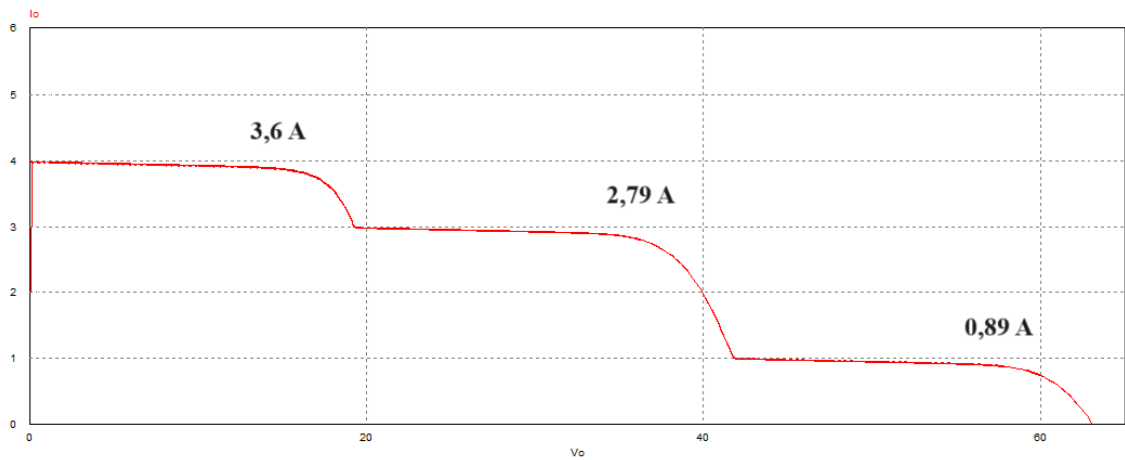
Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 28 – Curva IV do cenário 3



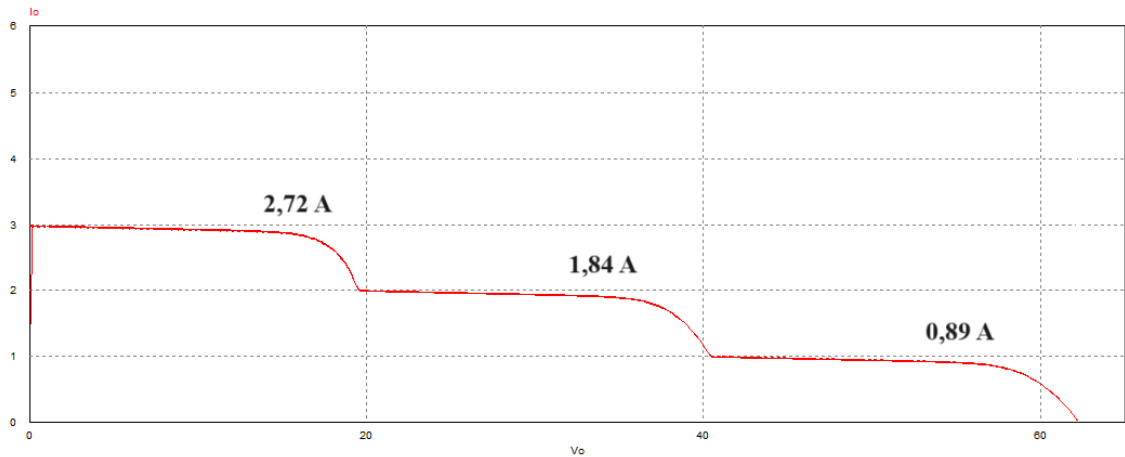
Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 29 – Curva IV do cenário 4



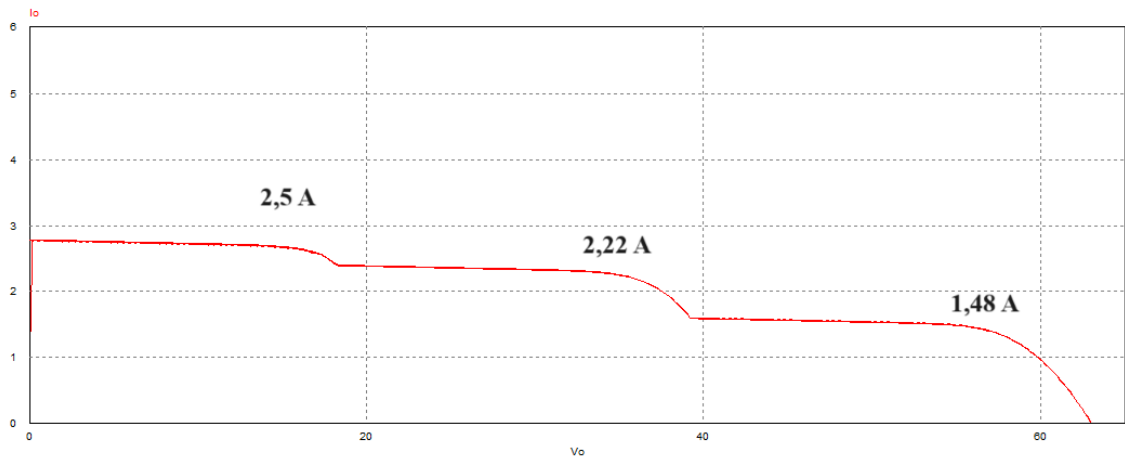
Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 30 – Curva IV do cenário 5



Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 31 – Curva IV do cenário 6



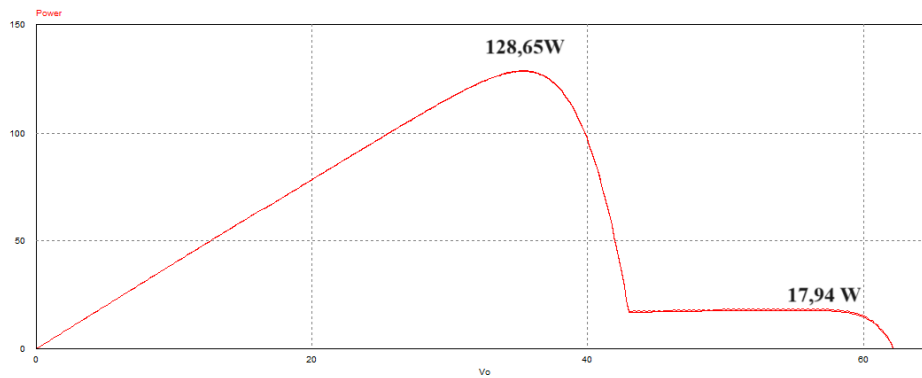
Fonte: Elaborado pelo o autor

### 4.3 Resultados das simulações

A partir das Figuras 26 a 31 são obtidas as Figuras 32 a 50. Podemos a partir dessas curvas comparar o comportamento do método MPPT perturba e observa e do método GMPPT proposto.

