

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Identificação de Parâmetros de Modelos Elétricos DC de Centrais Fotovoltaicas

Nuno Miguel Gomes Alves

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Monteiro

12 de Fevereiro de 2018

Resumo

A energia solar assume, nos dias de hoje, um papel cada vez mais importante, quer seja no aspecto do aproveitamento energético, quer na vertente ambiental. Uma parte importante do aproveitamento energético consiste na conversão da radiação solar em energia elétrica através de painéis fotovoltaicos. Neste contexto pretende-se com esta dissertação identificar os parâmetros de modelos elétricos DC. Para isso é importante simular a operação de sistemas fotovoltaicos perante a manipulação de múltiplos componentes e configurações de forma a obter a produção do sistema fotovoltaico para condições de operação, irradiância e temperatura diferentes. Existem diversos modelos elétricos equivalentes de uma célula fotovoltaica, nomeadamente o modelo ideal, o modelo R_s , o R_p e, por fim, o modelo de dois díodos. O mais simples de todos é o modelo ideal que consiste na ligação da fonte de corrente em anti-paralelo com o díodo, isto é, o díodo está ligado com polaridade invertida em paralelo com a fonte de corrente. Os dados resultantes da aplicação deste modelo são pouco precisos. É nesse sentido que surge a oportunidade de o melhorar acrescentando uma resistência em série, R_s , com o díodo, dando origem ao modelo R_s . Os valores da grandeza R_s variam para um valor específico de temperatura até a condição de máxima potência ser minimizada para um valor específico pré-estabelecido. Desta forma, são encontrados os valores do fator ideal do díodo, a , e da resistência em série, R_s , para diferentes temperaturas. Uma vez que este modelo negligencia a existência de uma resistência em paralelo, R_p , com o díodo, os valores que este apresenta para cenários em que, para além da variação da temperatura, se varia também a irradiância, tornam-se pouco precisos para estas condições. Para colmatar esta falta de precisão surge o modelo R_p , que para além da resistência em série adiciona ao esquema ideal uma resistência em paralelo, R_p . Neste modelo a implementação é feita com a modelização dos parâmetros a , R_s e R_p .

Tendo isto em consideração, pretende-se com esta dissertação implementar o modelo R_p com o auxílio de uma ferramenta de simulação de forma a obter a curva I-V para diferentes temperaturas e irradiâncias com diversas configurações e tecnologias fotovoltaicas, servindo este trabalho de base para uma futura identificação de pontos de operação e parâmetros dos componentes e sistema.

Foram estudados vários modelos elétricos de sistemas fotovoltaicos, sendo que alguns deles foram implementados com recurso a técnicas matemáticas adaptadas para a resolução das equações do sistema e aplicação na simulação da operação do sistema fotovoltaico.

Os resultados obtidos nesta dissertação resultaram da implementação de um modelo matemático iterativo capaz de modelizar eletricamente qualquer sistema fotovoltaico com diferentes números de *strings* e painéis sendo que, esses painéis podem ter qualquer tipo de parâmetros genéricos. Estes modelos foram testados para diferentes configurações e parametrizações de sistemas fotovoltaicos, obtendo-se a característica I-V do gerador fotovoltaico que no final foram comparados com os resultados de simulações realizadas em software profissional.

Abstract

Nowadays the role of solar energy is increasing, both as an energy source and also due to its degree environmental impact. An important part of the energy utilisation relays is the conversion of solar radiation into electricity through photovoltaic panels. It is intended with this dissertation to identify the parameters of DC electric models. Thus, it is important to simulate the operation of photovoltaic systems in the handling of multiple components and configurations in order to obtain the production of the photovoltaic system for different operating conditions, irradiance and temperature. There are several equivalent electric models of a photovoltaic cell, namely the ideal model, the R_s model, the R_p and, finally, the two-diode model. The simplest of all is the ideal model, which consists of connecting the anti-parallel current source with the diode, *ie* the diode is connected with inverted polarity in parallel with the current source. The data resulting from the application of this model is not precise. It is because of this lack of precision that surges the opportunity to improve it by adding a series resistor, R_s , with the diode giving rise to the R_s model. The numerical value of R_s can vary to a specific temperature value until the maximum power condition is minimised to a specific pre-defined value. With this, the numerical value of the ideal diode, a , and resistance factor in series, R_s , are found for different temperatures. Since this model neglects the existence of a resistance in parallel, R_p , with the diode, the outcome that results for scenarios in which, in addition to the temperature variation, also varies the irradiance, become less precise for these conditions. In order to overcome this lack of precision, the R_p model emerges which, in addition to the series resistance is also included a parallel resistance, R_p . In this model the implementation is done with the modelling of parameters a , R_s and R_p .

With this in mind, it is intended with this dissertation to implement the R_p model with the aid of a simulation tool in order to obtain the I-V curve for different temperatures and irradiances with different configurations and photovoltaic technologies, serving this work for a future identification of operating points and parameters of components and system.

Several electrical models of photovoltaic systems were studied, some of them being implemented using mathematical techniques adapted to solve the equations of the system and application in the simulation of photovoltaic system operation.

The results obtained in this dissertation resulted from the implementation of an iterative mathematical model capable of modelling electrically any photovoltaic system with different numbers of strings and panels and that these panels have any kind of generic parameters. These models were tested for different configurations and parameterisations of photovoltaic systems, obtaining the I-V characteristic of the photovoltaic generator that in the end were compared with the results of simulations carried out in a professional software.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao orientador desta Dissertação, o Professor Doutor Cláudio Monteiro, pela oportunidade de estudar este tema, pela disponibilidade apresentada e pela ajuda dispendida ao longo do semestre. Gostaria também de agradecer à instituição, a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, por me ter fornecido todas as condições para o estudo e realização desta Dissertação. Dirijo um agradecimento especial à minha família, particularmente ao meu pai que foi uma constante fonte de apoio e incentivo ao longo de todo o trabalho. Por último, mas não menos importante, gostaria de agradecer aos meus amigos pela ajuda, pela boa disposição e pelo bom ambiente, que foram fundamentais na elaboração desta Dissertação.

Nuno Miguel Gomes Alves

*“There is no royal road to anything.
One thing at a time, all things in succession.
That which grows fast, withers as rapidly.
That which grows slowly, endures.”*

Josiah Gilbert Holland

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contextualização e Motivação	1
1.2	Objectivo	2
1.3	Estrutura da Dissertação	2
1.4	Ferramentas utilizadas nesta Dissertação	3
2	Sistema Fotovoltaico	5
2.1	Célula Fotovoltaica	5
2.2	Efeito Fotovoltaico [1]	5
2.3	Módulos Fotovoltaicos	6
2.4	Tecnologias de construção de Células Fotovoltaicas	7
2.4.1	Tecnologia Convencional	7
2.4.2	2ª Geração	9
2.5	A tecnologia de concentração - CPV	10
2.5.1	Caracterização	10
2.6	Fatores que influenciam a performance do Sistema Fotovoltaico	12
2.6.1	Irradiância e Temperatura	12
2.6.2	Pontos Quentes <i>Hot Spot's</i> e Díodos <i>Bypass</i>	15
2.6.3	Sombreamento	17
2.6.4	Condições com Pouca Luminosidade	18
3	Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	21
3.1	Sistema Autónomo	21
3.1.1	Definição	21
3.1.2	Constituição	22
3.1.3	Utilidade	22
3.1.4	Componentes e custos	23
3.1.5	Considerações importantes	23
3.2	Sistema Híbrido	25
3.2.1	Definição	26
3.2.2	Constituição e Utilidade	26
3.2.3	Produto Exemplo: <i>Omniflow</i>	26
3.3	Sistema Ligado à Rede	29
3.3.1	Definição	29
3.3.2	Constituição	30
3.3.3	Utilidade	30
3.3.4	Comparação com o Sistema Autónomo e Custos	30

4	Modelos elétricos de um Sistema Fotovoltaico e respectivos parâmetros	33
4.1	Célula Fotovoltaica	33
4.2	Estimação dos parâmetros recorrendo a métodos analíticos	37
4.2.1	Estimação dos parâmetros do Modelo R_s	38
4.2.2	Estimação dos parâmetros do Modelo R_p	38
4.2.3	Estimação dos parâmetros do Modelo de dois Díodos	39
4.3	Irradiação Uniforme vs Não Uniforme	40
4.4	Modelação de um sistema sob irradiância uniforme	41
4.4.1	Cálculo de R_s e R_p	41
4.4.2	Cálculo de I_{ph} e I_o	42
4.4.3	Dependência da temperatura e irradiância	42
4.5	Modelação de um sistema sob irradiância não uniforme	42
5	Simulação da característica elétrica de um Sistema Fotovoltaico	45
5.1	Fluxograma do modelo de simulação	45
5.2	Funções utilizadas na implementação do modelo de simulação	46
5.3	Aplicação do modelo de simulação	47
5.4	Determinação numérica de um ponto da caraterística I-V pelo Método de Newton	51
5.5	Representação da característica I-V	52
5.6	Discussão de Resultados	56
5.7	Conclusão	56
6	Teste e validação do modelo de simulação	57
6.1	Comparação do modelo de simulação com o <i>PVSystem</i>	57
6.2	Teste do Modelo para diferentes tecnologias e configurações	62
6.2.1	Análise dos resultados	70
7	Conclusões e Trabalho Futuro	71
7.1	Satisfação dos Objetivos	71
7.2	Trabalho Futuro	71
	Referências	73

