

**UNIVERSIDADE DE TAUBATÉ**

**Edson de Paula Carvalho**

**UMA NOVA ABORDAGEM DE RASTREAMENTO DO  
PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM PAINÉIS  
FOTOVOLTAICOS**

**Taubaté – SP**

**2012**

**Edson de Paula Carvalho**

**UMA NOVA ABORDAGEM DE RASTREAMENTO DO  
PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM PAINÉIS  
FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada para obtenção do Título de Mestre pelo Curso de Mestrado em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Taubaté.

Área de Concentração: Automação Industrial.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Paulo Leite do Prado

Co-orientador: Prof. Dr. João Bosco Gonçalves

**Taubaté – SP**

**2012**

Carvalho, Edson de Paula

Uma Nova Abordagem de Rastreamento do Ponto de máxima Potência em Painéis Fotovoltaicos / Edson de Paula Carvalho. - 2012.

133f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade de Taubaté, Departamento de Engenharia Mecânica, 2012.

Orientação: Prof. Dr. Pedro Paulo Leite do Prado, Departamento de Engenharia Mecânica.

1. Energia fotovoltaica. 2. Controle. 3. Rastreamento do Ponto de Máxima. Potência I. Título.

**EDSON DE PAULA CARVALHO**

**UMA NOVA ABORDAGEM DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA  
POTÊNCIA EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada para obtenção  
do Título de Mestre pelo Curso de  
Mestrado em Engenharia Mecânica do  
Departamento de Engenharia Mecânica  
da Universidade de Taubaté.

Área de Concentração: Automação  
Industrial.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Paulo Leite do  
Prado

Co-orientador: Prof. Dr. João Bosco  
Gonçalves

Data: \_\_\_\_\_

Resultado: \_\_\_\_\_

**BANCA EXAMINADORA**

Prof. Dr. Pedro Paulo Leite do Prado

Universidade de Taubaté

Assinatura \_\_\_\_\_

Prof. Dr. João Bosco Gonçalves

Universidade de Taubaté

Assinatura \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Francisco Antonio Lotufo

Universidade Estadual Paulista

Assinatura \_\_\_\_\_

Dedico este trabalho a minha esposa Maria Fernanda que foi a grande incentivadora desta empreitada. Aos meus filhos Maria Eduarda e Paulo Vitor que apesar da pouca idade souberam compreender meus momentos de ausência. A minha mãe Ana Lêda com todo seu apoio.

## **AGRADECIMENTOS**

À minha família por todo apoio e dedicação.

Ao meu orientador Prof. Dr. Pedro Paulo Leite do Prado, pelo incentivo e interesse com que orientou este trabalho. Antes de tudo, um grande amigo.

Aos colegas da UNITAU: Gil Augusto de Carvalho, Orlando Moreira Guedes Junior e Rodrigo Jorge Alvarenga, pelos bons momentos de convivência.

Ao coordenador Prof. Dr. João Bosco Gonçalves, pelo apoio durante esta empreitada.

Ao meu amigo da Oi, Sérgio Cabral Delphim, pelo apoio profissional.

À secretaria de pós-graduação da UNITAU, representada pela simpatia e atenção da Helena.

À UNITAU (Universidade de Taubaté) pela formação.

Ao UniFOA (Centro Universitário de Volta Redonda) pelo apoio financeiro e constante incentivo ao meu crescimento profissional.

A todos que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

O rio atinge os seus objetivos porque aprendeu a contornar obstáculos.

André Luiz.

## RESUMO

A energia fotovoltaica oferece conhecidas vantagens, entretanto, ainda deve vencer alguns desafios, principalmente a baixa eficiência de conversão dos painéis fotovoltaicos. Além do desenvolvimento de novos materiais, ainda continua muito importante aumentar a eficiência de conversão através da maximização da entrada de radiação solar e da otimização do ponto de operação do painel fotovoltaico. Este trabalho apresenta uma nova abordagem de rastreamento do ponto de máxima potência, adequada a qualquer configuração de conversores e capaz de seguir as rápidas mudanças de insolação e temperatura. É um método de “perturbação e observação” que mede apenas a corrente de saída do painel e que mantém a perfeita busca do ponto de máxima potência, mesmo durante as bruscas variações atmosféricas, com o simples emprego de “flags”. O trabalho apresenta ainda, como objetivo secundário, informações básicas a respeito de sistemas fotovoltaicos: células, painéis, conversores e suas técnicas de controle. O desempenho das simulações utilizando o software Matlab<sup>®</sup> foram muito bons, confirmando a robustez, simplicidade, rápida convergência e facilidade de implementação do algoritmo.

**Palavras-chave:** Energia. Energia fotovoltaica. Controle. Rastreamento do Ponto de Máxima Potência.



## ABSTRACT

The photovoltaic energy offers known advantages, however, it has yet to overcome some challenges, mainly the low efficiency of conversion of the photovoltaic panels. Besides the development of new materials, it still continues very important to increase the conversion efficiency through the maximization of the input solar radiation and the optimization of the photovoltaic panel operating point. This work presents a new approach for tracking the maximum power point, appropriate for any configuration of converters and capable to follow the fast changes in irradiance and temperature. It is a method of "perturbation and observation" that measures only the panel output current and that maintains a perfect search of the maximum power point, even during abrupt atmospheric variations, by simply using flags. The work still presents, as secondary objective, basic information regarding photovoltaic systems: cells, panels, converters and their control techniques. The performance of the simulations using the software Matlab<sup>®</sup> proved to be very good, confirming the robustness, simplicity, rapid convergence and ease of implementation of the algorithm.

**Key-words:** Energy. Photovoltaic Energy. Control. Maximum Power Point Tracking.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Inclinações do PV Recomendadas pelo Fabricante.....	31
Tabela 2.2 - Redução da irradiância pelos efeitos atmosféricos .....	34
Tabela 2.3 - Variáveis do modelo de simulação do PV .....	57
Tabela 2.4 - Métodos de rastreamento do MPP.....	71
Tabela 4.1 - Valores de referência para painel fotovoltaico HG135.....	97

## LISTA DE ABREVIATURAS

AM – Air mass

CC - Corrente contínua

CPV - Concentration Photovoltaic

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

EVA - Etil Vinil Acetato

HCPV - High Concentration Photovoltaic

MIT - Massachusetts Institute of Technology

MODIS - Moderate-Resolution Imaging Spectroradiometer

MPP - Maximum Power Point

MPPT - Maximum Power Point Tracking

MWp - Megawatt pico

NREL - National Renewable Energy Laboratory

PV - Painele Fotovoltaico

PVF - Polyvynil Fluoride Film

## LISTA DE FIGURAS DO TEXTO

Figura 1.1 - Matriz energética, participação das fontes renováveis.....	18
Figura 1.2 - Evolução do consumo mundial de energia.....	18
Figura 1.3 - Mapa da Insolação no Brasil.....	20
Figura 2.1 - Distribuição espectral da irradiância solar.....	29
Figura 2.2 - Componentes da radiação solar.....	29
Figura 2.3 - Coordenadas solares (azimute e altitude) e ângulo do zênite solar em relação a um ponto fixo da Terra.....	30
Figura 2.4 - Ângulos do PV em relação à Terra e ao Sol.....	31
Figura 2.5 - Variação da massa de ar ao longo do ano na latitude de 39° N.....	34
Figura 2.6 - Translação da Terra em torno do Sol e declividade solar.....	35
Figura 2.7 - Trajetória do Sol durante o dia nas estações do ano para o hemisfério norte.....	36
Figura 2.8 - Exemplos de célula, módulo e painel fotovoltaico.....	37
Figura 2.9 - HCPV ( <i>High concentration photovoltaic</i> ): concentração de radiação solar direta em uma célula fotovoltaica através de uma lente de Fresnel.....	42
Figura 2.10 - Seguidor solar para HCPV.....	43
Figura 2.11 - Evolução das células solares desde 1970.....	44
Figura 2.12 - Diodo de <i>bypass</i> .....	46
Figura 2.13 - Diodo de bloqueio.....	47
Figura 2.14 - Curva característica I x V típica de uma célula de silício.....	48
Figura 2.15 - Curva típica de potência versus tensão para a célula de silício.....	49
Figura 2.16 - Curvas I x V e P x V: parâmetros de potência máxima.....	49
Figura 2.17 - Efeito causado pela irradiância na curva característica I x V na temperatura de 25°C.....	51
Figura 2.18 - Efeito causado pela temperatura da célula na curva característica I x V para uma irradiância de 1000 W/m <sup>2</sup> .....	52
Figura 2.19 - Modelo equivalente do painel fotovoltaico.....	52
Figura 2.20 - Efeito da resistência $r_s$ sobre a característica corrente-tensão da célula fotovoltaica com $r_p$ tendendo para infinito.....	53

Figura 2.21 - Efeito da resistência $r_p$ sobre a característica corrente-tensão da célula fotovoltaica para $r_s$ nula.....	54
Figura 2.22 - Característica $V_{PV} \times I_{PV}$ obtida pelo Matlab <sup>®</sup> , tendo como parâmetro a temperatura, para $G= 1.000 \text{ W/m}^2$ .....	58
Figura 2.23 - Característica $V_{PV} \times I_{PV}$ obtida pelo Matlab <sup>®</sup> , tendo como parâmetro a irradiância $G$ , à temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .....	59
Figura 2.24 - Característica $P_{PV} \times I_{PV}$ obtida pelo Matlab <sup>®</sup> , tendo como parâmetro a irradiância $G$ , à temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .....	59
Figura 2.25 - Controlador do ponto de máxima potência MPP.....	60
Figura 2.26 - Modelo do método da tensão constante.....	62
Figura 2.27 - Fluxograma do método da perturbação e observação.....	63
Figura 2.28 - Fluxograma do método da condutância incremental.....	64
Figura 2.29 - Modelo do método Beta.....	65
Figura 2.30 - Modelo do método da oscilação do sistema.....	66
Figura 2.31 - Modelo do método da correlação de ripple.....	67
Figura 2.32 - Modelo do método da lógica <i>fuzzy</i> .....	68
Figura 2.33 - Exemplo de rede neural para o método.....	69
Figura 2.34 - Algoritmo do método de subida no morro.....	70
Figura 2.35 - Chaveamento da tensão $V$ sobre uma carga $R$ .....	73
Figura 2.36 - Resistência de carga enxergada pela fonte $V$ em função do ciclo de trabalho.....	74
Figura 2.37 - Variação do ciclo de trabalho.....	75
Figura 2.38 - Circuito de PWM.....	75
Figura 3.1 - Algoritmo do MPPT proposto.....	78
Figura 3.2 - Rastreamento do MPP sob mudanças bruscas da insolação.....	81
Figura 3.3 - Diagrama de estados do MPP com casos de transições entre curvas de potência mostrados na Figura 3.2.....	82
Figura 3.4 - Número de iterações necessárias para a convergência.....	84
Figura 3.5 - Tempo de convergência ao MPP.....	85
Figura 3.6 - Potências $P_R$ e $P_{MPP}$ para $\Delta V = 1 \text{ V}$ .....	87
Figura 3.7 - Potências $P_R$ e $P_{MPP}$ para $\Delta V = 0,5 \text{ V}$ .....	87
Figura 3.8 - Potências $P_R$ e $P_{MPP}$ para $\Delta V = 0,1 \text{ V}$ .....	88
Figura 3.9 - Potências $P_R$ e $P_{MPP}$ para $\Delta V = 0,05 \text{ V}$ .....	88
Figura 3.10 - Potências $P_R$ e $P_{MPP}$ para $\Delta V = 0,01 \text{ V}$ .....	88

Figura 3.11 - Erro de rastreamento da potência de saída para $\Delta V = 1V$ .....	90
Figura 3.12 - Erro de rastreamento da potência de saída para $\Delta V = 0,5 V$ .....	90
Figura 3.13 - Erro de rastreamento da potência de saída para $\Delta V = 0,1 V$ .....	90
Figura 3.14 - Erro de rastreamento da potência de saída para $\Delta V = 0,05 V$ .....	91
Figura 3.15 - erro de rastreamento da potência de saída para $\Delta V = 0,01V$ .....	91
Figura 3.16 - potência de saída para $\epsilon = 0,01$ e $\delta = 0,001 W$ .....	92
Figura 3.17 - Erro de rastreamento para $\epsilon = 0.01$ e $\delta = 0.001 W$ .....	92
Figura 3.18 - Potência de saída para $\epsilon = 0,005$ e $\delta = 0,0005 W$ .....	93
Figura 3.19 - Erro de rastreamento para $\epsilon = 0,005$ e $\delta = 0,0005 W$ .....	93
Figura 3.20 - Potência de saída para $M = 3$ .....	94
Figura 3.21 - Erro de rastreamento para $M = 3$ .....	94
Figura 4.1 - Gráfico potência x número de iterações para $G=1.000 W/m^2$ e $T=25^{\circ}C$ ..	95
Figura 4.2 - Comportamento do algoritmo face às variações climáticas.....	97

### LISTA DE FIGURAS DO APÊNDICE C

Figura C.1 - Bandas de condução e de valência de um isolante, semicondutor e condutor.....	109
Figura C.2 - Impureza de boro (B) no material tipo P.....	111
Figura C.3 - Impureza de antimônio (Sb) no material tipo N.....	112
Figura C.4 - Junção PN sem polarização externa.....	112
Figura C.5 - Junção PN.....	113
Figura C.6 - Estrutura de uma célula fotovoltaica de silício.....	114

### LISTA DE FIGURAS DO APÊNDICE D

Figura D.1 - Conversor abaixador ( <i>buck</i> ).....	115
Figura D.2 - Corrente no indutor do circuito da Figura D.1.....	116

Figura D.3 - Formas de onda no conversor <i>buck</i> .....	117
Figura D.4 - Função de transferência do conversor abaixador ( <i>buck</i> ).....	119
Figura D.5 - Circuito prático de um conversor abaixador ( <i>buck</i> ).....	119
Figura D.6 - Ripple no conversor abaixador ( <i>buck</i> ) da Figura D.6.....	121
Figura D.7 - Circuito do conversor elevador ( <i>boost</i> ).....	122
Figura D.8 - Formas de onda no conversor elevador ( <i>boost</i> ).....	122
Figura D.9 - Função de transferência do conversor elevador ( <i>boost</i> ).....	124
Figura D.10 - Circuito prático do conversor elevador ( <i>boost</i> ).....	124
Figura D.11 - Conversor <i>buck/boost</i> .....	126
Figura D.12 - Formas de Onda no Conversor <i>buck/boost</i> .....	126
Figura D.13 - Função de Transferência do Conversor <i>buck/boost</i> .....	127
Figura D.14 - Circuito Prático de um Conversor <i>buck/boost</i> .....	128
Figura D.15 - Conversor não isolado ( <i>cúk</i> ).....	129
Figura D.16 - Função de transferência do conversor não isolado ( <i>cúk</i> ).....	130
Figura D.17 - topologia <i>flyback</i> .....	131

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	17
1.1 ENERGIAS RENOVÁVEIS: CENÁRIO ATUAL.....	17
1.2 COLOCAÇÃO DO PROBLEMA.....	21
1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO.....	23
1.4 JUSTIFICATIVA.....	24
1.5 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	25
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	26
<b>2 FUNDAMENTOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS</b> .....	27
2.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	27
<b>2.1.1 Radiação solar</b> .....	27
<b>2.1.2 A irradiação solar no PV</b> .....	30
<b>2.1.3 Influência da massa de ar AM na irradiância global G</b> .....	32
<b>2.1.4 Outras causas de redução da irradiância na atmosfera</b> .....	34
<b>2.1.5 Declividade solar</b> .....	35
2.2 ESTRUTURA FOTOVOLTAICA.....	37
<b>2.2.1 Células fotovoltaicas</b> .....	38
<b>2.2.2 Descrição do módulo fotovoltaico</b> .....	44
2.3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS CÉLULAS E MÓDULOS.....	47
2.5 EFEITO DA IRRADIÂNCIA E DA TEMPERATURA NAS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS.....	50
2.5 MODELO EQUIVALENTE DO PAINEL FOTOVOLTAICO.....	52
2.6 PRINCIPAIS ALGORITMOS PARA RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA.....	60
<b>2.6.1 Método da razão cíclica fixa</b> .....	61
<b>2.6.2 Método da tensão constante</b> .....	62
<b>2.6.3 Método da perturbação e observação (P&amp;O)</b> .....	62
<b>2.6.4 Método da condutância incremental</b> .....	64
<b>2.6.5 Método Beta</b> .....	65
<b>2.6.6 Método oscilação do sistema</b> .....	66
<b>2.6.7 Método da correlação de <i>ripple</i></b> .....	66
<b>2.6.8 Método por lógica <i>fuzzy</i> (nebulosa)</b> .....	67



2.6.9 Método por rede neural.....	68
2.6.10 Método da Subida no Morro (HC - Hill Climbing ).....	69
2.7 CONVERSORES CC / CC.....	72
2.7.1 Princípio geral de funcionamento.....	72
2.7.2 Tensão, corrente e potência médias de saída de um conversor CC/CC.....	72
2.7.3 Resistência equivalente “vista” pela fonte.....	74
2.7.5 Modulação PWM.....	75
<b>3 PROJETO DO RASTREADOR DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA E RESULTADOS.....</b>	<b>77</b>
3.1 ALGORITMO DO MPPT PROPOSTO.....	77
3.1.1 Variáveis de programação.....	77
3.1.2 Descrição do algoritmo.....	78
3.2 ETAPAS DAS SIMULAÇÕES DO ALGORITMO PROPOSTO.....	83
3.3 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES.....	84
3.3.1 Número de iterações necessárias para convergência.....	84
3.3.2 Tempo de convergência.....	85
3.3.3 Avaliação da eficiência do algoritmo.....	86
3.3.3.1 Potência de saída em função de $\Delta V$ .....	86
3.3.3.2 Erros da potência de saída do rastreamento em relação à do MPP.....	89
3.3.3.3 Potência de saída em função de $\epsilon$ e $\delta$ .....	92
3.3.3.4 Potência de saída em função de $M$ .....	93
<b>4 CONCLUSÕES.....</b>	<b>95</b>
4.1 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	95
4.2 CONCLUSÕES.....	98
4.3 SUGESTÕES PARA CONTINUIDADE DA PESQUISA.....	99
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>100</b>
<b>APÊNDICE A - ROTINA PAINEL, SIMULAÇÃO DO PAINEL FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>104</b>
<b>APÊNDICE B - ROTINA DE RASTREAMENTO DO MPP.....</b>	<b>106</b>
<b>APÊNDICE C - EFEITO FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>109</b>
<b>APÊNDICE D - TIPOS DE CONVERSORES.....</b>	<b>115</b>
D.1 TIPOS DE CONVERSORES.....	115
D.1.1 Conversor abaixador ou conversor <i>buck</i> .....	115
D.1.2 Conversor elevador ou conversor <i>boost</i> .....	121
D.1.3 Conversor abaixador/elevador ou conversor <i>buck/boost</i> .....	125

D.2 OUTROS TIPOS DE CONVERSORES.....	129
D.3 VANTAGENS E LIMITAÇÕES DOS CONVERSORES CHAVEADOS.....	131
<b>ANEXO A – PAINEL FOTOVOLTAICO HG315 DA SOLARTERRA.....</b>	<b>132</b>

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 ENERGIAS RENOVÁVEIS: CENÁRIO ATUAL

Os recursos energéticos renováveis oferecem muitas vantagens para um mundo carente de energia. Eles podem ser usados de muitas maneiras, gerando problemas ambientais mínimos e despertam um particular interesse para países em desenvolvimento, cujas taxas de crescimento econômico são seriamente comprometidas pelos altos custos da energia. O potencial oferecido por estes recursos é imenso.

Considerando suas vantagens pode-se perguntar por que as energias renováveis são relativamente subutilizadas.

A primeira razão é *econômica*, especialmente quando o custo da geração de energia renovável é comparado com o dos combustíveis comerciais de baixo preço. Os custos das energias renováveis caíram consideravelmente nas últimas duas décadas, mas outros fatores limitam a ampliação da sua utilização.

Ainda existem incertezas técnicas e econômicas, inadequação da documentação e da avaliação dos diversos projetos desenvolvidos globalmente, escassez de estratégias governamentais coerentes e ceticismo puro e simples por parte de muitos. Todos esses fatores são obstáculos para o emprego em larga escala de energias renováveis.

Também existem dificuldades relativas ao armazenamento de energia, complicadas pelo fato de que os recursos são difusos e dependem do tempo e do clima.

Todavia, as fontes de energia renováveis continuarão disponíveis por muito tempo depois dos nossos combustíveis fósseis se esgotarem. Muitos projetos procuram diversificar suas fontes de abastecimento e, assim, a energia eólica e a fotovoltaica muitas vezes são empregadas como soluções complementares. Sua flexibilidade e sua reduzida necessidade de espaço permitem que elas sejam implantadas muito rapidamente para satisfazer as crescentes demandas.

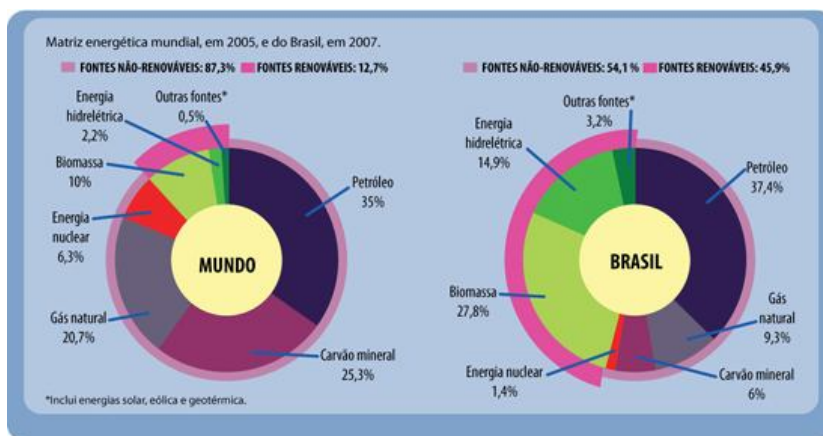


Figura 1.1 - Matriz energética, participação das fontes renováveis (GIANSANTI, 2010)

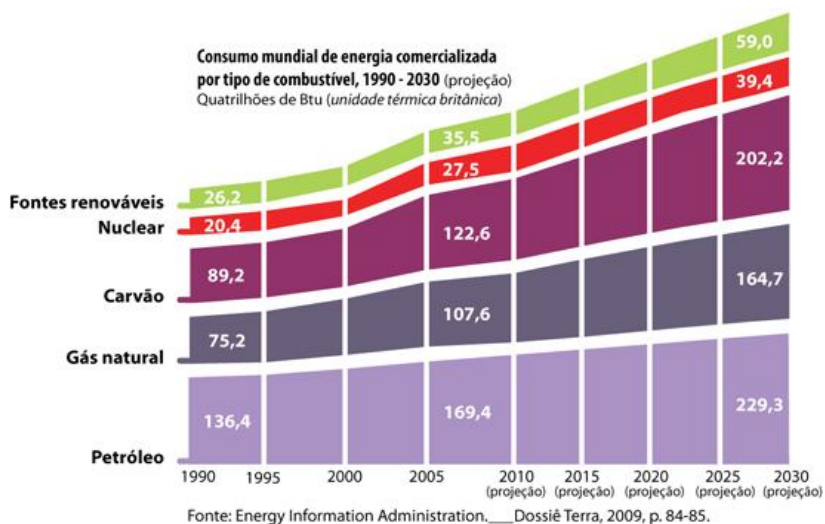


Figura 1.2 - Evolução do consumo mundial de energia (GIANSANTI, 2010)

As Figuras 1.1 e 1.2 ilustram a matriz energética do mundo e a evolução do consumo mundial de energia.

A energia solar oferece grande potencial para conversão em energia elétrica, capaz de garantir uma parte importante das necessidades de energia do planeta. Como a quantidade de energia do Sol que chega à Terra é gigantesca, da ordem de 10.000 vezes o consumo mundial atual de energia, as várias formas de energia renováveis reunidas teriam a capacidade de atender o chamado "desafio terawatt" de prover a atual demanda de 13 TW da humanidade (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

Usando painéis fotovoltaicos com uma eficiência de 10%, a energia solar poderia ser convertida diretamente em eletricidade, capaz de prover 1.000 vezes o consumo atual da humanidade. Restringindo o aproveitamento de energia solar à superfície sólida da Terra (um quarto da superfície total), ainda haveria um potencial 250 vezes maior que o consumo atual. Isso significa que usando 0,4% da área total de terra, pode-se produzir toda a energia demandada atualmente. Esta fração de terra é muito menor do que usamos atualmente para agricultura (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

O cenário internacional mostra que o aproveitamento da energia solar através de painéis fotovoltaicos foi o que apresentou maior crescimento. Somente em 2008, o parque gerador mundial teve um incremento de cerca de 70%, atingindo 15,8 GWp, o que equivale a pouco mais de uma usina de Itaipu. Segundo dados do *Worldwatch Institute*, a capacidade mundial instalada, no final de 2009, já era de aproximadamente 21 GWp (CASTRO, 2010).

A Alemanha é pioneira na Europa no incentivo ao uso da energia solar, por meio de um programa federal que subsidia a produção. É o maior produtor mundial de energia solar. No final de 2009, sua produção solar fotovoltaica possuía uma capacidade instalada de 8,877 GWp, atendendo a demanda de aproximadamente 1,1% da energia elétrica consumida naquele país.

No Brasil, o uso da energia solar ainda se resume em grande parte a aquecedores para água. O uso de sistemas fotovoltaicos para produção de eletricidade ainda é bastante limitado, mas o potencial é enorme. Segundo o Greenpeace, o Brasil tem um potencial nessa área duas vezes maior do que a Alemanha (CASTRO, 2010). Segundo o *Atlas Solarimétrico*, ver Figura 1.3, se apenas 5% de toda essa energia fosse aproveitada, toda a demanda brasileira por eletricidade poderia ser atendida. Estima-se que, hoje, a geração de energia solar fotovoltaica no País tenha uma capacidade instalada de aproximadamente 18 MWp, em mais de 50 pequenas usinas, sendo sua maioria localizada em centros de pesquisas, universidades e em empresas do setor elétrico. Entretanto esta capacidade ainda é uma parcela irrisória, se for considerado que a atual capacidade de geração de energia elétrica no País é de 109.800 MWp, de acordo com a EPE - Empresa de Pesquisa Energética (CASTRO, 2010).

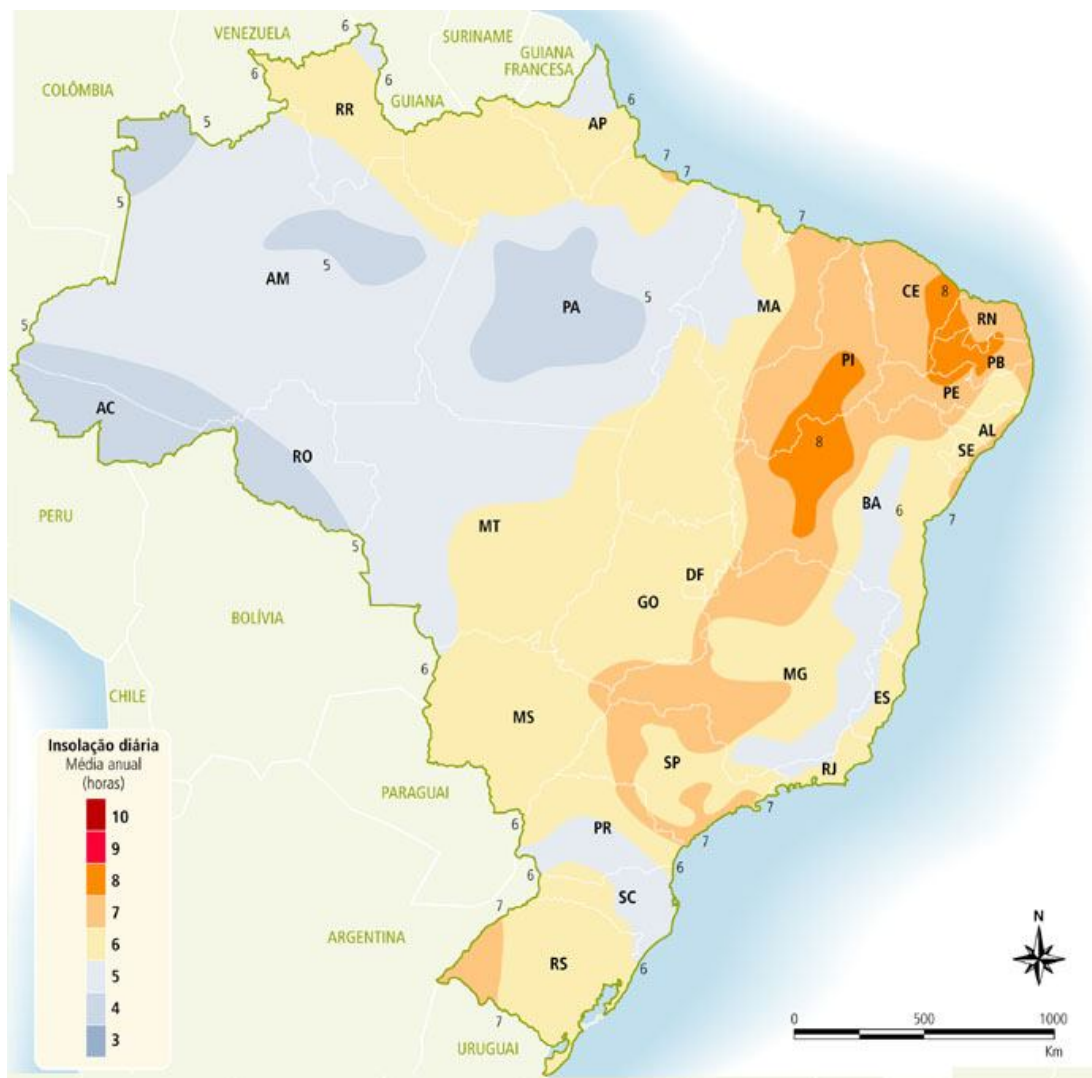


Figura 1.3 - Mapa da insolação no Brasil (TIBA, 2000)

A conversão da energia fotovoltaica em elétrica ocorre quando uma junção semicondutora PN, construída de tal forma que possibilite a incidência de fótons em sua superfície, consegue gerar uma corrente CC fornecida a uma carga. Enquanto a luz estiver iluminando a célula solar, elemento individual do PV (painel fotovoltaico) será gerada energia. Quando a iluminação é interrompida, cessa a produção de energia. Células solares não necessitam ser carregadas e podem operar em ambientes externos, na superfície da terra, ou no espaço, por mais de 30 anos.

As principais vantagens da energia fotovoltaica são (LUQUE e HEGEDUS, 2011):

- A energia do sol é amplamente acessível e infinita;
- Os painéis fotovoltaicos (PV) não emitem resíduos de combustão ou radioativos, não contribuindo assim para a mudança global do clima ou poluição do ar e da água;
- Os painéis apresentam baixo custo de operação;
- Na maioria dos painéis não há partes móveis (sem desgaste);
- Os módulos solares apresentam alta confiabilidade, com uma garantia da vida útil superior a 30 anos;
- A produção anual é bastante previsível.
- Os painéis fotovoltaicos têm estrutura modular, podem ser integrados a estruturas novas ou já existentes e são facilmente instalados.

Algumas desvantagens da energia fotovoltaica são:

- A energia do sol é difusa, possuindo uma densidade relativamente baixa;
- O custo de instalação inicial dos painéis fotovoltaicos é elevado;
- A potência de saída dos painéis fotovoltaicos é imprevisível, dependendo do dia, hora e condições climáticas.

## 1.2 COLOCAÇÃO DO PROBLEMA

O alto custo da produção de energia fotovoltaica quando comparado a outros métodos de geração de energia elétrica é considerado o principal obstáculo que pode eventualmente inviabilizar a sua aplicação.

Assim, é muito importante o desenvolvimento de novas tecnologias para reduzir os custos de todos os processos que envolvem sua utilização, por meio do aumento de rendimento na conversão da energia solar em elétrica e também pela redução do custo dos módulos fotovoltaicos (MEGIOLARO, 2010).

Um dos fatores que impossibilitava a utilização da energia solar em larga escala era o alto custo das células fotovoltaicas. As primeiras células foram produzidas com o custo de 600 dólares por watt para o programa espacial.

Com a ampliação dos mercados e criação de várias empresas fabricantes de células fotovoltaicas, o preço das células tem se reduzido ao longo dos anos, podendo ser encontrado hoje, para grandes escalas de produção, com o custo médio de oito dólares por watt (CRESESB, 2006).

Outro fator que limita a utilização da energia proveniente do Sol é a baixa eficiência das células solares. Nos últimos anos, a pesquisa e desenvolvimento de materiais e técnicas para incrementar a eficiência das células e painéis fotovoltaicos tornaram-se muito importantes. Pesquisadores têm concentrado seus esforços na procura de soluções para que a energia gerada pelo painel fotovoltaico seja extraída de forma mais eficiente.

Entre as soluções utilizadas para melhorar a eficiência de conversão do painel fotovoltaico, pode-se citar sistemas de rastreamento da posição solar, a otimização da configuração e geometria da célula solar, novos materiais e tecnologias.

Uma característica que acaba por dificultar a extração de energia dos painéis solares é o comportamento não linear da tensão e corrente de saída fornecidos em sua saída.

Para cada valor de irradiação solar existe apenas um ponto onde é entregue a máxima potência para carga. Esse valor é o “ponto de máxima potência” ou MPP (*Maximum Power Point*).

O valor da potência gerada pelos painéis depende principalmente da intensidade da radiação solar incidente na sua superfície e da temperatura ambiente. Como esses parâmetros mudam constantemente, variações no ponto de máxima potência ocorrerão durante todo o tempo, portanto, o controle de rastreamento do ponto de máxima potência não é um problema trivial. Para superar esse problema várias estratégias de controle no rastreamento têm sido propostas, tais como, perturbação e observação, condutância incremental, capacitância parasita, tensão constante, redes neurais e lógica nebulosa (*fuzzy*), etc.

A energia transferida para uma carga é máxima quando a impedância da fonte está casada à impedância da carga (Teorema da Máxima Transferência de Potência). Quando uma fonte de energia é ligada a uma carga ativa, o ponto de operação é determinado pela intersecção da curva característica elétrica tensão-



corrente da saída da fonte com a correspondente curva característica da entrada da carga. Este ponto de operação altera-se sempre que as características da fonte ou da carga variam.

As células fotovoltaicas apresentam grandes variações de corrente e tensão em função das condições meteorológicas. Existe um ponto de operação do painel fotovoltaico (tensão vs corrente), variável com a intensidade da insolação e da temperatura, em que a potência é máxima. É o MPP.

Para a transferência dessa máxima potência gerada pela fonte (painel fotovoltaico) ao estágio seguinte (normalmente um conversor estático CC/CC), a curva de carga deve interceptar o MPP. Nesse ponto a eficiência do sistema “gerador – carga” é máxima. Quando o **sistema** não opera no MPP, a energia fornecida à carga é inferior à energia máxima que poderia ser transferida.

A principal vantagem relacionada à operação no MPP é o retorno financeiro do investimento na aquisição do sistema fotovoltaico. Quanto mais energia o sistema produzir, mais rapidamente o investimento terá retorno e maior será a viabilidade do sistema. Assim, para aumentar a eficiência global do sistema é importante que os painéis operem no MPP o maior tempo possível.