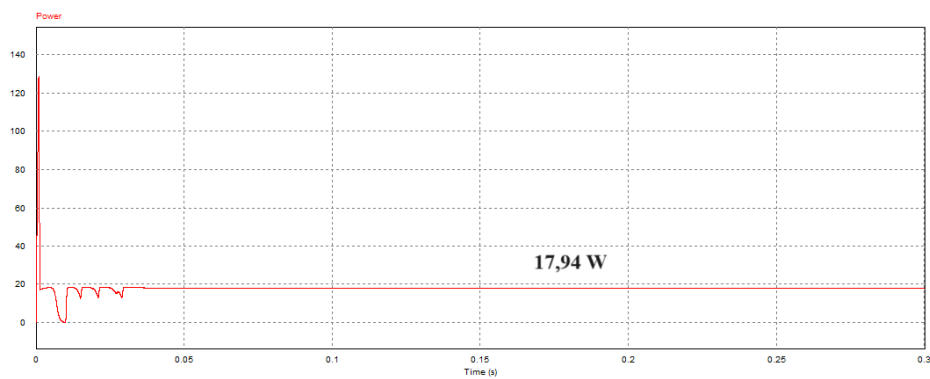
No cenário 1 tem-se um módulo bastante sombreado, enquanto os outros dois estão sobre boas condições de irradiância. Nessas circunstâncias, como podemos observar na Figura 32, há o surgimento de 2 máximos, um representa o pico global da curva PV, enquanto o outro representa o pico local. Pode-se observar que o algoritmo GMPPT teve um desempenho melhor que o MPPT PeO (Figuras 33), isto é, enquanto a MPPT PeO ficou preso no máximo local,  $17,94W$ , o algoritmo GMPPT foi capaz de identificar qual era o máximo global,  $128,32W$  (Figura 34). O que representa um ganho de 615,31% da utilização do algoritmo GMPPT.

Figura 32 – Curva PV do cenário 1



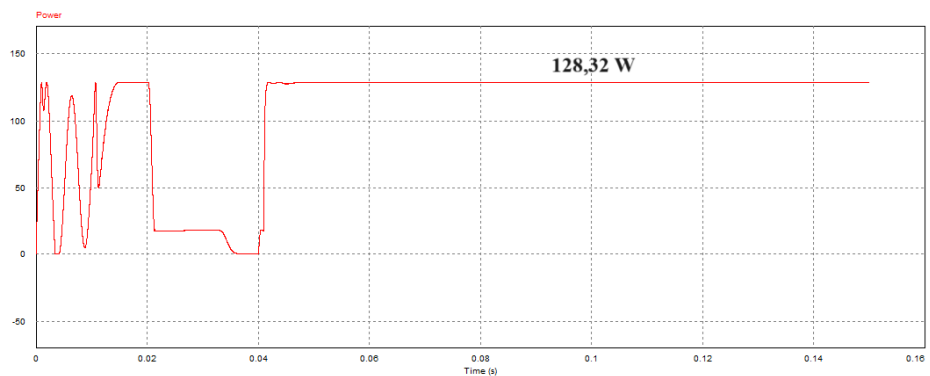
Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 33 – MPPT no cenário 1



Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 34 – GMPPT no cenário 1

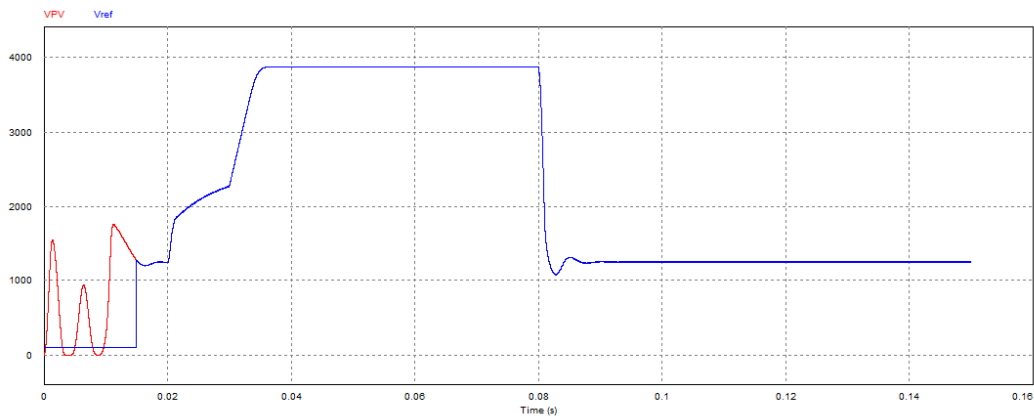


Fonte: Elaborado pelo o autor

Outra observação que pode ser feita sobre esse cenário é como o sistema de controle do conversor está atuando. Na Figura 35 tem-se o comparativo da tensão de referência gerada pelo algoritmo MPPT PeO com a tensão gerada pelo módulo.

Na Figura 35, observa-se que a tensão de referência, indicada na Figura 20 como  $V_{PV}^*$ , começa a ser aplicada a partir de 0,015s, definido como o tempo de inicialização do sistema.

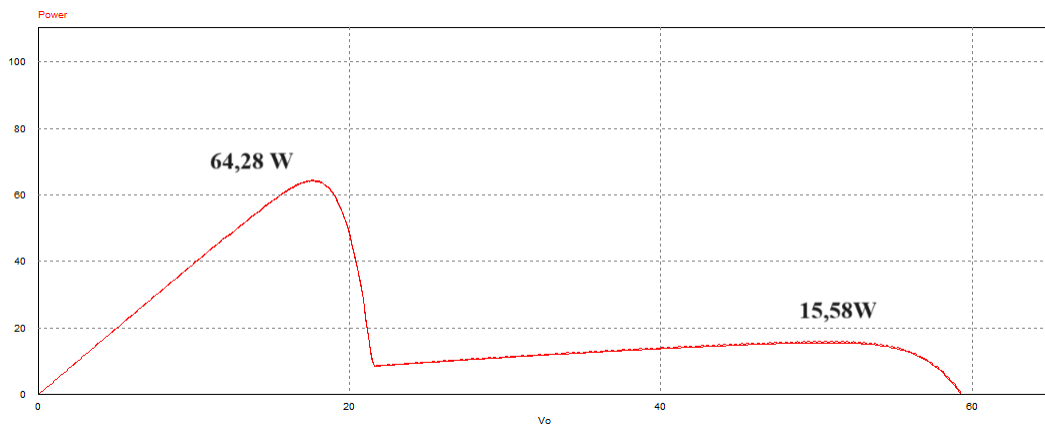
Figura 35 – Curva  $V_{PV}^*$  x  $V_{PV}$  cenário 1



Fonte: Elaborado pelo o autor

Assim que o algoritmo é iniciado, a tensão gerada, representada na Figura 20 como  $V_{PV}$ , segue a tensão de referência, indicando que o sistema de controle projetado está operando conforme o esperado.