Lista de Figuras

2.1	Célula Fotovoltaica [2]	5
2.2	Efeito Fotovoltaico [2]	6
2.3	Curvas Características: (a) Irradiância ; (b) Temperatura [3]	7
2.4	Tipos e características de células fotovoltaicas [2]	8
2.5	Aspectos de módulos de silício monocristalino (a), policristalino (b) e amorfo (c) [4]	9
2.6	Módulos CPV dos modelos 1 ^a geração (à esquerda) e 2 ^a geração (à direita) [4]	10
2.7	As duas principais estratégias utilizadas para reduzir o material semiconductor [4]	11
2.8	Curva I-V com Irradiância diferente e Temperatura constante [5]	12
2.9	Curva I-V com Irradiância constante com variação da Temperatura [6]	13
2.10	Potência do Módulo com Irradiância constante e com variação da Temperatura [7]	14
2.11	Potência do Módulo com Irradiância constante e com variação da Temperatura [7]	14
2.12	Célula com Hot Spot [8]	15
2.13	Módulo FV com uma carga R [7]	16
2.14	Sistema FV com sombreamento sem díodos bypass [7]	16
2.15	Sistema FV com sombreamento com díodos bypass [9]	16
2.16	Curva I-V com e sem díodos bypass [10]	17
2.17	Comparação das características de sombreamento de módulos de película fina (a) e silício cristalino (b) [11]	18
2.18	Comparação do sombreamento paralelo (a) e perpendicular (b) nos sistemas de película fina [11]	18
2.19	Eficiência do módulo perante condições ao ar livre com células triplas amorfas (curva vermelha) em comparação com módulos cristalinos (curva azul) [12]	19
3.1	Sistema fotovoltaico autónomo simplificado [13]	21
3.2	Fluxos de energia num sistema de auto-consumo [14]	22
3.3	Exemplo de Tarifa de um sistema autoconsumo [14]	25
3.4	Sistema fotovoltaico híbrido real [15]	25
3.5	Sistema fotovoltaico híbrido genérico [13]	26
3.6	Aplicações de um sistema autónomo [13]	26
3.7	Omniflow [16]	27
3.8	Algumas aplicações do Omniflow [16]	28
3.9	Sistema de Ligação à Rede [13]	29
4.1	Célula Fotovoltaica [15]	33
4.2	Modelo Ideal de uma Célula Fotovoltaica [17]	34
4.3	Modelo de Díodo R_s [17]	35
4.4	Modelo de Díodo R_p [17]	35

4.5	Típicas Curvas $I-V$ e $P-V$ curves (a) com variação de irradiância solar e (b) com variação de temperatura [18]	36
4.6	Modelo de dois Díodos [17]	36
4.7	Região de deflexão num Díodo [19]	36
4.8	Gráfico ilustrativo dos três pontos da curva $I-V$ [19]	37
4.9	Modelos: (a) equivalente, (b) R_s , (c) R_p e (d) Dois Díodos [20]	38
4.10	Modelo de Díodo R_p [17]	41
5.1	Fluxograma do modelo de simulação	45
5.2	Curva característica $I-V$: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$	51
5.3	Curva característica $I-V$: $G=500 \text{ W/m}^2$ e $T=20^\circ\text{C}$	52
5.4	Curva característica $I-V$: $G=750 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$	53
5.5	Curva característica $I-V$: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=30^\circ\text{C}$	54
5.6	Curva característica $I-V$: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$	55
6.1	Cenário 1: PVSyst	58
6.2	Cenário 1: Modelo de Newton	58
6.3	Cenário 2: PVSyst	59
6.4	Cenário 2: Modelo de Newton	59
6.5	Cenário 3: PVSyst	60
6.6	Cenário 3: Modelo de Newton	60
6.7	Cenário STC: PVSyst	61
6.8	Cenário STC: Modelo de Newton	61
6.9	Cenário 1: $R_s=7,77 \Omega$	62
6.10	Cenário 2: $R_s=8,09 \Omega$	63
6.11	Cenário 3: $R_s=8,40 \Omega$	63
6.12	Cenário 1: $R_s=3 \Omega$	64
6.13	Cenário 2: $R_s=3,12 \Omega$	65
6.14	Cenário 3: $R_s=3,25 \Omega$	65
6.15	Cenário 1: $R_s=7,75 \Omega$	66
6.16	Cenário 2: $R_s=8,06 \Omega$	67
6.17	Cenário 3: $R_s=8,37 \Omega$	67
6.18	Cenário 1: $R_s=2,99 \Omega$	68
6.19	Cenário 2: $R_s=3,11 \Omega$	69
6.20	Cenário 3: $R_s=3,23 \Omega$	69

Lista de Tabelas

2.1	Coefficientes dos Módulos Cristalinos [7]	15
5.1	Grandezas da função $f(I)$	46
5.2	Grandezas da função $df(I)/d(I)$	46
5.3	Valores Obtidos para T_c , $V_{oc}(T_c)$, $I_c(T_c)$ e $I_{sc}(T_c)$	48
5.4	Valores das constantes utilizadas	48
5.5	Grandezas usadas no cálculo para o módulo	48
5.6	Valores da corrente e tensão no ponto de máxima potência, respetivamente	49
5.7	Corrente CC e tensão CA para o sistema, respetivamente	49
5.8	Obtenção da resistência R_{sm}	50
5.9	Obtenção da resistência R_{sm} para o sistema	50
5.10	Aplicação do Método de Newton para 3 pontos	51
5.11	Cenário A: $G=500 \text{ W/m}^2$ e $T=20^\circ\text{C}$	52
5.12	Cenário B: $G=750 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$	53
5.13	Cenário C: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=30^\circ\text{C}$	54
5.14	Condições STC: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$	55

Abreviaturas e Símbolos

a	Fator ideal do Díodo
AC	Corrente Alternada
AM	Air Mass
BG	Band Gap
CC	Curto-circuito
CPV	Concentration PhotoVoltaics
D-	Fator de difusão do Díodo
DC	Corrente Contínua
EDP	Energias de Portugal
eV	Eletrão- Volt
EV	Efeito Fotovoltaico
FV	Fotovoltaico(a)
G	Condutância
I	Corrente elétrica
I_0	Corrente de saturação do díodo
I_D	Corrente do díodo
I_{D1}	Corrente do díodo 1
I_{D2}	Corrente do díodo 2
q	Carga do eletrão
IEC	International Electrotechnical Commission
I_{mpp}	Corrente no Ponto de Máxima Potência
I_{pv}/I_{ph}	Corrente fotovoltaica ou corrente gerada pela luz solar
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
I-V	Relação entre a Corrente e a Tensão
K_v	Coefficiente de Temperatura
LED	Light-emitting diode
MPP	Ponto de Máxima Potência
MPPT	Ponto de Máxima Potência registada
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
N_p	Número de painéis em paralelo do módulo fotovoltaico
N_s	Número de painéis em série do módulo fotovoltaico
OCC	Open Circuit Condition: Condição de circuito aberto
SCC	Short Circuit Condition: Condição de curto-circuito
$P_{max,c}$	Potência máxima calculada analiticamente
$P_{max,e}$	Potência máxima calculada experimentalmente (datasheet)
$P_{max,m}$	Potência máxima calculada em simulação
PMPP	Potência no Ponto Máximo
RESP	Rede do sistema Elétrico de Serviço Público
R_p	Resistência Shunt
R_s	Resistência em Série
STC	Standart Test Conditions
T	Temperatura
T_c	Temperatura da célula fotovoltaica
UPAC	Unidade de produção de autoconsumo
V_{mpp}	Tensão à potência máxima

Capítulo 1

Introdução

Nesta dissertação pretende-se identificar os parâmetros de modelos elétricos DC de centrais fotovoltaicas utilizados atualmente, com o intuito de detetar oportunidades de melhoria do aproveitamento do sistema fotovoltaico em termos económicos e ambientais. Como metodologia de investigação recorreu-se a simulações dos diversos modelos atuais e testou-se com outras técnicas inovadoras que permitissem obter ganhos de eficiência na conversão de energia solar em elétrica, através de células fotovoltaicas.