Para garantir a máxima eficiência, faz-se necessária a utilização de técnicas que busquem o MPP continuamente. Elas são chamadas de “técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência” (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*). Os valores de tensão e corrente correspondentes ao MPP são utilizados para modificar a curva de impedância de entrada do conversor estático a fim de que ela intercepte o ponto de máxima potência instantaneamente (“casamento” de impedância).

### 1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral deste trabalho é contribuir para o aprimoramento de sistemas de controle da potência produzida por painéis fotovoltaicos, visando a um melhor

aproveitamento da energia gerada. Assim, o trabalho participa do esforço de tornar sua utilização em larga escala economicamente viável.

O objetivo específico do trabalho é conceber e simular uma nova abordagem para o rastreamento do MPP, baseada em um algoritmo simples e inovador.

As contribuições adicionais consistem no fornecimento de subsídios sobre:

- Influência das variações ambientais nas características elétricas das células solares;
- Modelos de sistemas de rastreamento do MPP aplicados a sistemas fotovoltaicos;
- Conversão CC/CC e CC/CA;
- Técnicas de controle associadas à modulação PWM (*Pulse Width Modulation*).

#### 1.4 JUSTIFICATIVA

O interesse pela produção de energia solar fotovoltaica vem crescendo significativamente nos últimos anos. Muitos são os fatores que a tornam uma forma muito vantajosa de obtenção de energia elétrica.

Entretanto, a baixa eficiência das células solares e o elevado custo dos painéis fotovoltaicos acabam por inibir sua utilização em larga escala. A finalidade deste trabalho é justamente contribuir para a solução do problema da baixa eficiência de conversão da energia solar em energia elétrica, através da concepção de um novo algoritmo de busca do MPP.

## 1.5 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

As principais referências utilizadas na elaboração desta pesquisa são apresentadas a seguir.

Em BRITO *et al.* (2010) são apresentadas comparações acerca dos principais métodos de MPPT, com foco na quantidade de energia aproveitada, ondulação de tensão em regime permanente, desempenho dinâmico e uso de sensores, utilizando-se modelos em ambiente MatLab/Simulink<sup>®</sup>.

Faranda e Leva (2010) analisam os métodos para busca do ponto de máxima potência em sistemas fotovoltaicos. Concluem que dentre os diversos métodos analisados, os métodos da perturbação e observação e condutância incremental, são os mais eficientes no rastreamento do MPP.

Megiolaro e Martins (2010) tratam de conversores estáticos de alto desempenho aplicados a sistemas fotovoltaicos descentralizados. Concluíram que a definição do método mais adequado depende de uma série de fatores que pertencem a uma aplicação específica, sendo que um dos fatores que devem ser considerados são as variáveis medidas pelo sistema.

O artigo “*Model of Photovoltaic Module in Matlab™*” de Longatt (2005) apresenta a simulação de uma célula fotovoltaica comercial em MatLab<sup>®</sup>. Os resultados obtidos com as simulações em MatLab<sup>®</sup> confirmam a excelente correspondência entre o painel comercial e o modelo matemático proposto pelo autor. O efeito da temperatura, isolamento, resistência em série e fator de forma foram considerados no modelo proposto.

O livro “Energia e Meio Ambiente”, HINRICHS (2004) aborda as questões do aquecimento global e dos resíduos radioativos.

Luque e Hegedus (2011) no seu “*Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*” analisam a capacidade solar e seu potencial para suprir a demanda energética mundial.

Castro (2010) traça um panorama da capacidade energética do Brasil e de sua planta geradora instalada, comparando Brasil e Alemanha, um dos países que atualmente mais investe em energia solar.

O manual do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB, 2004) mostra como se obtém energia elétrica a partir de painéis solares e seu princípio de funcionamento. Fornece ainda os valores médios de irradiância e temperatura para as diversas cidades do Brasil.

Muito útil para fins de comparação de resultados foi a dissertação de Pacheco (2009), que realiza a análise dos resultados de suas simulações para os métodos de rastreamento baseados em perturbação e observação e lógica *fuzzy*.

Para efeito de simulação, o painel HG-135 da empresa SOLARTERRA (2010) foi usado como referência para elaboração do modelo matemático equivalente, as informações técnicas deste painel estão disponíveis no Anexo A.

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 1 é comentado a atual necessidade de energia da humanidade e a capacidade dos sistemas solares de suprirem esta demanda. Apresenta ainda os objetivos e a justificativa do trabalho e a revisão bibliográfica.

O Capítulo 2, Fundamentos de Energia Fotovoltaica, apresenta a geração da energia nas células solares, o modelo elétrico equivalente do painel fotovoltaico, os diferentes métodos de rastreamento do MPP e os tipos e funcionamento de conversores CC/CC.

O Capítulo 3, Projeto do MPPT e Resultados, apresenta o algoritmo proposto e os resultados da simulação.

O Capítulo 4, Conclusões, discute os resultados obtidos com a alteração dos diferentes parâmetros durante a simulação do algoritmo. Apresenta as conclusões do trabalho realizado e as sugestões para a realização de trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

### 2.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA

A principal forma de conversão da energia solar em eletricidade é através do efeito fotovoltaico, que ocorre em dispositivos denominados células fotovoltaicas.

Essas células são componentes optoeletrônicos que convertem a radiação solar em corrente elétrica. São basicamente constituídas de materiais semicondutores, sendo o silício o material mais empregado.

#### 2.1.1 Radiação solar

A radiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre provém de uma região do Sol denominada fotosfera, que é uma camada com aproximadamente 300 km de espessura e temperatura superficial da ordem de 5800 K (LUQUE *et al*, 2011).

Essa radiação não se apresenta de forma regular, pois há a influência das camadas externas do Sol, conhecidas como cromosfera e coroa, onde existem pontos em constante mutação, erupções cromosféricas e todos os outros fenômenos que se traduzem na formação das manchas solares e na complexa dinâmica dos ciclos solares.

A radiação solar é uma energia eletromagnética que se propaga na velocidade da luz, que pode ser observada sob aspectos ondulatórios ou corpusculares.

A conversão direta da energia solar em eletricidade pode ser explicada pela teoria corpuscular ou fotônica.

Nessa visão corpuscular, a potência de um feixe luminoso é descrita como o fluxo de fótons com energia unitária  $hf$ , onde  $f$  é a frequência da onda eletromagnética associada e  $h$  é a Constante de Planck ( $6,626 \times 10^{-34}$  J.s).

A energia solar incidente sobre um meio específico pode ser refletida, transmitida ou absorvida. A parcela de energia absorvida dá origem, conforme o meio material, aos processos de fotoconversão e termoconversão.

#### - Irradiação

A irradiação é a densidade de energia na superfície plana perpendicular aos raios solares, sendo expressa em  $Wh / m^2 \cdot dia$ .

#### - Definição de irradiância

A intensidade da radiação solar, denominada irradiância, é definida pela densidade de potência incidente sobre uma superfície plana perpendicular aos raios solares com área unitária ( $W / m^2$ ). O valor padrão para teste de PV é  $1000 W/m^2$ .

Apesar da variabilidade da fotosfera, pode-se definir um valor médio para o nível de irradiância solar incidente sobre um plano perpendicular à direção de propagação dos raios solares no topo da atmosfera terrestre. Dados recentes da Organização Meteorológica Mundial (*World Meteorological Organization - WMO*) indicam um valor médio  $B_0 = 1367 W/m^2$  para a irradiância extraterrestre (CRESESB, 2004).

#### - Espectro da irradiância

O espectro da irradiância solar ( $W / m^2 \cdot \mu / m$ ) ocupa a faixa de  $0,1\mu m$  a  $5 \mu m$ , tendo uma densidade espectral máxima para o comprimento de onda de  $0,5 \mu m$ , que corresponde à luz verde. A Figura 2.1 mostra a distribuição espectral da irradiância solar (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

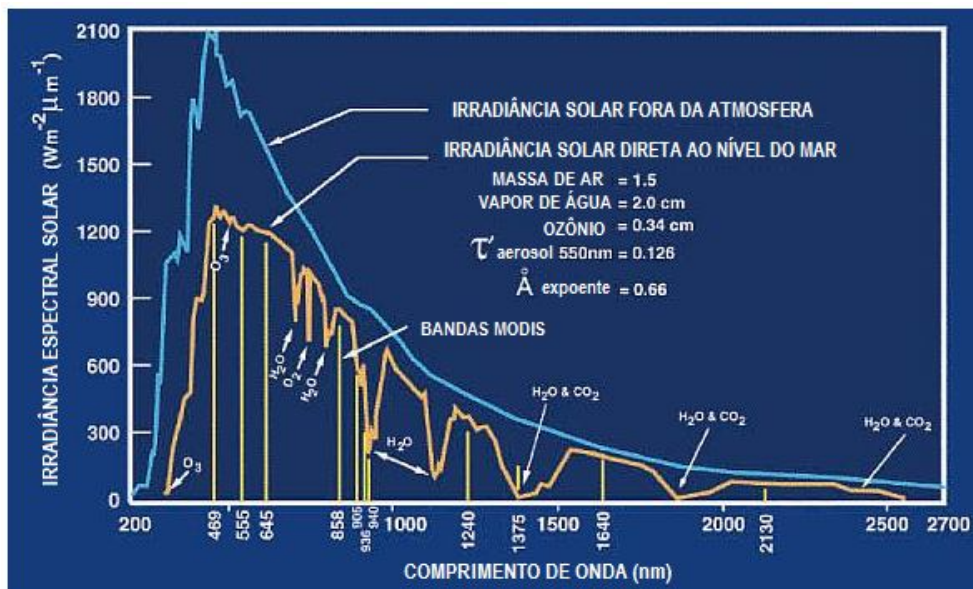


Figura 2.1 - Distribuição espectral da irradiância solar (NASA, 2006)

#### - Componentes da irradiância global

De toda a irradiância extraterrestre solar  $B_0$  (ou constante solar) que chega às camadas superiores da atmosfera, apenas uma fração atinge a superfície terrestre, devido à reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera. Essa fração de irradiância que atinge o solo, chamada irradiância global  $G$ , é constituída por três componentes: direta, difusa e refletida na terra (ou albedo), como mostra a Figura 2.2.

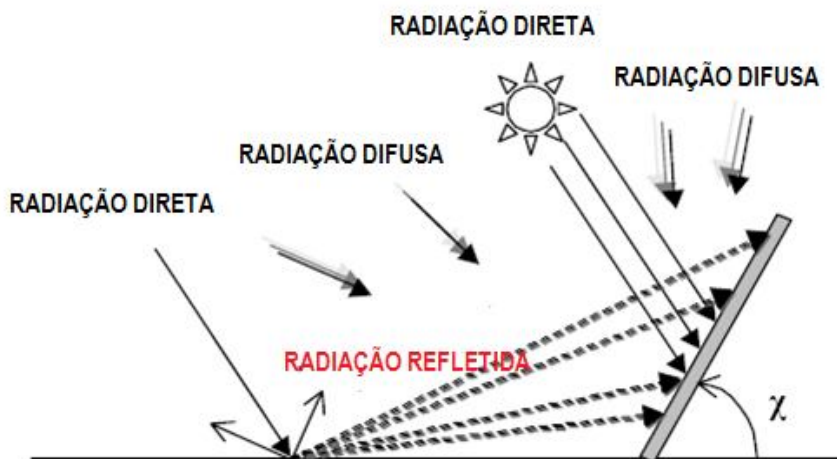


Figura 2.2 - Componentes da radiação solar (adaptado de EKUAKILLE *et al.*, 2008)

## 2.1.2 A irradiação solar no PV

- Coordenadas solares em relação ao ponto de instalação do painel

A posição do Sol em relação à Terra é fundamental para determinar os ângulos de elevação e azimute do painel fotovoltaico, evitando eventuais sombras sobre o mesmo. O painel deve ser apontado diretamente para o Sol em função das coordenadas solares (azimute e elevação) em relação ao sítio de instalação do painel, que por sua vez dependem das coordenadas do painel (latitude e longitude), da hora e do dia do ano.

A Figura 2.3 ilustra as coordenadas solares azimute  $a_s$  e elevação  $\alpha$  (ou altitude) em relação a um ponto fixo na Terra e o ângulo de zênite solar  $\gamma_s$ .

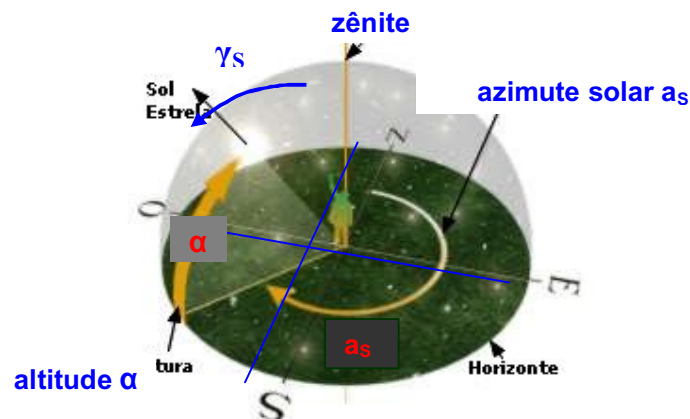


Figura 2.3 - Coordenadas solares (azimute e altitude) e ângulo do zênite solar em relação a um ponto fixo da Terra (adaptado de ELECTRÓNICA, 2012)

Para os painéis fixos deve existir uma inclinação que proporcione uma maior irradiância média ao longo do ano. A prática de instalação dos fabricantes para um painel fixo instalado no Hemisfério Sul é que sua superfície esteja voltada para o Norte Geográfico, com uma inclinação dependente da latitude do sítio. A Tabela 2.1 mostra um exemplo (SOLARTERRA, 2010).



Tabela 2.1 - Inclinações do PV recomendadas pelo fabricante (Solarterra, 2010)

Latitude do Sítio de Instalação	Ângulo de Inclinação Recomendado
0° a 4°	10°
5° a 20°	Latitude + 5°
21° a 45°	Latitude + 10°
46° a 65°	Latitude + 15°
66° a 75°	80°

O ângulo de diferença entre o Norte Magnético e o Norte Geográfico, denominado declinação magnética, deve ser conhecido, para a orientação do painel através de bússola.

- Ângulo de Incidência da irradiância sobre o PV

A intensidade da radiação solar ou irradiância foi definida no item anterior, 2.1.1, para uma incidência perpendicular a uma superfície.

A Figura 2.4 mostra os diversos ângulos da superfície de um painel instalado no Hemisfério Sul em relação à Terra (eixos N-S, E-O) e ao Sol.

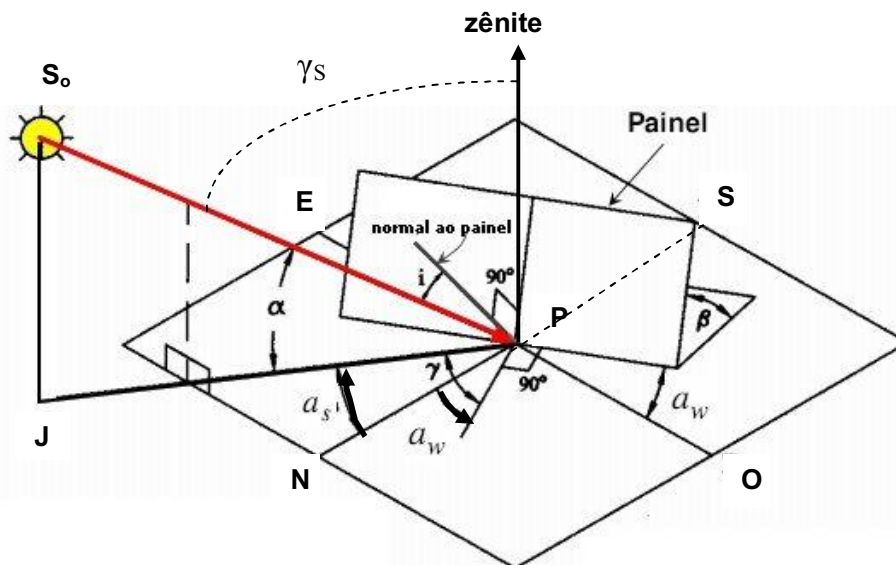


Figura 2.4 - Ângulos do PV em relação à Terra e ao Sol (adaptado de ELECTRÓNICA, 2012)

O ângulo de incidência  $i$ , definido como o ângulo entre os raios solares e a normal à superfície do PV, pode ser expresso por:

$$\cos(i) = \cos(\alpha) \cos(a_s - a_w) \sin(\beta) + \sin(\alpha) \cos(\beta) \quad (2.1)$$

onde, conforme Figura 2.4:

$\alpha$ : altitude (ou elevação) solar: ângulo entre a reta S<sub>o</sub>-P e a sua projeção no plano horizontal formado pelos eixos N-S e E-O [grau];

$a_s$ : azimute solar [grau];

$\beta$ : ângulo de inclinação do painel em relação ao plano horizontal [grau];

$a_w$ : azimute do painel (ângulo formado pela projeção no plano horizontal da normal ao painel com o eixo Norte-Sul) [grau].

No caso de incidência não normal, a densidade de potência  $B_c$  recebido pela superfície do painel, por unidade de área, é dado pela Equação 2.2.

$$B_c = B_N \cos(i) \quad (2.2)$$

onde:

$B_c$ : densidade de potência incidente no painel [W / m<sup>2</sup>];

$B_N$ : densidade de potência normal ao painel (irradiância) [W / m<sup>2</sup>];

$i$ : ângulo de incidência (Figura 2.4) [grau].

No caso de incidência normal:

$$a_s = a_w; \quad \alpha = 90 - \beta \quad \text{e} \quad i = 0^\circ.$$

### 2.1.3 Influência da massa de ar AM na irradiância global G

A massa de ar AM (*Air Mass*) caracteriza o efeito da atmosfera na irradiância global G de um PV, em dias limpos.

A irradiância global  $G$  de um PV pode ser expressa aproximadamente por (LORENZO,2003):

$$G = B_0 \varepsilon_0 0,7^{AM^*} \quad (2.3)$$

onde:

$G$ : irradiância global de um PV [ $W/m^2$ ];

$B_0$ : irradiação extraterrestre ou constante solar =  $1.367 W/m^2$ ;

$\varepsilon_0$ : fator de correção de excentricidade =  $1 + 0.033 \cos(360d_n/365)$ , sendo:

$d_n$ : dia do ano contado a partir de 1º janeiro.

$AM^*$ :  $(AM)^{0,678}$

A massa de ar  $AM$  pode ser obtida por meio do ângulo de zênite solar  $\gamma_s$ .

$$AM = 1 / \sin(\gamma_s) \quad (2.4)$$

onde:

$AM$ : massa de ar [adimensional];

$\gamma_s$ : ângulo de zênite solar (Figura2.3 e Figura2.4) [grau].

A irradiância solar depende da altura do Sol em relação ao horizonte, que muda durante o dia e as estações do ano.

Pela Equação 2.4,  $AM = 1$  quando a posição do Sol é perpendicular à superfície terrestre ( $\gamma_s = 90^\circ$ ). Esse valor corresponde à posição do Sol na linha do equador ao meio dia, no início da Primavera ou do Outono.

Por exemplo, para uma latitude de  $39^\circ N$  (Figura 2.5), a altura solar máxima é atingida no dia 21 de junho, quando  $\gamma_s = 74,3^\circ$ , que corresponde a um valor para massa de ar de 1,039. No dia 22 de dezembro, o Sol atinge a altura solar mínima, com  $\gamma_s = 27,7^\circ$  e  $AM = 2,151$ .

A radiação solar no espaço por não ser influenciada pela atmosfera tem o valor da massa de ar igual à zero ( $AM=0$ ).

O valor médio anual utilizado para a Europa é  $MA= 1,5$ . Esse valor é usado como referência para testes de painéis fotovoltaicos (LORENZO,2003).

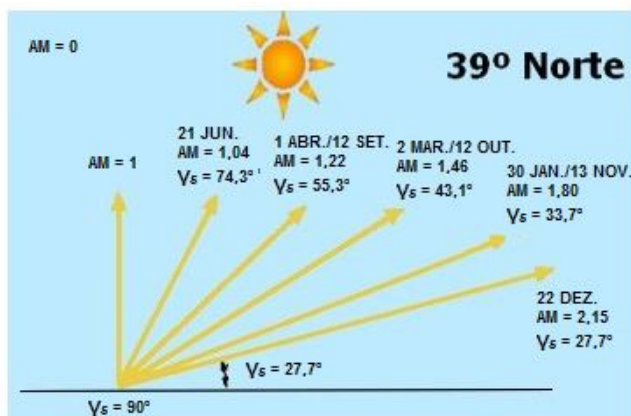


Figura 2.5 - Variação da massa de ar ao longo do ano na latitude de 39° N (adaptado de ELECTRÓNICA, 2012)

#### 2.1.4 Outras causas de redução da irradiância na atmosfera

No seu percurso através da atmosfera, a irradiância é reduzida pelos seguintes efeitos, principalmente na presença de nuvens, chuva ou neve:

- Dispersão de Rayleigh (dispersão molecular);
- Dispersão de Mie (dispersão por partículas de pó e poluição do ar);
- Reflexão atmosférica;
- Absorção pelas moléculas da atmosfera ( $O_3$ ,  $H_2O$ ,  $O_2$ ,  $CO_2$ ).

A Tabela 2.2 mostra a percentagem da redução na irradiância produzida por absorção e dispersão (ELECTRÓNICA, 2012).

Tabela 2.2 - Redução da irradiância pelos efeitos atmosféricos

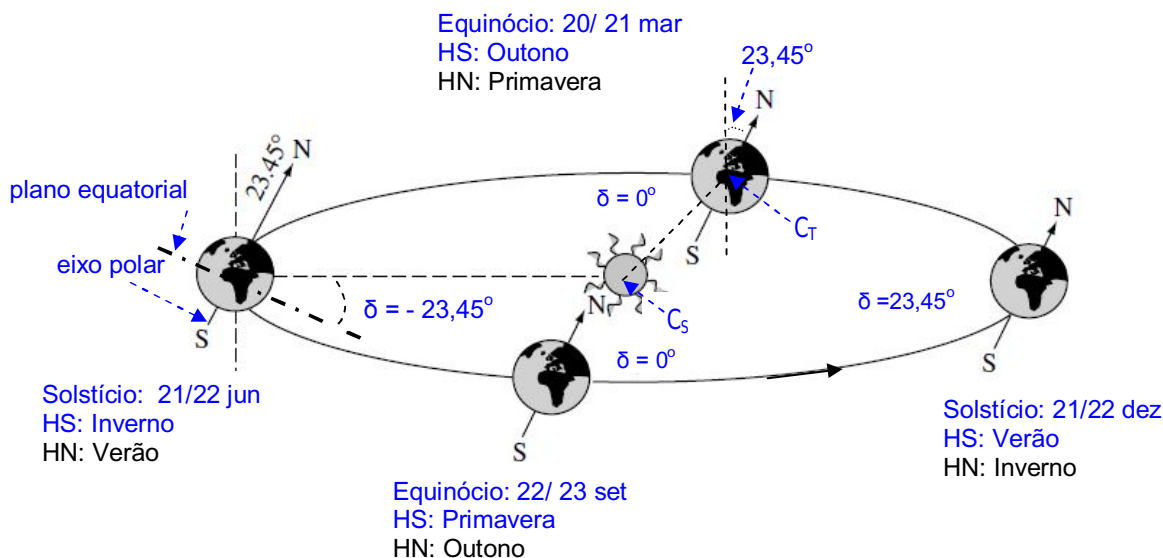
$\gamma_s$	AM	Absorção	Dispersão de Rayleigh	Difusão de Mie	Redução Total
90°	1,00	8,7%	9,4%	0...25,6%	17,3...38,4%
60°	1,15	9,2%	10,5%	0,7...29,5%	19,4...42,8%
30°	2,00	11,2%	16,3%	4,1...44,9%	28,8...59,1%
10°	5,76	16,2%	31,9%	15,4...74,3%	51,8...85,4%
5°	11,5	19,5%	42,5%	24,6...86,5%	65,1...93,8%

### 2.1.5 Declividade solar

A Figura 2.6 ilustra o movimento de translação da Terra em redor do Sol e a declividade solar  $\delta$ .

O movimento de rotação é realizado em torno do eixo polar que está inclinado em relação ao plano formado pela translação do centro da Terra de um ângulo constante de  $23,45^\circ$ . As estações do ano são causadas exatamente devido à existência dessa inclinação, como explicado a seguir.

O ângulo  $\delta$  entre o plano equatorial e a reta que une o centro da Terra  $C_T$  e o centro do Sol  $C_S$ , chamado de declividade solar, varia durante o ano.



**Convenções: HS: Hemisfério Sul; HN: Hemisfério**

Figura 2.6 - Translação da Terra em torno do Sol e declividade solar (adaptado de LORENZO,2003)

Assim, conforme ilustram a Figura 2.6 e a Figura 2.7 (para o Hemisfério Norte):

- 1) Nos equinócios (Terra mais próxima do Sol, 20/21 mar e 22/23 set):

- declividade  $\delta = 0^\circ$ , causando a duração do dia igual à da noite = 12 h;
- o nascer e o pôr do Sol ocorrem exatamente no Leste e Oeste, respectivamente.

2) Nos solstícios (terra mais afastada do Sol):

- declividade  $\delta = \pm 23,45^\circ$ , causando as máximas diferenças entre a duração do dia e da noite;

- No Hemisfério Sul:

- 21/22 jun: inverno, dia mais curto e noite mais longa do ano, Sol em cima do Trópico de Capricórnio, nascer do Sol no Sudeste e ocaso no Sudoeste.
- 21/22 dez: verão, dia mais longo e noite mais curta do ano, Sol em cima do Trópico de Câncer, nascer do Sol no Nordeste e ocaso no Noroeste

- No Hemisfério Norte:

- 21/22 jun: verão, dia mais longo e noite mais curta do ano, Sol em cima do Trópico de Câncer, nascer do Sol no Nordeste e ocaso no Noroeste.
- 21/22 dez: inverno, dia mais curto e noite mais longa do ano, Sol em cima do Trópico de Capricórnio, nascer do Sol no Sudeste e ocaso no Sudoeste

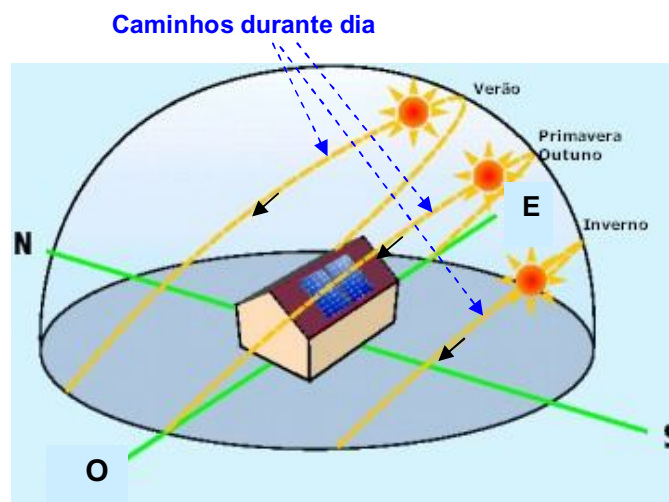


Figura 2.7 - Trajetória do Sol durante o dia nas estações do ano para o Hemisfério Norte (adaptado de ELECTRÓNICA, 2012)

## 2.2 ESTRUTURA FOTOVOLTAICA

Algumas definições empregadas para as estruturas fotovoltaicas (GASPARIN, 2009) são:

- Célula fotovoltaica: elemento fotovoltaico capaz de gerar uma tensão da ordem de 0,6V quando expostas à radiação solar.
- Módulo fotovoltaico: associação de várias células fotovoltaicas em série, paralelo ou ambos, dependendo da aplicação.
- Painel fotovoltaico: associação de vários módulos fotovoltaicos em série, paralelo ou ambos, dependendo da aplicação.

A Figura 2.8 mostra uma célula fotovoltaica, um módulo fotovoltaico e um painel fotovoltaico.

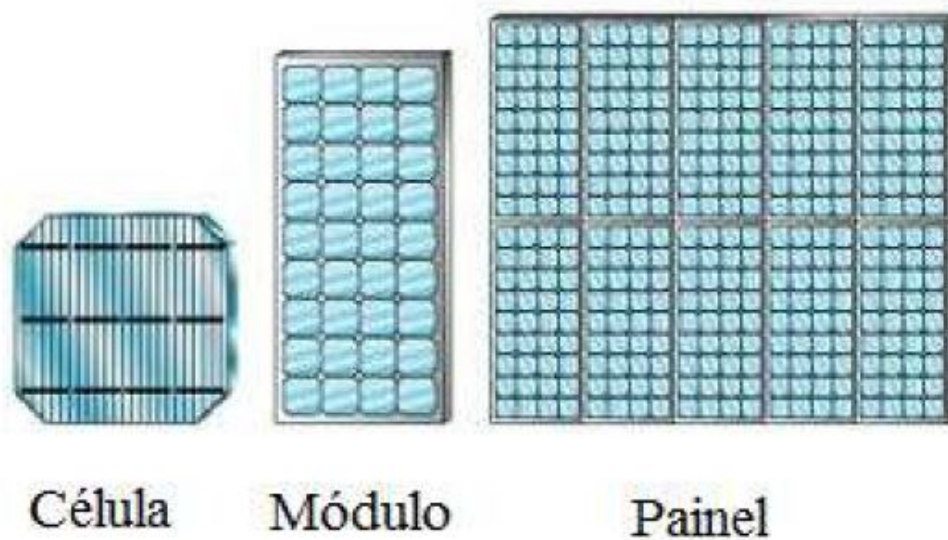


Figura 2.8 - Exemplos de célula, módulo e painel fotovoltaico

### 2.2.1 Células fotovoltaicas

A conversão da energia solar em energia elétrica é feita através de materiais semicondutores aplicados em dispositivos conhecidos como células fotovoltaicas ou células solares, com base no efeito fotovoltaico.

A apresentação do efeito fotovoltaico é realizada no Apêndice C.

Em 2004, o limite teórico de conversão de radiação solar em eletricidade previsto para células de silício (Si) era de 27% (CRESESB, 2004).

Atualmente, a eficiência de conversão máxima teórica para uma célula solar com uma única junção é 33,5%. Na prática consegue-se hoje quase 28% de eficiência (SAVAGE, 2011).

Existe todo um cuidadoso processo industrial para que o material semicondutor se transforme em uma célula fotovoltaica. O semicondutor passa por uma etapa de elevada purificação (por exemplo, de 99,99% a 99,9999% para o silício) e, em seguida, por uma etapa de introdução de impurezas, dosadas na quantidade certa (dopagem).

Os principais tipos de células fotovoltaicas são apresentados a seguir.

#### - Células de silício monocristalino

Este material é basicamente o mesmo utilizado na fabricação de circuitos integrados para microeletrônica. Estas células são as mais eficientes, e também as mais caras, de todas as células de silício.

São formadas em fatias de um único grande cristal, previamente crescido e cortado em lâminas (*wafers*) que são lapidadas e submetidas a ataques químicos e polimento. A grande experiência na sua fabricação e pureza do material garante alta confiabilidade do produto com alta eficiência. Enquanto o limite teórico de conversão da luz solar em energia elétrica, para esta tecnologia é de 27%, células de silício monocristalino, de área de 4,0 cm<sup>2</sup> apresentaram eficiência de 24,7% em testes realizados nos laboratórios Sandia (FALCÃO, 2005) e de 12 a 16% para produtos comerciais. Devido às quantidades de material utilizado e a elevada temperatura envolvida na sua fabricação, da ordem de 1400 °C, esta tecnologia apresenta sérias



barreiras para redução de custos, mesmo em grandes escalas de produção (CRESESB, 2004).

#### - Células de silício multicristalino

Também chamado de célula de silício policristalino, são menos eficientes, porém mais baratas que as de silício monocristalino.

São fabricadas a partir do mesmo material que, em vez de formar um único grande cristal, é solidificado em forma de um bloco composto de muitos pequenos cristais. A partir deste bloco são obtidos “*wafers*” de silício policristalino tratado quimicamente para fabricação das células. A presença de imperfeições no contorno dos cristais reduz um pouco a eficiência destas células. Neste caso, a quantidade de material por célula é basicamente o mesmo do caso anterior, entretanto, a energia necessária para produzi-las é significativamente reduzida. Até pouco tempo atrás um valor de eficiência em torno de 19,8% para células de áreas de 1,09 cm<sup>2</sup> tinha sido demonstrada em testes realizados nos laboratórios Sandia (FALCÃO, 2005).

Recentemente pesquisadores do MIT conseguiram aumentar a eficiência das células solares de silício policristalino para 27% em laboratório. Este ganho coloca a eficiência das células solares policristalinas no mesmo nível das monocristalinas, podendo em alguns casos até superá-las (BULLIS, 2008).

#### - Células de silício amorfo

Na busca por modos alternativos de se fabricar células fotovoltaicas, muito trabalho de pesquisa tem sido realizado. Um dos principais campos de investigação é o de células de filmes finos.

Essas células têm uma eficiência estabilizada de 13% para pequenas áreas (FALCÃO, 2005), menor portanto que as das células de silício monocristalino e policristalino.

Os processos de produção de silício amorfo possibilitam que filmes finos sejam depositados sobre substratos de baixo custo, como vidro, aço inox e alguns plásticos. Com o uso de silício amorfo foram desenvolvidos painéis solares flexíveis, inquebráveis, mais leves, semitransparentes, com superfícies curvas, tornando o mercado fotovoltaico mais versátil (FALCÃO, 2005).

Ainda existem alguns obstáculos para o silício amorfo que estão relacionados principalmente com a estabilidade do material, o chamado efeito Staebler-Wronski. No entanto, este efeito tem sido minimizado através da adoção de células com múltiplas camadas (CRESESB, 2004).

- Células de arseneto de gálio (GaAs)

O GaAs é um material com várias propriedades desejáveis à aplicação em células solares, tais como, energia de banda proibida próxima ao valor ideal, alto coeficiente de absorção e possibilidade de poder formar ligas com vários materiais.

As células solares de GaAs apresentam elevada eficiência, porém o seu custo elevado de fabricação limita a sua produção para uso na indústria espacial. Foi apresentado recentemente na *37th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, em *Seattle*, uma célula solar de GaAs que apresentou uma eficiência de 28,2%, tornando estas células competitivas com os combustíveis fósseis (SAVAGE, 2011).

- Células de telureto de cádmio (CdTe)

Recente no mercado para geração de energia fotovoltaica é a célula de telureto de cádmio (CdTe), encontrada na forma de filmes finos. Para aplicações em calculadoras o CdTe já vem sendo usado há quase uma década, porém somente agora é que começam a ser comercializados painéis solares de grandes áreas com este material.

Estes painéis, normalmente sob a forma de placas de vidro na coloração marrom/azul escuro, também apresentam um atrativo estético em comparação ao silício policristalino.

Assim como no caso do silício amorfo, os custos de produção do CdTe são atrativamente baixos para produção em grande escala (FALCÃO, 2005).

O *National Renewable Energy Laboratory* (Golden, CO) alcançou uma eficiência de 16,7% para pequenas células solares em ambiente de laboratório, porém requerem caros substratos. A melhor eficiência alcançada em vidro é de 13,8%, diz W.S. Sampath da *Colorado State University* (Fort Collins, CO). Montado no formato de painéis solares, com seus circuitos associados, a eficiência cai para 10 a 11% (HECHT, 2010).