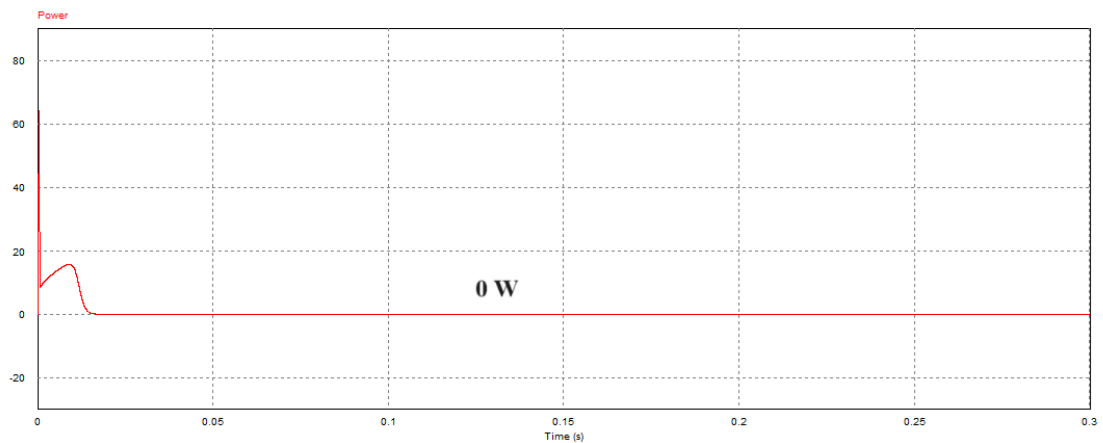
Figura 36 – Curva PV no cenário 2



Fonte: Elaborado pelo o autor

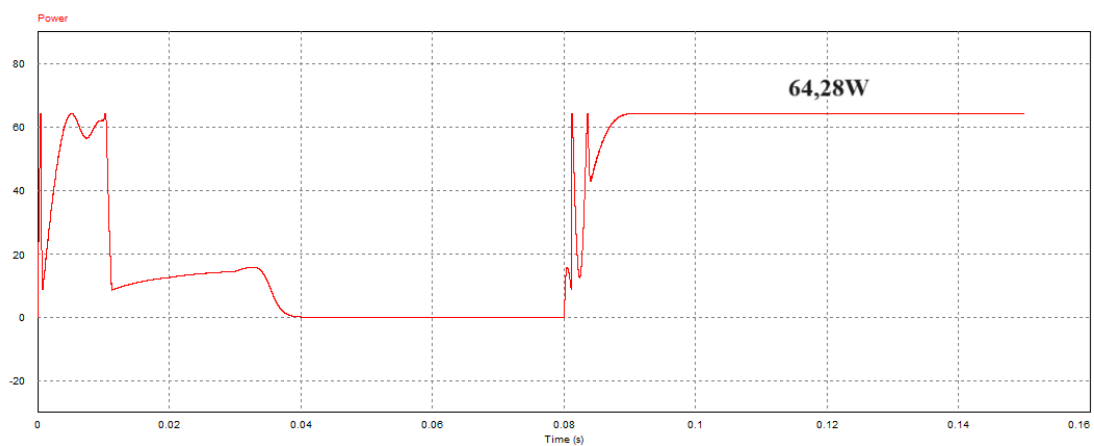
No cenário 2, há dois módulos bastante sombreados, enquanto um está sob boas condições de irradiância. Nessas circunstâncias, assim como cenário 1 podemos observar na Figura 36, há o surgimento de 2 picos, um representa o pico global da curva PV, enquanto o outro representa o pico local. Pelas Figuras 38 e 37 respectivamente pode-se observar que o algoritmo GMPPT teve um desempenho melhor que o MPPT PeO. Nesse cenário podemos observar que o algoritmo MPPT PeO teve potência nula, tentou-se torna o ajuste do PeO mais fino a fim de verificar se isso mudaria o resultado obtido, entretanto não resultou mudanças, enquanto isso o GMPPT teve uma potência de  $64,37W$ .

Figura 37 – MPPT no cenário 2



Fonte: Elaborado pelo o autor

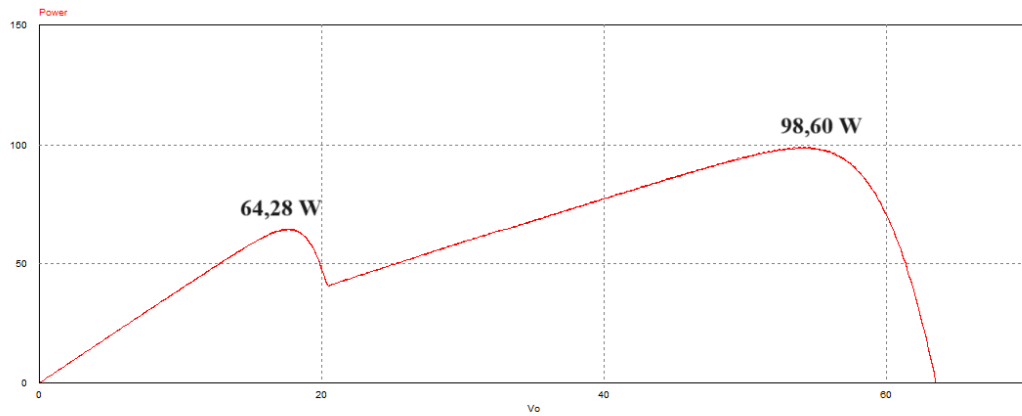
Figura 38 – GMPPT no cenário 2



Fonte: Elaborado pelo o autor

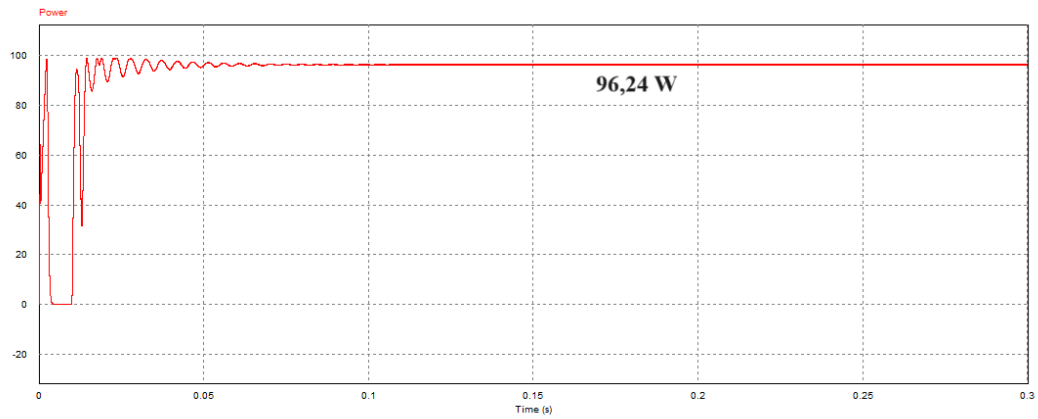
No cenário 3, como ilustrado na Figura 39, surgem dois pontos de máxima potência. As Figuras 41 e 40 mostram que tanto o GMPPT quanto o MPPT tiveram desempenhos semelhantes, ambos identificando o máximo global, com potências de  $98,24W$  e  $96,24W$ , respectivamente. Nesse cenário observou-se um ganho de 2,59% do GMPPT em relação ao MPPT.