1.1 Contextualização e Motivação

Os combustíveis fósseis são fundamentais para o desenvolvimento da economia das sociedades industrializadas, fornecendo a maioria das suas necessidades energéticas. Contudo, nos tempos recentes, tem sido posta em causa a preponderância que assumem devido aos problemas que advêm da utilização dessas energias tais como: os seus impactes ambientais, a instabilidade do preço destas matérias primas, a distribuição global não uniforme destes recursos provocando restrições ao acesso a esses recursos têm levado os países a optar por estudar outras formas de obtenção de energia que não os coloque numa posição tão dependente dos países produtores e exportadores destas matérias primas.

As fontes de energia renovável, tais como: a solar, a eólica, a hídrica, entre outras, têm assumido, nos dias de hoje, um papel de maior relevo e, em função da evolução tecnológica, são uma opção viável a explorar, uma vez que se tratam de energias limpas, acessíveis e inesgotáveis.

As energias renováveis, mais especificamente as de geração elétrica, têm registado um importante desenvolvimento devido às inovações introduzidas, assumindo-se atualmente em múltiplas situações como alternativas economicamente viáveis face aos combustíveis fósseis.

De facto, os custos de exploração e de produção têm diminuído drasticamente à medida que vão sendo encontradas ferramentas mais eficazes para a obtenção de energia a partir da renovável. No entanto, analisando mais pormenorizadamente as energias renováveis, é possível identificar ainda algumas limitações, pois em alguns casos, ainda apresentam um custo maior face ao equivalente em energia produzida a partir de combustíveis fósseis, embora os custos tenham vindo a decrescer

paulatinamente. Também é de realçar que nem todos os recursos renováveis estão distribuídos equitativamente no planeta e alguns são de difícil obtenção tendo em conta fatores geográficos e económicos, ou seja, em alguns casos, simplesmente não compensa o custo de exploração comparativamente com os proveitos que depois se extraem.

Apesar das dificuldades encontradas para desenvolver as energias renováveis, designadamente, devido a (lobbies) económicos, políticos e geoestratégicos instalados, o seu crescimento tem sido assinalável por permitir a muitos países ficarem menos dependentes dos combustíveis fósseis e introduzir um fator fundamental nos dias de hoje que constitui a proteção do meio ambiente. Nesta linha, muitos países têm optado pelo seu desenvolvimento, por poderem depender menos dos combustíveis fósseis assumindo por isso um papel complementar de substituição de fontes de energia e, no futuro, um papel protagonista substituindo-as quase totalmente.

Para contrabalançar os "méritos" das fontes dos combustíveis fósseis, os governos têm criado incentivos tanto a nível económico, como fiscal, para o desenvolvimento da produção e consumo de energias renováveis, tanto mais que existe hoje uma consciencialização ambiental mais vincada nas populações.

Tendo isto tudo em consideração, surge a importância da aposta nas energias renováveis, particularmente na energia solar, produzida a partir de células fotovoltaicas. O interesse deste tema para mim reside no facto de desde novo me ter preocupado com as alterações climáticas que têm provocado grandes catástrofes nos mais diversos locais do mundo e, eu acreditar, que o efeito da utilização de combustíveis fósseis tem sido a sua principal causa. Reconhecendo, todavia, a importância da energia para as sociedades atuais, gostaria de dar a minha humilde contribuição para o desenvolvimento da produção de energias renováveis.

1.2 Objectivo

O objetivo desta dissertação é a identificação de parâmetros de modelos elétricos DC de centrais fotovoltaicas e encontrar soluções inovadoras que permitam a melhoria do sistema FV nas componentes económica e ambiental. Para isso foi realizado o estudo e simulação dos diversos tipos de circuitos e modelos equivalentes para diferentes tecnologias de forma a confirmar quais os melhores modelos para cada tipo de tecnologia.

1.3 Estrutura da Dissertação

Para além da introdução, esta dissertação contém mais 5 capítulos:

- **Capítulo 1:** contém a introdução ao tema e é descrito o objetivo desta dissertação;
- **Capítulo 2:** é apresentada a constituição do sistema fotovoltaico;
- **Capítulo 3:** são descritos os tipos de sistemas fotovoltaicos;

- **Capítulo 4:** são enunciados os modelos de circuitos equivalentes para uma célula fotovoltaica e são enumeradas técnicas de estimação de parâmetros propostas por alguns autores;
- **Capítulo 6:** é feita a simulação da característica I-V de uma sistema fotovoltaico;
- **Capítulo 7:** é realizado o teste e validação do modelo de simulação;
- **Capítulo 8:** são apresentadas as conclusões do trabalho e uma proposta de investigação futura;

1.4 Ferramentas utilizadas nesta Dissertação

Neste trabalho todo o cálculo matemático envolvendo os modelos de simulação foi realizado com a ferramenta *Microsoft Excel*. O *PVSyst* foi o software utilizado para comparação e validação dos modelos implementados.

Capítulo 2

Sistema Fotovoltaico

2.1 Célula Fotovoltaica

Um sistema fotovoltaico aproveita a energia solar convertendo-a diretamente em eletricidade através do efeito fotovoltaico. Este processo consiste na conversão de luz solar em eletricidade e acontece no componente fundamental do sistema fotovoltaico, a célula fotovoltaica. A imagem 2.1 ilustra a constituição de uma célula solar.

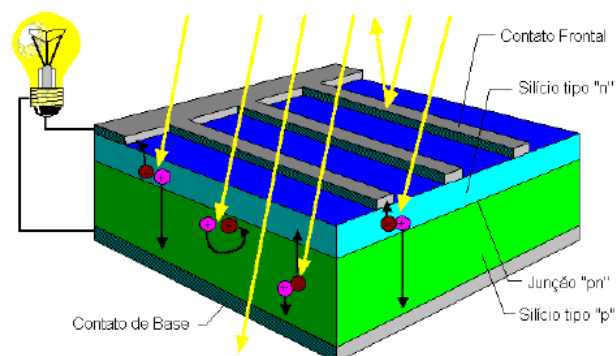


Figura 2.1: Célula Fotovoltaica [2]

2.2 Efeito Fotovoltaico [1]

As células fotovoltaicas têm como princípio de funcionamento o efeito fotovoltaico, descoberto em 1839 pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel. O efeito fotovoltaico explica a conversão de energia luminosa incidente numa junção p-n, na célula fotovoltaica, em energia elétrica.

Segundo os princípios do efeito fotovoltaico, a incidência de fótons na camada n de um material semicondutor (silício) fornece energia aos elétrons que, quando é superior à banda de energia intrínseca do semicondutor (*BandGap*), separa as bandas de valência e de condução (cerca de 1eV), provocando a criação de pares elétron-lacuna. O campo elétrico existente graças à existência da

junção p-n promove a circulação dos elétrons pelo circuito de carga (exterior à célula fotovoltaica). A tensão da célula deve-se ao efeito de difusão que ocorre no material. O efeito de difusão e o campo elétrico devido à junção p-n neutralizam-se de forma a atingir um ponto de equilíbrio, dependente da corrente que circula pela carga. Este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial que se denomina de efeito fotovoltaico. A ilustração deste fenómeno está presente na figura 2.2.

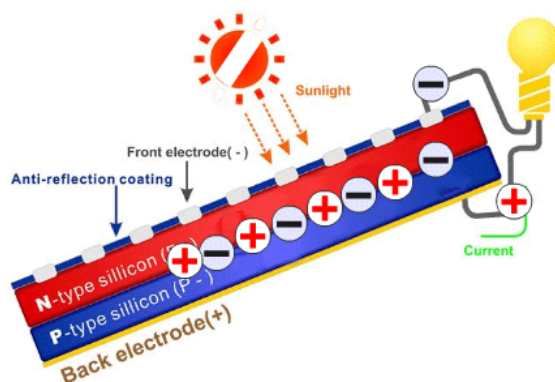


Figura 2.2: Efeito Fotovoltaico [2]

2.3 Módulos Fotovoltaicos

No entanto, a energia produzida por uma só célula fotovoltaica, é insuficiente para satisfazer as necessidades mínimas de cada uma dessas aplicações. É nesse sentido que surge a possibilidade de emparelhar as células em série ou em paralelo de forma a aumentar a energia produzida, constituindo desta forma os módulos fotovoltaicos.

É possível caracterizar os módulos eletricamente através das seguintes grandezas:

- P_m : Geralmente a potência dos módulos é dada pela sua potência nominal, ou de pico;
- V_{oc} : Tensão em circuito aberto;
- I_{sc} : Corrente de curto-circuito;
- V_{mpp} e I_{mpp} : Tensão e correntes, respetivamente, à máxima potência.

Também associadas ao comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico estão a irradiância e a temperatura, cujas curvas características estão ilustradas na figura 2.3:

De notar que na figura anterior, 2.3, em (a) tem-se as curvas I-V (corrente-tensão) para três casos distintos de irradiância (G): $1000W/m^2$, $800W/m^2$ e $600W/m^2$ para a mesma temperatura de célula: 25° . Isto é, é possível verificar o comportamento do módulo FV perante variações só em termos de irradiância. Em relação a (b) a situação é diferente, uma vez que traduz o comportamento do módulo perante uma irradiância constante de $1000W/m^2$ e variações na temperatura da célula.