- Célula de disseleneto de cobre e índio ( $\text{CuInSe}_2$  ou CIS)

Outro sério competidor no mercado fotovoltaico são os compostos baseados no disseleneto de cobre e índio,  $\text{CuInSe}_2$ , ou simplesmente CIS, principalmente por seu potencial de atingir eficiências relativamente elevadas.

Painéis solares de CIS possuem as mesmas características de painéis feitos com o silício amorfo e com o CdTe.

Eficiências de 19,2%, para células individuais destes painéis foram conseguidas em laboratório.

Atualmente, a liga  $\text{CuInGaSe}_2$  surge como uma alternativa ao CIS. Estas ligas, conhecidas como CIGS, mostram-se também promissoras para fabricação em grande escala. Elas são estáveis e resistentes não só quando expostas à radiação solar terrestre como também às condições de radiação no espaço (FALCÃO, 2005).

- Células com concentradores

Observa-se que somente a componente direta da radiação solar pode ser submetida a um processo de concentração dos raios através de espelhos parabólicos, lentes etc. Consegue-se através da concentração, uma redução substancial da superfície absorvedora solar.

Hoje, os sistemas de concentração fotovoltaica (CPV) transformaram-se em uma tecnologia altamente promissora, sendo uma forte concorrente às células de silício.

Os sistemas de alta concentração fotovoltaica (HCPV – *High Concentration Photovoltaic*) baseiam-se no princípio de concentração da radiação solar em uma célula fotovoltaica por meio de dispositivos ópticos (lentes e/ou espelhos), conforme ilustra a Figura 2.9. A alta concentração fotovoltaica resulta em uma área de foco de radiação diminuta, e, conseqüentemente, uma menor quantidade de material fotovoltaico é necessária.

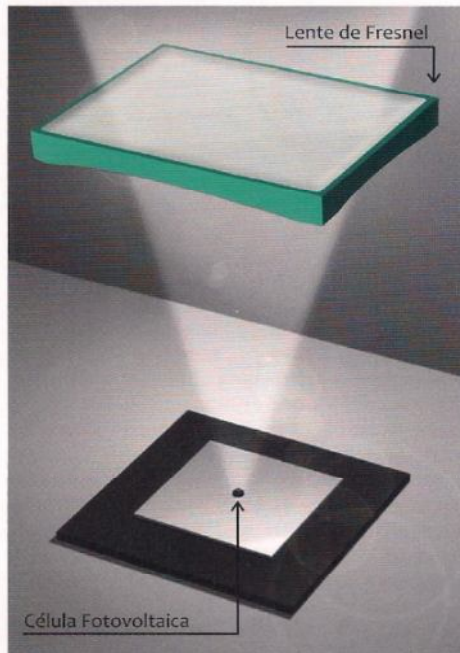


Figura 2.9 - HCPV (*High Concentration Photovoltaic*): concentração de radiação solar direta em uma célula fotovoltaica através de uma lente de Fresnel (Soitec Technologies Concentri, 2011)

Nos últimos anos, a tecnologia HCPV apresentou uma evolução muito rápida, quando comparada às demais, chegando a atingir eficiência de 43% de conversão de energia.

Devido à utilização de elementos ópticos, os sistemas de HCPV devem ser instalados em regiões com alta irradiação normal direta (DNI - *Direct Normal Irradiance*), em locais onde a irradiação solar não fique dispersa, devido à nebulosidade, e os raios solares possam atingir perpendicularmente os módulos durante a maior parte do dia.

Além de serem instalados em regiões com alta DNI, os painéis de HCPV necessitam de rastreadores ou seguidores solares, para que a radiação incida perpendicularmente na superfície do mesmo durante todo o dia. Os rastreadores devem possuir rotações em dois eixos a fim de seguir o movimento do Sol de acordo com os ângulos de elevação e azimute e também corrigir a inclinação terrestre ao longo do ano, mantendo, assim, os raios focalizados nas células (FERNANDES *et al.*, 2011). A Figura 2.10 ilustra um seguidor solar para HCPV.



Figura 2.10 - Seguidor solar para HCPV (MECASOLAR, 2012)

#### - Perspectivas de novas células comerciais

Os pesquisadores procuram aumentar o desempenho dos materiais fotovoltaicos para níveis muito superiores nas novas gerações de células solares.

Uma das metas é aprimorar as estruturas internas dos semicondutores inorgânicos de filme fino que podem ser depositados em substratos, para criar células solares de baixo custo e grande área.

Outro objetivo é construir nanoestruturas que melhorem a eficiência de captação de luz, conversão e geração de energia (HECHT, 2010).

A busca dos pesquisadores por novos materiais que sejam capazes de produzir o efeito fotovoltaico com uma maior eficiência tem sido muito promissora. Servem como exemplo as células de carbono e as células orgânicas, chamadas de células verdes, por serem capazes de gerar energia sem o uso do silício e metais nobres.

Outra linha de trabalho é o uso de novas tecnologias aplicadas a materiais conhecidos, com a finalidade de aumentar o rendimento na geração de energia. Um exemplo é o uso de vírus controlando o arranjo de nanotubos de carbono na superfície da célula solar, conseguindo então um aumento de eficiência no agrupamento de elétrons para produção de energia elétrica.

Estas diferentes linhas de pesquisa contribuem para uma melhoria crescente no processo de conversão da energia fotovoltaica, tornando-as cada vez mais competitivas frente as formas tradicionais de geração. Conforme mostra a Figura 2.11, o rendimento das células fotovoltaicas aumenta a cada ano.

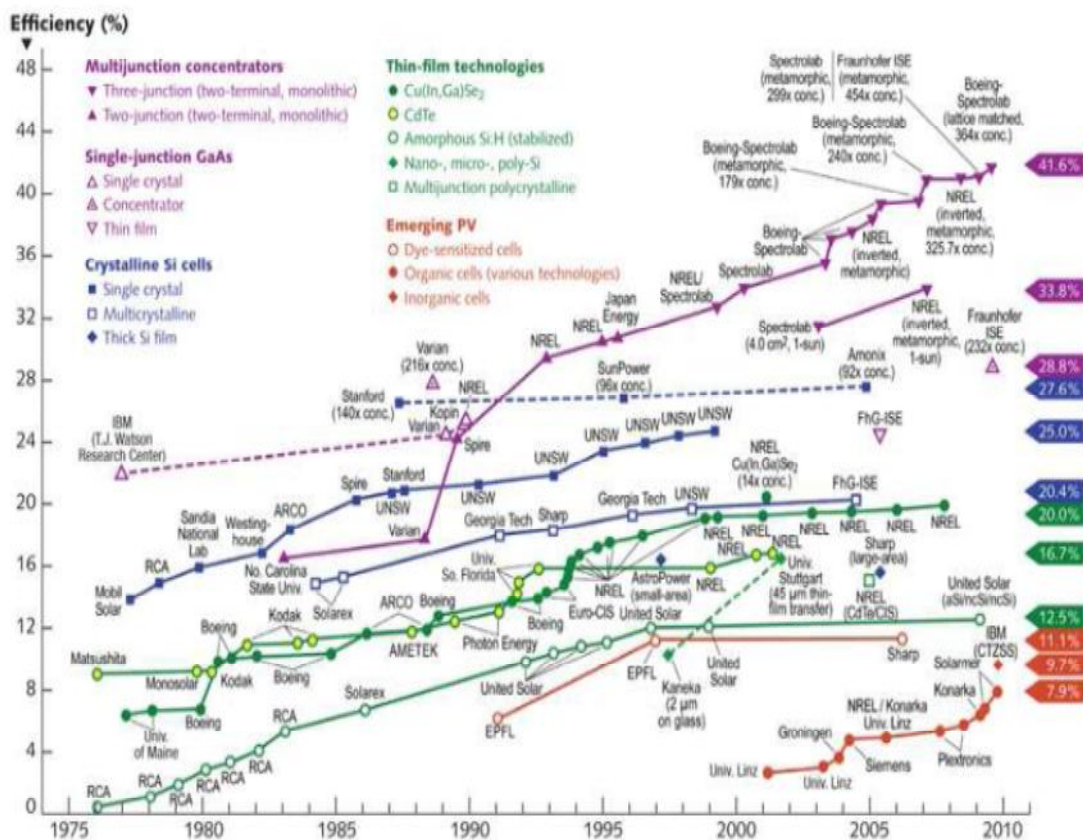


Figura 2.11 - Evolução das células solares desde 1970 (HECHT, 2010)

## 2.2.2 Descrição do módulo fotovoltaico

### - Agrupamento das células

O módulo fotovoltaico é a unidade básica de todo o sistema. O módulo é composto por células conectadas em arranjos produzindo tensão e corrente suficientes para a utilização prática.

É indispensável o agrupamento em módulos já que uma célula fornece pouca tensão elétrica, em torno de 0,5 V no ponto de máxima potência. A densidade de corrente é da ordem de 30 mA / cm<sup>2</sup>.

O número de células conectadas em um módulo e seu arranjo, que pode ser série e/ou paralelo, depende da tensão de utilização e da corrente elétrica na saída.

É desejável que às células empregadas no módulo tenham as mesmas características elétricas. A incompatibilidade destas características leva a módulos “ruins”, porque as células de maior fotocorrente e fotovoltagem dissipam seu excesso de potência nas células de desempenho inferior. Em consequência, a eficiência global do módulo fotovoltaico é reduzida (CRESESB, 2004).

Para carregar baterias de 12 V, por exemplo, os módulos fotovoltaicos devem produzir aproximadamente 16 V devido ao efeito da temperatura e às perdas que ocorrem no sistema.

Dessa forma, os módulos atualmente em operação contêm entre 28 e 40 células de silício cristalino. O dispositivo de filme fino produz tensão mais alta do que a forma cristalina, podendo os módulos possuir menos do que 28 células.

#### - Proteção das células dos módulos

A célula apresenta espessura muito reduzida, necessitando de proteção contra esforços mecânicos e fatores ambientais.

Os materiais plásticos mais utilizados para o encapsulamento das células são o EVA (*Etil Vinil Acetato*) e o Tedlar<sup>®</sup> (PVF – *Polyvynil Fluoride Film*) que fornecem proteção permanente. O lado frontal à radiação solar incidente é coberto normalmente por vidro temperado ou plástico, ambos transparentes, ou ainda, por resina de silicone, os quais são bastante resistentes, promovendo rigidez mecânica e protegendo as células fotovoltaicas.

A região posterior à radiação solar incidente é coberta por camadas de materiais, tais como, folha de alumínio, plástico *Tedlar*<sup>®</sup> e vidro.

O alumínio é importante na dissipação de calor do módulo fotovoltaico, pois a alta temperatura acaba por diminuir a vida útil do módulo, atualmente em torno de 25 anos (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

#### - Diodo de *bypass*

Devido ao fato das células solares do módulo fotovoltaico serem ligadas em série, na ocorrência do sombreamento parcial da superfície do módulo, sua potência

de saída cairá drasticamente. Para que a corrente de um módulo não seja limitada por uma célula de pior desempenho (no caso de estar encoberta), usa-se um diodo de passagem ou de “bypass” (Figura 2.12). Este diodo serve como um caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de calor na célula encoberta.

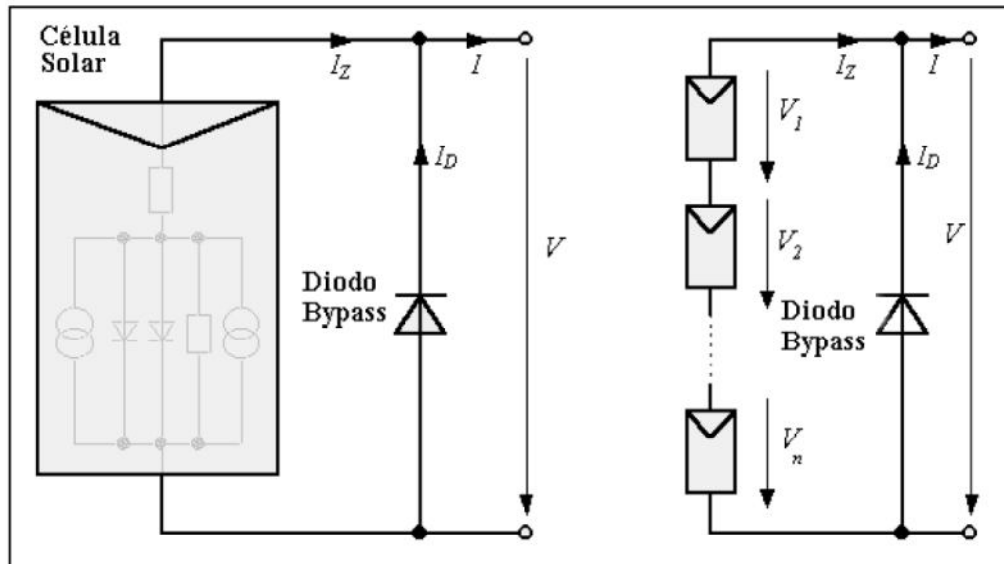


Figura 2.12 - Diodo de *bypass* (CRESESB, 2004)

#### - Diodo de bloqueio

Outro problema que pode acontecer quando, por exemplo, um módulo fotovoltaico alimenta uma bateria, é a corrente reversa passando pelas células. Em vez de gerar corrente, o módulo passa a receber muito mais corrente do que produz. Esta corrente pode causar queda na eficiência das células e, em caso mais drástico, a célula pode se desconectar do arranjo fotovoltaico causando assim a perda total do fluxo de energia do módulo. Para evitar que isto ocorra, usa-se um diodo de bloqueio (Figura 2.13), para impedir que correntes reversas percorram as células no caso da ligação do módulo diretamente a uma bateria.



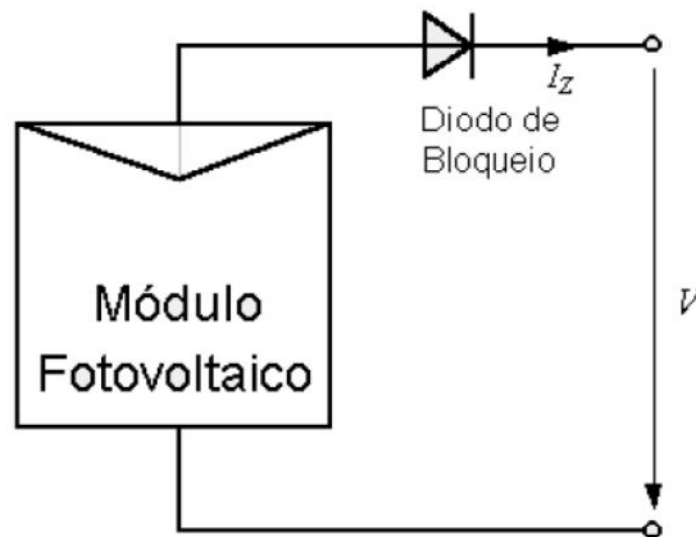


Figura 2.13 - Diodo de bloqueio (CRESESB, 2004)

## 2.3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS CÉLULAS E MÓDULOS

A escolha de um determinado módulo solar deve ser feita em função da necessidade de corrente que será suprida à carga do sistema fotovoltaico.

Assim sendo, os parâmetros ou características elétricas de um módulo precisam ser entendidos para que se possa selecionar o tipo apropriado para cada sistema em particular. As principais características de um módulo fotovoltaico serão analisadas a seguir.

- Tensão de circuito aberto  $V_{oc}$  e corrente de curto-circuito  $I_{sc}$

A tensão medida entre os terminais da célula (ou do módulo fotovoltaico), no caso de não haver nenhuma carga ligada, é denominada tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ).

Se os terminais da célula (ou do módulo fotovoltaico) forem ligados diretamente haverá a circulação de uma corrente máxima denominada corrente de

curto-circuito ( $I_{sc}$ ). A tensão  $V_{oc}$  correspondente é nula. Esses valores estão mostrados na Figura 2.14.

- Curva característica corrente versus tensão (I x V)

De acordo com as mudanças de condições da carga, os valores de corrente e tensão medidos na saída da célula (ou módulo) podem ser representados através da curva característica I x V, mostrada na Figura 2.14. Estas curvas são parametrizadas à intensidade da radiação e temperatura em que foram obtidas.

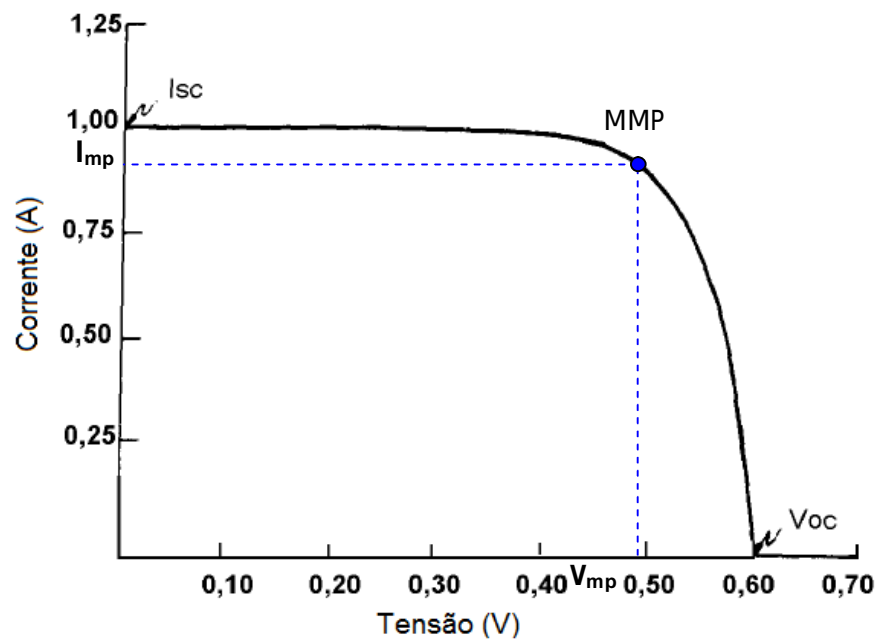


Figura 2.14 - Curva característica I x V típica de uma célula de silício  
(adaptado de CRESESB, 2004)

O produto da corrente pela tensão da célula (ou do módulo fotovoltaico) em cada ponto na curva I x V da Figura 2.14 gera a curva da potência vs tensão, mostrada na Figura 2.15. Existe somente um ponto da curva onde os valores da tensão,  $V_{mp}$ , e o da corrente,  $I_{mp}$ , correspondem à potência máxima que pode ser extraída de uma célula fotovoltaica, chamado ponto de máxima potência MPP (*Maximum Power Point*).

A potência no MPP,  $P_{mp}$ , é dada pelo produto da tensão  $V_{mp}$  pela corrente  $I_{mp}$ . Os valores de MPP,  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ,  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$  determinam as características da célula ou painel fotovoltaico para valores específicos de radiação, temperatura de operação e massa de ar.

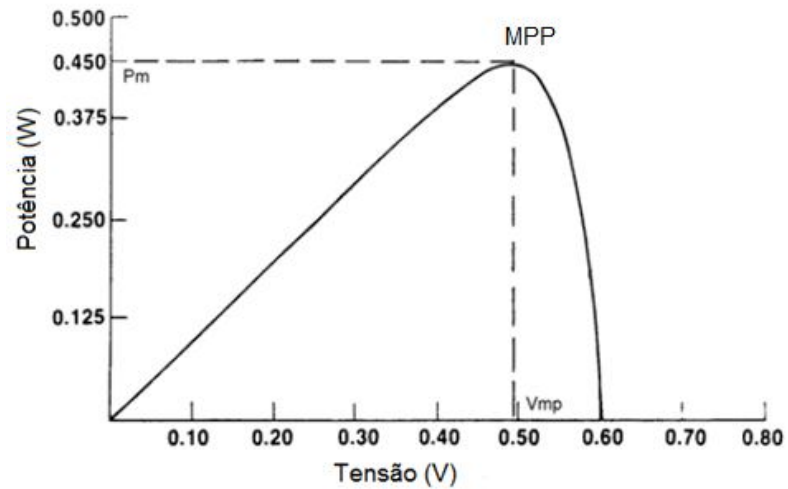


Figura 2.15 - Curva típica de potência versus tensão para a célula de silício (CRESESB, 2004)

A Figura 2.16 mostra a curva característica  $I \times V$  superposta à curva de potência vs tensão  $P \times V$ .

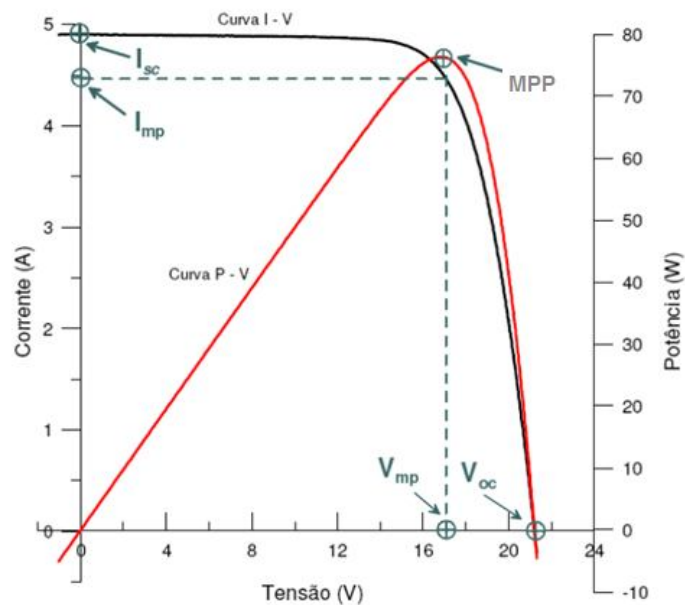


Figura 2.16 - Curvas  $I \times V$  e  $P \times V$  Parâmetros de potência máxima (GASPARIN, 2009)

O fator de forma (FF) é uma grandeza que expressa quanto à curva característica  $I \times V$  se aproxima de um retângulo. Quanto melhor for a qualidade das células do módulo, mais próxima da forma retangular será sua curva  $I \times V$ . O fator de forma é expresso por:

$$FF = (I_{mp} \times V_{mp}) / (I_{sc} \times V_{oc}) \quad (2.5)$$

onde:

FF: fator de forma [adimensional];

$I_{mp}$ : corrente do MPP [A];

$V_{mp}$ : tensão do MPP [V];

$I_{sc}$ : corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico [A];

$V_{oc}$ : tensão de circuito aberto do painel fotovoltaico [V].

A eficiência do painel é dada por:

$$\eta = (I_{mp} \times V_{mp}) / (A \times G) \quad (2.6)$$

onde:

$\eta$ : eficiência do painel [adimensional];

$I_{mp}$ : corrente do MPP [A];

$V_{mp}$ : tensão do MPP [V];

A: área útil do módulo [ $m^2$ ];

G: irradiância no painel [ $W/m^2$ ].

## 2.4 EFEITO DA IRRADIÂNCIA E DA TEMPERATURA NAS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS

O desempenho dos módulos fotovoltaicos é determinado pela irradiância (intensidade luminosa) e temperatura das células. As curvas características dos módulos são definidas para o valor de irradiância de  $1000 W/m^2$ , o que corresponde a radiação recebida na superfície da terra em dia claro ao meio dia, a uma temperatura de  $25^\circ C$ .

### - Irradiância (Intensidade luminosa)

Como mostra a Figura 2.17, a corrente gerada pelo módulo aumenta linearmente com o aumento da irradiância. É importante reafirmar o que foi apresentado no item 2.1.2: o Sol possui movimento aparente no céu de acordo com a hora do dia e com o dia do ano. Para receber maior intensidade luminosa é necessário acompanhamento destes movimentos. Entretanto, os módulos, normalmente, são instalados em posição fixa, devido ao elevado custo dos equipamentos que permitem sua movimentação (seguidores ou *trackers*). Dessa forma, é fundamental determinar a melhor inclinação para cada região em função da latitude do sítio de instalação do painel.

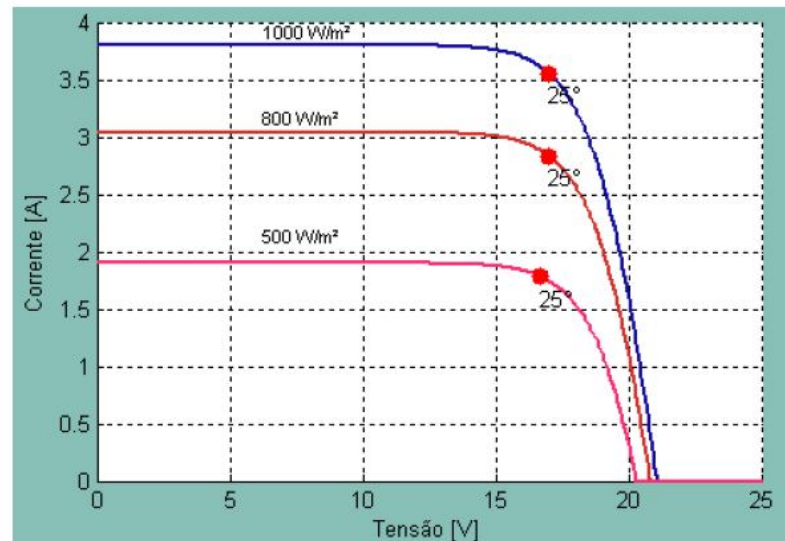


Figura 2.17 - Efeito causado pela irradiância na curva característica I x V na temperatura de 25°C (PACHECO, 2009)

### - Temperatura das células

A Figura 2.18 mostra curvas I x V para diversas temperaturas da célula, o aumento do nível de insolação aumenta a temperatura da célula e conseqüentemente tende a reduzir a eficiência do módulo. Isto se deve ao fato de que a tensão diminui significativamente com o aumento da temperatura enquanto que a corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível. Os módulos

de silício amorfo apresentam uma menor influência da temperatura na potência de pico, embora também sofram redução no seu desempenho.

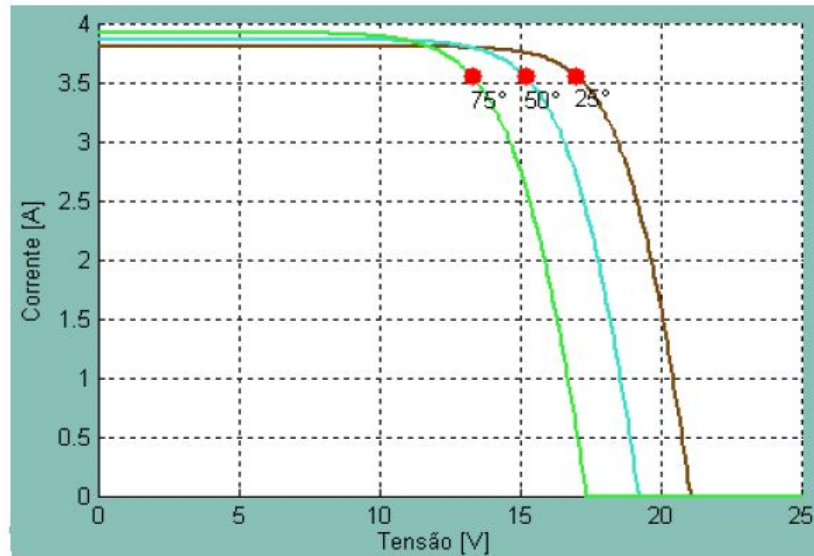


Figura 2.18 - Efeito causado pela temperatura da célula na curva característica  $I \times V$  para uma irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  (PACHECO, 2009)

## 2.5 MODELO EQUIVALENTE DO PAINEL FOTOVOLTAICO

A Figura 2.19 ilustra o modelo equivalente do painel fotovoltaico.

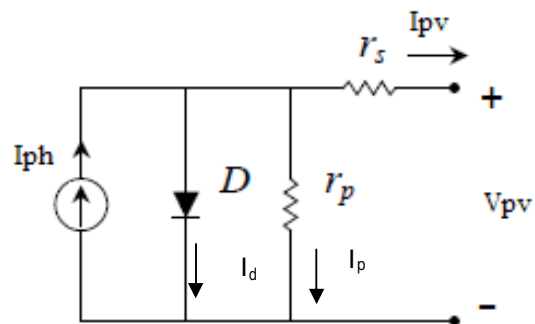


Figura 2.19 - Modelo equivalente do painel fotovoltaico

Uma fonte de corrente  $I_{ph}$  em paralelo com um diodo D é a representação mais simples para uma célula fotovoltaica. O valor de  $I_{ph}$  é proporcional ao nível de radiação solar incidente sobre a célula e à temperatura ambiente. Durante a noite não há geração de energia.

A tensão  $V_{pv}$  e corrente de saída  $I_{pv}$  da célula apresentam um comportamento não linear devido à presença do diodo no modelo equivalente. Como ocorre em qualquer semicondutor, a temperatura também influencia nos valores de  $V_{pv}$  e  $I_{pv}$ .

A resistência em série  $r_s$  surge devido as soldas internas no substrato do material semicondutor e terminais externos de saída, particularmente na grade frontal, além da resistência do próprio material semicondutor.

Já o resistor em paralelo  $r_p$  modela as correntes de fuga na superfície do material. Na maioria das vezes, devido ao seu elevado valor, o resistor  $r_p$  pode ser desconsiderado.

O efeito destas resistências  $r_s$  e  $r_p$  na curva característica  $I \times V$  é mostrado nas Figuras 2.20 e 2.21. A resistência em paralelo  $r_p$  não tem efeito sobre a corrente de curto-circuito  $I_{sc}$ , mas afeta a tensão de circuito aberto  $V_{oc}$ .

Por outro lado, a resistência em série  $r_s$ , não tem efeito sobre  $V_{oc}$ , mas afeta  $I_{oc}$  (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

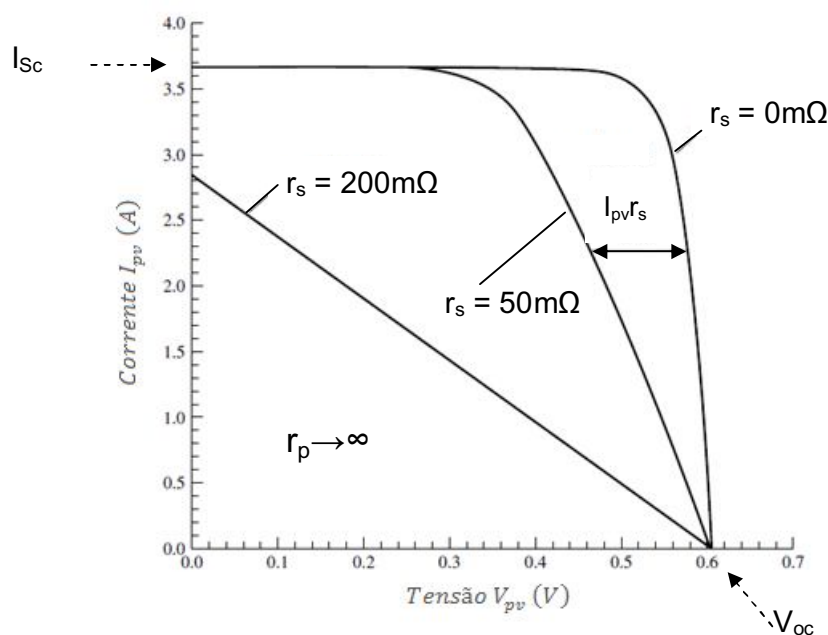


Figura 2.20 - Efeito da resistência  $r_s$  sobre a característica corrente-tensão da célula fotovoltaica com  $r_p$  tendendo para infinito (LUQUE e HEGEDUS, 2011)

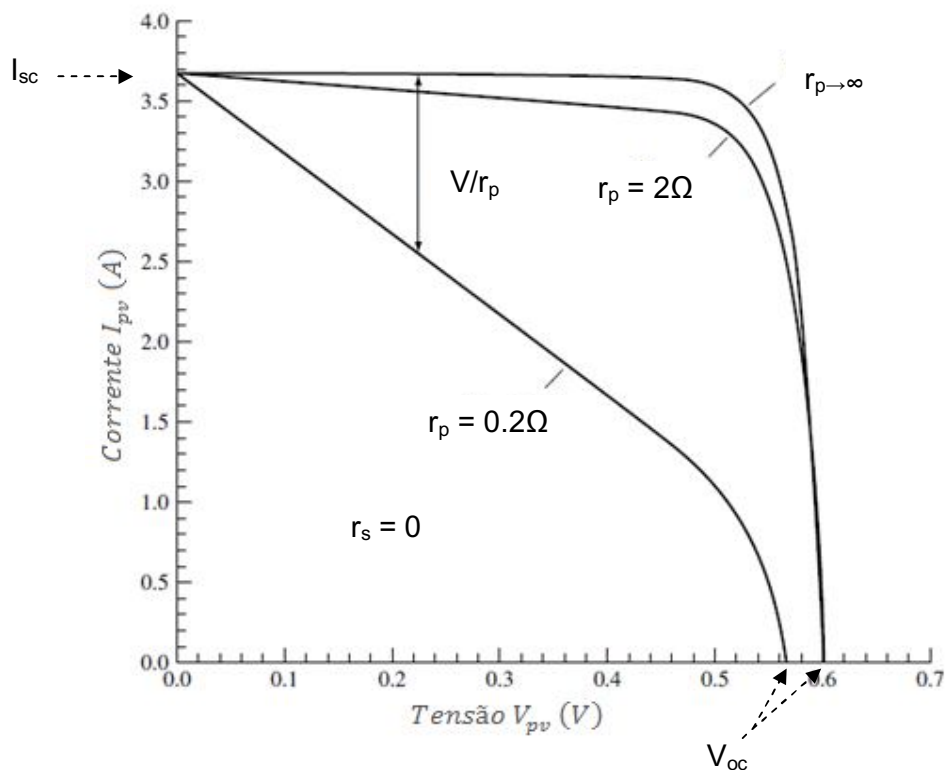


Figura 2.21 - Efeito da resistência  $r_p$  sobre a característica corrente-tensão da célula fotovoltaica para  $r_s$  nula (LUQUE e HEGEDUS, 2011)

#### - Equação equivalente do PV

Como mostra a Figura 2.19, a corrente de saída do painel fotovoltaico  $I_{pv}$  é a diferença entre a corrente  $I_{ph}$  gerada pela célula fotovoltaica e a corrente  $I_d$  que passa pelo diodo.

As características gerais para o diodo semicondutor, representado no modelo equivalente do painel, podem ser definidas para as regiões de polarização direta e reversa pela seguinte equação:

$$I_d = I_0 \cdot \left( e^{\left( \frac{V_{pv} + r_s I_{pv}}{A V_t} \right)} - 1 \right) \quad (2.7)$$

onde:

$I_0$ : corrente de saturação reversa do diodo [A];

$I_{pv}$ : corrente de saída da célula fotovoltaica [A];

$V_{pv}$ : tensão de saída da célula fotovoltaica [V];

$A$ : área da célula [ $m^2$ ];



$r_s$ : resistência em série [ $\Omega$ ];

$V_t$ : tensão térmica [J/C].

A corrente  $I_{pv}$  na saída do painel, conforme Figura 2.19, é dada pela Equação 2.8.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_p \quad (2.8)$$

onde:

$I_p$ : Corrente de fuga do resistor  $r_p$  [A].

$I_d$ : Corrente no diodo [A].

$I_{ph}$ : Corrente gerada pela célula fotovoltaica [A].