Figura 39 – Curva PV no cenário 3



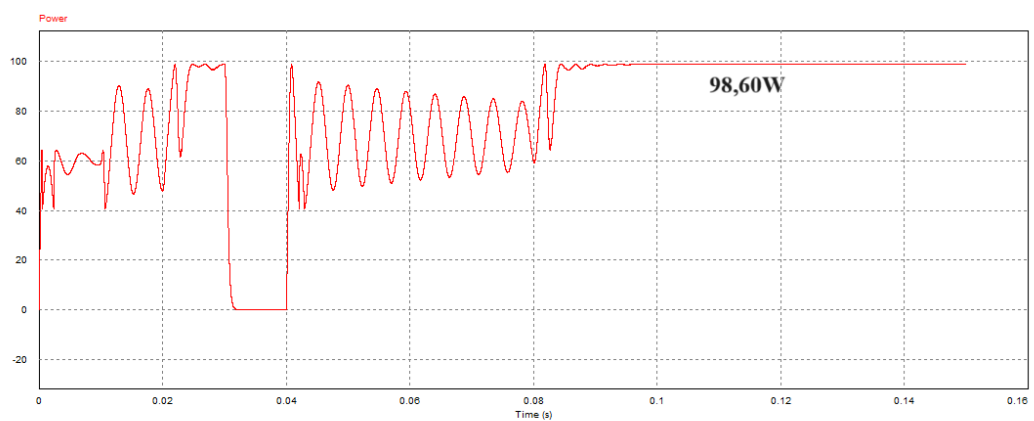
Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 40 – MPPT no cenário 3



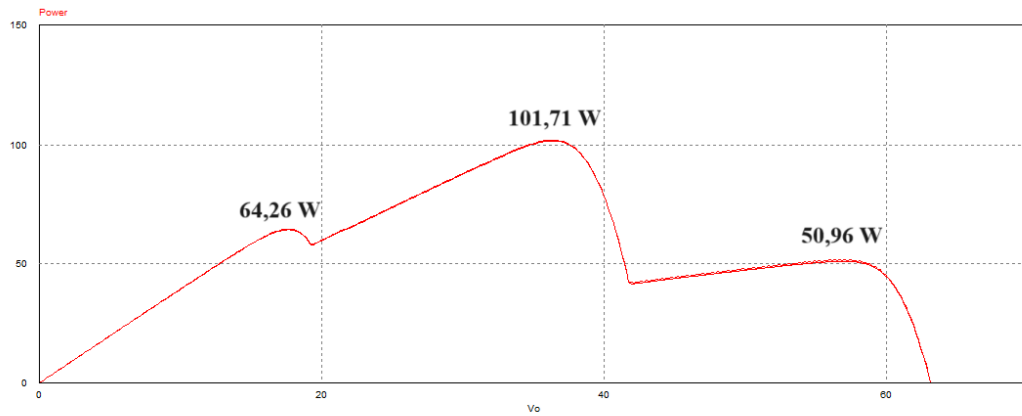
Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 41 – GMPPT no cenário 3



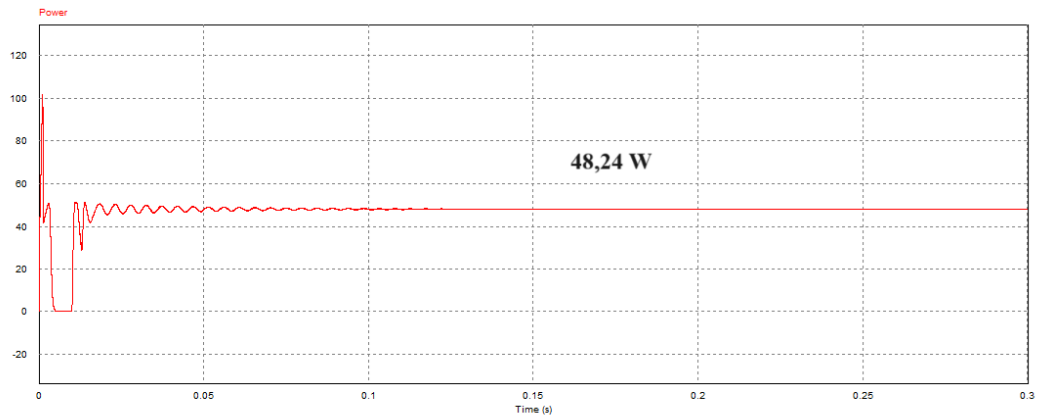
Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 42 – Curva PV no cenário 4



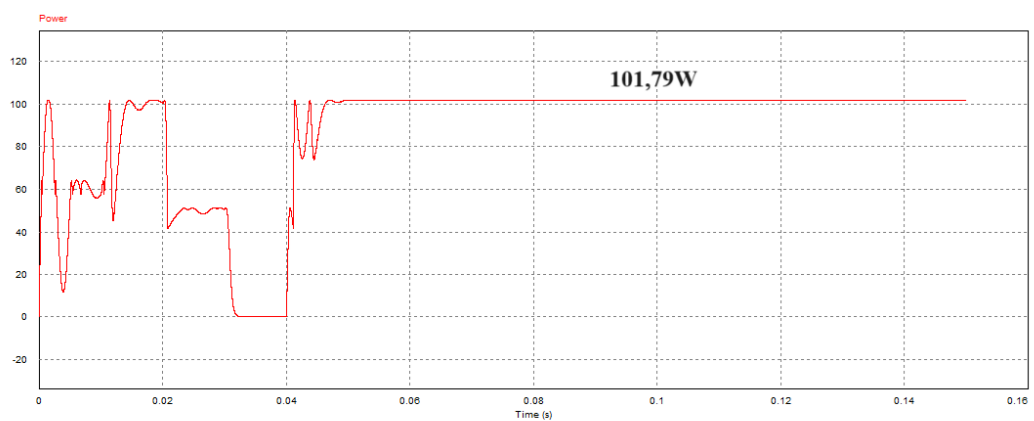
Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 43 – MPPT no cenário 4