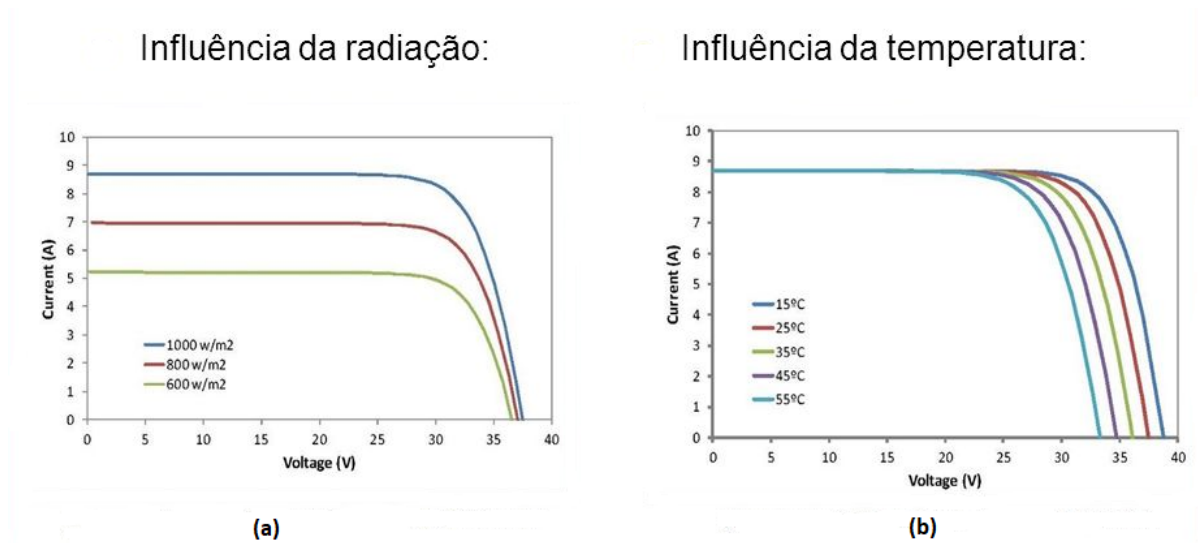


Figura 2.3: Curvas Características: (a) Irradiância ; (b) Temperatura [3]

2.4 Tecnologias de construção de Células Fotovoltaicas

As tecnologias de construção de células fotovoltaicas podem dividir-se em três gerações, da seguinte forma:

- **Células de 1ª geração:** feitas a partir de silício cristalino, englobam as soluções monocristalinas, policristalinas e amorfa e que, atualmente, representam cerca de 90% das células disponíveis no mercado;
- **Células de 2ª geração:** apareceram há cerca de 30 anos e correspondem às soluções de película fina aplicadas sobre substratos rígidos. A solução amorfa pode ser igualmente incluída segundo alguns manuais;
- **Células de 3ª geração:** películas finas aplicadas sobre substratos flexíveis. Englobam vários novos conceitos de células solares, na sua maioria ainda apenas na fase de desenvolvimento, embora algumas sejam utilizadas em utilizações aeroespaciais e em células multi-junção.

De seguida, apresenta-se uma representação esquemática sobre as células existentes com as suas principais características.

2.4.1 Tecnologia Convencional

2.4.1.1 1ª Geração

Esta é a geração tecnológica que domina o mercado. Hoje em dia, cerca de 90% dos geradores instalados no mundo são feitos à base de silício cristalino. Dentro deste tipo, o **silício monocristalino** é o mais antigo e o que mantém o domínio do mercado (cerca de 60%) sendo utilizado em todo o tipo de aplicações terrestres de média e elevada potência. Por sua vez, o **silício policristalino**, constituído por um elevado número de cristais, é uma alternativa mais barata mas menos eficiente.

Tipo de Célula	Rendimento	Características
Monocristalino	15-18%	<ul style="list-style-type: none"> • Cristal único • Bom rendimento • Cor azul homogénea
Policristalino	12-44%	<ul style="list-style-type: none"> • Diferentes cristais • Preço inferior ao mono • Diferentes tons de azul
Amorfo	<10%	<ul style="list-style-type: none"> • Camada fina • Células finas em forma de lâmina • Cor castanha homogénea

Figura 2.4: Tipos e características de células fotovoltaicas [2]

O silício cristalino (c-Si) constitui a tecnologia fotovoltaica mais tradicional e que ainda hoje apresenta a maior escala de produção a nível comercial. Este material consolidou a sua presença no mercado fotovoltaico internacional, pelo facto de possuir uma grande robustez e uma elevada fiabilidade.

Em termos de eficiência, as células monocristalinas (m-Si) individuais testadas em laboratório apresentam atualmente um rendimento até 24%, bastante próximo do máximo rendimento teórico, sendo que os melhores módulos atualmente disponíveis no mercado apresentam uma eficiência em torno dos 16%. No entanto, esta geração apresenta a solução tecnológica mais cara devido às técnicas complexas utilizadas na sua produção. Somando a esse facto, é necessária uma grande quantidade de energia no seu fabrico, devido à inevitabilidade em utilizar materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita.

O silício policristalino (p-Si) apresenta um custo menor de produção resultante da maior imperfeição cristalina, da qual resulta um material menos eficiente aquando da conversão fotovoltaica. Esse fator é parcialmente compensado com um maior aproveitamento da área do painel. O p-Si apresenta um rendimento de aproximadamente 19% e os melhores módulos atualmente disponíveis no mercado apresentam uma eficiência máxima de 14%.

De referir que relativamente ao custo final por unidade de potência (€/Wp), a diferença entre p-Si e m-Si é pouco significativa.

O silício amorfo (a-Si) não tem estrutura cristalina, apresentando defeitos estruturais que, em princípio, impediriam a sua utilização em células fotovoltaicas, uma vez que aqueles defeitos potenciavam a recombinação dos pares elétron - buraco. No entanto, se ao silício amorfo for adicionada uma pequena quantidade de hidrogénio, por um processo chamado hidrogenização, os átomos de hidrogénio combinam-se quimicamente de forma a minimizar os efeitos negativos dos defeitos estruturais. O silício amorfo absorve a radiação solar de uma maneira muito mais eficiente do que o silício cristalino, pelo que é possível depositar uma fina película de silício amorfo sobre um substrato (metal, vidro, plástico). Este processo de fabrico é ainda mais barato do que o do silício policristalino.

No início dos anos 80, o silício amorfo era visto como a única tecnologia fotovoltaica comercialmente viável em películas muito finas e por isso imediatamente despontou como a tecnologia ideal para aplicação em calculadoras, relógios e outros produtos onde o consumo elétrico apresentava valores, à partida, muito baixos.

As células de silício amorfo são as que apresentam o custo mais reduzido, mas também o seu rendimento elétrico é o mais baixo, de aproximadamente 6% a 8%.

Esta tecnologia constituiu a transição entre as células de primeira e segunda geração.

A figura seguinte apresenta o aspeto destas 3 gerações:

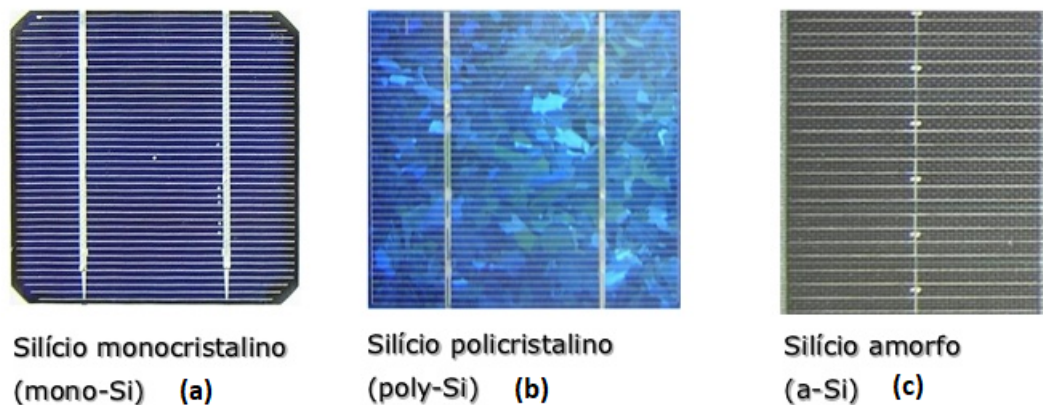


Figura 2.5: Aspetos de módulos de silício monocristalino (a), policristalino (b) e amorfo (c) [4]

2.4.2 2ª Geração

A segunda geração de células vem responder a uma necessidade de redução do consumo de silício, pela oferta ser inferior à procura. Por isso apareceram os chamados filmes finos, partículas semicondutoras com uma espessura muito pequena. Tem também a vantagem de ser muito menos pesada, permitindo aplicações integradas em fachadas de edifícios. A primeira tecnologia pode ser considerada a do já referido silício amorfo. No entanto, foram as células de Diselenieto de Cobre e Índio (CIS) e Telurieto de Cádmio (CdTe) que ao serem mais eficientes e igualmente baratas constituíram um verdadeiro avanço.