Com (2.7) em (2.8) e sendo  $I_p = (V_{pv} + r_s I_{pv}) / r_p$ , resulta:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{V_{pv} + r_s I_{pv}}{A V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + r_s I_{pv}}{r_p} \quad (2.9)$$

Sendo a tensão térmica  $V_t$  expressa por:

$$V_t = \frac{n \cdot k \cdot T}{q} \quad (2.10)$$

Sendo:

$n$ : coeficiente de emissão [adimensional];

$k$ : constante de Boltzmann [ $1,38 \times 10^{-23}$  J/K];

$T$ : temperatura em graus Kelvin;

$q$ : carga do elétron [ $1,6 \times 10^{-19}$  C].

Por (2.10) e (2.9) resulta Equação 2.11, em que a corrente  $I_{pv}$  na saída do painel fotovoltaico é expressa em função da tensão  $V_{pv}$ .

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\frac{q \cdot (V_{pv} + r_s \cdot I_{pv})}{A \cdot n \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + r_s \cdot I_{pv}}{r_p} \quad (2.11)$$

Para resolver esta equação foi empregado o método numérico de Newton devido a sua simplicidade e rápida convergência.

Algumas considerações de Longatt (2005) serviram como referência para programação do algoritmo em Matlab®:

1ª) O modelo leva em consideração a dependência da corrente  $I_{ph}$  com a temperatura, de acordo com equações (2.12) a (2.17).

$$I_{ph} = I_{ph}(T_1) + k_0(T - T_1) \quad (2.12)$$

$$I_{ph}(T_1) = I_{SC}(T_{1,nom}) \frac{G}{G_{nom}} \quad (2.13)$$

$$k_0 = \frac{I_{SC}(T_2) - I_{SC}(T_1)}{(T_2 - T_1)} \quad (2.14)$$

$$I_0 = I_0(T_1) * \left(\frac{T}{T_1}\right)^{\frac{3}{n}} * e^{\frac{qV_q(T_1)}{nk\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_1}\right)}} \quad (2.15)$$

$$I_0(T_1) = \frac{I_{SC}(T_1)}{\left(\frac{qV_{OC}(T_1)}{nkT_1} - 1\right)} \quad (2.16)$$

$$V_{OC} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_L}{I_0}\right) \quad (2.17)$$

2ª) A resistência em série  $r_s$  foi incluída no modelo, para representar a resistência em série de cada célula e a conexão entre elas:

$$r_s = -\frac{dV}{dI_{V_{OC}}} - \frac{1}{X_V} \quad (2.18)$$

$$X_V = I_0(T_1) \frac{q}{nkT_1} e^{\frac{qV_{OC}(T_1)}{nkT_1}} - \frac{1}{X_V} \quad (2.19)$$

Combinando as equações (2.12) a (2.19) chega-se à Equação 2.20 que foi resolvida pelo método de Newton através da rotina denominada “painel”, constante do Apêndice A.

$$I_{pv} = I_{SC}(T_r)G + k_0(T_{aK} - T_r) - \left( \frac{I_{SC}(T_r)}{\frac{qV_{OC}(T_r)}{e^{nkT_r} - 1}} \right) \left( \frac{T_{aK}}{T_r} \right)^{\frac{3}{n}} \left( e^{\frac{-qV_g}{nk\left(\frac{1}{T_{aK}} - \frac{1}{T_r}\right)}} \right) \left( e^{\frac{V_{PV} + I_{PV}r_s}{\frac{N_s}{q}nkT_{aK}}} - 1 \right) \quad (2.20)$$

onde: as variáveis desta equação estão relacionadas na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Variáveis do modelo de simulação do PV: Equação 2.20

VARIÁVEL	DESCRIÇÃO
G = 1	Irradiância (Densidade de potência solar) 1 G = 1.000 W /m <sup>2</sup>
k = 1,38x10 <sup>-23</sup> J/K	Constante de Boltzmann
q = 1,6x10 <sup>-19</sup> C	Carga do elétron
n = 1,2	Coefficiente de emissão do diodo [adimensional]
Vg = 1,12 eV	Energia necessária para o elétron mudar a banda de condução
Ns = 36	Número de células do painel
Voc_Tr = 21,30 / Ns	Tensão de circuito-aberto em cada célula na temperatura de referência
Isc_Tr = 8,84 A	Corrente de curto-circuito na temperatura de referência
T2 = 273 + 75	Temperatura de 75 graus Celsius convertida para graus kelvin
Toc = -0,0038 mV/°C	Coefficiente de temperatura Voc
Voc_T2 = Voc_Tr * (1 + Toc * 50)	Tensão de circuito-aberto em cada célula na temperatura de 75 °C
Tsc = 0,001 %/°C	Coefficiente de temperatura Isc
Isc_T2 = Isc_Tr * (1 + Tsc * 50)	Corrente de curto-circuito em cada célula a temperatura de 75 graus Celsius
Tac	Temperatura ambiente em graus Celsius
Tak = 273 + Tac	Temperatura ambiente em graus Kelvin
Tr = 273 + 25	Temperatura de referência em graus Kelvin
Io = Io_Tr * (Tak/Tr)^(3/n) * exp(-q * Vg / (n * k) * ((1/Tak) - (1/Tr))) [A]	Corrente de saturação reversa
Vt_Ta = n * k * Tak / q [J/C]	Voltagem térmica
Vc = Vpv / Ns [V]	Valor da tensão de saída em cada célula do painel
dvdi_Voc = -0,69 / Ns / 2	Derivada da tensão com relação à corrente. Obtida das curvas características do PV
rs = -dvdi_Voc - 1/Xv	Resistência em série do painel

Da Equação 2.20 foram gerados os gráficos das características elétricas em diferentes condições atmosféricas para o painel fotovoltaico Solarterra modelo HG135, utilizado como referência neste trabalho.

Os códigos para a geração dos gráficos constam do Apêndice B.

Comparando as curvas geradas pelo Matlab<sup>®</sup> com as curvas características fornecidas pelo fabricante do painel, pode-se verificar que o modelo apresenta uma resposta muito próxima da real, podendo ser usado para validação deste trabalho.

O gráfico da Figura 2.22 representa a característica  $I_{PV} \times V_{PV}$ , tendo como parâmetro a temperatura, para uma irradiância fixa de  $1.000 \text{ W/m}^2$ .

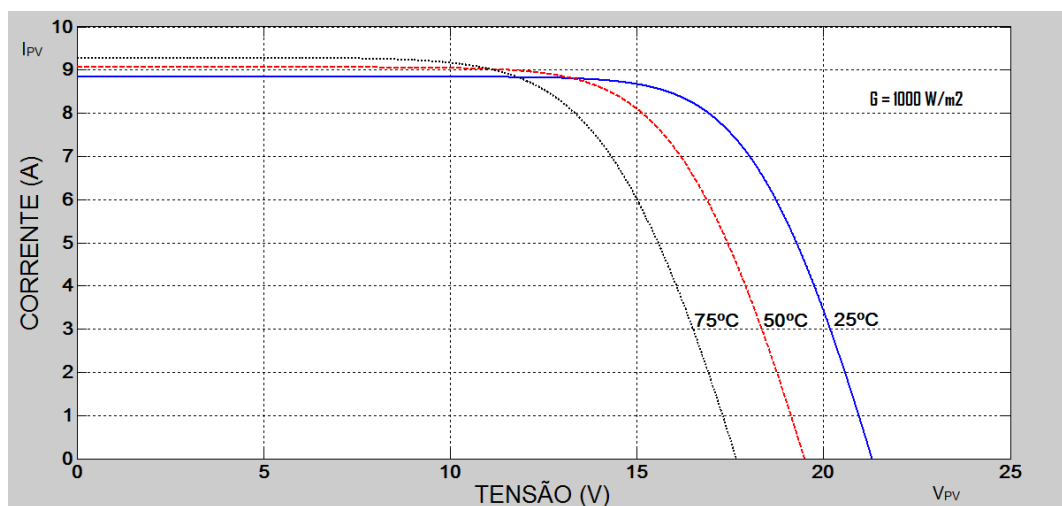


Figura 2.22 - Característica  $I_{PV} \times V_{PV}$  obtida pelo Matlab<sup>®</sup>, tendo como parâmetro a temperatura, para  $G = 1.000 \text{ W/m}^2$

A Figura 2.23 mostra a característica  $I_{PV} \times V_{PV}$  obtida pelo Matlab<sup>®</sup>, tendo como parâmetro a irradiância, à temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

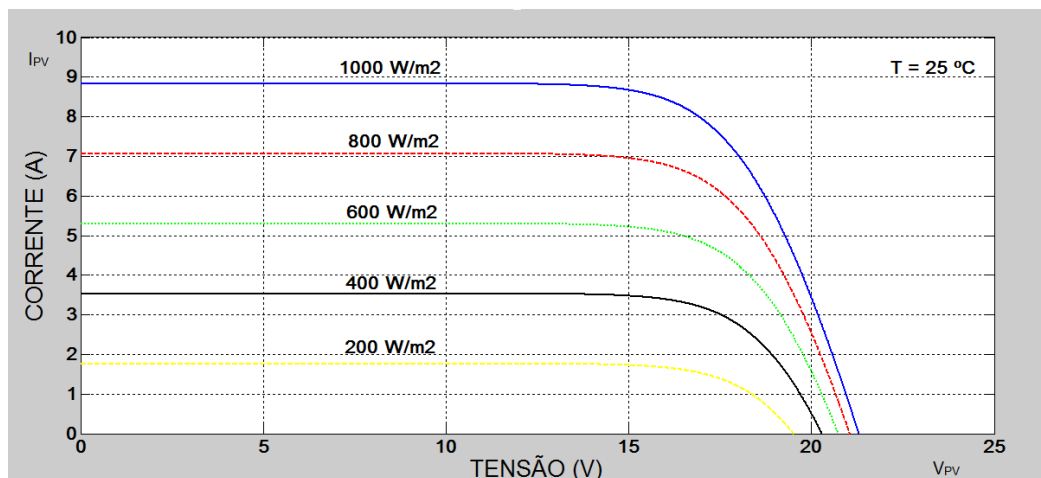


Figura 2.23 - Característica  $I_{PV}$  x  $V_{PV}$  obtida pelo Matlab<sup>®</sup>, tendo como parâmetro a irradiação  $G$ , à temperatura de  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$

A Figura 2.24 mostra a curva  $P_{PV}$  x  $V_{PV}$ , tendo como parâmetro a irradiação  $G$ , à temperatura constante de  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Observa-se por este gráfico a existência de um único ponto de máxima potência em cada curva.

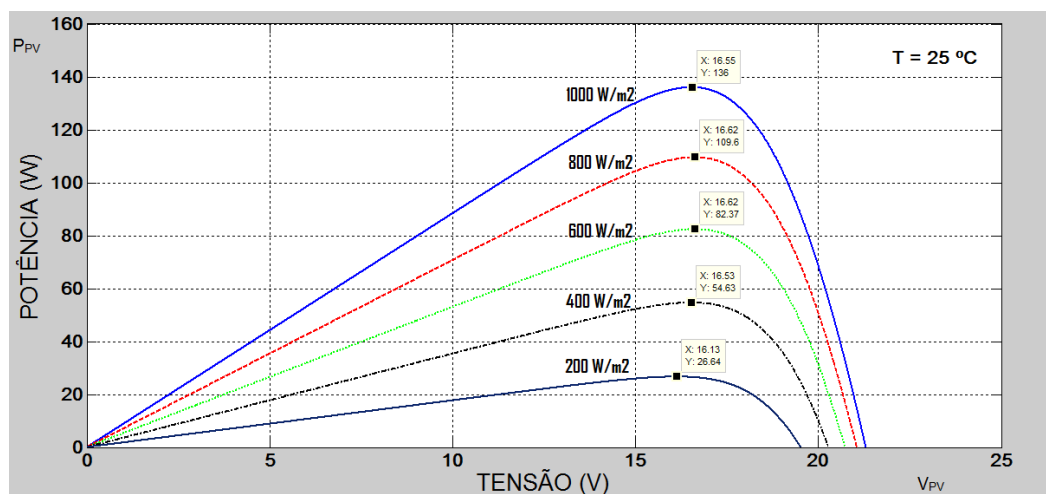


Figura 2.24 - Característica  $P_{PV}$  x  $V_{PV}$  obtida pelo Matlab<sup>®</sup>, tendo como parâmetro a irradiação  $G$ , à temperatura de  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$

## 2.6 PRINCIPAIS ALGORITMOS PARA RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

Os controladores do Ponto de Máxima Potência MPP começaram a ser desenvolvidos em 1968, com o intuito de melhorar o desempenho de sistemas constituídos por uma fonte não linear e uma carga arbitrária.

O controlador (Figura 2.25) é usado para fazer com que fontes de energia com características não lineares trabalhem no ponto de potência máxima, resultando assim, numa melhoria na transferência de energia para carga.

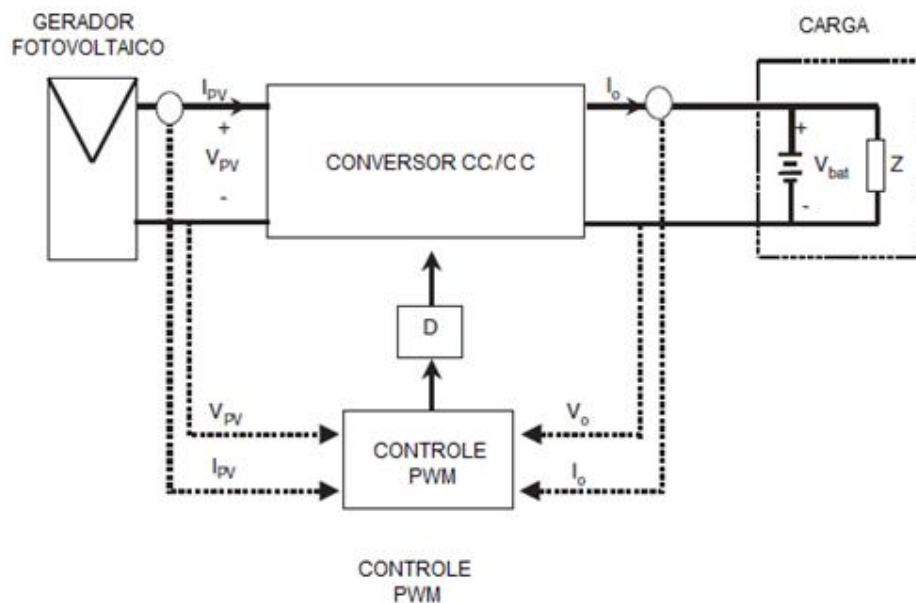


Figura 2.25 - Controlador do Ponto de máxima potência MPP  
(adaptado de SALAS *et al*, 2006)

Existem diversos tipos de controladores, cada um com suas características específicas e com precisão e robustez que dependem de alguns parâmetros, tais como:

- Rendimento global do sistema;
- Tipo de conversor PWM (*Pulse Width Modulation*);
- Características de fornecimento de energia a carga: CC-CC ou CC-CA;

- Tipo de aplicação: sistemas autônomos, sistemas ligados à rede elétrica e sistemas espaciais;
- Tempo de convergência.

A utilização de técnicas de rastreamento do MPP em painéis fotovoltaicos (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) produz um acréscimo de rendimento em torno de 15% a 30%.

Os principais requisitos das técnicas de MPPT são:

- Convergência;
- Rápida resposta dinâmica;
- Pequeno erro em regime permanente;
- Robustez a distúrbios;
- Mesma eficiência em diferentes níveis de potência.

Vários métodos de MPPT têm sido propostos na literatura. Uma análise comparativa desses métodos pode resultar em informações importantes para o projeto de sistemas fotovoltaicos.

### **2.6.1 Método da razão cíclica fixa**

Neste método o valor da resistência de carga é ajustado uma única vez no ponto de máxima potência para um determinado nível de irradiação solar e temperatura. Depois de feito o ajuste, o valor da carga permanece constante mesmo que ocorram variações das condições climáticas.

Principais características:

- Não necessita de realimentação, razão pela qual é muito simples;
- É um método off-line, não são feitas atualizações do valor da resistência;
- Não é robusto nem preciso, não responde com precisão a variações bruscas de temperatura e insolação.

### 2.6.2 Método da tensão constante

A tensão de saída do PV é da ordem de 70% a 80% da tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ ) para o valor padrão de irradiação solar. Pode-se então considerar que nos diversos pontos de MPP, a tensão nos terminais do módulo varia muito pouco com as mudanças atmosféricas, mesmo quando a intensidade da irradiação solar se altera.

Se o circuito de controle garantir que a tensão de saída no módulo permaneça constante, é possível operar próximo do MPP. Isso é realizado com uma malha fechada em tensão, conforme Figura 2.26. O método necessita apenas de um sensor de tensão (BRITO *et al.*, 2010). O valor da tensão de referência ( $V_{ref}$ ) é ajustado para ficar em torno de 76% do valor da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ).

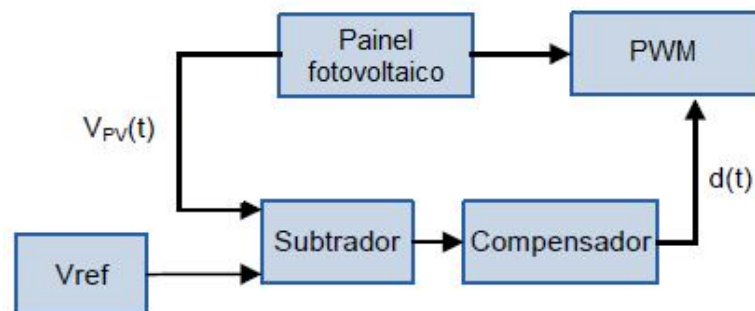


Figura 2.26 - Modelo do método da tensão constante (adaptado de BRITO, 2010)

### 2.6.3 Método da perturbação e observação (P&O)

Este método opera “perturbando” a tensão de saída do PV periodicamente. Para cada novo valor de tensão é calculado a potência de saída, sendo então



comparada com o valor anteriormente armazenado. Caso a potência aumente, o sistema de controle continuará a atuar naquele sentido; caso contrário, o sistema atuará no sentido oposto. Quando o ponto de máxima potência é alcançado, a tensão do painel oscila continuamente em torno deste. O passo de variação da tensão é um parâmetro que deve ser ajustado para possibilitar o balanço entre a resposta mais rápida com a menor oscilação em regime permanente. O fluxograma básico do método é apresentado na Figura 2.27, este método necessita dos sensores de corrente e tensão.

Observa-se que o método P&O pode ser melhorado através da variação do passo de incremento da razão cíclica do conversor, de forma a otimizar a busca do MPP. Quando o passo é variável o método é denominado de P&O modificado (BRITO *et al.*, 2010).

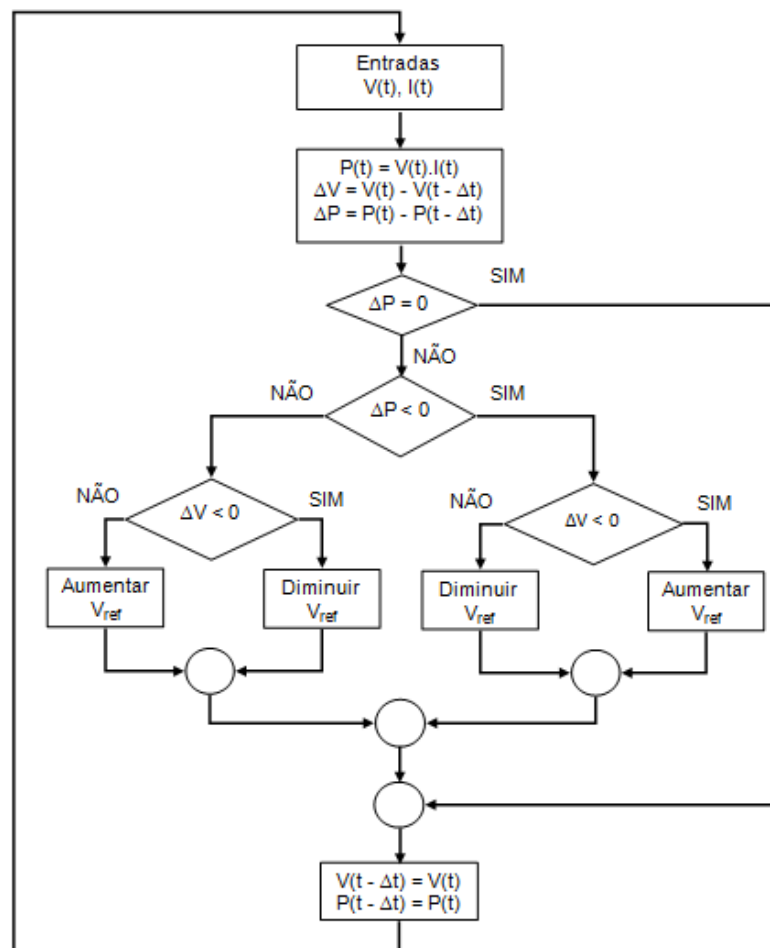


Figura 2.27 - Fluxograma do método da perturbação e observação (adaptado de BRITO, 2010)

### 2.6.4 Método da condutância incremental

O método da condutância incremental baseia-se no cálculo da derivada da curva de potência do painel fotovoltaico. Quando o valor da derivada é positivo, significa que o ponto de operação encontra-se na subida da curva. Na condição contrária, derivada negativa, o ponto de operação encontra-se na descida da curva. O ponto de máxima potência será alcançado quando a derivada for nula (Figura 2.28). Da mesma forma que o método da P&O, também necessita dos sensores de tensão e corrente, porém não é preciso calcular a potência instantânea do PV.

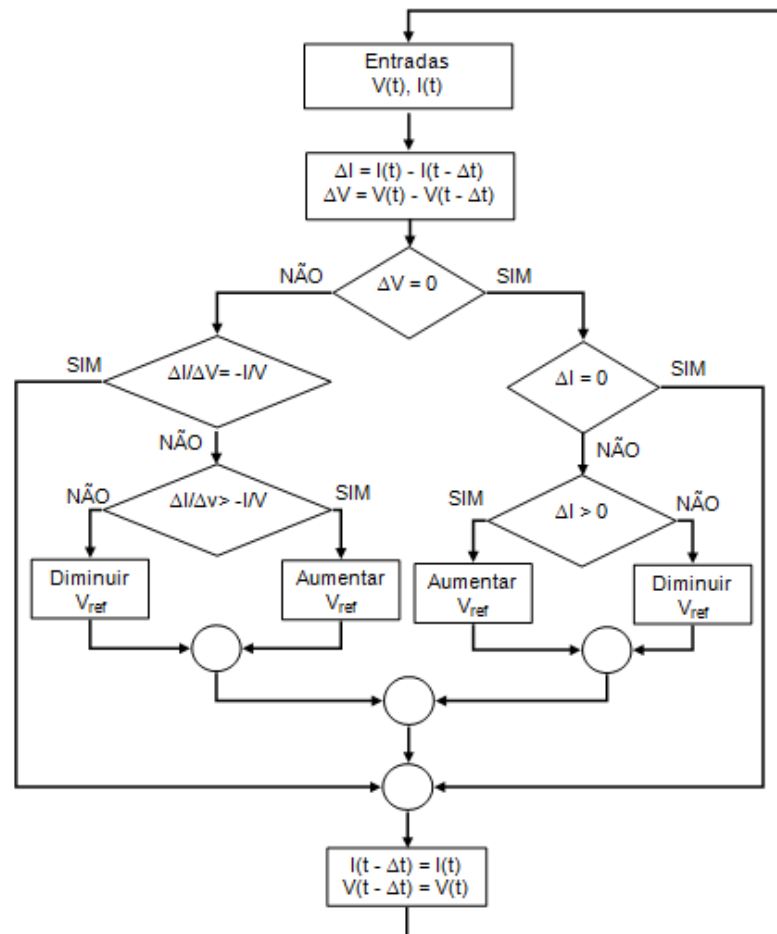


Figura 2.28 - Fluxograma do método da condutância incremental  
(adaptado de BRITO, 2010)

### 2.6.5 Método Beta

Este método utiliza a tensão e a corrente do painel para calcular continuamente o ponto de máxima potência por meio a Equação 2.21, que retorna um valor batizado como variável  $\beta$ .

Dessa forma,  $\beta$  pode ser realimentada em uma malha fechada convencional com referência constante, como mostra o diagrama da Figura 2.29.

$$\beta = \ln(I_{PV}/V_{PV}) - cV_{PV} \quad (2.21)$$

onde:

$I_{PV}$ : corrente de saída do painel fotovoltaico [A];

$V_{PV}$ : tensão de saída do painel fotovoltaico [V];

$c$ : dado por (2.22)

$$c = \left( \frac{q}{n.k.T.N_s} \right) \quad (2.22)$$

sendo:

$q$ : carga do elétron [ $1,6 \times 10^{-19}$  C];

$n$ : fator de qualidade da junção do painel [adimensional];

$k$ : constante de Boltzmann [ $1,38 \times 10^{-23}$  J/K];

$T$ : temperatura em graus Kelvin;

$N_s$ : quantidade de células fotovoltaicas em série.

Conforme as condições de operação do painel se alteram, o valor de  $\beta$  no ponto ótimo permanece quase constante (BRITO *et al.*, 2010).

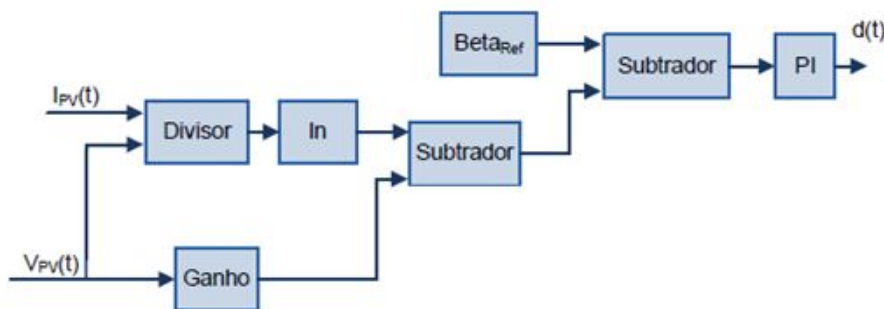


Figura 2.29 - Modelo do método beta (adaptado de BRITO, 2010)

### 2.6.6 Método oscilação do sistema

Este método baseia-se no teorema da máxima transferência de potência, sendo que a única variável medida é a tensão do painel fotovoltaico. Através das oscilações da tensão de saída do painel, e utilizando-se filtros para encontrar os valores médio e de pico desta tensão, gera-se um sinal de erro proporcional a amplitude medida. Este sinal de erro será realimentado para o circuito de controle (Figura 2.30), mantendo o PV operando no ponto de máxima potência. No ponto ótimo a razão entre a amplitude da oscilação e o valor médio da tensão é constante.

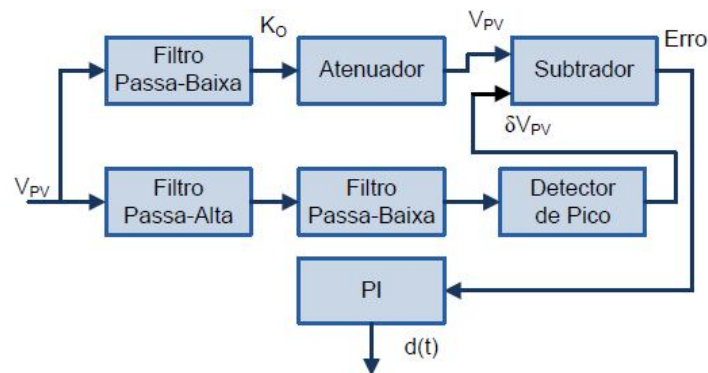


Figura 2.30 - Modelo do método da oscilação do sistema (BRITO, 2010)

### 2.6.7 Método da correlação de *ripple*

Da mesma forma como o método oscilação do sistema, é baseado na máxima transferência de potência, também utiliza as oscilações da potência para determinar o ponto ótimo. Sua desvantagem é necessitar de sensores de tensão e corrente para cálculo da potência. Neste caso, verifica as oscilações na potência através de filtros passa-altas, conforme ilustrado na Figura 2.31.

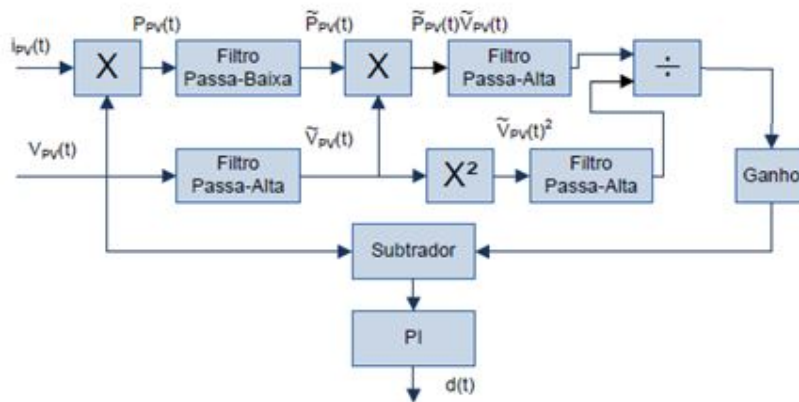


Figura 2.31 - Modelo do método da correlação de *ripple* (BRITO, 2010)

### 2.6.8 Método por lógica *fuzzy* (nebulosa)

Controladores implementados com lógica *fuzzy* têm a vantagem de não necessitar de um modelo matemático para o tratamento das não linearidades do sistema. Controles de lógica *fuzzy* geralmente consistem de três estágios: fuzzificação, pesquisa à base de regras *fuzzy* e defuzzificação. Como mostra a Figura 2.32, a tensão de saída do painel fotovoltaico é realimentada para o bloco de fuzzificação onde é convertida para a linguagem *fuzzy*.

O bloco “mecanismo de inferência”, orientado pelo bloco “base de regras”, pode então tomar decisões baseadas na lógica *fuzzy*, que serão devolvidas ao sistema pelo “bloco de defuzzificação”. O bloco de defuzzificação faz a conversão das informações da linguagem *fuzzy* para uma variável numérica. Esse processo fornece um sinal analógico que irá controlar o *duty cycle* do conversor PWM, variando então o ponto de máxima potência do painel fotovoltaico (ESRAM e CHAPMAN, 2007).

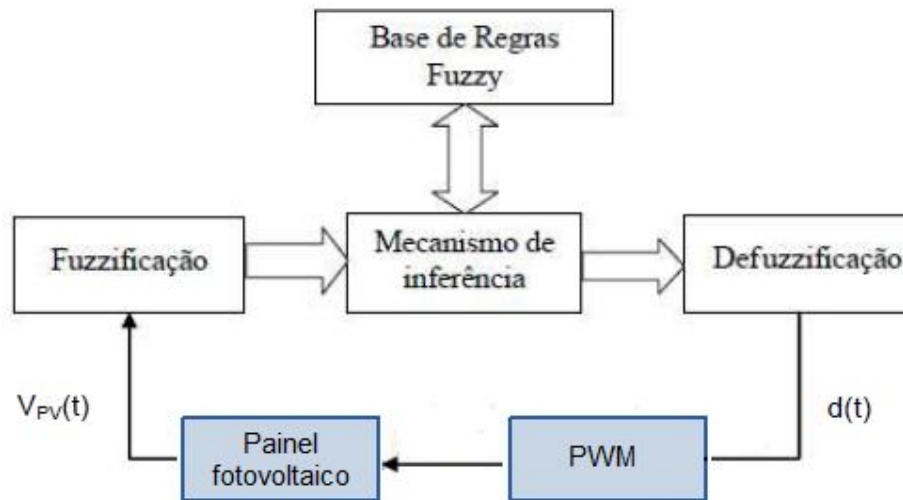


Figura 2.32 - Modelo do método da lógica *fuzzy* (adaptado de MEGIOLARO e MARTINS, 2010)

### 2.6.9 Método por rede neural

Outra técnica de controle do ponto de máxima potência é através de redes neurais.

A Figura 2.33 ilustra uma arquitetura que pode ser utilizada no método de MPPT.

Os parâmetros de entrada podem ser a tensão de circuito aberto  $V_{OC}$ , a corrente  $I_{SC}$ , a temperatura, a irradiância solar, ou qualquer combinação destes.

A saída é geralmente composta de um ou mais sinais de controle, como por exemplo, a variação do ciclo de trabalho de um sinal PWM atuando sobre um conversor CC/CC (FARANDA; LEVA, 2008).

O ponto inicial de operação depende do algoritmo utilizado e do treinamento. A identificação precisa do MPP é executada por um processo de treinamento, no qual o arranjo fotovoltaico é testado durante meses ou anos para obter os padrões entrada / saída.

Como os painéis fotovoltaicos têm características diferentes, uma rede neural tem que ser treinada especificamente para um determinado painel. As características de uma matriz PV também mudam com o tempo, o que implica que a rede neural deve ser treinada periodicamente para garantir um rastreamento preciso (MEGIOLARO e MARTINS, 2010).

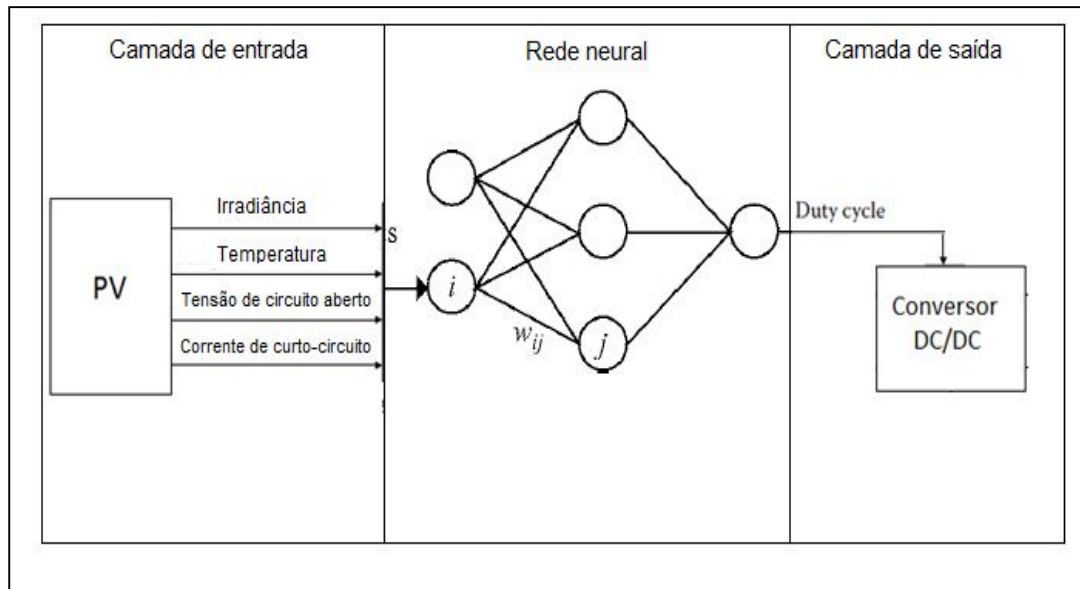


Figura 2.33 - Exemplo de rede neural para o método  
(adaptado de ESRAM e CHAPMAN, 2007)

### 2.6.10 Método da Subida no Morro (HC - *Hill Climbing*)

O Algoritmo da Subida no Morro (*Hill Climbing*), ilustrado na Figura 2.34, trabalha seguindo o mesmo princípio de funcionamento da técnica de perturbação e observação. No entanto, este método usa a derivada da potência em relação ao ciclo de trabalho  $dP/dD$  para encontrar o MPP. Na maioria das aplicações, conversores CC/CC e inversores CC/CA são usados como cargas de saída para os painéis fotovoltaicos. O método *Hill Climbing* usa diretamente o ciclo de trabalho (D)

dos dispositivos de chaveamento como parâmetro de decisão na busca do MPP. Quando  $dP/dD = 0$ , o ponto de máxima potência foi encontrado (TING e YU, 2010).