Fonte: Elaborado pelo o autor

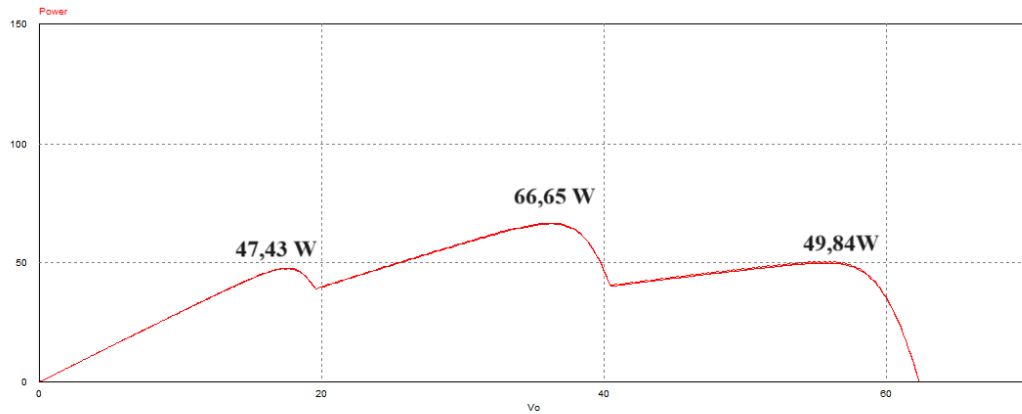
Figura 44 – GMPPT no cenário 4



Fonte: Elaborado pelo o autor

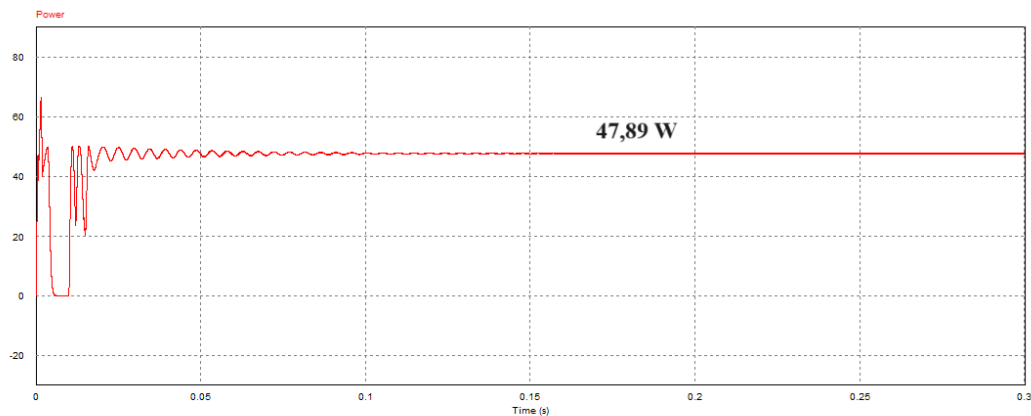
No cenário 4, com módulos sob irradiâncias diferentes, surgem três máximos, conforme mostrado na Figura 42. As Figuras 44 e 43 mostram que o GMPPT desempenho melhor que o MPPT PeO, pois enquanto o MPPT PeO ficou preso em um máximo local de  $48,24W$ , o GMPPT identificou o máximo global de  $101,79W$ , isso representa um ganho de 111,01%.

Figura 45 – Curva PV no cenário 5



Fonte: Elaborado pelo o autor

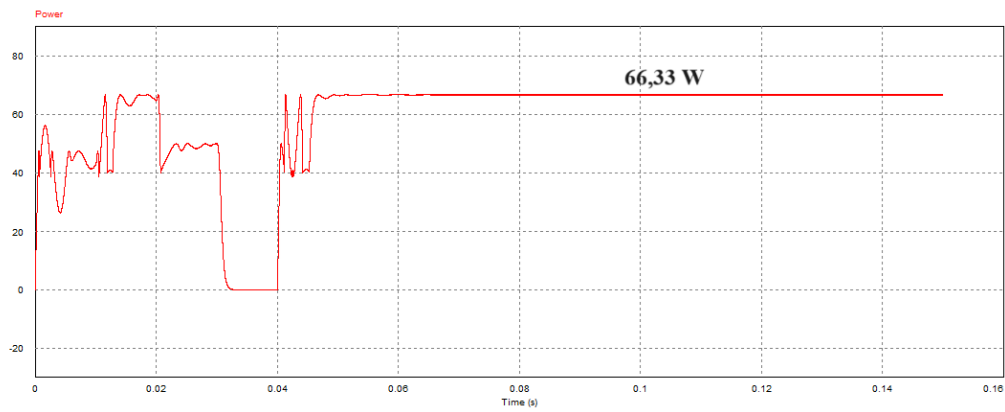
Figura 46 – MPPT no cenário 5



Fonte: Elaborado pelo o autor

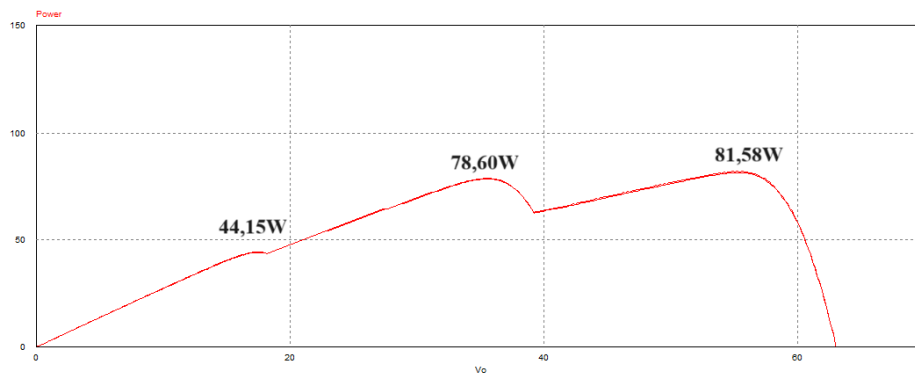
No cenário 5 há três irradiâncias diferentes. Como podemos observar na Figura 45, há o surgimento de 3 picos, um representa o pico global da curva PV, enquanto os outros representam os picos locais. Pelas Figuras 46 e 47 pode-se observar que o algoritmo GMPPT teve um desempenho melhor que o MPPT PeO, isto é, enquanto o MPPT PeO ficou preso em um dos máximos locais,  $47,59W$ , o algoritmo GMPPT foi capaz de identificar qual era o máximo global,  $66,33W$ . O ganho de desempenho do uso do método proposto foi de 38,51%.