Como se trata de uma tecnologia em *filmes finos*, tem forte expansão em aplicações arquitetónicas, visto apresentar uma estética mais atraente e poder substituir materiais utilizados na construção civil (telhados, fachadas, etc), uma vez que a sua produção possibilita que os filmes sejam depositados sobre substratos de baixo custo, como por exemplo o vidro, aço inox e alguns plásticos, possibilitando assim obter no mercado módulos solares de uma maior versatilidade (ou seja, módulos flexíveis, inquebráveis, mais leves, semitransparentes, com superfícies curvas).

Ao ser uma tecnologia mais barata que o c-Si, em casos em que a área de terreno disponível não é um problema, a sua utilização proporciona um menor custo por unidade de energia produzida.

2.5 A tecnologia de concentração - CPV

2.5.1 Caracterização



Figura 2.6: Módulos CPV dos modelos 1ª geração (à esquerda) e 2ª geração (à direita) [4]

Um sistema fotovoltaico de concentração (CPV) converte a energia da radiação solar em energia elétrica tal como os sistemas convencionais o fazem. A principal diferença está na adição de um sistema ótico que concentra essa radiação para cada célula.

Estes sistemas funcionam como telescópios do sol que têm como objetivo ampliar a radiação solar que as células normalmente receberiam. Esta ampliação pode ter um largo valor de magnitudes que atingem atualmente um fator de concentração de 1000x. Esta ampla gama faz com que vulgarmente estes sistemas se dividam em três classes de concentração: baixa (<10x), média (de 10x a 100x) e alta concentração (>100x até 1000x).

Na verdade, o que estes números significam é que, por exemplo, uma célula com 1cm² consegue captar o equivalente a uma área de 1000cm² de radiação solar.

Este fator de concentração refere-se ao grau de concentração proporcionado pela ótica e é definido pela razão entre a radiação incidente nas células solares acopladas ao sistema ótico e a radiação que receberiam sem sistema ótico. Um outro fator de concentração é usualmente considerado, o qual se refere apenas à geometria, sendo definido como a razão entre a área de entrada do sistema ótico e a área da célula.

Existem dois tipos principais de sistemas óticos: os que usam a reflexão da luz através de um ou mais espelhos e os que utilizam a refração com recurso a lentes de *Fresnel*.

Estes tipos de sistemas surgiram no âmbito da necessidade de reduzir a quantidade de material semiconductor, da forma que se pode observar através da figura seguinte:

Esta necessidade de menor uso de área celular consiste numa das maiores vantagens do CPV, visto que, numa análise apenas com base na relação de áreas, possibilita uma redução nos custos com as células que são umas das principais fontes de custo nos sistemas fotovoltaicos.

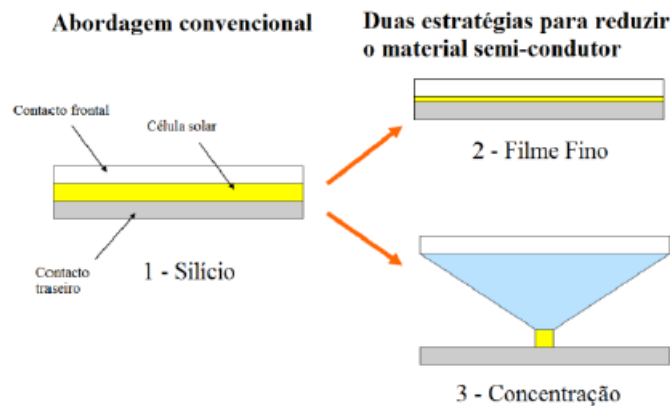


Figura 2.7: As duas principais estratégias utilizadas para reduzir o material semicondutor [4]

Numa primeira avaliação é possível considerar uma operação do tipo linear em que o *output* de energia elétrica seja proporcional ao *input* de radiação solar e, um sistema com um fator de concentração de aproximadamente 500, ou seja, a energia produzida será 500 vezes superior à de um sistema que esteja exposto, simplesmente, à radiação solar sem concentração, resultando num custo 1/500 vezes inferior.

No entanto, nesta análise é preciso incluir dois fatores: o facto de as células utilizadas poderem não ser as mesmas do sistema com o qual se compare a performance, os custos e a receção de radiação estar constringida. Assim sendo, estes dois fatores fazem com que as presunções realizadas na realidade não se verifiquem.

Na maioria dos sistemas de CPV, principalmente naqueles de alta concentração, as células fotovoltaicas utilizadas diferem das que são utilizadas mais frequentemente nas tecnologias convencionais, como é o caso do silício cristalino. Devido à necessidade de menor área celular, torna-se viável a utilização de células multi-junção que, apesar de serem mais dispendiosas, são bastante eficientes e, são inclusive utilizadas em aplicações espaciais. Estas células são constituídas por várias camadas de diferentes semicondutores com diferentes *BG* que captam diferentes gamas do espectro solar. A sua eficiência no processo de conversão que apenas é realizável quando a concentração é elevada, é estimada ligeiramente acima dos 40% nas células do fabricante *Spectrolab*, em contraste com os valores de silício cristalino que, são muito menores, prevendo-se uma melhoria até aos 45%.

Como consequência, a eficiência deste tipo de sistemas tem-se demonstrado superior à dos sistemas convencionais e, tendo em conta, a eficiência destas células, a perspectiva de evolução da utilização da tecnologia CPV é muito elevada.

Para se perceber o funcionamento de um sistema FV é fundamental identificar os componentes que figuram na parte integrante mais importante do sistema, a célula fotovoltaica.

2.6 Fatores que influenciam a performance do Sistema Fotovoltaico

2.6.1 Irradiância e Temperatura

Os sistemas FV raramente operam em condições STC, pois a corrente de saída do sistema depende da irradiância e da temperatura do local de instalação. Assume-se, portanto, que os módulos fotovoltaicos encontram-se parcialmente carregados.

Como durante o dia a irradiância varia bastante, mais do que a temperatura, a corrente produzida pelos painéis também varia de forma proporcional a esta grandeza, já que esta depende diretamente do nível de irradiância disponível. Assim, se o nível de irradiância descer para metade, a quantidade de corrente produzida também decresce 50%. A figura seguinte comprova este raciocínio através da demonstração do comportamento da curva $I-V$ para diferentes valores de irradiância, com a mesma temperatura. [7]

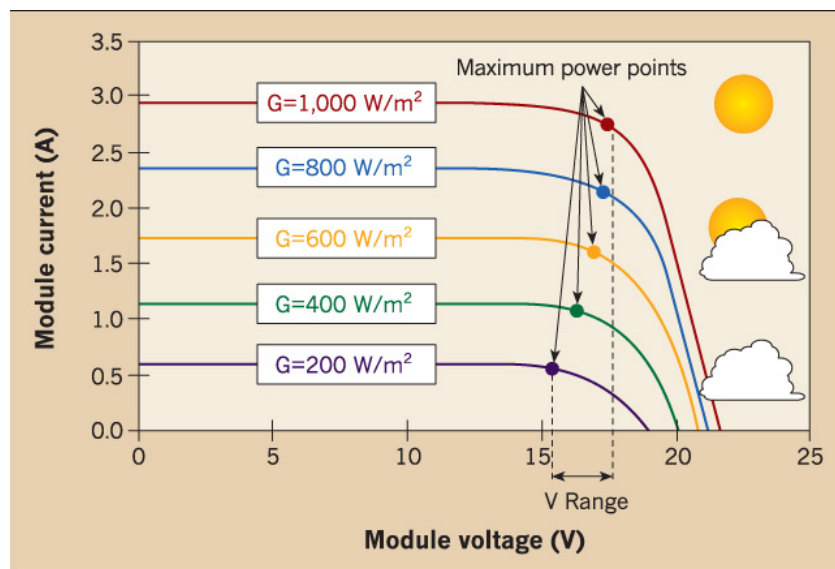


Figura 2.8: Curva I-V com Irradiância diferente e Temperatura constante [5]

Em contraste, a tensão MPP permanece relativamente constante com a alteração da irradiância. A figura 2.8 mostra que o máximo valor que a tensão MPP varia é de, aproximadamente, 4V com a alteração da irradiância num painel de potência 150 W policristalino. No entanto, como em muitos sistemas FV existe um número elevado de módulos FV que estão ligados em série, a flutuação do valor da tensão MPP, com a alteração da incidência solar, pode chegar aos 40 V quando somadas todas as variações. Com valores reduzidos de irradiância a tensão colapsa, levando a que os inversores *downstream* operem com um intervalo fixo de tensão e os módulos deixem de funcionar no MPP. Isto é, o ponto de operação dos módulos FV deixa de coincidir com o MPP. Por outro lado, a tensão nos módulos é afetada, acima de tudo, pela temperatura a que decorre a operação. Por exemplo, o valor de desvio da tensão em relação a STC, num módulo ventilado de 150 W, pode chegar aos 10 V durante o verão e no inverno essa variação pode ser ainda superior a esse valor. A alteração da tensão no módulo determina a tensão do equipamento e,

portanto, do design de todo o sistema FV. O aumento da tensão, a temperaturas reduzidas, deve ser contabilizado já que, quando vários módulos estão ligados em série, a gama de variação da tensão pode atingir valores na ordem dos 100 V e, por vezes, exceder o limite físico dos componentes face a uma mudança tão drástica da tensão existente no sistema. Durante o dimensionamento de sistemas FV, deve ser tida em conta esta situação particular para evitar danos nos equipamentos que podem ser irreparáveis. A variação de temperatura nos módulos tem pouca influencia no valor da corrente, sendo que, a corrente aumenta com o aumento de temperatura nos módulos. A figura que se segue representa o comportamento do sistema perante o aumento de temperatura.