Esse algoritmo apresenta os mesmos problemas da técnica P&O, quando submetido a rápidas variações de irradiância. Suas vantagens são:

- não há necessidade de conhecer os parâmetros do painel ao qual vai ser aplicado;
- o erro em regime permanente bem menor que o do P&O (MEGIOLARO e MARTINS, 2010).

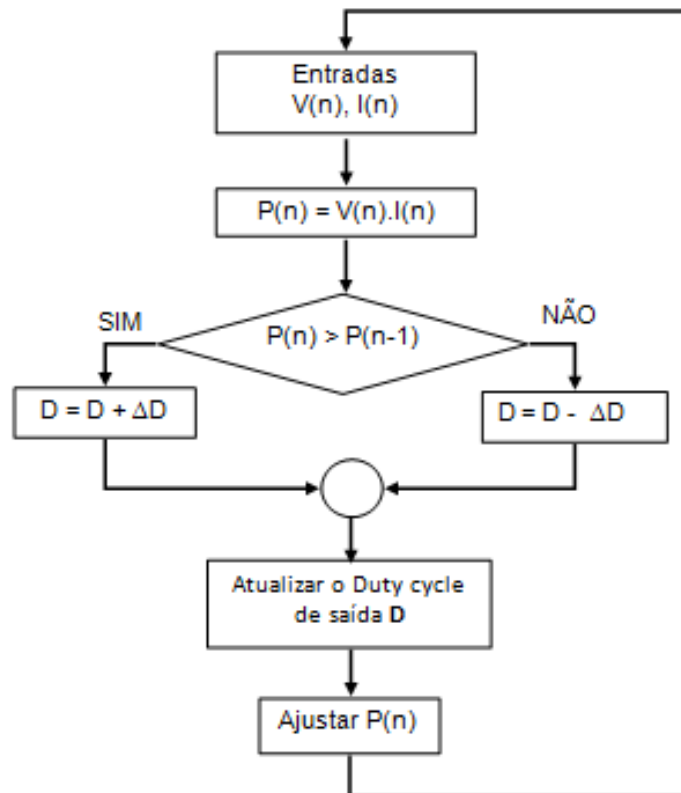


Figura 2.34 - Algoritmo do método de subida no morro  
(adaptado de TING e YU, 2010)

Conforme pode ser visto nos itens anteriores, existem muitos métodos para controlar o ponto de máxima potência (MPP) para painéis fotovoltaicos. Os métodos podem ser classificados conforme o número de variáveis de controle e/ou a estratégia de controle (SALAS *et al.*, 2006).

A tabela 2.4 resume as principais características dos diversos métodos de rastreamento para fins de comparação.



Tabela 2.4 - Métodos de rastreamento do MPP (adaptado de SALAS *et al.*, 2006)

CLASSIFICAÇÃO	MÉTODOS	DESVANTAGENS
Métodos indiretos: Baseado nos parâmetros armazenados em banco de dados e dados empíricos.	Ajuste de curva: Modelagem off-line das características não-lineares de um painel fotovoltaico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A resolução implica um difícil controle;</li> <li>• Requer conhecimento prévio dos parâmetros físicos.</li> </ul>
	Pesquisa de tabela: Armazenamento de valores do MPP em uma base de dados.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande memória;</li> <li>• Ajustado para um painel específico.</li> </ul>
	Gerador fotovoltaico de tensão de circuito aberto: A tensão de saída é linearmente proporcional a tensão de circuito-aberto.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os ajustes são específicos para cada tecnologia e condições meteorológicas;</li> <li>• A potência real não é exata.</li> </ul>
	Gerador fotovoltaico de corrente de curto-circuito: A corrente de saída é linearmente proporcional a corrente de curto-circuito.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os ajustes são específicos para cada tecnologia e condições meteorológicas;</li> <li>• A potência real não é exata.</li> </ul>
	Teste de tensão de circuito aberto da célula fotovoltaica: Monitoração da tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Este teste supõe que as células sejam idênticas, o que nem sempre é verdade.</li> </ul>
Métodos de amostragem (Método direto): a tensão e/ou corrente do gerador fotovoltaico é medida para que a potência de saída seja sucessivamente comparada.	Diferenciação: Equações.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os cálculos e medidas têm que ser efetuados rapidamente.</li> </ul>
	Realimentação de tensão e corrente: Ajuste do <i>duty cycle</i> do conversor DC/DC.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não é possível adaptar-se às variações súbitas de irradiância e temperatura.</li> </ul>
	Perturbação e observação (P&O): Mede a perturbação para que seja determinada a mudança de direção no rastreamento do MPP.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não é possível adaptar-se às variações súbitas de irradiância e temperatura.</li> </ul>
	Condutância incremental: Baseado no método da P&O, usa os valores de $I_{PV} / V_{PV}$ para determinar o sinal de $[d(P_{PV}) / d(V_{PV})]$ .	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Circuito de controle complexo</li> <li>• Necessita dos sensores de tensão e corrente.</li> </ul>
	Capacitância parasita: Similar ao método da condutância incremental inclui a capacitância parasita.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Circuito de controle complexo.</li> </ul>
	Amostragem de corrente: Mede somente a corrente do PV.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Método simples;</li> <li>• Implementado somente para conversores <i>buck</i>.</li> </ul>
Métodos de modulação.	Oscilações forçadas: Uma pequena tensão (modulação) é somada a tensão de operação do gerador fotovoltaico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementação complexa.</li> </ul>
Métodos de inteligência artificial.	Lógica <i>fuzzy</i> e redes neurais.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mede duas variáveis: tensão e corrente;</li> <li>• Implementação complexa.</li> </ul>

## 2.7 CONVERSORES CC / CC

### 2.7.1 Princípio geral de funcionamento

Em muitas aplicações é necessário converter o nível de tensão de uma fonte CC para outro valor qualquer. Os circuitos que alteram o nível de tensão CC são conhecidos como conversores CC/CC.

Os conversores CC/CC têm uma maior eficiência que as tradicionais fontes variáveis lineares.

Os conversores CC/CC foram desenvolvidos graças ao aprimoramento dos transistores de efeito de campo (FET) funcionando como chave, particularmente com o transistor do tipo *Vertical Metal Oxide Semiconductor* (VMOS).

Um regulador linear é baseado na variação da resistência entre os terminais de um transistor para regular a tensão, dissipando potência na forma de calor.

Um regulador chaveado é um circuito que usa um transistor como interruptor, um indutor e um diodo para transferência de energia da entrada para saída. No regulador chaveado a tensão e a corrente no indutor estão defasadas de noventa graus, resultando em uma eficiência muito maior, devido a pouca dissipação de calor. O armazenamento de energia é a principal vantagem da utilização de um indutor em reguladores chaveados.

Os tipos de conversores (*buck*, *boost*, *flyback*, etc) serão apresentados no Apêndice D.

### 2.7.2 Tensão, corrente e potência médias de saída de um conversor CC/CC

A saída de um conversor CC-CC é diretamente proporcional ao ciclo de trabalho (*duty cycle*)  $k$  do circuito de chaveamento. Modificando-se o valor do ciclo de trabalho consegue-se controlar a tensão média  $V_o$  (Equação 2.23), a corrente média  $I_o$  (Equação 2.24) e a potência média  $P_o$  (Equação 2.25) fornecida à carga (ANTUNES, 2012). A Figura 2.35 mostra o circuito de onde derivam essas equações.

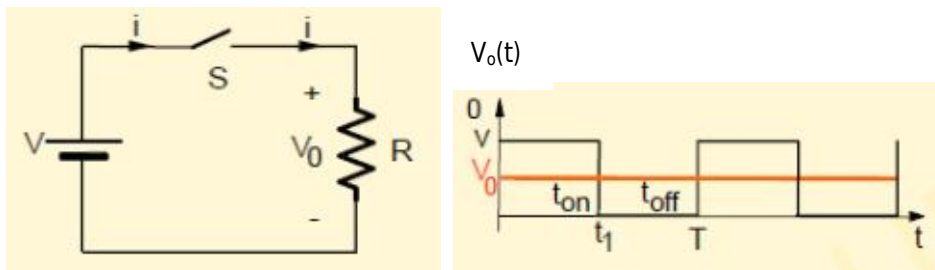


Figura 2.35 - Chaveamento da tensão  $V$  sobre uma carga  $R$

$$V_o = \frac{1}{T} \int_0^T v_o(t) dt = \frac{t_1}{T} V = t_1 f V = k V \quad (2.23)$$

onde:

$V_o$ : tensão de saída média [V];

$k$ : ciclo de serviço =  $t_1/T$ ,  $0 < k < 1$  [adimensional], sendo:

$t_1$ : tempo em que saída está ON [s];

$T$ : período do sinal de chaveamento [s];

$f$ : frequência do sinal de chaveamento [Hz].

$$I_o = \frac{V_o}{R} = \frac{kV}{R} = k \frac{V}{R} \quad (2.24)$$

$$P_o = \frac{1}{T} \int_0^T V_o i_o dt = \frac{1}{T} \int_0^{t_1} \frac{V_o^2}{R} dt = k \frac{V^2}{R} \quad (2.25)$$

### 2.7.3 Resistência equivalente “vista” pela fonte

A fonte de tensão de entrada  $V$  “enxerga” o conversor CC/CC como uma resistência variável  $R_i$  inversamente proporcional a  $k$ , conforme indica a Equação 2.26.

$$R_i = \frac{V}{I_o} = \frac{V}{kV/R} = \frac{R}{k} \quad (2.26)$$

onde:

$R_i$ : Resistência de entrada do conversor CC/CC [ $\Omega$ ];

$R$ : Resistência de carga do conversor CC/CC [ $\Omega$ ];

$k$ : ciclo de serviço =  $t_1/T$ ,  $0 < k < 1$  [adimensional];

$I_o$ : Corrente média de saída [A];

$V$ : Tensão de entrada [V];

Assim, Equação 2.26 é utilizada pelos circuitos de rastreamento do MPP para casar a impedância do painel fotovoltaico com a carga, conforme enunciado pelo teorema da máxima transferência de potência da fonte para a carga.

A Figura 2.36 ilustra a variação da resistência equivalente em função do ciclo de trabalho  $k$ .

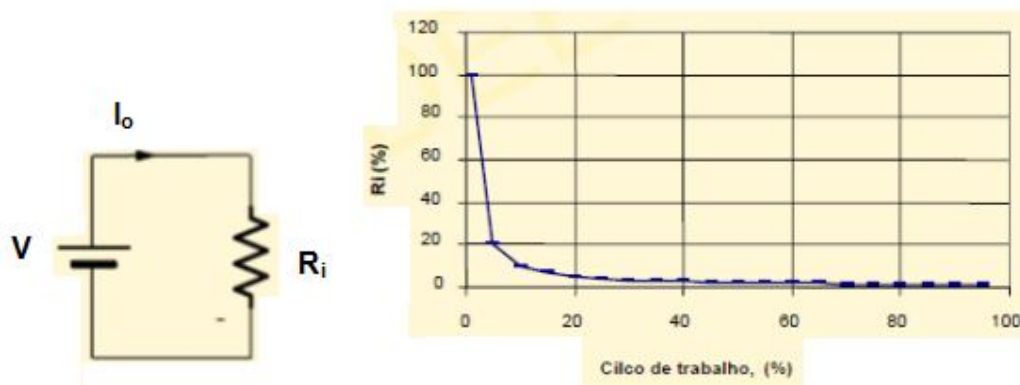


Figura 2.36 - Resistência de carga enxergada pela fonte  $V$  em função do ciclo de trabalho

## 2.7.5 Modulação PWM

Em todas as topologias de conversores CC/CC, a variação do ciclo de trabalho no chaveamento do transistor é responsável pelo controle do valor da tensão de saída com relação à entrada. Esse é um conceito fundamental em todos os circuitos baseados no chaveamento da energia armazenada em um indutor.

A Figura 2.37 mostra a variação da tensão de controle da chave, em função do ciclo de trabalho.

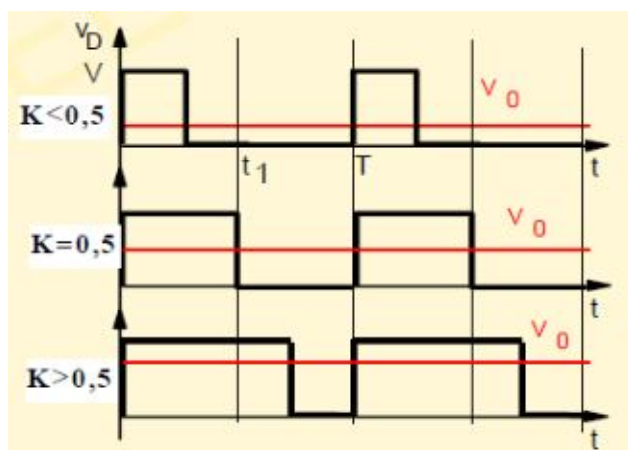


Figura 2.37 - Variação do ciclo de trabalho (ANTUNES, 2012)

Um circuito típico para modulação por largura de pulso (PWM) é mostrado na Figura 2.38.

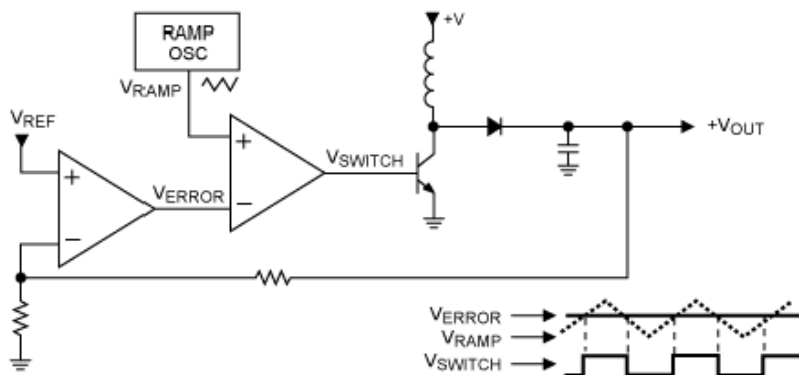


Figura 2.38 - Circuito de PWM (MAXIM, 2001)

Este circuito faz uma amostragem da tensão de saída  $V_{OUT}$  que será subtraída de uma tensão de referência  $V_{REF}$ , gerando um sinal de erro  $V_{ERROR}$ .

O sinal de erro é então comparado com o sinal de rampa  $V_{RAMP}$  do oscilador, gerando uma saída pulsante (PWM) que comuta o transistor responsável pelo chaveamento do indutor.

Quando ocorre uma mudança na tensão de saída do circuito, a tensão  $V_{ERROR}$  modifica a relação entre a condução,  $t_{ON}$ , e o corte,  $t_{OFF}$ , do transistor, conseqüentemente, a largura de pulso de saída (PWM) também muda. O circuito sempre procura manter a tensão de erro  $V_{ERROR}$  em zero, através de uma malha fechada de controle.

Para um modulador PWM o período  $T$  do pulso de chaveamento permanece constante. O que muda é a relação entre os tempos de condução e corte,  $t_{ON}$  e  $t_{OFF}$ , do transistor de chaveamento.

Baseado no que foi exposto, pode-se entender a atuação dos conversores no rastreamento do ponto de máxima potência em painéis fotovoltaicos. A idéia fundamental é o casamento de impedância do PV com a carga (teorema da máxima transferência de potência).

Esse casamento é conseguido com base na Equação 2.25, que diz que a resistência vista pelo PV é inversamente proporcional ao ciclo de trabalho (*duty cycle*) gerado pelo conversor PWM do sistema de rastreamento MPP.

A parte “inteligente” do sistema de rastreamento analisa as variáveis de entrada tensão, corrente, temperatura e nível de irradiação do painel, para encontrar o valor ideal do ciclo de trabalho do conversor PWM.

O valor do ciclo de trabalho corresponderá ao valor de impedância ideal visto pelo PV para as variáveis de entrada neste momento, ou seja, no ponto ideal da curva característica  $I \times V$  do PV. Ocorrerá então o casamento da impedância de saída do PV com a carga, ou seja, a máxima transferência de potência.

### 3 PROJETO DO RASTREADOR DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA E RESULTADOS

#### 3.1 ALGORITMO DO MPPT PROPOSTO

A Figura 3.1 apresenta o fluxograma do algoritmo do MPPT proposto.

O algoritmo proposto pode ser classificado como sendo do tipo perturbação e observação de passo duplo. Realmente, a tensão procurada  $V_{pv}$  do PV é perturbada nas interações por um passo que assume dois valores, um durante o ajuste grosso (linhas contínuas vermelhas da Figura 3.1) e outro no ajuste fino (linhas pontilhadas verdes da Figura 3.1) e o seu efeito na potência de saída do PV é observado.

##### 3.1.1 Variáveis de programação

As seguintes variáveis de programação foram definidas:

- $\Delta v$ : passo para a tensão procurada de saída do PV em cada iteração  $n$  do ajuste grosso;
- $\Delta v/2M$ : passo para a tensão procurada de saída do PV em cada iteração  $n$  do ajuste fino, sendo  $M$  um divisor fixo pré-estabelecido;
- $\epsilon \Delta v$ : primeiro limiar de decisão para a variação entre duas amostras de potência sucessivas,  $|p(n) - p(n-1)|$ , utilizado no ajuste grosso;
- $\delta$ : segundo limiar de decisão para a variação entre duas amostras de potência sucessivas,  $|p(n+1) - p(n)|$ , utilizado no ajuste fino;
- $f$ : *flag* utilizado para permitir o funcionamento do algoritmo mesmo quando há bruscas variações da insolação ou da temperatura.

### 3.1.2 Descrição do algoritmo

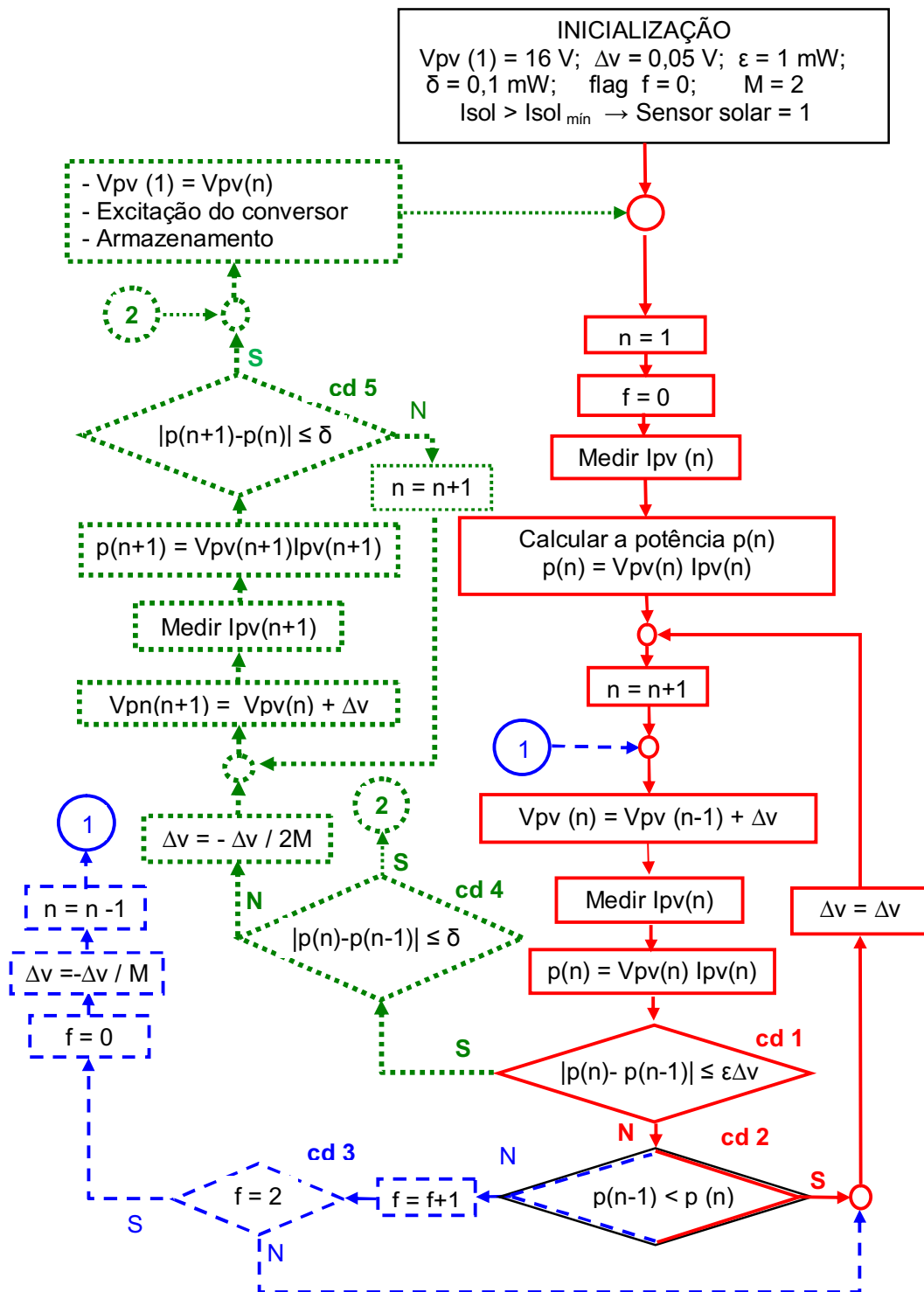


Figura 3.1 - Algoritmo do MPPT proposto



### - inicialização

O dispositivo de MPPT só opera quando há uma insolação suficiente, interrompendo o funcionamento durante a noite. Utiliza para tal um sensor solar.

Os valores dos limiares, do passo de aproximação e do valor da tensão  $V_{PV}$  do painel são estabelecidos. O valor inicial de  $V_{PV}$  poderá ser estabelecido judiciosamente a partir das especificações do painel comercial. Um valor universal poderia ser aproximadamente 70 a 80% do valor nominal da sua tensão em circuito aberto  $V_{oc}$  (para o valor de irradiância considerado).

### - Ajuste grosso do passo de aproximação

Conforme mostra o início do fluxograma da Figura 3.1, a tensão procurada de saída  $V_{pv}$  é “perturbada” pela variável  $\Delta v$ . Para cada mudança  $\Delta v$  na tensão procurada  $V_{pv}$ , a corrente de saída  $I_{pv}$  fornecida à carga pelo PV é medida. De posse desses valores, a potência de saída  $p = V_{pv} I_{pv}$  do PV pode ser calculada e memorizada.

Uma nova perturbação  $\Delta v$  é então aplicada sobre a tensão  $V_{pv}$ , a nova corrente  $I_{pv}$  é medida e o novo valor de potência é memorizado.

Esse procedimento é repetido enquanto o valor absoluto da diferença entre duas medidas consecutivas de potência,  $p(n-1)$  e  $p(n)$ , for maior que o limiar  $\epsilon\Delta v$  (caixa de decisão cd 1) e a nova potência  $p(n)$  for maior que a potência anterior  $p(n-1)$  (caixa de decisão cd 2). Nessas condições o algoritmo está realizando o ajuste grosso (linhas contínuas vermelhas do fluxograma), atuando na parte ascendente da curva de potência 1 da Figura 3.2, em linha contínua vermelha.

Quando o valor absoluto da diferença entre duas medidas consecutivas de potência for menor que o limiar  $\epsilon\Delta v$  (caixa de decisão cd 1) então o MPP estará compreendido no intervalo entre os pontos de potência  $p(n)$  e  $p(n-1)$  da curva de potência 1.

Inicia-se então o ajuste fino (linhas pontilhadas verdes do fluxograma)

### - ajuste fino do passo de aproximação

Enquanto o ajuste grosso objetiva a maior rapidez do algoritmo, o ajuste fino procura uma maior exatidão no resultado, utilizando menores valores do passo de aproximação  $\Delta v/2M$  e do limiar  $\delta$  utilizado na condição de fim do algoritmo (caixa de decisão 5).

Quando o valor absoluto da diferença entre duas potências consecutivas tornar-se menor que  $\delta$ , então o MPP terá sido encontrado (ponto de máximo da curva “potência vs tensão”).

Se eventualmente a condição de saída do ajuste grosso (caixa de decisão 1) também satisfizer a condição de ajuste fino  $|p(n) - p(n-1)| \leq \delta$ , (caixa de decisão cd 4), o programa terminará sem realizar o ajuste fino, fornecendo então os valores da tensão  $V_{pv}$  e corrente  $I_{pv}$  do MPP.

#### - funcionamento do algoritmo para variações bruscas da radiação solar

A Figura 3.2 mostra uma família de cinco curvas de potência de um PV, parametrizada por cinco valores de insolação. A curva p4, de maior MPP, corresponde à maior radiação solar.

Quando em uma iteração, em uma determinada curva de potência, a potência  $p(n)$  for menor que  $p(n-1)$  (caixa de decisão cd 2), há duas possibilidades:

1º caso: o ponto correspondente a  $p(n)$  passou para uma nova curva de potência, em decorrência de uma variação brusca da radiação solar, por exemplo, de  $P_{11}$  na curva 1 para  $P_{31}$  na curva 3, Figura 3.2.

2º caso: o ponto correspondente a  $p(n)$  está na parte descendente da curva de potência (do MPP ao final da curva), por exemplo, de  $P_{15}$  para  $P_{16}$  na curva 1 da Figura 3.2.

Para diferenciar o primeiro do segundo caso, e conseguir a convergência do algoritmo de busca do MPP, é empregado um controle pelo *flag f* (linhas tracejadas azuis).

Se a condição  $p(n) < p(n-1)$  ocorrer apenas **uma vez** durante duas iterações consecutivas, então  $f = 1$  (caixa de decisão cd3). Nesse caso ocorreu uma mudança de curva. O algoritmo prossegue com mesmo passo  $\Delta v$ . Um exemplo é a sequência de pontos medidos  $P_{11} - P_{31} - P_{32} - P_{33}$  da Figura 3.2.

Se a condição  $p(n) < p(n-1)$  ocorrer **duas vezes** em interações consecutivas, então  $f = 2$  (caixa de decisão cd3). Nesse caso os pontos de potência estão na parte descendente da curva. O passo  $\Delta v$  muda de sinal e diminui de valor para  $-\Delta v / M$ . A “subida” pela curva descendente é iniciada a partir do **penúltimo** ponto obtido. Um exemplo é o da sequência de pontos medidos  $P_{15} - P_{16} - P_{17} - P_{18}$  da Figura 3.2.

A Figura 3.2 mostra as quatro possibilidades de transição possíveis entre curvas de diferentes radiações solares (setas pontilhadas vermelhas):  $P_{11}$  para  $P_{31}$  (região ascendente das curvas,  $P_{11} > P_{31}$ ),  $P_{11}$  para  $P_{21}$  (região ascendente das curvas,  $P_{11} < P_{21}$ ),  $P_{15}$  para  $P_{51}$  (região descendente das curvas,  $P_{15} > P_{51}$ ) e  $P_{15}$  para  $P_{41}$  (região descendente das curvas,  $P_{15} < P_{41}$ ).

Esses modos de transição estão ilustrados no diagrama simplificado de transição de estados constante da Figura 3.3.

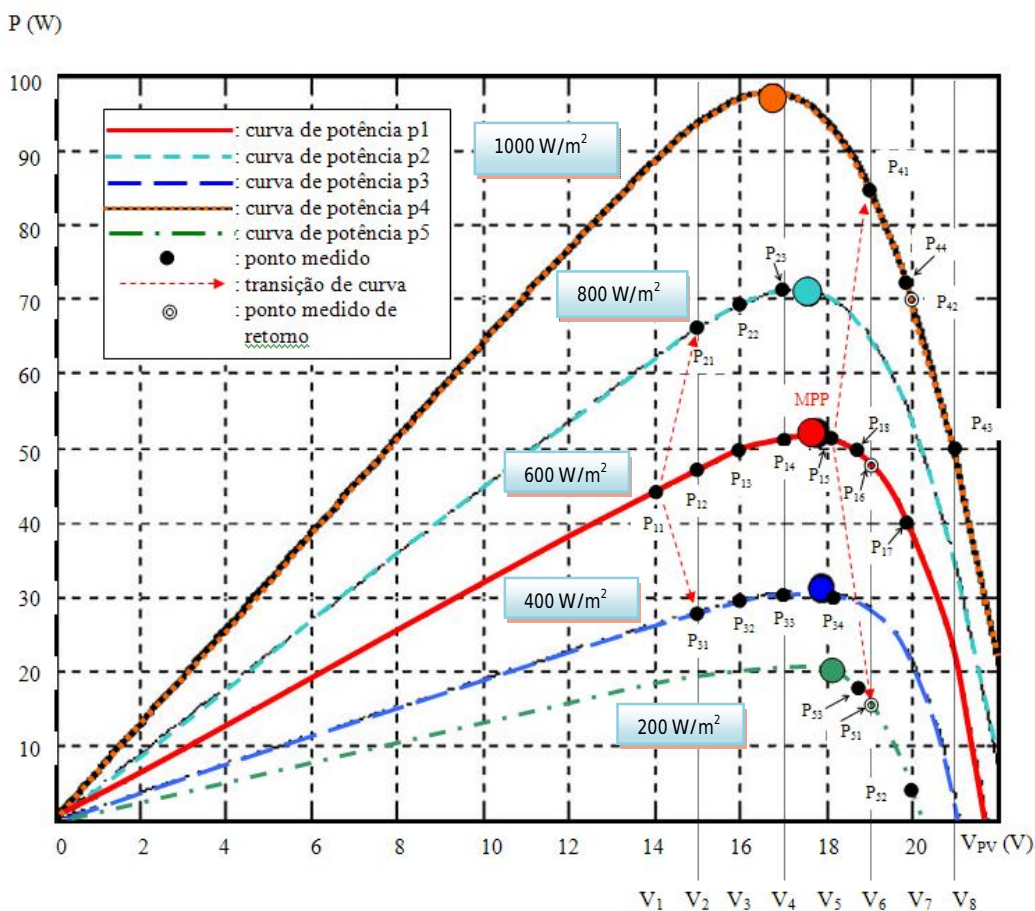


Figura 3.2 - Rastreamento do MPP sob mudanças bruscas da insolação

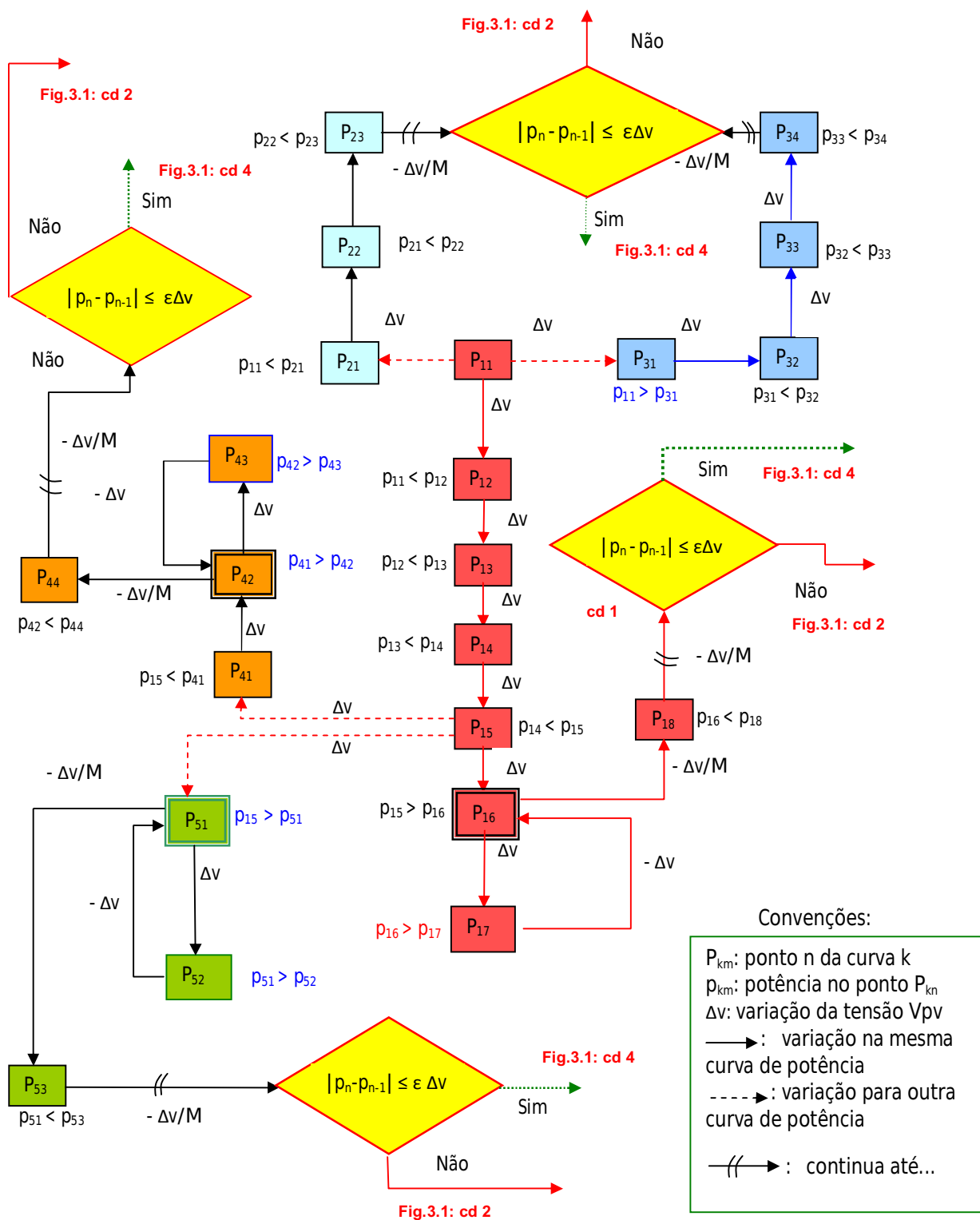


Figura 3.3 - Diagrama de estados do MPP com casos de transições entre curvas de potência mostrados na Figura 3.2

### - Excitação do conversor e armazenamento

Os valores das tensões “ótimas” de  $V_{PV}$  são fornecidos continuamente ao circuito de controle do conversor estático, para ajustar o seu ciclo de serviço, conforme item 2.6.5. A atualização do MPP é realizada em tempo real, uma vez que o tempo de busca é da ordem de unidades de milissegundos e a variação da insolação é lenta, porquanto a elevação do Sol é, em média, de aproximadamente  $0,25^\circ$  /min.

Os valores da potência do MPP serão armazenados a cada meia hora para fins de análise do desempenho do PV e para fins estatísticos ao longo de um ano.

## 3.2 ETAPAS DAS SIMULAÇÕES DO ALGORITMO PROPOSTO

Por meio de rotinas do Matlab<sup>®</sup> (LONGATT, 2005) foram realizadas várias simulações do algoritmo proposto neste trabalho, com a finalidade de comprovar a sua eficiência e robustez no rastreamento do MPP.