Figura 47 – GMPPT no cenário 5



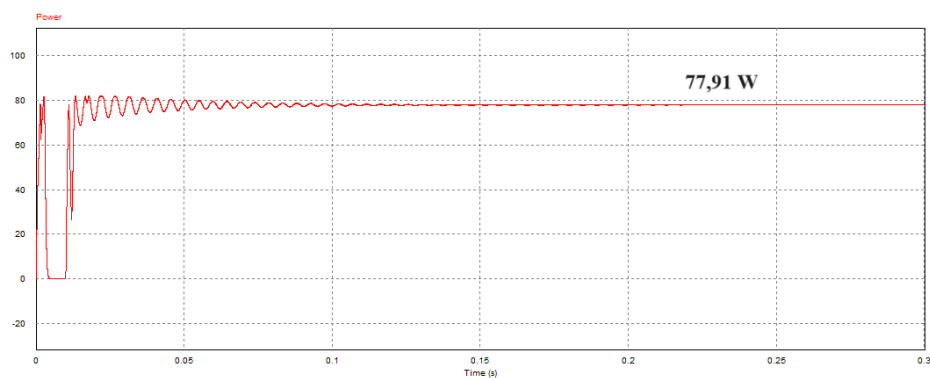
Fonte: Elaborado pelo o autor

Figura 48 – Curva PV no cenário 6



Fonte: Elaborado pelo o autor

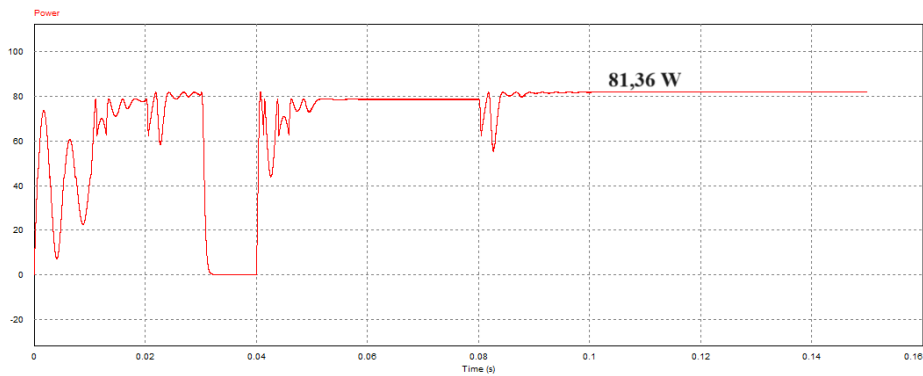
Figura 49 – MPPT no cenário 6



Fonte: Elaborado pelo o autor

No cenário 6, como ilustrado na Figura 48, surgem três pontos de máxima potência, um representando o pico global da curva PV, enquanto os outros representam picos locais. As Figuras 49 e 50 demonstram que o algoritmo GMPPT apresentou um desempenho superior ao

Figura 50 – GMPPT no cenário 6



Fonte: Elaborado pelo o autor

MPPT PeO. Enquanto o MPPT PeO permaneceu preso em um dos máximos locais,  $77,91\text{ W}$ , o algoritmo GMPPT foi capaz de identificar o máximo global,  $81,36\text{ W}$ . O ganho de desempenho do uso do método proposto foi de  $4,42\%$ .

A partir das simulações de cada cenário montou-se a Tabela 5. Nela verifica-se o resultado do desempenho do método GMPPT proposto em comparação com método MPPT tradicional em todos os cenários propostos. Esses valores são ilustrados nas Figuras 32 a 50.

Tabela 5 – Potência gerada pela a MPPT PeO e a GMPPT em comparativo com a potência máxima

Cenário	MPPT	GMPPT	GMPP	Ganho do GMPPT sobre o PeO
1	17,94 W	128,32 W	128,65 W	615,31 %
2	0 W	64,37 W	64,28 W	-
3	96,24 W	98,74 W	98,60 W	2,59 %
4	48,24 W	101,79 W	101,71 W	111,01 %
5	47,89 W	66,33 W	66,65 W	38,51 %
6	77,91 W	81,36 W	81,58 W	4,42%

Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados do experimentos demonstraram que, em condições de sombreamento parcial severo, a discrepância entre a potência obtida pelo sistema MPPT PeO tradicional e a potência obtida pelo sistema GMPPT proposto é significativamente maior. Isso evidencia a limitação do MPPT PeO em identificar o ponto de máxima potência global (MPP) quando há uma grande variabilidade de irradiância entre os módulos, como visto nos cenários 1, 2, 4 e 5.

Mesmo em cenários onde a diferença de potência não foi tão grande o MPPT PeO ainda apresentou resultados consideravelmente inferiores ao GMPPT, cenário 6. Em todos os casos, o GMPPT se mostrou mais eficiente ao se aproximar do MPP real da string de módulos

fotovoltaicos, maximizando a extração de energia.

Além disso, em cenários como o 4 e o 5, onde existem três picos de potência e o maior deles está no centro da curva, o MPPT PeO ficou preso no primeiro máximo relativo que encontrou. Isso ressalta a ineficácia do MPPT PeO em situações com múltiplos picos de potência.

Outro ponto importante é que o sistema GMPPT proposto apresentou uma velocidade menor do que o MPPT PeO para atingir a estabilidade. Isso ocorre porque o método GMPPT realiza uma análise dos pontos de potência possíveis e determina entre eles qual gera a melhor produção de energia.

Esses resultados destacam a superioridade do GMPPT em condições de sombreamento parcial, oferecendo uma abordagem mais robusta e eficaz para a maximização da extração de energia em sistemas fotovoltaicos.

## 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho investiga o impacto do sombreamento parcial no desempenho de sistemas fotovoltaicos que utilizam o algoritmo Perturba e Observa para o rastreamento do ponto de máxima potência. Adicionalmente, é apresentado um algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência global, com o objetivo de mitigar os efeitos adversos desse fenômeno. Esse algoritmo é implementado em um sistema FV com dois estágios de conversão.

O algoritmo GMPPT apresentado estima de maneira aproximada e eficiente a localização dos potenciais picos de potência na curva característica de um arranjo fotovoltaico. Diferentemente da técnica de MPPT Perturba e Observa, o algoritmo GMPPT evita ficar restrito a picos locais na curva PV.