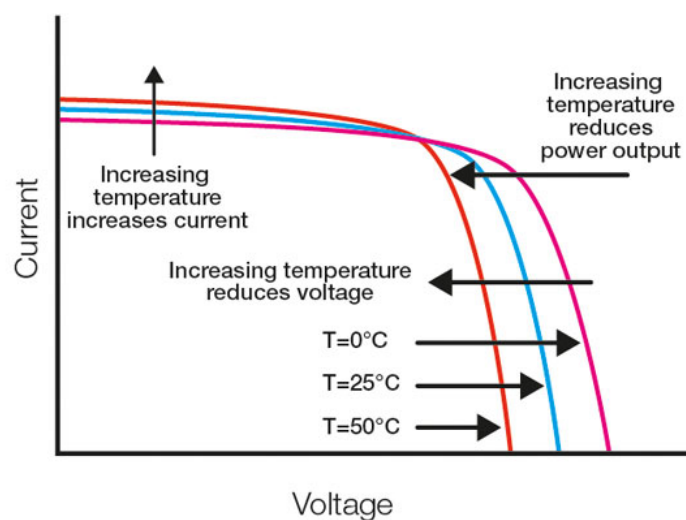


Figura 2.9: Curva I-V com Irradiância constante com variação da Temperatura [6]

A figura 2.9 mostra que perante o aumento da temperatura nos módulos, a potência de saída reduz-se devido às perdas por efeito de Joule, ou seja, devido ao calor dissipado provocado pelo aquecimento dos componentes. Logo é fundamental que os sistemas FV sejam ventilados para serem capazes de dissipar essa energia que se liberta.

De seguida, são mostrados os diferentes outputs de potência quando se fixa o valor da irradiância com variações de temperatura.

Excetuando o caso das condições STC, as alterações dos coeficientes de temperatura para a tensão e corrente são também especificadas em %, mV ou mA/°C nas *datasheet's* dos módulos FV. Isto possibilita que os parâmetros elétricos possam ser calculados para qualquer temperatura. Se a *datasheet* não fornecer nenhuma informação em relação aos coeficientes de temperatura, poderemos também utilizar o gráfico seguinte que, para os módulos cristalinos de silício, é usado para calcular os parâmetros em função das variações de temperatura.

Os coeficientes de temperatura para a tensão em circuito aberto e corrente de curto-circuito são medidos segundo o certificado IEC 61215. Esta norma cobre os parâmetros responsáveis pelo envelhecimento dos módulos FV e inclui os seguintes pontos:

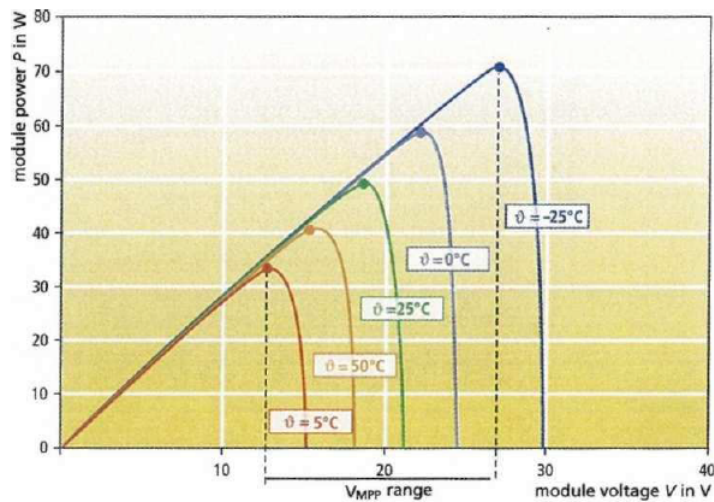


Figura 2.10: Potência do Módulo com Irradiância constante e com variação da Temperatura [7]

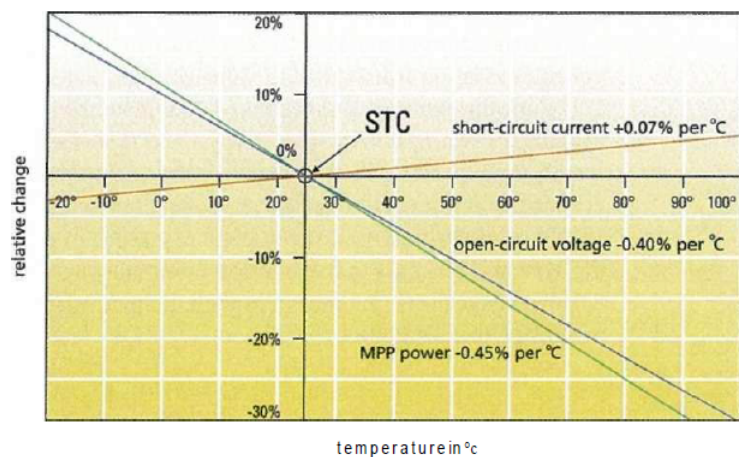


Figura 2.11: Potência do Módulo com Irradiância constante e com variação da Temperatura [7]

- Luz solar, incluindo a radiação ultravioleta;
- Clima: alterações de temperatura e humidade;
- Carga Mecânica: granizo, sucção e pressão do vento e neve que são responsáveis pelo desgaste dos equipamentos FV.

O coeficiente de temperatura para a potência MPP, normalmente não é medido, mas calculado recorrendo ao procedimento imposto pela norma IEC 60891. Esta norma descreve o procedimento para as correções de temperatura e irradiância com o objetivo de medir as alterações na característica da curva $I-V$ dos módulos e células cristalinas para outras temperaturas e irradiâncias.

Os coeficientes apresentados na tabela seguinte são especificados para os módulos cristalinos.

Tabela 2.1: Coeficientes dos Módulos Cristalinos [7]

Coeficiente de Temperatura Típico	Módulos cristalinos de silício	Módulos de alta-performance
Tensão em circuito-aberto	- 0.30 até - 0.55%/°C	0.25 até -0.29%/°C
Corrente de curto-circuito	+0.02 até +0.08%/°C	+0.02 até +0.04%/°C
Potência MPP (STC)	0.37 até - 0.52%/°C	- 0.30 até -0.38%/°C

2.6.2 Pontos Quentes *Hot Spot's* e Díodos *Bypass*

Em determinadas condições de funcionamento uma célula solar sombreada pode aquecer até tal ponto que os seus componentes podem ficar danificados. Este facto faz com que se criem *hot spot's* na superfície dos painéis FV. Esta situação pode ocorrer quando um valor, relativamente alto, de corrente inversa flui através da célula solar sem exposição solar. Desde que nenhum componente seja danificado, a influência do *hot spot* na potência produzida é diminuta. No entanto, a probabilidade de avaria na célula e, conseqüentemente, no módulo, aumenta consideravelmente quando esta se encontra sombreada.

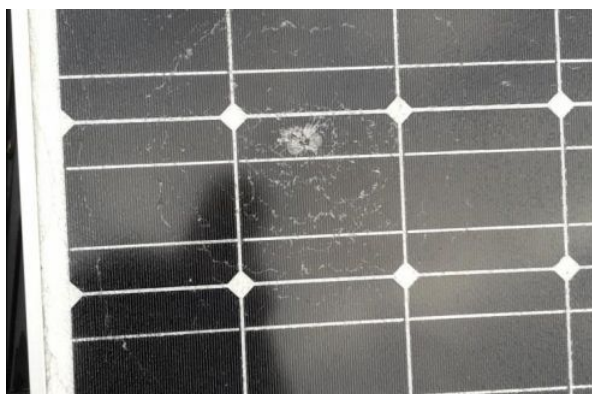


Figura 2.12: Célula com Hot Spot [8]

A figura seguinte mostra a condição operacional normal de um módulo padrão com 36 células exposto à irradiação do sol. A corrente gerada nas células solares é usado por uma carga (resistência R).