Os parâmetros adotados nas simulações e a elaboração dos modelos matemáticos utilizaram como referência as curvas características do painel fotovoltaico Solarterra, modelo HG135. Com esse procedimento foi possível comprovar que os resultados obtidos se aproximaram dos valores reais, garantindo sua confiabilidade.

As simulações foram feitas basicamente em duas etapas.

Na primeira etapa a robustez do rastreamento face às variações bruscas na intensidade de radiação solar incidente sobre o painel fotovoltaico foi avaliada. Tomando por base as curvas características fornecidas pelo fabricante do PV, o valor do nível de radiação foi variado entre os valores máximo de  $1000 \text{ W/m}^2$  e mínimo de  $200 \text{ W/m}^2$ , em uma temperatura constante de  $25^\circ\text{C}$ . Este procedimento permitiu determinar o número de iterações e o tempo gasto pelo algoritmo para encontrar o ponto de máxima potência para cada nível de radiação. De posse desses primeiros resultados foi possível fazer uma avaliação da estabilidade e

convergência do algoritmo na ocorrência de mudanças bruscas da intensidade da radiação solar.

A segunda etapa de simulação teve como finalidade fazer uma avaliação da sensibilidade, eficiência e estabilidade do algoritmo face a mudanças de valores de determinadas variáveis de programação do algoritmo. Como resultados destes testes, foram gerados dois gráficos distintos que servirão para avaliar o efeito da mudança nos valores das variáveis de programação  $\Delta V$ ,  $\delta$ ,  $\epsilon \Delta v$  e  $M$  (apresentadas no item 3.1.2) no rastreamento do ponto de máxima potência.

Os códigos da simulação constam do Apêndice B.

### 3.3 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Três diferentes testes foram executados com a finalidade de avaliar o algoritmo proposto: número de iterações necessárias para a convergência, tempo de convergência e avaliação da sensibilidade do algoritmo. As simulações foram executadas com software Matlab® e sistema operacional Windows 7 Home Basic 32-bit SP1, Processador Pentium Dual-Core, CPU T4300, 2,1 Ghz, 3,0G RAM.

#### 3.3.1 Número de iterações necessárias para convergência

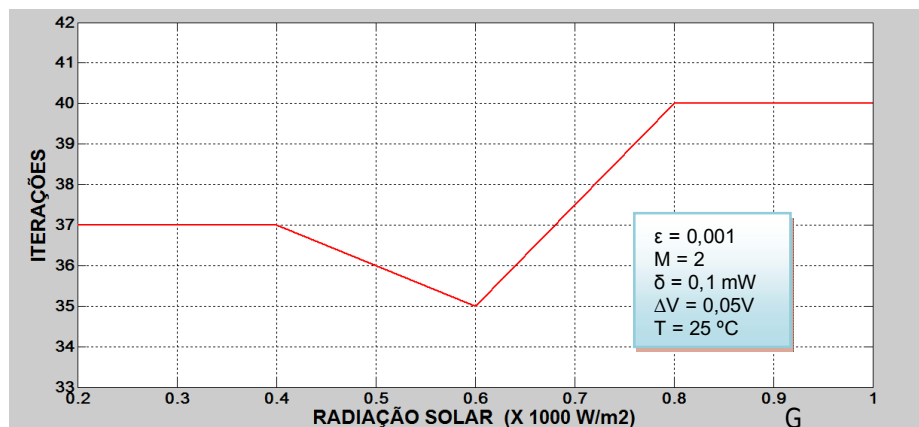


Figura 3.4 - Número de iterações necessárias para a convergência

Os níveis de radiação solar utilizados foram os valores fornecidos pelo fabricante do PV, de  $1000 \text{ W/m}^2$  a  $200 \text{ W/m}^2$ , em uma temperatura ambiente de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . O número de iterações necessárias para que o ponto de máxima potência fosse atingido foi computado para cada valor de radiação tomado como referência.

O gráfico da Figura 3.4 mostra que a convergência é conseguida com um número de iterações entre 35 e 40, dependendo do nível de radiação solar ( $G$ ) incidente no PV.

### 3.3.2 Tempo de convergência

O tempo necessário para que o algoritmo encontrasse o ponto de máxima potência foi calculado a partir do número de execuções da rotina proposta. Conforme mostra a Figura 3.5, o tempo variou entre  $5,4 \text{ ms}$  a  $8,3 \text{ ms}$ , dependendo do nível de radiação solar incidente sobre o painel fotovoltaico.

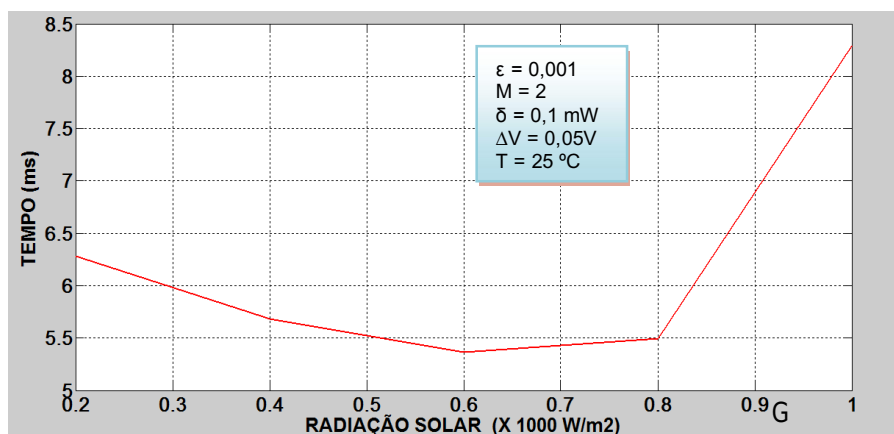


Figura 3.5 - Tempo de convergência ao MPP

### 3.3.3 Avaliação da eficiência do algoritmo

Com a finalidade de avaliar a eficiência do algoritmo mediante as alterações dos parâmetros de programação  $\Delta V$ ,  $\delta$ ,  $\epsilon \Delta v$  e  $M$  foram realizadas as simulações que se seguem.

Os gráficos gerados comparam o valor da potência calculada no final do rastreamento, aqui chamada de “Potência Rastreada, PR”, com o valor máximo teórico, denominado “Potência no MPP, PMPP”. O tempo consumido para se atingir o MPP para uma dada radiação solar é chamado tempo de resposta do rastreamento.

Para facilitar a análise dos resultados, os gráficos gerados em todas as simulações foram padronizados tanto na forma de onda de saída quanto na escala de valores dos eixos das abscissas (x) e ordenadas (y). Para cada simulação os níveis de radiação solar usados como referência foram repetidos duas vezes. Tomando por base o maior resultado obtido durante as simulações, para o do eixo x foi estipulado um valor de 400 interações. Para o eixo y foram adotados como valores máximos 160 W, 50 W e 1 W, dependendo do tipo de simulação.

A partir dos resultados das simulações, os valores das variáveis de programação poderão ser estabelecidos de modo a se obter o melhor desempenho no rastreamento do MPP.

#### 3.3.3.1 Potência de saída em função de $\Delta V$

Como as curvas características fornecidas pelo fabricante do PV utilizam como referência o nível de radiação solar incidente no painel fotovoltaico, existe uma tensão de saída  $V_{pv}$  correspondente a cada valor do MPP.

Para uma temperatura de 25 °C e valores de radiação solar situados entre 200 W/m<sup>2</sup> e 1000 W/m<sup>2</sup>, a faixa de valores da tensão  $V_{pv}$  fica compreendida entre 16,1290 V e 16,6390 V, correspondendo a uma faixa  $\Delta V_{pv}$  de 0,51 V.



Para efeito de inicialização do algoritmo, devem ser configurados os valores iniciais de  $V_{PV}$  e  $\Delta V$ . Foi estipulado um valor inicial de 16,384 V para a tensão  $V_{PV}$ , o que corresponde à metade da faixa de operação  $\Delta V_{pv}$  esperada do PV entre os extremos de variação da radiação solar na temperatura ambiente de 25° C.

Com a finalidade de gerar os gráficos utilizados para análise da sensibilidade do algoritmo, foram estipulados os seguintes valores para variável  $\Delta V$ :  $\Delta V = 1$  V,  $\Delta V = 0,5$  V,  $\Delta V = 0,1$  V,  $\Delta V = 0,05$  V e  $\Delta V = 0,01$  V.

Os valores das outras variáveis do programa permaneceram constantes,  $\epsilon = 0,001$ ,  $\delta = 0,1$  mW e  $M = 2$ .

As Figuras 3.6 a 3.10 mostram o efeito da variação do valor de  $\Delta V$  sobre o tempo de resposta e a potência gerada na saída do painel fotovoltaico.

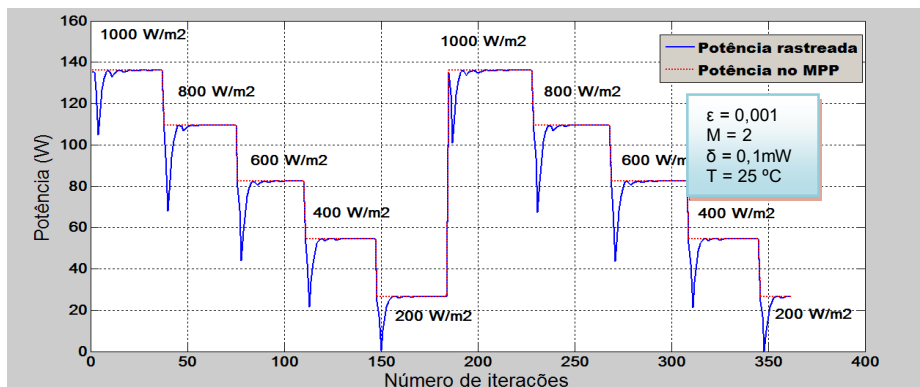


Figura 3.6 - Potências PR e PMPP para  $\Delta V = 1$  V

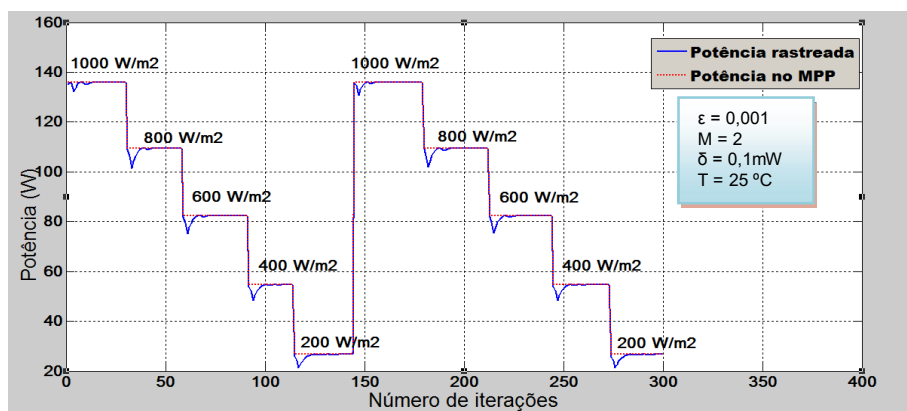


Figura 3.7 - Potências PR e PMPP para  $\Delta V = 0,5$  V

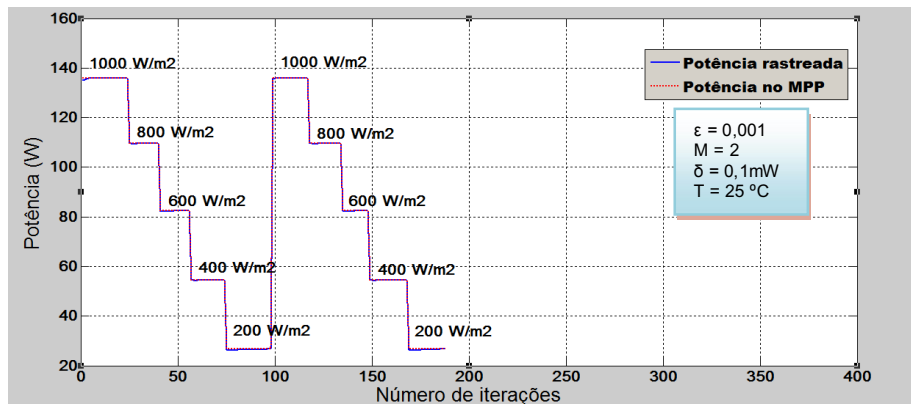


Figura 3.8 - Potências PR e PMPP para  $\Delta V = 0,1 \text{ V}$

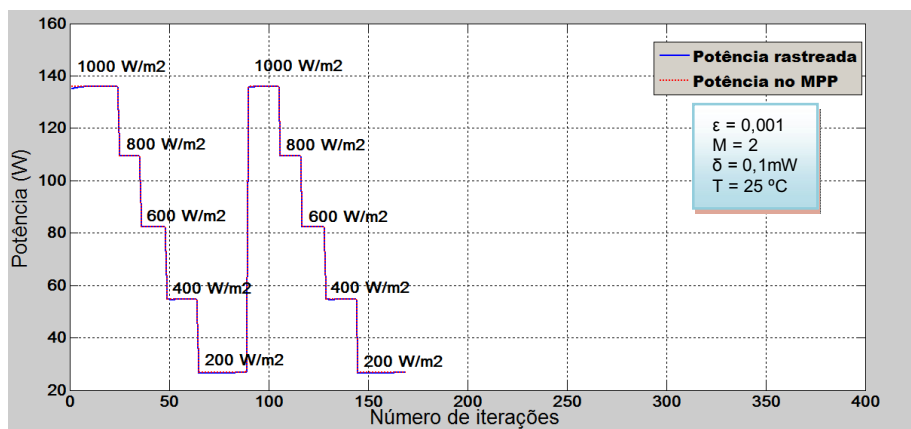


Figura 3.9 - Potências PR e PMPP para  $\Delta V = 0,05 \text{ V}$

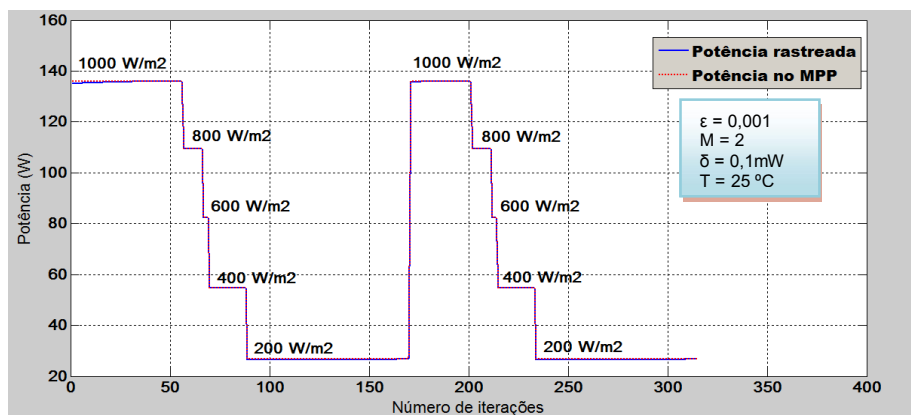


Figura 3.10 - Potências PR e PMPP para  $\Delta V = 0,01 \text{ V}$

Através da análise dos gráficos das figuras, infere-se inicialmente que o melhor resultado da simulação foi conseguido com  $\Delta V = 0,05$  V, que proporcionou um rastreamento do MPP com o menor número de iterações (menor tempo de resposta).

As Figuras 3.6 e 3.7 mostram que passos de aproximação relativamente grandes podem originar “picos negativos de potência” significativos (valores de potência de saída menores que o do MPP). Ainda, os tempos de resposta de rastreamento são maiores que os dos programas com passos menores, ilustrados nas Figuras 3.8 a 3.10 dessa simulação.

Por outro lado, conforme mostra a Figura 3.10, passos  $\Delta V$  muito pequenos, embora proporcionem um rastreamento praticamente sem picos de potência significativos, aumentam o tempo de resposta de rastreamento em relação aos casos de programas com passos intermediários (Figura 3.8 e Figura 3.9), devido à maior quantidade de iterações necessárias para atingir o MPP. Fator que poderá ser minimizado aumentando-se a potência computacional.

### 3.3.3.2 Erros da potência de saída do rastreamento em relação à do MPP

Analisando as Figuras 3.6 a 3.10, observa-se que, dependendo do ajuste do valor das variáveis de programação, os gráficos da “Potência rastreada” e “Potência no MPP” são praticamente coincidentes. Devido à diferença insignificante entre os valores desses gráficos, torna-se difícil fazer uma avaliação visual das diferenças entre a potência de saída e a do MPP durante o rastreamento.

Assim, objetivando uma avaliação mais exata da “perda” de potência em diferentes níveis de radiação solar, foram gerados os gráficos dos erros entre potência de saída e a do MPP do PV, mostrados nas Figuras 3.11 a 3.15.

Esses gráficos representam a diferença entre o valor da potência real no ponto de MPP (PMPP) e o valor da potência calculado pelo algoritmo ao final de cada iteração (PR). A radiação considerada é de  $800 \text{ W/m}^2$ .

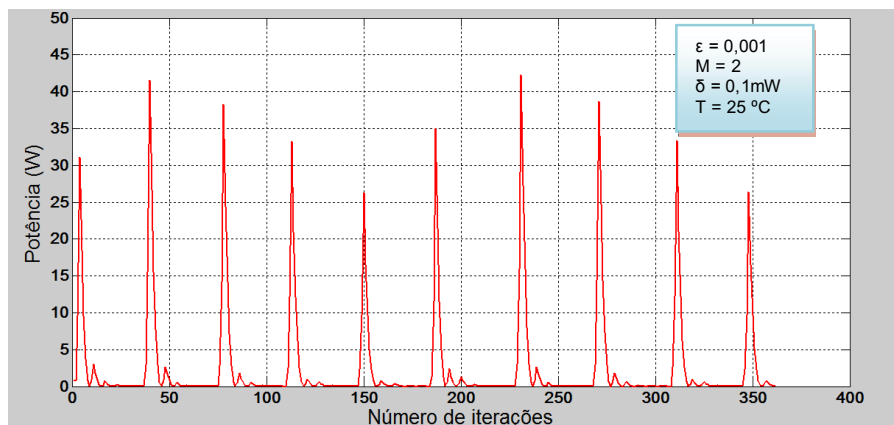


Figura 3.11 - Erro de rastreamento da potência de saída para  $\Delta V = 1V$

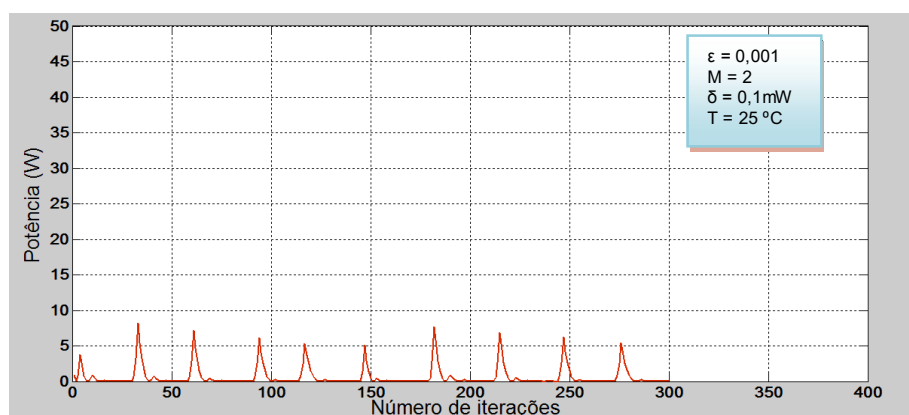


Figura 3.12 - Erro de rastreamento da potência de saída para  $\Delta V = 0,5V$

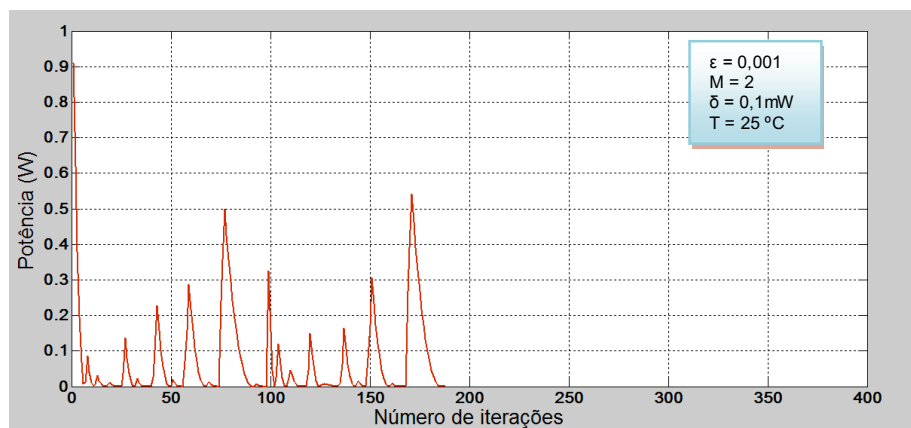


Figura 3.13 - Erro de rastreamento da potência de saída para  $\Delta V = 0,1V$

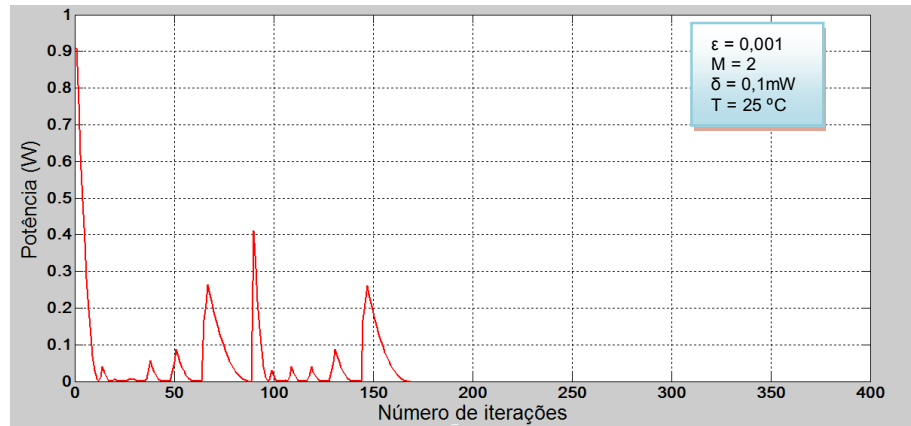


Figura 3.14 - Erro de rastreamento da potência de saída para  $\Delta V = 0,05 \text{ V}$

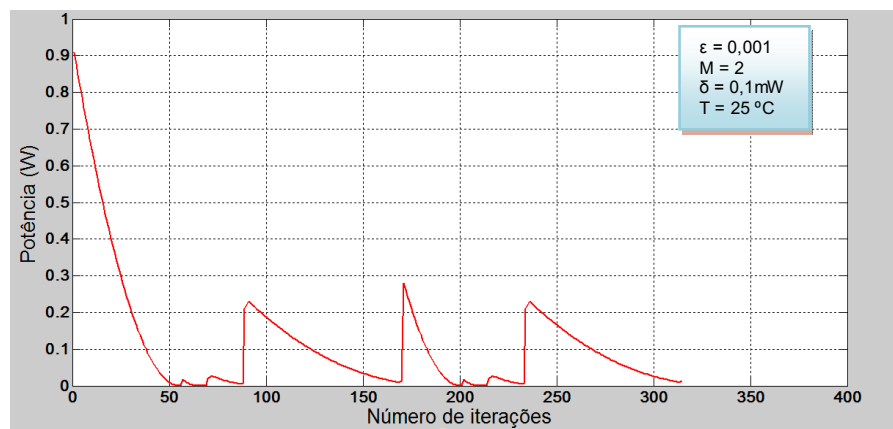


Figura 3.15 - Erro de rastreamento da potência de saída para  $\Delta V = 0,01 \text{ V}$

Pela análise dos gráficos de erro de rastreamento pode-se concluir que o valor  $\Delta V = 0,05 \text{ V}$  produz a menor “perda” de energia de saída.

Considerando que um menor tempo de rastreamento também é conseguido para esse valor de  $\Delta V$  (Figura 3.9), a melhor escolha do passo de aproximação para os valores estabelecidos aos parâmetros é  $\Delta V = 0,05 \text{ V}$ .

### 3.3.3.3 Potência de saída em função de $\epsilon$ e $\delta$

Através da comparação anterior pode-se constatar que o melhor desempenho no rastreamento foi conseguido com o valor  $\Delta v = 0.05$  V. Durante toda a simulação os valores das variáveis  $M$ ,  $\epsilon$  e  $\delta$  foram mantidos constantes.

No intuito de analisar a influência dos parâmetros  $\epsilon$  e  $\delta$  no rastreamento da potência produzida pelo PV, seus valores serão alterados, enquanto os valores de  $\Delta v$  e  $M$  permanecerão constantes, com os seguintes valores:  $\Delta v = 0,05$  V e  $M = 2$ . As curvas de potência de saídas e o erro de rastreamento para os diversos valores de  $\epsilon$  e  $\delta$  estão mostradas nas Figuras 3.16 a 3.19.

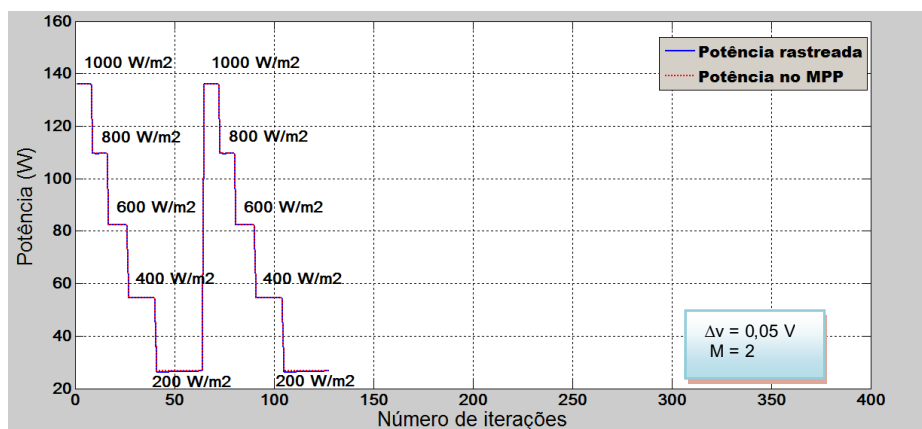


Figura 3.16 - Potência de saída para  $\epsilon = 0,01$  e  $\delta = 0,001$  W

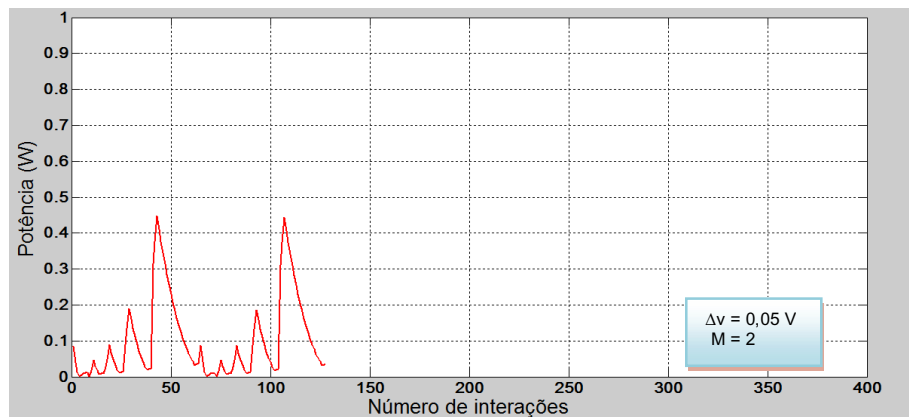


Figura 3.17 - Erro de rastreamento para  $\epsilon = 0.01$  e  $\delta = 0.001$  W

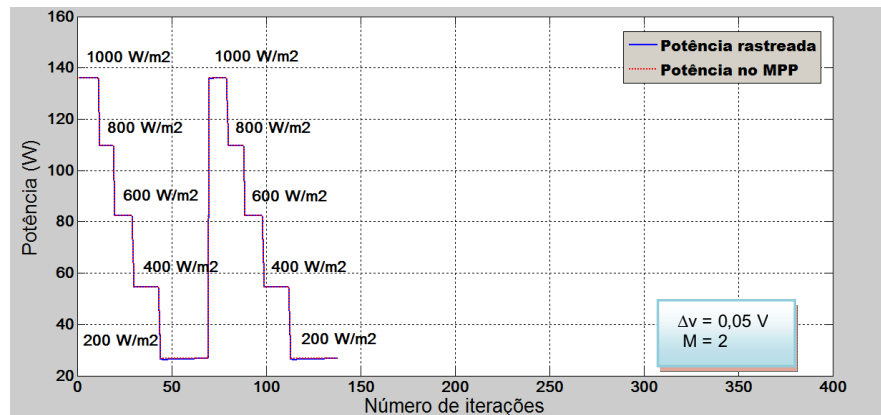


Figura 3.18 - Potência de saída para  $\epsilon = 0,005$  e  $\delta = 0,0005 \text{ W}$

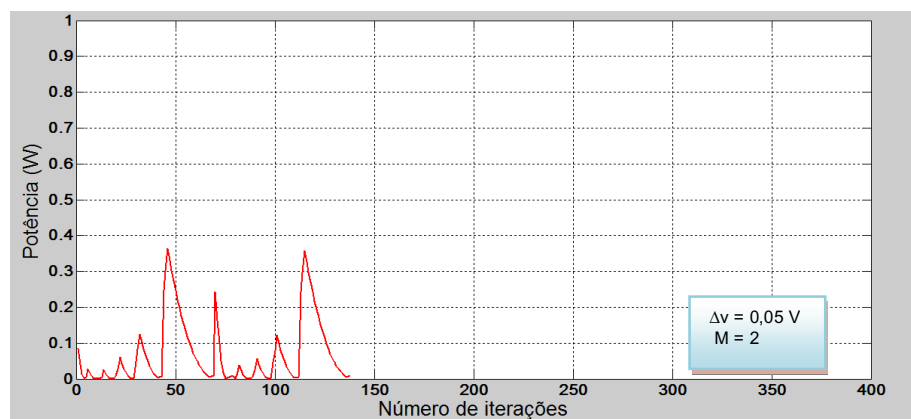


Figura 3.19 - Erro de rastreamento para  $\epsilon = 0,005$  e  $\delta = 0,0005 \text{ W}$

A mudança nos valores das variáveis  $\epsilon$  e  $\delta$  não gerou uma mudança significativa na potência rastreada da saída do PV.

### 3.3.3.4 Potência de saída em função de M

Nessa última simulação testou-se a influência da mudança no valor da variável M sobre o erro no rastreamento da potência. A variável M é o divisor do

valor de  $\Delta V$ , sendo esse o motivo de ser chamado “algoritmo passo variável”, quando o ponto de máxima potência está suficientemente próximo (ajuste grosso).

O valor da variável M foi alterado de dois para três. As outras variáveis foram mantidas com os seguintes valores:  $\epsilon = 0,001$ ,  $\delta = 0,0001 \text{ W}$  e  $\Delta V = 0,05 \text{ V}$  (Figura 3.20 e Figura 3.21).

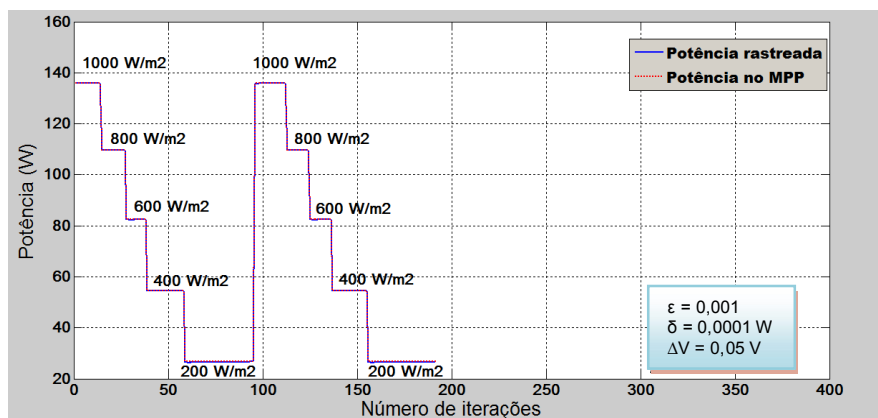


Figura 3.20 - Potência de saída para M = 3

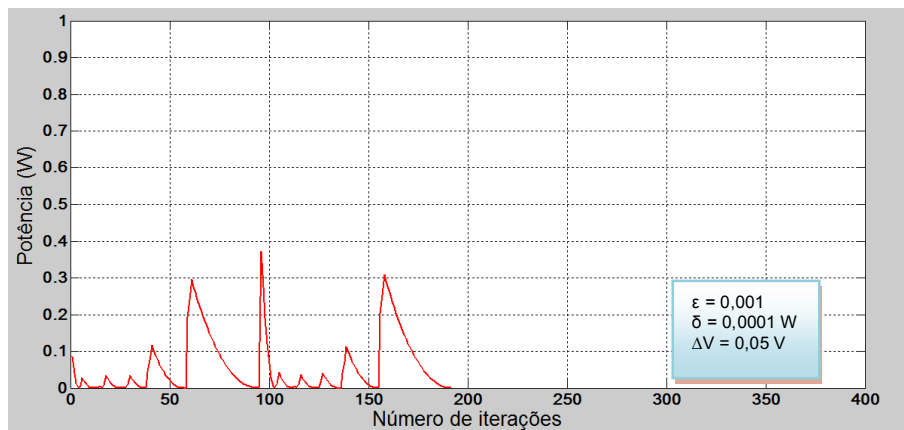


Figura 3.21 - Erro de rastreamento para M = 3

Comparando os gráficos das Figuras 3.16 e 3.20, verifica-se que para o novo valor  $M = 3$  há um aumento do número de iterações necessárias para que o algoritmo encontre o ponto de máxima potência. Esse comportamento deve-se ao menor passo de aproximação em torno do ponto de convergência do algoritmo.

Em contrapartida o erro no rastreamento fica um pouco menor.



## 4 CONCLUSÕES

### 4.1 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

O objetivo principal deste capítulo é realizar a simulação do algoritmo proposto (método de perturbação e observação, com passo variável e controle por *flag*) a fim de analisar o seu desempenho quando comparado a outras abordagens de MPPT.

Foram realizadas as seguintes simulações em Matlab® para permitir as comparações existentes nas referências bibliográficas especializadas:

- Número de iterações para atingir o MPP (tempo de convergência);
- Estabilidade do método;
- Robustez frente às variações rápidas de irradiância e temperatura.

A irradiância (intensidade de radiação) utilizada foi a do padrão universal de testes cujo valor é  $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ . A temperatura das simulações foi de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

- Simulação do número de interações para atingir o MPP

A Figura 4.1 mostra o resultado da simulação do número de iterações para atingir o ponto de máxima potência MPP.