O método GMPPT foi implementado em um sistema fotovoltaico no ambiente de simulação PSIM, possibilitando a avaliação de seu desempenho em seis diferentes cenários de sombreamento parcial. Durante os testes simulados, foi dada especial atenção aos cenários com dois picos de potência (cenários 1, 2 e 3), onde o algoritmo GMPPT apresentou um ganho de desempenho superior a seis vezes em relação ao método PeO, com destaque para o cenário 1, que registrou um aumento de potência de 615,31%. Nos demais cenários, onde se verificou três picos de potência, o GMPPT também demonstrou um desempenho significativamente superior, com ganhos superiores a duas vezes em comparação ao PeO, como observado no cenário 4, que obteve um aumento de potência de 111,01%.

O estudo realizado demonstra a eficácia do algoritmo GMPPT em melhorar significativamente o desempenho de sistemas fotovoltaicos sob condições de sombreamento parcial. Ao superar as limitações da técnica tradicional de MPPT Perturba e Observa, o GMPPT mostrou-se capaz de evitar a fixação em picos locais e, em vez disso, identificar de maneira eficiente os picos globais de potência, resultando em ganhos expressivos de desempenho. A implementação em um ambiente de simulação robusto, como o PSIM, reforça a aplicabilidade do método em cenários reais, destacando-se como uma solução promissora para otimizar a eficiência energética de sistemas fotovoltaicos em condições adversas.

### 5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Sugere-se para trabalhos futuros:

- Comparar o desempenho do algoritmo apresentado frente a outros métodos de MPPT;

- Implementação do segundo estágio de conversão, sincronizando o sistema FV para injeção na rede elétrica;
- Implementação experimental do algoritmo;
- Desenvolver um sistema adaptativo que permita ao próprio algoritmo coletar o valor de tensão de circuito aberto do módulo;
- Analisar viabilidade econômica da utilização do GMPPT em larga escala;

## REFERÊNCIAS

- AHMED, J.; SALAM, Z. An improved method to predict the position of maximum power point during partial shading for pv arrays. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 11, n. 6, p. 1378–1387, 2015.
- BUENO, P. H. Modelagem analítica e numérica semiempírica de células fotovoltaicas. Universidade Federal de Minas Gerais, 2016.
- BUSO, S.; MATTAVELLI, P. **Digital Control in Power Electronics**. [S. l.: s. n.], 2006. v. 1.
- CARNEIRO, R. K.; POMILIO, J. A.; VARGAS, T. V. Desenvolvimento de traçador de curva iv portátil para caracterização de arranjos fotovoltaicos até 400v e 10a. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. [S. l.: s. n.], 2018.
- CARVALHO, A. L. C. de. Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas. Universidade Federal de Minas Gerais, 2014.
- COSTA, P. R. M. Desenvolvimento e análise de um sistema multifatorial fotovoltaico-filtro ativo de potência de estágio único submetido a sombreamento parcial e carga não linear. Universidade Federal do Ceará, 2019.
- ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, n. 2, p. 439–449, 2007.
- HART, D. W. **Eletrônica de potência: análise e projetos de circuitos**. [S. l.]: McGraw Hill Brasil, 2016.
- International Energy Agency. **Solar PV**. 2023. Accessed: 2024-08-26. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>.
- JUNIOR, L. A. P. Desenvolvimento e caracterização de um simulador solar contínuo para módulos fotovoltaicos com traçador de curvas iv automatizado. 2023.
- KYOCERA. **KC65T High Efficiency Multicrystal Photovoltaic Module Datasheet**. Accessed: 2024-06-04. Disponível em: <https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/KC65T.pdf>.
- MARKVART, T.; CASTAÑER, L. **Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications**. [S. l.]: Elsevier, 2003.
- MEDEIROS, L. T. P. Proposta de controle do sistema de geração de energia fotovoltaica conectada à rede elétrica. 2019.
- MESSENGER, R.; VENTRE, J. **Photovoltaic Systems Engineering, Hoboken**. [S. l.]: NJ: Wiley Interscience, 2003.
- MOREIRA, A. B.; BARROS, T. A. S.; TEIXEIRA, V. S. C.; FILHO, E. R. Metodologia e projeto de controle de potências para geração eólica e filtragem de corrente harmônica com gerador de indução duplamente alimentado. In: **CBA2016 - XXI Congresso Brasileiro de Automática**. [S. l.: s. n.], 2016.
- MOTA, P. V. d. S. Desenvolvimento de um inversor para aplicações fotovoltaicas com mppt integrado. Universidade do Minho, 2013. Disponível em: <https://hdl.handle.net/1822/42025>.

OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno**. [S. l.]: Pearson Education do Brasil, 2003.

**ANEXO A – DATASHEET KYOCERA KC65T**

As informações técnicas do modulo utilizado pode ser visto a seguir.

THE NEW VALUE FRONTIER



# KC65T

HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULE



## HIGHLIGHTS OF KYOCERA PHOTOVOLTAIC MODULES

Kyocera's advanced cell processing technology and automated production facilities produce a highly efficient multicrystal photovoltaic modules.

The conversion efficiency of the Kyocera solar cell is over 16%

These cells are encapsulated between a tempered glass cover

and a pottant with back sheet to provide efficient protection from the severest environmental conditions.

The entire laminate is installed in an anodized aluminum frame to provide structural strength and ease of installation.



## APPLICATIONS

Microwave / Radio repeater stations  
Electrification of villages in remote areas  
Medical facilities in rural areas  
Power source for summer vacation homes  
Emergency communication systems  
Water quality and environmental data monitoring systems  
Navigation lighthouses, and ocean buoys

Pumping systems for irrigation, rural water supplies and livestock watering  
Aviation obstruction lights  
Cathodic protection systems  
Desalination systems  
Recreational vehicles  
Railroad signals  
Sailboat charging systems  
etc.

## QUALIFICATIONS

**MODULE :** UL 1703 certified  
Hazardous Locations Class I, Div 2, Groups A, B, C and D

**FACTORY :** ISO9001 and ISO 14001

## QUALITY ASSURANCE

Kyocera multicrystal photovoltaic modules have passed the following tests.