Se uma folha cair no módulo e provocar sombreamento em alguma célula, ver figura seguinte, esta torna-se uma carga, que faz com que a corrente produzida nesta célula seja nula. Este cenário leva a que esta célula utilize corrente das outras células e que a direção da tensão seja revertida na célula sombreada. A corrente das células iluminadas flui na célula sombreada.

Este fluxo de corrente converte-se em calor e se houver uma corrente suficientemente elevada pode levar ao já referido, *hot spot*. O valor máximo de corrente que pode fluir entre as células FV é a corrente de curto-circuito. Estas correntes cc são comuns em sistemas FV autónomos com controladores de carga de curto-circuito.

São precisas cerca de 18 a 20 células FV para criar uma tensão de 12 V. Como já foi referenciado anteriormente neste capítulo, a quebra de tensão numa célula solar ocorre com valores de 12 a 50 V. Com esta tensão, é possível um fluxo inverso da corrente fluir dentro de uma célula. Para

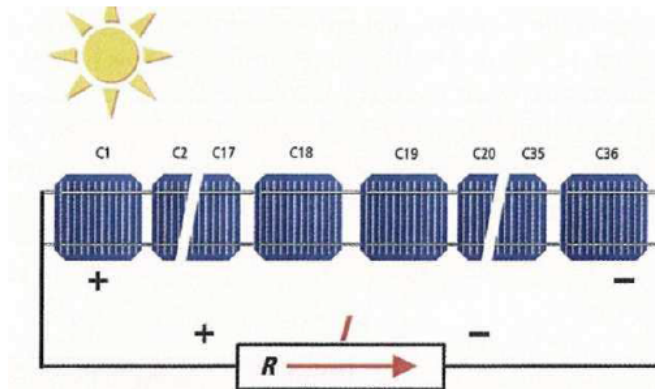


Figura 2.13: Módulo FV com uma carga R [7]

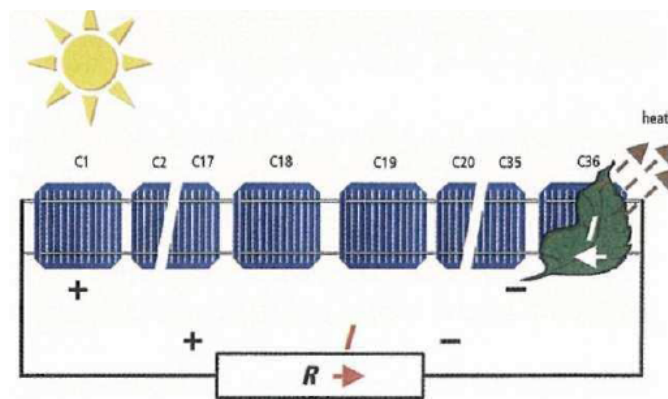


Figura 2.14: Sistema FV com sombreamento sem diodos bypass [7]

prevenir a ocorrência de *hot spot*'s, a corrente é divergida da célula com recurso a um diodo bypass.

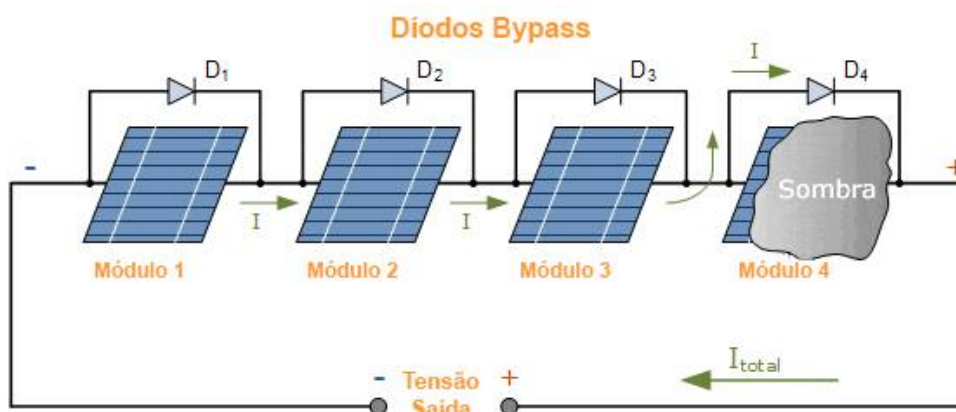


Figura 2.15: Sistema FV com sombreamento com diodos bypass [9]

Este diodo impede que tensões altas se formem nas células quando a direção da corrente do circuito se inverte. O valor máximo de tolerância ao sombreamento é atingido se for instalados em cada

célula, este tipo de componente. Por norma os fabricantes de sistemas FV instalam díodos bypass ao longo de 18 a 20 células. Os módulos de 36 a 40 células têm dois díodos e os que têm 72 vêm equipados com 4.

Em resultado da pouca irradiância presente nas células a curva I-V é alterada significativamente, como é mostrado na figura seguinte:

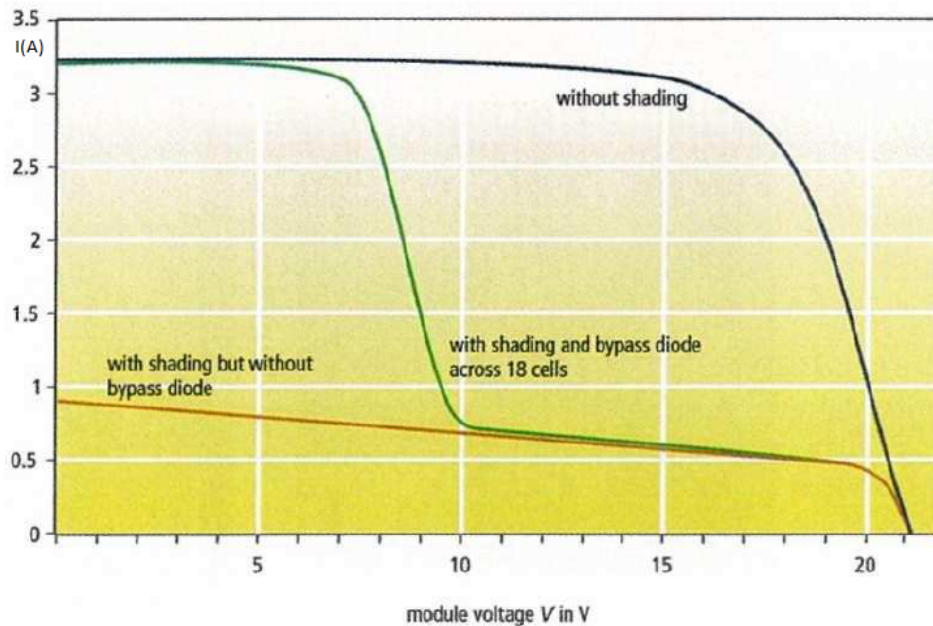


Figura 2.16: Curva I-V com e sem díodos bypass [10]

2.6.3 Sombreamento

Em comparação com os módulos cristalinos, os módulos de película fina têm uma tolerância significativamente maior face ao sombreamento. Quando se considera módulos *standard* com pastilhas de silício individuais, o completo sombreamento da célula leva a uma avaria de metade do módulo. Em contraste, quando se considera as células de película fina em forma de fila previne que a célula fique totalmente sombreada. Em consequência a potência diminui proporcionalmente à área com sombreamento e as perdas por sombreamento são, na maioria dos casos, menores que no caso dos módulos de silício cristalino.

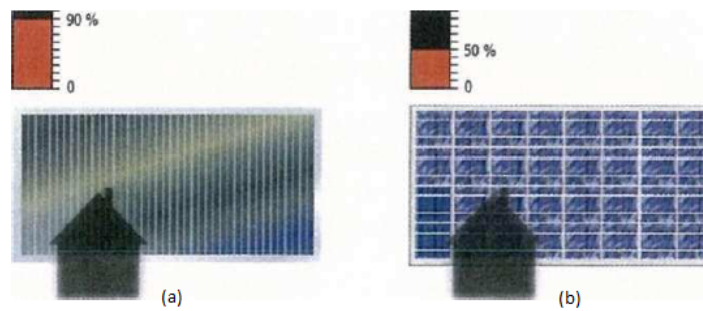


Figura 2.17: Comparação das características de sombreamento de módulos de película fina (a) e silício cristalino (b) [11]

Quando é feito o *design* de sistemas de película fina é necessário ter em consideração os efeitos do sombreamento paralelo e perpendicular nas tiras das células. A figura 2.18 exemplifica isso mesmo.