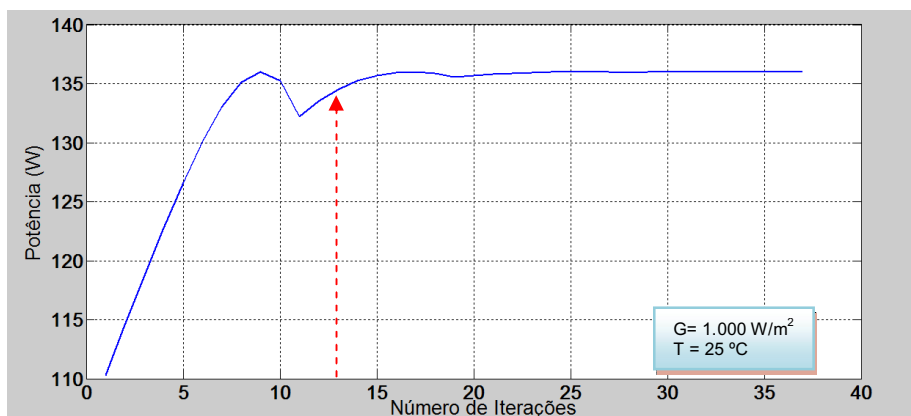


Figura 4.1 - Gráfico Potência x Número de iterações para  $G = 1.000 \text{ W/m}^2$  e  $T = 25^\circ\text{C}$

Conforme mostra a Figura 4.1, o MPP foi alcançado e mantido a partir de **15** iterações. Os valores disponíveis na literatura registram, para as mesmas condições de irradiância e temperatura, 33 iterações para um método de perturbação e observação (P&O) e também 15 iterações para um método baseado em lógica *fuzzy* (PACHECO, 2009).

- Simulação da convergência do método

A Figura 4.1 também permite verificar que o método de P&O de “passo variável e controle por *flag*” proposto pelo presente trabalho converge e apresenta poucas oscilações, identificando rapidamente o ponto de máxima potência. Nas simulações de outros autores (PACHECO, 2009), (SALAS *et al.*, 2006) (LUQUE, HEGEDUS, 2003) foram relatadas muitas oscilações em torno do MPP, tanto para o método da lógica *fuzzy* como para a de P&O convencional, em que muitas vezes o MPP não é mesmo atingido.

- Robustez frente às variações rápidas de irradiância e temperatura

A Figura 4.2 mostra a alta robustez do método proposto face às mudanças bruscas das condições atmosféricas. Os valores utilizados foram 1000 W/m<sup>2</sup> em 25 °C, 1000 W/m<sup>2</sup> em 75 °C e 800 W/m<sup>2</sup> em 75 °C.

O MPP correspondente a uma nova condição climática é atingido em menos de 10 iterações, sem apresentar um “pico” negativo (PACHECO, 2009) e em consequência, o rendimento do PV aumenta.

Os métodos tradicionais de P& O apresentam dificuldade de rastrear o MPP quando há variações bruscas de insolação ou temperatura (SALAS *et al.*, 2006).

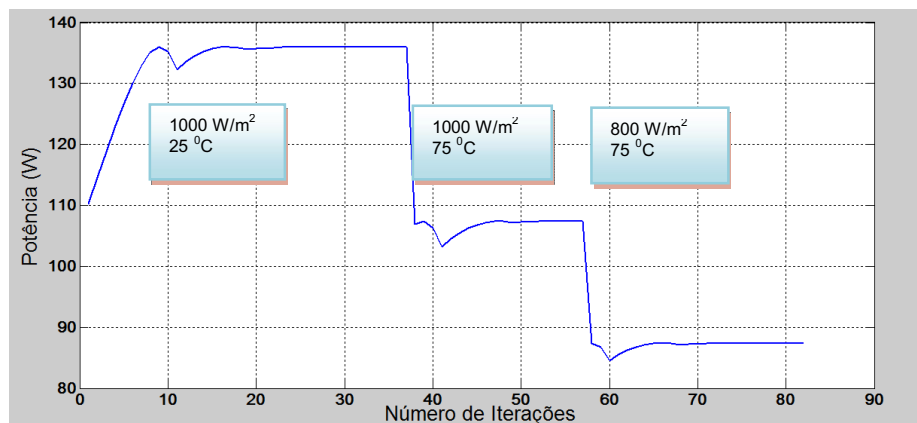


Figura 4.2 - Comportamento do algoritmo face às variações climáticas

- Valores iniciais das variáveis de entrada do algoritmo

O valor das variáveis temperatura, irradiância, tensão  $V_{pv}$ , corrente  $I_{pv}$ , perturbação  $\Delta V_{pv}$  e do fator de divisão  $M$  são importantes para o desempenho do algoritmo.

As variáveis que mais influenciam no tempo de rastreamento do ponto de máxima potência são a tensão  $V_{pv}$  inicial e a perturbação  $\Delta V_{pv}$ . O correto dimensionamento de seus valores melhora o desempenho do algoritmo, diminuindo o número de iterações para alcançar o MPP.

A tensão  $V_{pv}$  deverá ser ajustada em função da temperatura média anual no local de instalação do PV e da irradiância. A Tabela 4.1, que foi gerada em Matlab<sup>®</sup> tomando como referência o modelo equivalente do PV analisado no item 2.6, contém os valores da tensão  $V_{pv}$ , em função da temperatura de operação do PV e da irradiância, para um painel HG135 da Solarterra.

Tabela 4.1 – Valores de referência para painel fotovoltaico HG135

G(W/m <sup>2</sup> )	25°C			50°C			75°C		
	V <sub>pv</sub> (V)	I <sub>pv</sub> (A)	P <sub>pv</sub> (W)	V <sub>pv</sub> (V)	I <sub>pv</sub> (A)	P <sub>pv</sub> (W)	V <sub>pv</sub> (V)	I <sub>pv</sub> (A)	P <sub>pv</sub> (W)
1000	16,5450	8,2205	136,0083	14,7120	8,2874	121,9247	12,9190	8,3108	107,3666
800	16,6240	6,5900	109,5527	14,7508	6,6954	98,7617	12,9396	6,7555	87,4137
600	16,6390	4,9506	82,3738	14,7575	5,0775	74,9314	12,9321	5,1694	66,8512
400	16,5330	3,3040	54,6254	14,6777	3,4460	50,5788	12,7760	3,5869	45,8261
200	16,1290	1,6517	26,6400	14,2389	1,8282	26,0310	12,3763	1,9907	24,6370

Os valores da temperatura e irradiância ao longo do ano para qualquer sítio no Brasil são fornecidos pelo CRESEB- Centro de Referência para as Energias

Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESEB, 2012) do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), que disponibiliza o programa Sundata.

O valor da variável  $\Delta V$  além de afetar o tempo de resposta face às variações climáticas bruscas, também influencia na amplitude das oscilações geradas na ocorrência de variações bruscas na temperatura e irradiância do painel fotovoltaico. Quanto maior for o valor de  $\Delta V$ , maior será a amplitude das oscilações de saída geradas durante a ocorrência das transições, mas, por outro lado, o tempo de resposta do algoritmo será menor. Em resumo, o ponto de máxima potência será atingido mais rapidamente, porém o erro no rastreamento será maior.

## 4.2 CONCLUSÕES

Os resultados das simulações preliminares feitas em Matlab<sup>®</sup> podem ser considerados muito promissores, confirmando as vantagens desse novo algoritmo de MPPT, a saber:

- Simplicidade;
- Uso apenas da corrente entregue a carga como variável de controle;
- Fácil implementação para o conversor *buck*;
- Convergência rápida (número reduzido de iterações);
- Insensibilidade às rápidas mudanças na temperatura ambiente e irradiância.

As simulações mostram que o tempo gasto para convergir para o ponto de máxima potência é sempre menor que 8,3 ms. É necessária a execução de uma quantidade inferior a quarenta iterações para que o algoritmo convirja para o ponto de máxima potência, sob qualquer condição climática.

Para qualquer quantidade de iterações, o algoritmo é rápido, estável e suficientemente robusto para acompanhar as variações ambientais durante o processo de busca do MPP.

Com uma inicialização adequada das variáveis do programa, as simulações forneceram um erro de rastreamento máximo em torno de 0,07 %, correspondendo a uma eficiência de conversão da ordem de 99,93%.

A simplicidade do nosso algoritmo de P&O de passo variável e controle por *flag*, quando comparado a outros métodos, por exemplo, o controle *fuzzy*, viabiliza sua implementação em um sistema microcontrolado de pequena capacidade de memória e processamento.

O uso de um sistema microprocessado permite também o desenvolvimento de circuito conversor com PWM que também executa o controle da corrente de carga das baterias, dispensando o uso de circuitos dedicados a esta função.

Atualmente existem famílias de microcontroladores PIC (*Programmable Interface Controller*) que disponibilizam saídas PWM próprias para o controle do ciclo de trabalho  $k$  de dispositivos externos. O algoritmo proposto pode disponibilizar instantaneamente o valor de  $k$  durante o rastreamento, possibilitando que o sinal PWM resultante seja aplicado à porta do transistor de efeito de campo que funciona com chave do conversor.

#### 4.3 SUGESTÕES PARA CONTINUIDADE DA PESQUISA

O próximo passo sugerido para a continuidade da pesquisa é a implementação prática do MPPT, utilizando, por exemplo, o kit de desenvolvimento baseado no PIC 18F4550 da Sempratecnologia. Existe um trabalho em andamento com essa finalidade.

Ainda, o projeto e desenvolvimento de um rastreador solar pela equipe do futuro *Laboratório de Energias Renováveis do Centro de Exatas* será o objeto de uma nova dissertação de mestrado.

## REFERÊNCIAS

ANTUNES, Fernando Luiz Marcelo. **Conversores CC-CC**. Disponível em: <[http://www.dee.ufc.br/~fantunes/Elet\\_Potencia/Aulas/Eletronica%20de%20Potencia%20unidade%206.pdf](http://www.dee.ufc.br/~fantunes/Elet_Potencia/Aulas/Eletronica%20de%20Potencia%20unidade%206.pdf)>. Acesso em: 16 jan. 2012.

BOYLESTAD, Robert L; NASHELSKY, Louis. **Dispositivos eletrônicos e teoria de circuitos**. 8. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2004.

BRITO, Moacyr A.G. de; JUNIOR, Luigi G.; SAMPAIO, Leonardo P.; CANESIN, Carlos A. Avaliação das principais técnicas para obtenção de mppt de painéis fotovoltaicos. **9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (Induscon)**, p. 1-6, São Paulo, Brasil, 8 a 10 Nov. 2010.

BULLIS, Kevin. **Technology review. More-Powerful solar cells**. Disponível em: <<http://www.technologyreview.com/energy/20476/>>. Acesso em: 25 jan. 2012.

CARRIJO, Daiane Rezende; FERREIRA, Rodrigo Sousa; GUIMARÃES JR, Sebastião Camargo; CAMACHO, José Roberto. **Uma proposta de técnica de rastreamento do ponto de máxima potência de um painel fotovoltaico**. XVIII Congresso Brasileiro de Automática. 12 a 16 set. 2010. Bonito-MS.

CASTRO, Carol de. A terra do Sol. **Revista Renergy Brasil**. 2. ed., p. 42, 44-45, set./out. 2010.

CRESESB – Centro de Referência para energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia solar- Princípios e aplicação**. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial\\_solar\\_2006.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf)>. Acesso em: 04 ago. 2011.

EKUAKILLE, A.Lay; VENDRAMIN, G.; FEDELE, A.; VASANELLI, L.; TROTTA, A. P.V Maximum power point tracking through pyranometric sensor: modelling and characterization. **International Journal on Smart Sensing and Intelligent Systems**, v. 1, n. 3, set. 2008. Disponível em: <<http://www.s2is.org/default.asp>>. Acesso em: 03 jun. 2011.

ELECTRÓNICA. **Instalação: Sistemas Solares Fotovoltaicos**. Disponível em: <<http://www.electronica-pt.com/index.php/content/view/273/204/>>. Acesso em: 11 jan. 2012.

ESRAM, Trishan; CHAPMAN, Patrick L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. **IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION**, v. 22, n. 2, jun. 2007.

FALCÃO, Vivienne Denise. **Fabricação de células solares de CDS/CDTE**. 2005. 120f. Dissertação de Mestrado em Ciências dos Materiais, Instituto Militar de Engenharia, Rio de Janeiro, 2005.

FARANDA, Roberto; LEVA, Sonia. **Energy comparison of mppt techniques for pv systems**. WSEAS Transactions on Power Systems, v. 3, n.1, p. 446-455, 2008.

FERNANDES, Fernanda P.; SAUTHIER, Lucas C.; PASSOS, Júlio C.; COLLE, Sérgio. **Sistemas fotovoltaicos de alta concentração: um salto tecnológico na conversão de energia solar**. Departamento de Engenharia Mecânica. Universidade Federal de Santa Catarina-UFSC, Revista ABCM Engenharia, v. 16, n. 1, p. 4-9, 2011.

GASPARIN, Fabiano Perin. **Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos**. 2009. 58f. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica, Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

GIANSANTI, Roberto. Energia no Mundo. **Revista Nova escola**, 2010. Disponível em: <http://revistaescola.abril.com.br/geografia/pratica-pedagogica/questao-energia-brasil-mundo-507241.shtml>. Acesso em: 11 jan. 2012.

HECHT, Jeff. Photonic frontiers: next-generation photovoltaics: new techniques Boost photovoltaic efficiency. **Laser Focus World**, jan.2010. Disponível em: <http://www.laserfocusworld.com/articles/2010/08/photonic-frontiers.html> Acesso em: 11 jan. 2012.

HINRICHS, Roger A. **Energia e meio ambiente**. Tradução da 3. ed. norte-americana. São Paulo: Editora Thomson Learning, p.1-3, 2004.

JIANG, Joe-Air; HUANG, Tsong-Liang; HSIO, Ying-Tung; CHEN, Chia-Hong. Maximum power tracking for photovoltaic power systems. **Tamkang Journal of Science and Engineering**, v.8, n.2, p.147\_153. 2005. Disponível em: < [http://www.bem.bime.ntu.edu.tw/teacherC/jiang/A19\\_Maximum%20Tracking\\_TJSE\\_2005\\_06.pdf](http://www.bem.bime.ntu.edu.tw/teacherC/jiang/A19_Maximum%20Tracking_TJSE_2005_06.pdf).>. Acesso em: 02 dez. 2010.

LONGATT, Francisco M. González. **Model of Photovoltaic Module in Matlab™**. II CIBELEC, Puerto La Cruz, Venezuela, Dez. 2005. Disponível em: <[http://www.personnel.univreunion.fr/lanson/typosite/fileadmin/documents/pdf/heuristiques\\_M2/Project/lecture\\_ModelPV.pdf](http://www.personnel.univreunion.fr/lanson/typosite/fileadmin/documents/pdf/heuristiques_M2/Project/lecture_ModelPV.pdf)>. Acesso em: 12 jan. 2011.

LORENZO, Eduardo. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. Instituto de Energía Solar, Universidade Politécnica de Madri. Madri: Wiley, 2. ed., 2011.

LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. Instituto de Energía Solar, Universidade Politécnica de Madri. Madri: Wiley, 2. ed., 2011.

MARQUES, José Pedro Pinto Teixeira. **Modelação e controlo de conversor DC/AC para interligação de painéis fotovoltaicos à rede**. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 2009. Disponível em: <<http://www.paginas.fe.up.pt/~ee00273/imagens/Tese%20versao%provisoria.pdf>>. Acesso em: 23 jul. 2011.

MAXIM. **DC-DC converter tutorial**. Disponível em: <<http://pdfserv.maxim-ic.com/en/an/AN2031.pdf>>. Acesso em: 29 nov. 2010.

**MECASOLAR**. Disponível em: [http://www.mecasolar.com/\\_bin/seguidor\\_2\\_eje.php](http://www.mecasolar.com/_bin/seguidor_2_eje.php). Acesso em: 12 jan. 2012.

MEGIOLARO, Marcello Rodrigo de Oliveira; MARTINS, Mário Lúcio da Silva. **Análise de métodos para busca do ponto de máxima potência em sistemas fotovoltaicos**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, ago. 2010. Disponível em: <[http://www.url?url?sa=t&rct=j&q=analise%20de%20metodos%20para%20busca%20do%20ponto%20de%20maxima%20potencia%](http://www.url?url?sa=t&rct=j&q=analise%20de%20metodos%20para%20busca%20do%20ponto%20de%20maxima%20potencia%20)>. Acesso em: 11 jan. 2012.

NASA. **ATM\_solar\_irradiance.jpg**. 2006. Altura: 352 pixels. Largura: 590 pixels. 36117 bytes. Formato JPG. Disponível em: [http://en.wikipedia.org/wiki/File:MODIS\\_ATM\\_solar\\_irradiance.jpg](http://en.wikipedia.org/wiki/File:MODIS_ATM_solar_irradiance.jpg). Acesso em: 11 jan. 2012.

PACHECO, Juliano de Pellegrin. **Otimização da energia gerada por painéis solares fotovoltaicos em sistemas isolados da rede elétrica**. 2009. 150f. Dissertação de Mestrado em Informática Industrial. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2009. Disponível em:



<[http://www.files.dirppg.ct.utfpr.edu.br/cpgei/miscellaneous/imapp/2009/CPGEI\\_MAP\\_P\\_2009\\_Pacheco.pdf](http://www.files.dirppg.ct.utfpr.edu.br/cpgei/miscellaneous/imapp/2009/CPGEI_MAP_P_2009_Pacheco.pdf)>. Acesso em: 28 dez. 2011.

RASHID, Muhammad H. **Eletrônica de potência: circuitos, dispositivos e aplicações**. Tradução da 2. ed. norte-americana. São Paulo: Makron Books, 1999, p. 371.

SALAS,V. et al. **Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems**. Solar Energy Materials & Solar Cells 90, Elsevier, 2006.

SAVAGE, Neil. Solar cell breaks efficiency record. **IEEE Spectrum**, ago.2011. Disponível em:<<http://spectrum.ieee.org/green-tech/solar/solar-cell-breaks-efficiency-record>>. Acesso em: 11 jan. 2012.

SOLARTERRA. **Energias alternativas**. Disponível em: <<http://www.solarterra.com.br>>. Acesso em: 2 dez. 2010.

TIBA, C. **Atlas Solarimétrico do Brasil – banco de dados terrestres**. Recife: Editora Universitária da UFPE, p. 32, 2000.

TING,Chung Yu; YU,Cheng Lin. **A study on maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems**. Departamento de Engenharia Elétrica. Universidade da Ciência e Tecnologia de Lunghwa, 2010. Disponível em: <<http://www.lhu.edu.tw/m/oa/synthetic/publish/publish/30/4.%E4%BD%99%E5%AE%9A%E4%B8%AD-A%20Study%20on%20Maximum%20Power%20Point%20Tracking%20Algorithms%20for%20Photovoltaic%20Systems.pdf>>. Acesso em: 21 mar. 2011.

**APÊNDICE A - ROTINA PAINEL, SIMULAÇÃO DO PAINEL FOTOVOLTAICO**

```
%Constante de Boltzmann
k = 1.38e-23;
% Carga do elétron
q = 1.6e-19;
% Coeficiente de emissão do diodo
n=1.2;
% Energia necessária para o elétron mudar de banda de condução
Vg = 1.12;
% Número de células do painel
Ns = 36;
% Tensão de circuito-aberto em cada célula na temperatura de referência
Voc_T1 = 21.30/Ns;
% Corrente de curto-circuito na temperatura de referência
Isc_T1 = 8.84;
% Temperatura em graus kelvin
T2 = 273 +75;
% Coeficiente de temperatura Voc
Toc=-0.0038;
% Tensão de circuito-aberto em cada célula em 75 graus Celsius
Voc_T2 = Voc_T1*(1+Toc*50);
% Coeficiente de temperatura Isc
Tsc=0.001;
% Corrente de curto-circuito em cada célula em 75 graus Celsius
Isc_T2 = Isc_T1*(1+Tsc*50);
% temperatura ambiente em graus Kelvin
Tak = 273 + Tac;
% Temperatura de referência em graus Kelvin
T1 = 273 + 25;
% Calculo de ko
ko = (Isc_T2 - Isc_T1)/(T2 - T1);
% Calculo da corrente de saturação reversa do diodo
```

```

IL_T1 = Isc_T1 * G;
IL = IL_T1 + ko*(Tak -T1);
Io_T1 = Isc_T1/(exp(q*Voc_T1/(n*k*T1)) -1);
% Corrente de saturação reversa
Io = Io_T1 * (Tak/T1).^(3/n).*exp(-q*Vg/(n*k).*((1/Tak)-(1/T1)));
% Voltagem térmica
Vt_Ta = n * k*Tak/q;
% tensão de saída para cada célula
Vc = Vpv(x)/Ns;
% Calculo da resistência em série do painel
Xv = Io_T1*q/(n*k*T1) * exp(q*Voc_T1/(n*k*T1));
% Derivada da tensão com relação a corrente. Obtida das curvas
% características do PV
dvdi_Voc = -0.69/Ns/2;
% Resistência em série do painel
Rs = -dvdi_Voc - 1/Xv;
% corrente inicial, estimativa
Ipv(x) = 1;
% Método de Newton para solução da equação
for j=1:5;
    Ipv(x) = Ipv(x) - (IL - Ipv(x) - Io*(exp((Vc+Ipv(x)*Rs)/Vt_Ta)-1))./(-1-
(Io*(exp((Vc+Ipv(x)*Rs)/Vt_Ta))*Rs/Vt_Ta);
end

```

## APÊNDICE B - ROTINA DE RASTREAMENTO DO MPP

```

%
%VARIÁVEIS DE INICIALIZAÇÃO
%
G = 1; %intensidade de radiação solar(W/m2)
Tac = 25; %temperatura ambiente
deltaV=0.05; %variação na tensão do painel
f=0; %inicializa o flag
M=2;
%
%PASSO 1
%
%Calcula o primeiro valor de potência de saída do PV
%
tic%inicia o timer
x=1; %número da iteração
interacao(x)=x; %Acumula a quantidade de iterações executadas
Vpv(x)=16; %tensão de saída inicial do painel fotovoltaico
dc(x) = 12/Vpv(x); %calcula do duty cycle
painel %chama a rotina painel.m
I0(x)= Ipv(x)/dc(x); %calcula o valor da corrente na saída do conversor buck
%
%PASSO 2
%
%Calcula o segundo valor de potência de saída para o PV
%
x=x+1; %incrementa x
interacao(x)=x; %Acumula a quantidade de iterações executadas
Vpv(x)=Vpv(x-1)+deltaV; %incrementa Vpv do valor de deltaV
dc(x) = 12/Vpv(x); %calcula do duty cycle
painel %chama a rotina painel.m
I0(x)= Ipv(x)/dc(x); %calcula o valor da corrente na saída do conversor buck

```

```

%
%PASSO 3
%
%Executa as rotinas de teste do fluxograma
%
while(abs(Ppv(x)-Ppv(x-1))>0.0001)

    if(abs(Ppv(x)-Ppv(x-1))<0.001)
        if (Ppv(x-1)>Ppv(x))
            deltaV=(deltaV/(2*M));
            x=x+1;
            interacao(x)=x;
            Vpv(x)=Vpv(x-1)+deltaV;
            dc(x) = 12/Vpv(x);
            painel
            I0(x)= Ipv(x)/dc(x);
        else
            deltaV=-deltaV/(2*M);
            x=x+1;
            interacao(x)=x;
            Vpv(x)=Vpv(x-1)+deltaV;
            dc(x) = 12/Vpv(x);
            painel
            I0(x)= Ipv(x)/dc(x);
        end
    else
        x=x+1;
        interacao(x)=x;
        Vpv(x)=Vpv(x-1)+deltaV;
        dc(x) = 12/Vpv(x);
        painel
        I0(x)= Ipv(x)/dc(x);
        if (Ppv(x-1)>Ppv(x))
            f=f+1;
        end
    end
end

```

```
    if(f==2)
        deltaV=-deltaV;
        f=0;
        deltaV=deltaV/M;
        disp(deltaV);
    end
end
end
end
t = toc*1000; %tempo transcorrido desde o "tic" (em ms)
```

## APÊNDICE C – EFEITO FOTOVOLTAICO

### - Estrutura atômica

Na estrutura atômica isolada há níveis de energia discretos (individuais) associados a cada elétron em órbita. Na verdade, cada material tem seu próprio conjunto de níveis de energia permissíveis para os elétrons em sua estrutura atômica (BOYLESTAD *et al*, 2004).

Entre os níveis discretos de energia estão os intervalos (*gaps*), nos quais nenhum elétron na estrutura atômica isolada pode aparecer.

Conforme os átomos de um material são reunidos para formar a estrutura da rede cristalina, aparece uma interação entre eles, resultando em elétrons em uma órbita particular de um átomo com níveis de energia ligeiramente distintos.

### - Ionização

Existem níveis de ligação e estados de energia máxima nos quais qualquer elétron na rede atômica pode estar. A região proibida está localizada entre a banda de valência e o nível de ionização.

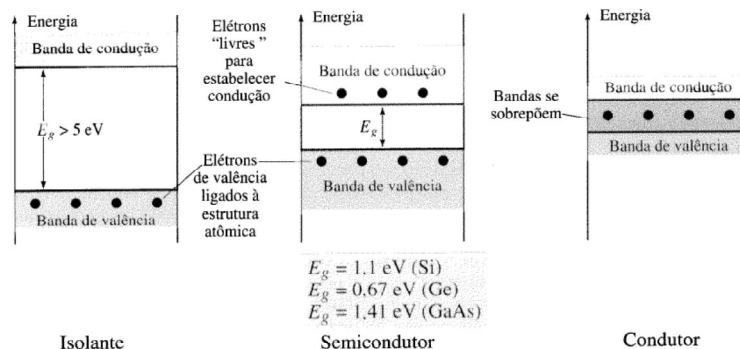


Figura C.1 - Bandas de condução e de valência de um isolante, semicondutor e condutor (BOYLESTAD *et al.*, 2004)

Ionização é o mecanismo onde o elétron pode absorver energia suficiente para desprender-se da estrutura atômica e entrar na banda de condução.

A energia associada a cada elétron dentro da estrutura atômica é medida em elétron-volt (eV).

- semicondutores

Existem na natureza materiais classificados como condutores, semicondutores e isolantes, (Figura C.1).

À temperatura ambiente (25°C), um grande número de elétrons de valência nos materiais semicondutores adquire energia suficiente para sair da banda de valência, atravessar o *gap* de energia e entrar na banda de condução. Para o silício o *gap* é 1,1 eV, para o germânio é 0,67 eV e para o arseneto de gálio GaAs é 1,41 eV.

Para os isolantes o *gap* de energia é tipicamente de 5 eV ou mais, o que limita bastante o número de elétrons que podem entrar na banda de condução.

Os condutores têm elétrons na banda de condução mesmo a 0 K. (BOYLESTAD *et al*, 2004).

- materiais dopados tipo P e N

Uma propriedade fundamental para as células fotovoltaicas é a possibilidade de fótons, na faixa de luz visível, com energia superior ao *gap* do material, excitarem os elétrons, movendo-os à banda de condução.

Esse efeito, que pode ser observado em semicondutores intrínsecos (não dopados), não garante por si só o funcionamento de células fotovoltaicas. Para obtê-las é necessária uma estrutura apropriada para que os elétrons excitados possam ser coletados, gerando uma corrente útil.

Na temperatura ambiente, um cristal de silício comporta-se aproximadamente como um isolante, porque ele tem apenas alguns elétrons e lacunas produzidos pela energia térmica.

Um material semiconductor submetido ao processo de dopagem é chamado de material extrínseco. As características dos materiais semicondutores podem ser consideravelmente alteradas pela adição de determinados átomos de impurezas no



material semiconductor puro. Há dois tipos de materiais extrínsecos para fabricação de um dispositivo semiconductor, material tipo P (Figura C.2) e material tipo N (Figura C.3).

O material do tipo P é obtido dopando-se um cristal semiconductor puro com átomos de impureza que possuam três elétrons de valência, como por exemplo, alumínio, índio, boro ou gálio. Haverá uma falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta de elétron é denominada buraco ou lacuna e ocorre que, com pouca energia térmica, um elétron de um átomo vizinho pode ocupar esta posição, fazendo com que o buraco se desloque.

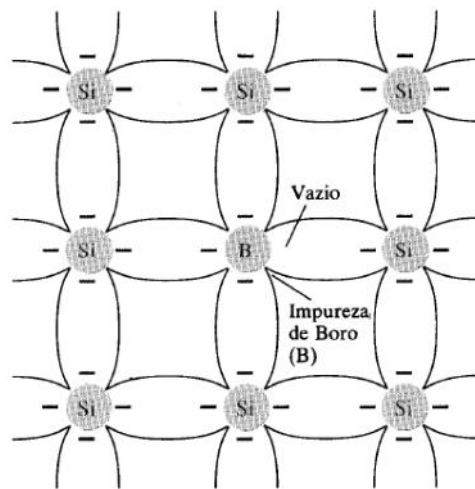


Figura C.2 - Impureza de boro (B) no material tipo P (BOYLESTAD *et al*, 2004)

Um material do tipo N é obtido dopando-se um cristal semiconductor puro com átomos de impureza que possuam cinco elétrons de valência, como por exemplo, antimônio (Sb), fósforo (P) ou arsênio (As). Haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e que ficará “sobrando”, fracamente ligado a seu átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia térmica, este elétron se livre, indo para a banda de condução.

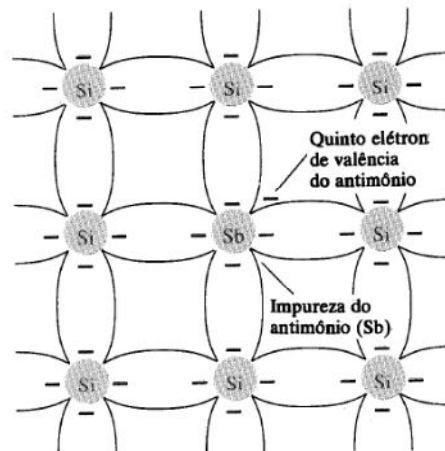


Figura C.3 - Impureza de antimônio (Sb) no material tipo N (BOYLESTAD *et al*, 2004)

- junção PN

Se, partindo de um silício puro, forem introduzidos átomos trivalentes em uma metade e pentavalentes na outra, será formado o que se chama junção PN, ilustrada na Figura C.4 (BOYLESTAD *et al*, 2004)

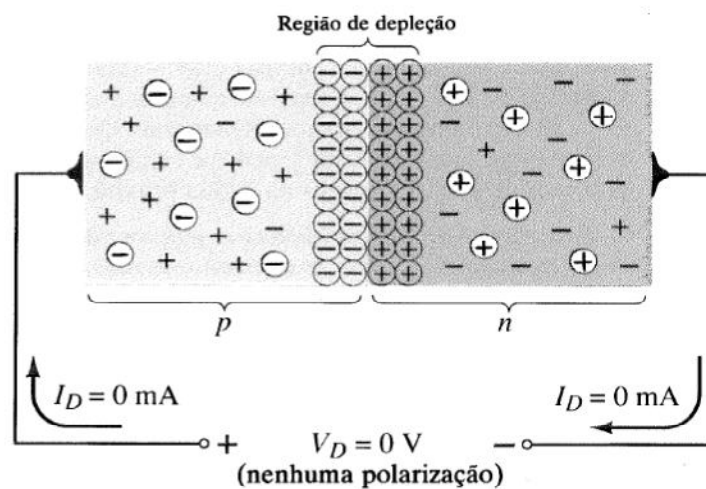


Figura C.4 - Junção PN sem polarização externa (BOYLESTAD *et al*, 2004)

O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado N passam ao lado P onde encontram os buracos que os capturam. Isso faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado P, tornando-o negativamente carregado, e uma redução de elétrons do lado N, que o torna eletricamente positivo, conforme ilustra a Figura C.5(a).

Essas cargas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado N para o lado P. O processo de recombinação alcança o equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado N. A Figura C.5(b) mostra a variação do campo elétrico na direção perpendicular à junção PN.

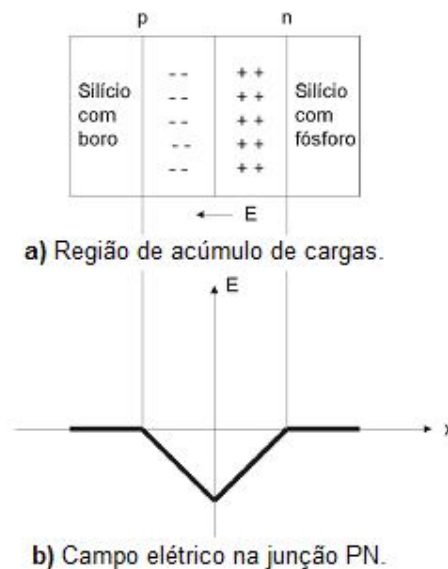


Figura C.5 - Junção PN (CRESESB, 2004)

#### - Mecanismo do efeito fotovoltaico

Se uma junção PN, como a da Figura C.4 for exposta a fótons com energia maior que a do *gap*, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna. Se isso acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção.

Esse deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial, caracterizando o efeito fotovoltaico. Se as duas extremidades do “pedaço” de silício

forem conectadas por um fio, haverá uma circulação de elétrons. Essa é a base do funcionamento das células fotovoltaicas.

A Figura C.6 - ilustra a estrutura de uma célula fotovoltaica.

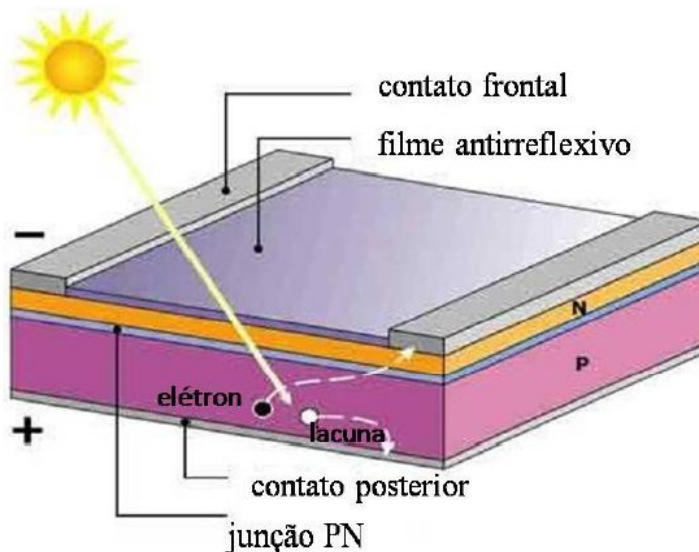


Figura C.6 - Estrutura de uma célula fotovoltaica de silício (NT-Solar PUCRS, 2008)

#### - limitações do processo fotovoltaico

Um limitador da conversão luz / eletricidade é o espectro de sua radiação. Conforme mostra a Figura 2.1, item 2.1.1, foi visto, o espectro ocupa uma ampla faixa e apenas a parcela com comprimento de onda inferior a aproximadamente  $1\mu\text{m}$  é capaz de excitar os elétrons em células de silício.

Outro fator limitante é que cada fóton só consegue excitar um elétron. Portanto, para fótons com energia superior à energia do *gap*, haverá um excesso de energia que será convertida em calor.

Ainda, existe uma probabilidade de que os elétrons excitados, não sejam coletados e não contribuam para a corrente. A tecnologia de fabricação de células fotovoltaicas vem tentando reduzir ao máximo este último efeito.

## APÊNDICE D – TIPOS DE CONVERSORES

### D.1 TIPOS DE CONVERSORES

Existem vários tipos de conversores CC/CC que podem ser empregados para reduzir ou aumentar a tensão de saída, inverter a polaridade da tensão na carga ou isolar a entrada e a saída de circuitos. Há ainda os conversores para aplicações automotivas, que conseguem regenerar a energia cinética durante o processo de frenagem.

Há uma série de topologias disponíveis que podem ser empregadas em função da aplicação desejada.