Thermal cycling test Thermal shock test Thermal / Freezing and high humidity cycling test Electrical isolation test  
Hail impact test Mechanical, wind and twist loading test Salt mist test Light and water-exposure test Field exposure test

## LIMITED WARRANTY

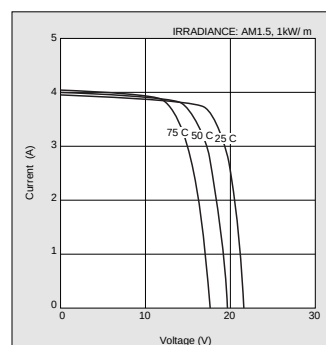
1 year limited warranty on material and workmanship

20 years limited warranty on power output: For detail, please refer to "category IV" in Warranty issued by Kyocera

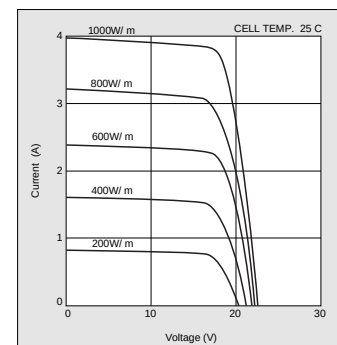
(Long term output warranty shall warrant if PV Module(s) exhibits power output of less than 90% of the original minimum rated power specified at the time of sale within 10 years and less than 80% within 20 years after the date of sale to the Customer. The power output values shall be those measured under ~~standard~~ measurement conditions. Regarding the warranty conditions in detail, please refer to Warranty issued by Kyocera)

## ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KC65T at various cell temperatures



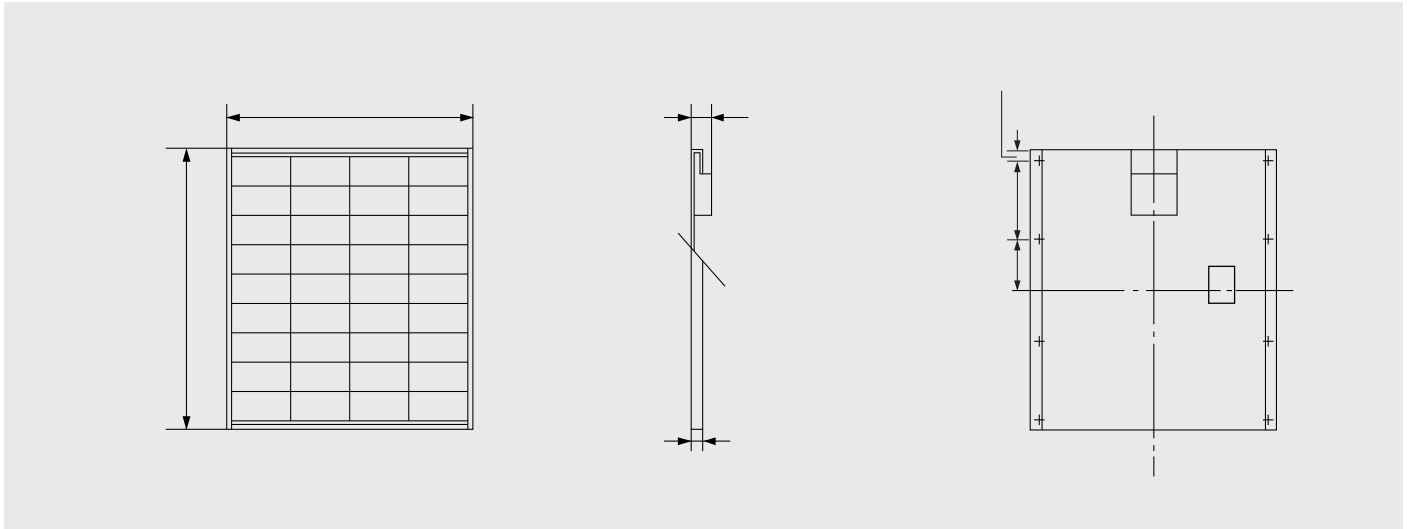
Current-Voltage characteristics of Photovoltaic Module KC65T at various irradiance levels



MODEL  
KC65T

**Physical Specifications**

Unit : mm



**Specifications**

Electrical Performance under Standard Test Conditions (*STC)	
Maximum Power (Pmax)	
Maximum Power Voltage (Vmpp)	
Maximum Power Current (Impp)	
Open Circuit Voltage (Voc)	
Short Circuit Current (Isc)	
Max System Voltage	
Temperature Coefficient of Voc	
Temperature Coefficient of Isc	

\*STC : Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, AM1.5 spectrum, module temperature 25

Electrical Performance at 800W/m <sup>2</sup> , NOCT, AM1.5	
Maximum Power (Pmax)	
Maximum Power Voltage (Vmpp)	
Maximum Power Current (Impp)	
Open Circuit Voltage (Voc)	
Short Circuit Current (Isc)	

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): 47

Cells	
Number per Module	

Module Characteristics		
Length	Width	Depth
Weight		

Junction Box Characteristics		
Length	Width	Depth
IP Code		

Reduction of Efficiency under Low Irradiance	
Reduction	

Reduction of efficiency from an irradiance of 1000W/m<sup>2</sup> to 200W/m<sup>2</sup> (module temperature 25 )

Please contact our office for further information



**KYOCERA Corporation**

**KYOCERA Corporation Headquarters**

CORPORATE SOLAR ENERGY DIVISION  
6 Takeda Tobadono-cho  
Fushimi-ku, Kyoto  
612-8501, Japan  
TEL:(81)75-604-3476 FAX:(81)75-604-3475  
<http://www.kyocera.com>

**KYOCERA Solar, Inc.**

7812 East Acoma Drive  
Scottsdale, AZ 85260, USA  
TEL:(1)480-949-8003 or (800)223-9580 FAX:(1)480-483-6431  
<http://www.kyocerasolar.com>

**KYOCERA Solar do Brasil Ltda.**

Av. Guignard 661, Loja A  
22790-200, Recreio dos Bandeirantes, Rio de Janeiro, Brazil  
TEL:(55)21-2437-8525 FAX:(55)21-2437-2338  
<http://www.kyocerasolar.com.br>

**KYOCERA Solar Pty Ltd.**

Level 3, 6-10 Talavera Road, North Ryde  
N.S.W. 2113, Australia  
TEL:(61)2-9870-3948 FAX:(61)2-9888-9588  
<http://www.kyocerasolar.com.au>

**KYOCERA Fineceramics GmbH**

Fritz Muller strasse 107, D-73730 Esslingen, Germany  
TEL:(49)711-93934-917 FAX:(49)711-93934-950  
<http://www.kyocerasolar.de/>

**KYOCERA Asia Pacific Pte. Ltd.**

298 Tiong Bahru Road, #13-03/05  
Central Plaza, Singapore 168730  
TEL:(65)6271-0500 FAX:(65)6271-0600

**KYOCERA Asia Pacific Ltd.**

Room 801-802, Tower 1 South Seas Centre, 75 Mody Road,  
Tsimshatsui East, Kowloon, Hong Kong  
TEL:(852)2-7237183 FAX:(852)2-7244501

**KYOCERA Asia Pacific Ltd. Taipei Office**

10 Fl., No.66, Nanking West Road, Taipei, Taiwan  
TEL:(886)2-2555-3609 FAX:(886)2-2559-4131

**KYOCERA(Tianjin) Sales & Trading Corporation**

19F, Tower C HeQiao Building 8A GuangHua Rd.,  
Chao Yang District, Beijing 100026, China  
TEL:(86)10-6583-2270 FAX:(86)10-6583-2250