Para efeito de aplicações fotovoltaicas, os conversores mais usados são:

- Conversor abaixador (*step down* ou *buck*);
- Conversor elevador (*step up* ou *boost*);
- Conversor abaixador/elevador ou conversor *buck/boost*;

#### D.1.1 Conversor abaixador ou conversor *buck*

No conversor *buck* (Figura D.1) a tensão média de saída é inferior à tensão de entrada. Conforme indicado pela Equação 2.23, o valor da tensão de saída  $V_o$  é proporcional ao ciclo de trabalho do conversor CC/CC.

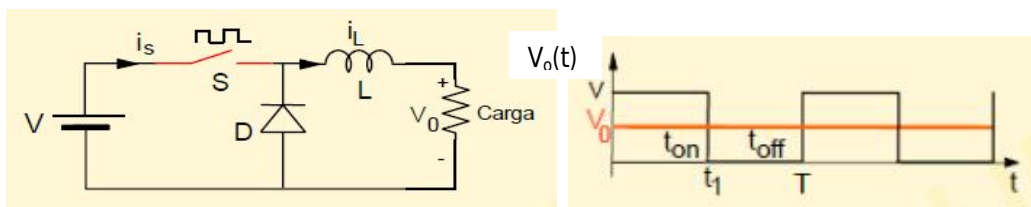


Figura D1 - Conversor abaixador (*buck*)

O diodo funciona em “roda livre” (*free-wheeling diode*) e a chave pode ser implementada por um MOSFET (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*) ou IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*).

– Princípio de funcionamento do conversor abaixador

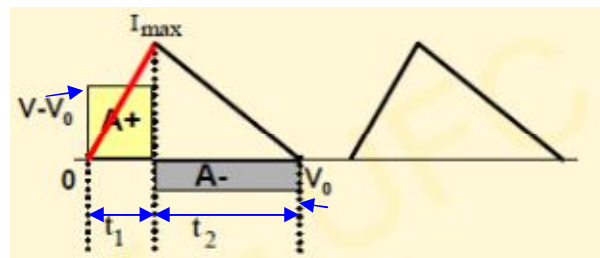


Figura D.2 - Corrente no indutor do circuito da Figura D.1

A indutância  $L$  do circuito da Figura D.1 absorve energia durante o tempo  $t_1$  em que a chave está ligada.

Considerando a diferença de tensão  $(V - V_0)$  no indutor, sendo  $V_0$  a tensão no diodo, e sabendo que em um indutor  $i(t) = (1/L) \int_{-\infty}^t v(t) dt$ , a corrente através do indutor com a chave fechada, mostrada na Figura D.3, é expressa por:

$$i = \frac{(V - V_0)t}{L} \quad (\text{D.1})$$

No instante  $t_1$  a chave  $S$  abre e a corrente atinge seu valor máximo, dado por:

$$I_{max} = (V - V_0) \frac{t_1}{L} \quad (\text{D.2})$$

A energia armazenada na indutância em  $t = t_1$  é:

$$W = \frac{1}{2} L I_{max}^2 \quad (\text{D.3})$$

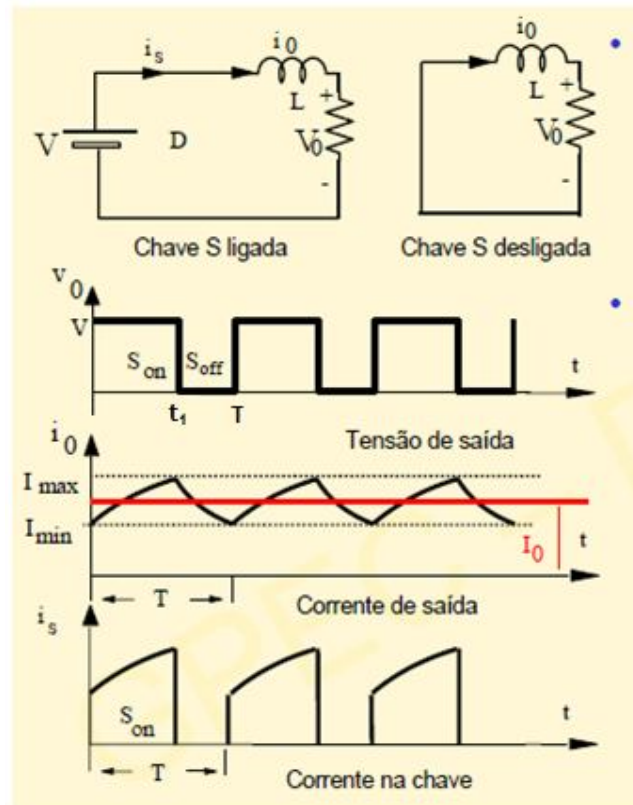


Figura D.3 - Formas de onda no conversor *buck* (ANTUNES, 2012)

Quando a chave abre, e a tensão na indutância cai para o valor constante  $V_0$ , devido ao diodo, a corrente então cai numa taxa constante, conforme a seguinte equação:

$$i = i_{max} - \frac{V_0 t}{L} \quad (D.4)$$

A corrente cai a zero em  $t_2$ , quando a indutância transfere toda sua energia para carga. Um novo ciclo pode então ser iniciado.

Visto que a energia armazenada é igual à energia transferida, conforme Figura D.2, as áreas  $A_+$  e  $A_-$  são iguais.

Assim:

$$A_+ = A_- \rightarrow (V - V_0)t_1 = V_0 t_2, \text{ resultando:}$$

$$t_2 = \frac{(V - V_0)t_1}{V_0} \quad (D.5)$$

onde:

V: tensão de entrada [V];

$V_o$ : tensão de saída média [V];

$t_1$ : tempo em que saída está ON [s];

$t_2$ : período do sinal de chaveamento [s].

- Operação em alta frequência do conversor CC/CC

Quando a chave opera em alta frequência, a corrente na indutância varia entre  $i_{max}$  e  $i_{min}$ , com valor médio sendo dado por:

$$i_0 = \frac{(i_{max} + i_{min})}{2} \quad (D.6)$$

Enquanto a corrente de carga é contínua variando em torno de um valor médio, a corrente da fonte é pulsante. O valor médio dos pulsos de corrente da fonte  $i_{smed}$  é:

$$i_{smed} = i_0 \frac{t_1}{T} \quad (D.7)$$

onde:

$i_{smed}$ : valor médio dos pulsos de corrente da fonte [A];

$i_0$ : corrente média na indutância [A];

$t_1$ : tempo em que saída está ON [s];

T: período do sinal de chaveamento [s];

- Função de transferência do conversor CC/CC

Pela lei da conservação de energia, a energia que entra no conversor é igual à que sai.

Assim:

$$V i_{smed} = V_o i_0 \rightarrow \frac{i_0}{i_{smed}} = \frac{V}{V_o}$$

Mas, pela Equação 2.23,  $V_o = k V$ , logo:



$$\frac{V_0}{V} = k = \frac{t_1}{T} \quad (\text{D.8})$$

$$\frac{i_0}{i_{\text{med}}} = \frac{1}{k} \quad (\text{D.9})$$

A função de transferência está mostrada na Figura D.4.

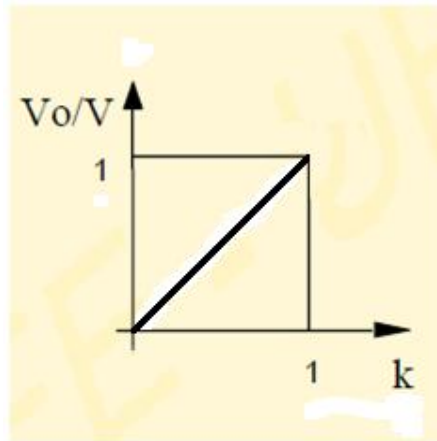


Figura D.4 - Função de transferência do conversor abaixador (*buck*)  
(ANTUNES, 2012)

As equações (D.8) e (D.9) sugerem que o conversor pode ser considerado como um transformador de corrente contínua onde o ciclo de trabalho  $k$  é equivalente à relação de transformação (relação entre espiras) em corrente alternada (ANTUNES, 2012).

A Figura D.5 mostra o um circuito prático de um conversor tipo *buck*.

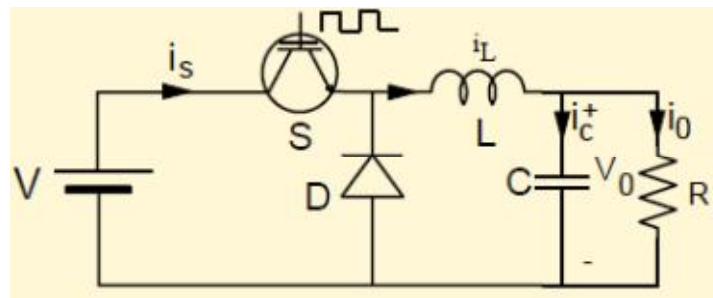


Figura D.5 - Circuito prático de um conversor abaixador (*buck*) (ANTUNES, 2012)

O valor da corrente de *ripple* na saída do conversor é dado pela Equação D.10.

$$\Delta i_L = \frac{(1-k)kV}{Lf} \quad (D.10)$$

onde:

$i_L$ : corrente no indutor [A];

V: tensão de entrada [V];

k: ciclo de serviço =  $t_1/T$ ,  $0 < k < 1$ [adimensional];

L: valor da indutância [H];

f: frequência do sinal de chaveamento [Hz].

O valor da tensão de *ripple* na saída do conversor é dado pela Equação D.11.

$$\Delta V_0 = \frac{Vk(1-k)}{8LCf^2} \quad (D.11)$$

onde:

V: tensão de entrada [V];

$V_0$ : tensão de saída média [V];

k: ciclo de serviço =  $t_1/T$ ,  $0 < k < 1$ [adimensional];

L: valor da indutância [H];

C: valor da capacitância [F];

f: frequência do sinal de chaveamento [Hz].

A presença do capacitor em paralelo com a carga garante (Figura D.6) um menor *ripple* na tensão de saída. A tensão de *ripple* varia na proporção inversa do valor do capacitor e da frequência de chaveamento.

Em montagens práticas, quando se deseja um circuito com pequenas dimensões, aumenta-se o valor da frequência f. Quanto maior a frequência de chaveamento, menor o *ripple* na carga. A tensão de saída conserva a polaridade da tensão de entrada (ANTUNES, 2012).

A Figura D.6 mostra o *ripple* da corrente no conversor da Figura D.5.

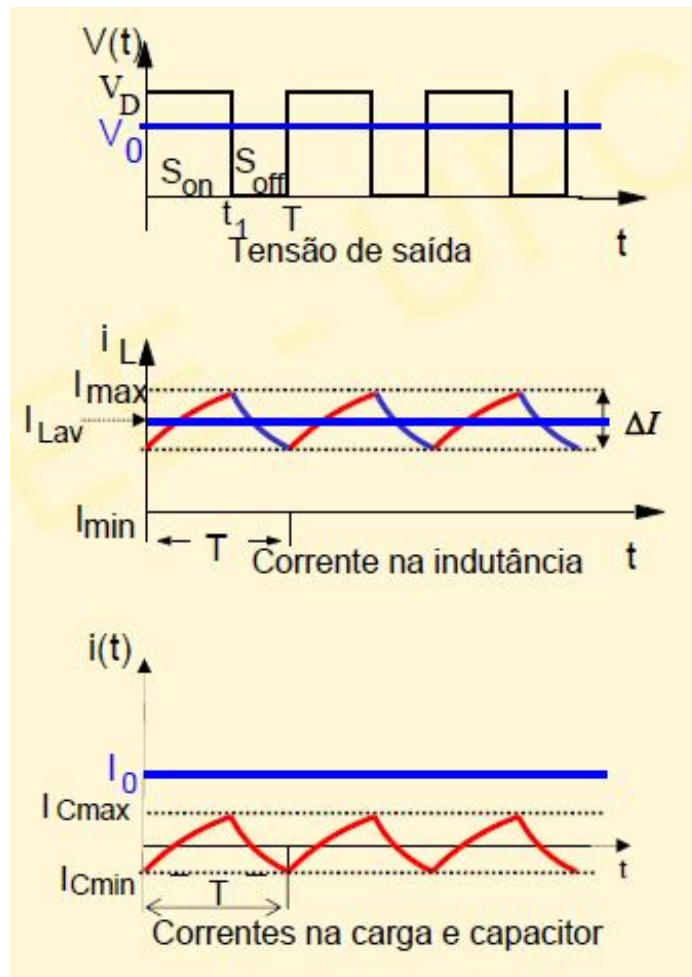


Figura D.6 - Ripple no conversor abaixador (*buck*) da Figura D.5 (ANTUNES, 2012)

### D.1.2 Conversor elevador ou conversor *boost*

Para este tipo de conversor a tensão de saída é superior a tensão de entrada.

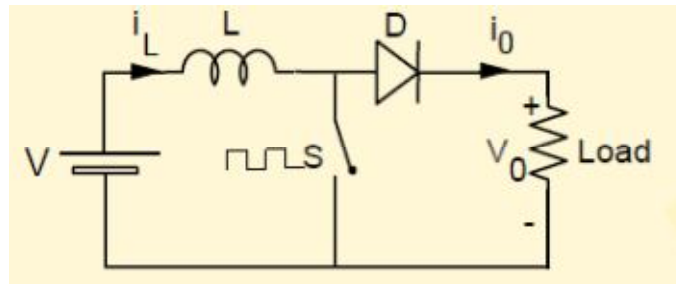


Figura D.7 - Circuito do conversor elevador (*boost*) (ANTUNES, 2012)

- Princípio de funcionamento do conversor *boost*

No circuito da Figura D.7, quando a chave conduz a corrente aumenta, armazenando energia na indutância. Quando a chave é aberta, o diodo é diretamente polarizado e a energia armazenada na indutância é transferida para carga. A tensão de saída é a soma da tensão de alimentação e da tensão na indutância.

A Figura D.8 mostra as formas de onda do conversor *boost*.

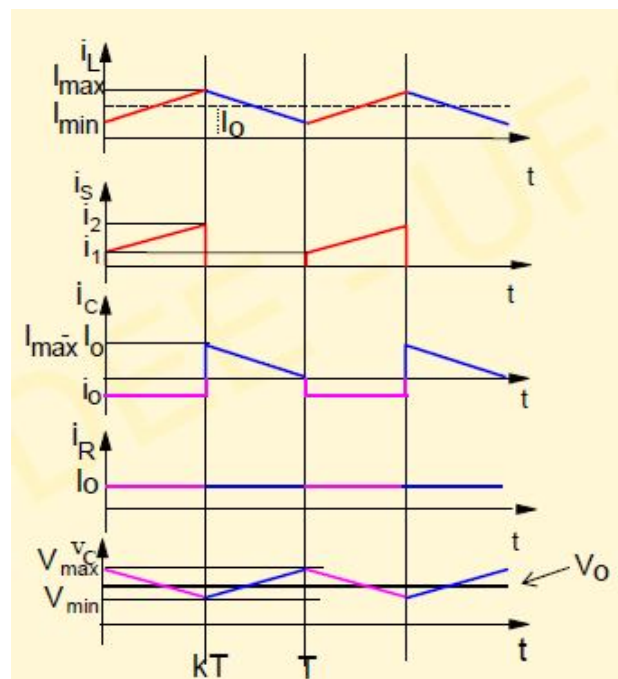


Figura D.8 - Formas de onda no conversor elevador (*boost*)  
(ANTUNES, 2012)

- Função de transferência do conversor *boost*

A tensão instantânea em uma indutância é função da derivada da corrente em um determinado instante de tempo.

$$V_L = L \frac{di}{dt} \quad (D.12)$$

Assim, com a chave S fechada, a tensão no indutor é dada por:

$$V_{LON} = V = L \frac{\Delta I_{ON}}{t_1} \quad (D.13)$$

Então, por (D.13):

$$\Delta I = \frac{V}{L} t_1 \quad (D.14)$$

Com a chave S aberta, a tensão no indutor é dada por:

$$V_{LOFF} = V - V_0 = L \frac{\Delta I_{OFF}}{t_2} \quad (D.15)$$

Então, por (D.15):

$$\Delta I = -\frac{V-V_0}{L} t_2 \quad (D.16)$$

Pela lei da conservação de energia, a energia que entra no conversor é a mesma que sai, isto é:  $\frac{1}{2} L (\Delta I_{ON})^2 = \frac{1}{2} L (\Delta I_{OFF})^2$ . Então:

$$\Delta I(t_{ON}) = -\Delta I(t_{OFF}) \rightarrow \frac{V_0}{V} = \frac{1}{1-k} = \frac{T}{t_{OFF}} \quad (D.17)$$

onde:

k: ciclo de trabalho,  $0 < k < 1$  [adimensional];

$V_0$ : tensão de saída,  $V < V_0 < \infty$  [V];

T: período do sinal de chaveamento [s];

V: tensão de entrada [V];

$t_{OFF}$ : tempo em que a chave fica aberta [s];

$\Delta I$ : variação da corrente no indutor [A].

A Figura D.9 mostra a função de transferência obtida na Equação D.17.

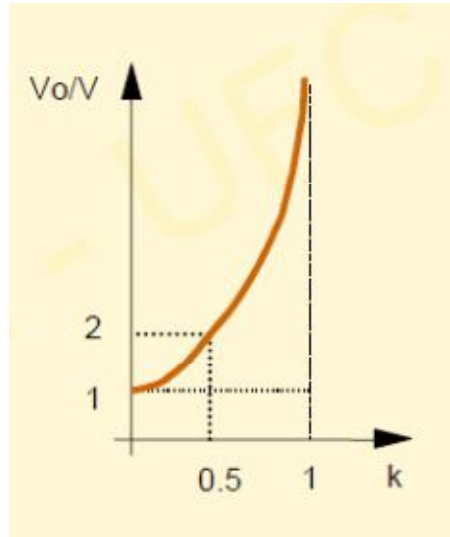


Figura D.9 - Função de transferência do conversor elevador (*boost*)  
(ANTUNES, 2012)

A Figura D.10 mostra o circuito prático de um conversor *boost*

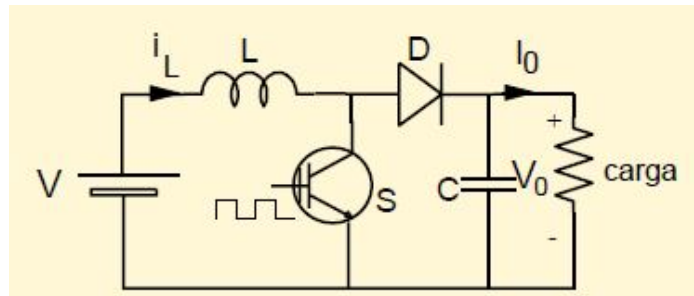


Figura D.10 - Circuito prático do conversor elevador (*boost*)  
(ANTUNES, 2012)

O valor da corrente de *ripple* no indutor é dado por:

$$\Delta i_L = \frac{kV}{fL} \quad (D.18)$$

onde:

$\Delta i_L$  : corrente de *ripple* no indutor [A];

k: ciclo de trabalho,  $0 < k < 1$  [adimensional];

V: tensão de entrada [V];

L: valor da indutância [H];

f: frequência do sinal de chaveamento [Hz].

O valor da tensão de *ripple* na saída do conversor é dado por:

$$\Delta V_0 = \frac{i_0 k}{f C} \quad (\text{D.19})$$

onde:

$\Delta V_0$ : tensão de ripple na saída do conversor;

k: ciclo de trabalho,  $0 < k < 1$  [adimensional];

$i_0$ : corrente na carga [A];

C: valor da capacitância [F];

f: frequência do sinal de chaveamento [Hz].

Como pode ser visto pelas equações (D.18) e (D.19), a tensão e corrente de *ripple* são inversamente proporcionais a L, C e f.

Durante a fase de projeto o tamanho do circuito é freqüentemente levado em consideração. Para que as dimensões sejam as menores possíveis, a frequência de chaveamento do transistor deve ser elevada, diminuindo então valores de L e C.

Os conversores *boost* têm as seguintes características (ANTUNES, 2012):

- A tensão de saída é elevada sem o uso de transformador;
- Há altos picos de corrente na chave durante o tempo de chave fechada  $t_1$ ;
- A tensão de saída apresenta difícil regulação para  $k > 0,5$ ;
- A polaridade da tensão de saída é a mesma da tensão de entrada;
- São robustos contra curto-circuito na chave ou na carga.

### D.1.3 Conversor abaixador/elevador ou conversor *buck/boost*

Para este tipo de conversor, mostrado na Figura D.11, a tensão de saída pode ser maior ou menor que a tensão de entrada, dependendo do valor do ciclo de trabalho k.

A polaridade na saída é negativa.

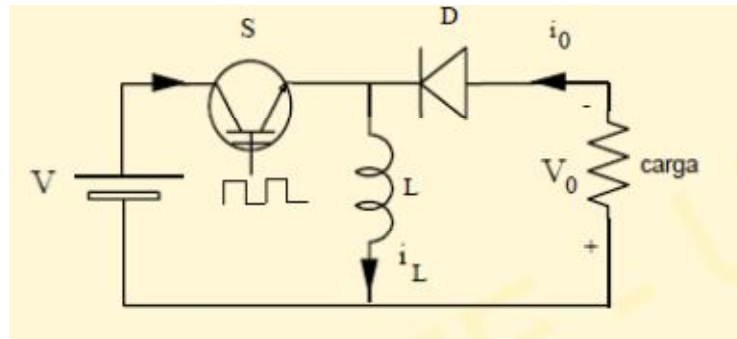


Figura D.11 - Conversor *buck/boost* (ANTUNES, 2012)

– Princípio de funcionamento do conversor *buck/boost*

Na Figura D.11, durante a fase de condução do transistor, a corrente  $i_L$  percorre a indutância, permitindo que uma determinada quantidade de energia seja armazenada. No momento em que o transistor corta, a energia da indutância é transferida para carga. A polaridade da tensão de saída é invertida em relação à da tensão de alimentação.

Como não há uma conexão direta entre a entrada e a saída, o conversor é do tipo indireto.

A Figura D.12 mostra as formas de onda do conversor *buck/boost*.

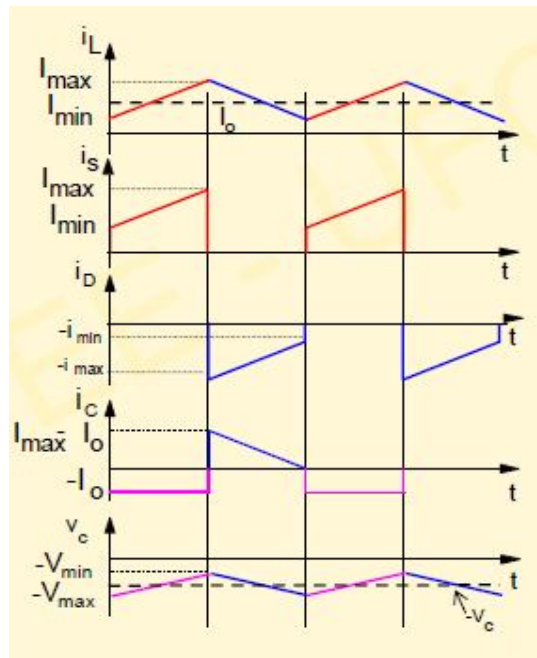


Figura D.12 - Formas de Onda no Conversor *buck/boost* (ANTUNES, 2012).



- Função de transferência do conversor *buck/boost*

Com a chave S fechada, a tensão no indutor da Figura D.11 é dada por:

$$V_{LON} = V = L \frac{\Delta I_{ON}}{t_1} \quad (D.20)$$

Com a chave aberta, a tensão no indutor é dada pela Equação D.42.

$$V_{LOFF} = -L \frac{\Delta I_{OFF}}{t_2} \quad (D.21)$$

Pela lei da conservação de energia, a energia que entra no conversor é a mesma que sai, isto é:  $\frac{1}{2} L (\Delta I_{ON})^2 = \frac{1}{2} L (\Delta I_{OFF})^2$ . Então:

$$\Delta I(t_{ON}) = -\Delta I(t_{OFF}) \rightarrow \frac{V_0}{V} = -\frac{k}{1-k} = -\frac{t_{ON}}{t_{OFF}} \quad (D.22)$$

onde:

k: ciclo de trabalho,  $0 < k < 1$  [adimensional];

$V_0$ : tensão de saída,  $0 < V_0 < \infty$  [V];

V: tensão de entrada [V];

$t_{OFF}$ : tempo em que a chave fica aberta [s];

$t_{ON}$ : tempo em que a chave fica aberta [s];

$\Delta I$ : variação da corrente no indutor [A].

A Figura D.13 mostra a função de transferência obtida na Equação D.22.

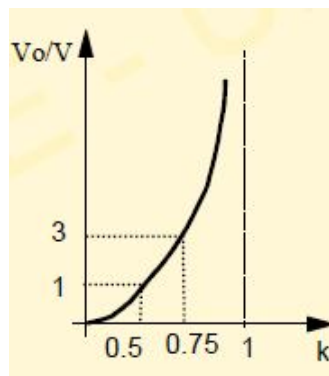


Figura D.13 - Função de transferência do conversor *buck/boost* (ANTUNES, 2012)

A Figura D.14 mostra o circuito prático de um conversor *buck/boost*.

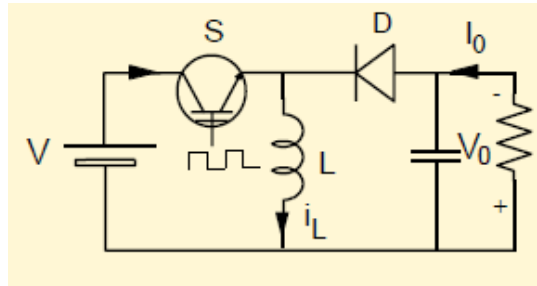


Figura D.14 - Circuito Prático de um Conversor *buck/boost* (ANTUNES, 2012)

O valor da corrente de *ripple* no indutor é dado por:

$$\Delta i_L = \frac{kV}{fL} \quad (\text{D.23})$$

O valor da tensão de *ripple* na saída do conversor é dado por:

$$\Delta V_0 = \frac{i_0 k}{fC} \quad (\text{D.24})$$

Como evidenciam as equações (D.23) e (D.24), a tensão e corrente de *ripple* possuem os mesmos valores do conversor *boost*, e são inversamente proporcionais a L, C e f.

De modo semelhante ao conversor *boost*, a frequência de chaveamento do transistor deve ser elevada, para que os valores de L e C sejam os menores possíveis.

Os conversores *buck/boost* têm as seguintes características (ANTUNES, 2012):

- A tensão de saída pode, teoricamente variar entre 0 e  $\infty$ , dependendo do valor de k.
- A polaridade da tensão de saída é invertida em relação à tensão de entrada.
- Em caso de falha na chave a corrente de curto é limitada pela indutância.
- A tensão de saída será *buck* ou *boost* dependendo do ciclo de trabalho k. O conversor será abaixador para  $k < 0,5$  e elevador para  $k > 0,5$ .

## D.2 OUTROS TIPOS DE CONVERSORES

### Conversor *cúk*

Similar aos reguladores *buck/boost*, o regulador *cúk* (Figura D.15) fornece uma tensão de saída que pode ser maior ou menor que a tensão de entrada, mas a polaridade da tensão de saída é oposta à da tensão de entrada. O regulador *cúk* baseia-se na transferência de energia do capacitor, sendo que o transistor Q e o diodo D operam complementarmente. O circuito tem baixas perdas de chaveamento e eficiência elevada (RASHID, 1999).

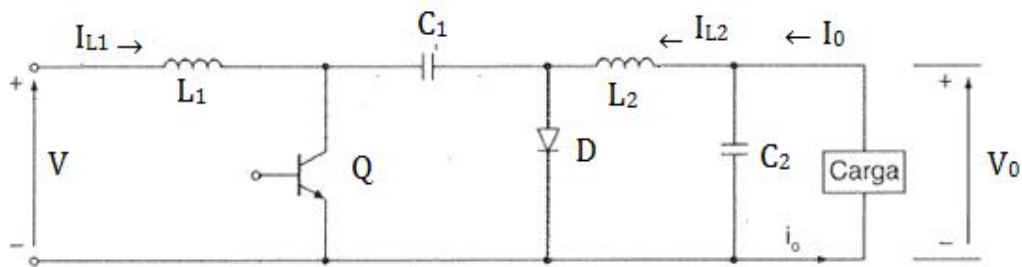


Figura D.15 - Conversor inversor (*cúk*) (adaptado de RASHID, 1999)

A tensão média na saída é dada pela Equação D.25.

$$V = -\frac{kV_o}{1-k} \quad (\text{D.25})$$

onde:

k: ciclo de trabalho,  $0 < k < 1$  [adimensional];

$V_o$ : tensão de saída,  $0 < V_o < \infty$  [V];

V: tensão de entrada [V];

O valor da corrente média na entrada é dado por:

$$I_{L1} = \frac{kV_o}{1-k} \quad (\text{D.26})$$

onde:

k: ciclo de trabalho,  $0 < k < 1$  [adimensional];

$I_{L1}$ : corrente média na entrada;

V: tensão de entrada [V];

O ripple na saída do conversor é dado pela Equação D.27.

$$\Delta V_0 = -\frac{V_0(1-k)}{8C_2L_2f^2} = \frac{kV}{8C_2L_2f^2} \quad (\text{D.27})$$

onde:

k: ciclo de trabalho,  $0 < k < 1$  [adimensional];

$\Delta V_0$ : ripple na saída do conversor;

$V_0$ : tensão de saída,  $0 < V_0 < \infty$  [V];

V: tensão de entrada [V];

L: valor da indutância [H];

C: valor da capacitância [F].

A Figura D.16 mostra a função de transferência do conversor *cúk*.

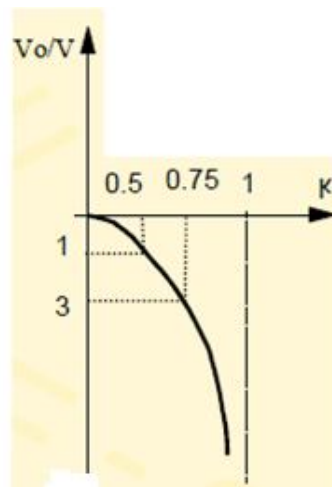


Figura D.16 - Função de transferência do conversor inversor (*cúk*)

Por possuírem apenas um estágio de conversão composto de um único dispositivo de chaveamento, além de capacitores e indutores para transferência de energia, a capacidade de potência torna-se limitada, da ordem de dezenas de watts. Potências de trabalho maiores acarretam uma perda de eficiência.

Outro problema é a falta de isolamento entre a entrada e a saída, critério altamente desejável na maioria das aplicações. Para aplicações de alta potência são utilizados conversores multiestágios, em que a tensão CC é convertida em CA, sendo então isolada por transformadores, para novamente ser convertida em tensão CC por retificadores (Figura D.17).

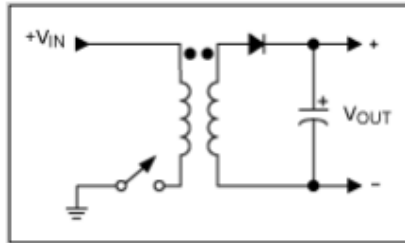


Figura D.17 - Topologia *flyback* (Adaptado de MAXIM, 2001)

### D.3 VANTAGENS E LIMITAÇÕES DOS CONVERSORES CHAVEADOS

Reguladores chaveados oferecem três principais vantagens em relação a reguladores lineares:

- a eficiência de chaveamento é muito maior que os reguladores lineares;
- menos energia é perdida na transferência de potência entre a entrada e saída.
- a energia armazenada no indutor em um regulador chaveado pode ser transformada em tensões de saída que podem ser maiores ou menores que a entrada, ou em tensões negativas, ou pode até mesmo ser transferida através de um transformador para fornecer isolamento elétrico à entrada.

Evidentemente os reguladores chaveados apresentam algumas desvantagens, tais como, o elevado nível de ruído e uma malha de controle complexa para regular a transferência de potência. Entretanto, existem circuitos integrados dedicados que solucionam esses problemas.

Comparados com os reguladores chaveados, os reguladores lineares fornecem menor ruído e maior largura de banda. No entanto não são adequados ao controle do MPP de painéis fotovoltaicos.

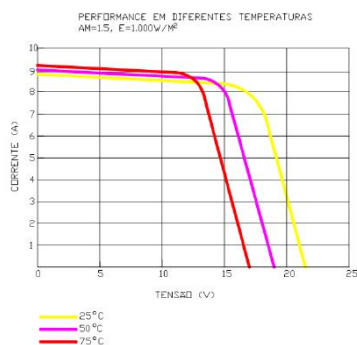
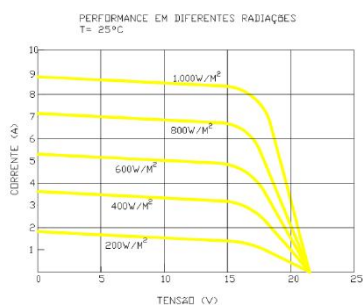
## ANEXO A – PAINEL FOTOVOLTAICO HG315 DA SOLARTERRA



fotovoltaicos com anteparo não transparente. Acionar os disjuntores de proteção/manobra para só depois realizar a manutenção com segurança.

### DADOS TÉCNICOS

Seguem abaixo informações técnicas dos módulos solares fotovoltaicos modelo HG135



MODELO	HG135
Célula	Mono
Potência máxima (Wp)	135 Wp
Tensão nominal (Vm)	17.10 V
Corrente nominal (Im)	7.89 A
Tensão circuito-aberto (Voc)	21.30 V
Corrente curto-circuito (Isc)	8.84 A
Número de células	36
Dimensão (mm)	1480 x 680 x 35
Células solares	Mitsubishi
Tensão máxima de operação	715 V
Coefficiente temperatura Isc (%)	+ 0.1/ °C
Coefficiente temperatura Voc (%)	-0.38/ °C
Coefficiente temperatura Pm (%)	-0.47/ °C
Coefficiente temperatura Im (%)	+0.1/ °C
Coefficiente temperatura Vm (%)	-0.38/ °C
Temperatura de operação	-40 °C até +80 °C
Carga axial máxima	60 m/s (200kg/m <sup>2</sup> )
Peso	11.5 kg
Caixa de Junção	PV-RH0301( TUV )
Eficiência da célula	15.2%
Eficiência do módulo (%)	14.2%
Tolerância potência	+/-5%
Moldura	Alumínio
STC	AM1.5 100mW/cm <sup>2</sup> 25°C
Garantia	2 anos defeitos de fabricação 20 anos perda de potência limitada à 80% (*)
FF (%)	72%

### GARANTIA

Os módulos solares fotovoltaicos Solarterra série HG possuem garantia contra defeitos de fabricação de 02 (dois) anos e garantia contra perda de potência limitada à 20% durante um período de 25 (vinte e cinco) anos.

Solarterra – Soluções em Energia Alternativa  
Rua Cel. Oscar Porto, 813 cj. 94 – CEP 04003-004 - São Paulo – SP  
tel/fax (11) 5587-3929 ou 5584-6403 – email: [contato@solarterra.com.br](mailto:contato@solarterra.com.br) - site: [www.solarterra.com.br](http://www.solarterra.com.br) 6/7

Autorizo a cópia total ou parcial desta obra, apenas para fins de estudo e pesquisa, sendo expressamente vedado qualquer tipo de reprodução para fins comerciais sem a prévia autorização específica do autor.

Edson de Paula Carvalho,

Taubaté, março de 2012.