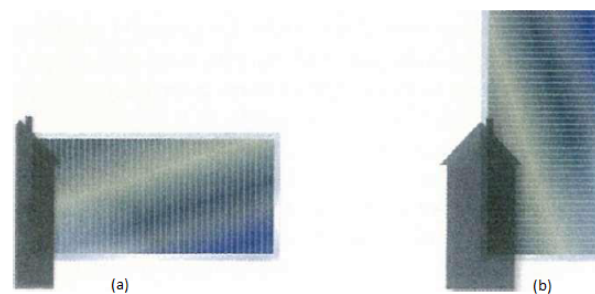


Figura 2.18: Comparação do sombreamento paralelo (a) e perpendicular (b) nos sistemas de película fina [11]

2.6.4 Condições com Pouca Luminosidade

As células de película fina são capazes de absorver luz visível, com médio ou pouco comprimento de onda melhor, que as células cristalinas. Esta capacidade de usar pouca irradiância solar de forma eficaz deve-se à sensibilidade espectral deste tipo de tecnologia, o que significa que em testes ao ar livre, os módulos de película fina conseguem atingir níveis de eficiência superiores com classes de irradiância baixos. As células amorfas conseguem, nestas condições, ter desempenhos superiores em cerca de 30% acima das *STC*. Este rendimento adicional é atingido, sobretudo, ao otimizar as células de topo para o nível de energia rico em azul no espectro solar. Esta parte do espectro solar é capaz de penetrar nas nuvens, na medida em que, quando há uma difusão de radiação superior, como é frequente acontecer nos casos de irradiância baixa e nublado, a eficiência da célula aumenta.

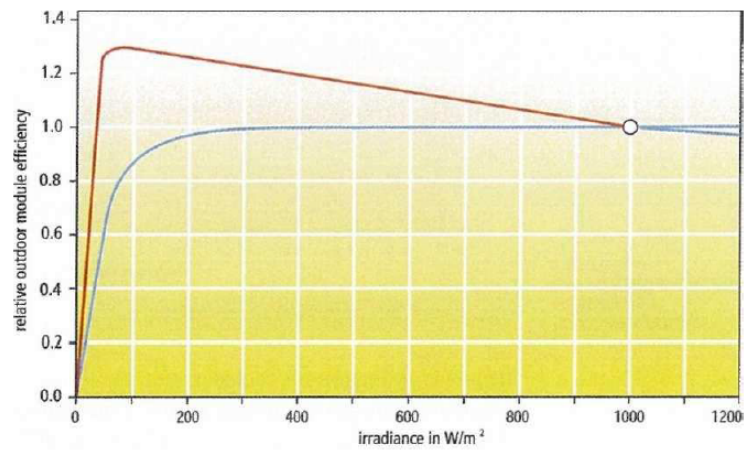


Figura 2.19: Eficiência do módulo perante condições ao ar livre com células triplas amorfas (curva vermelha) em comparação com módulos cristalinos (curva azul) [12]

Capítulo 3

Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

3.1 Sistema Autónomo

3.1.1 Definição

Um sistema fotovoltaico autónomo simplificado é um sistema solar automático que produz energia elétrica para carregar bancos de baterias durante o dia para, posteriormente, ser usado durante a noite em que a energia do sol não está disponível. Um sistema FV autónomo de pequena escala utiliza baterias recarregáveis para armazenar a energia elétrica fornecida por um painel ou matriz fotovoltaica. [13]

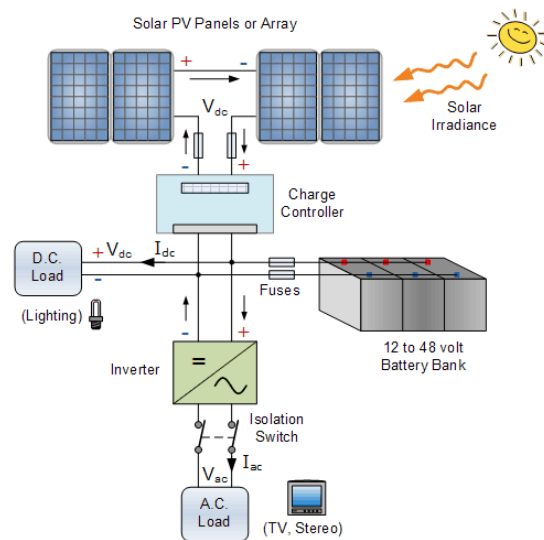


Figura 3.1: Sistema fotovoltaico autónomo simplificado [13]

3.1.2 Constituição

Um sistema fotovoltaico autónomo FV ou *Stand Alone System* é um sistema elétrico composto por um ou mais módulos fotovoltaicos individuais (ou painéis), geralmente de 12 *vols* com saídas de potência entre 50 e 100 watts cada, condutores, componentes elétricos e uma ou mais cargas. Este tipo de sistema é capaz de produzir e consumir energia elétrica sem ligação à rede elétrica pública. Um sistema fotovoltaico de pequena escala não precisa de ser anexado a um telhado ou estruturas de construção para aplicações domésticas. São, portanto, a solução ideal para consumo em caravanas, barcos, tendas e qualquer outro local remoto. Hoje em dia, muitas empresas oferecem *kits* solares portáteis que permitem que o utilizador produza a sua própria energia solar, confiável e gratuita, em qualquer local.

3.1.3 Utilidade

Os sistemas fotovoltaicos autónomos são ideais para áreas rurais remotas e aplicações, onde outras fontes de energia são impraticáveis ou que não estão disponíveis para fornecer energia para iluminação, eletrodomésticos e outros usos. Nestes casos, é mais rentável instalar um único sistema fotovoltaico autónomo do que pagar os custos de ter a empresa de eletricidade local estendendo as linhas de energia e cabos diretamente para o local onde está instalada a carga.

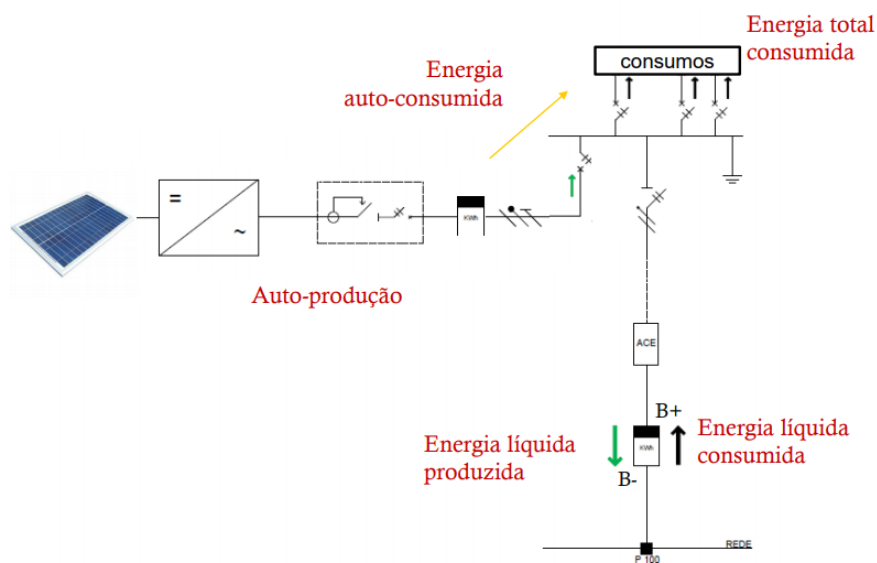


Figura 3.2: Fluxos de energia num sistema de auto-consumo [14]

3.1.4 Componentes e custos

- **O Módulo Solar** é responsável pela captação e produção de energia e tem um custo aproximando de 200 €, naturalmente dependente da potência pretendida;
- **Baterias:** são um elemento importante em qualquer sistema FV autónomo, mas podem ser opcionais dependendo do projeto. As baterias são usadas para armazenar a eletricidade produzida para uso noturno ou de emergência durante o dia. Dependendo da configuração da matriz solar, os bancos de bateria podem ser de 12V, 24V ou 48V e muitas centenas de *Àmperes* no total. O custo pode variar entre 100 e 2000 €, dependendo do modelo selecionado.
- **Controlador de carga:** responsável por regular e controlar a saída da matriz solar para evitar que as baterias sejam sobrecarregadas (ou descarregadas), dissipando o excesso de potência numa resistência de carga. Os controladores de carga dentro de um sistema FV autónomo são opcionais, mas por motivos de segurança é boa norma instalar um, que tem um custo aproximado de 250 €;
- **Fusíveis e interruptores de isolamento:** permitem que as instalações fotovoltaicas sejam protegidas de curto-circuitos acidentais nos fios, permitindo que a energia dos módulos e do sistema fotovoltaico seja desligada quando não for necessário economizar energia e melhorar a vida da bateria. Custo aproximado: 10 €;
- **Inversor:** este é outro componente opcional de um sistema autónomo. Os inversores são usados para converter a energia de corrente contínua (DC), de 12V, 24V ou 48 Volts, da matriz solar e das baterias numa corrente de corrente alternada (CA) e energia, de 120 VAC ou 240 VAC, para uso domiciliar, como por exemplo, alimentar aparelhos como a televisão, máquina de lavar roupa, frigorífico, etc. Custo aproximado: 400€.
- **Cabos:** é o componente final requerido no sistema solar FV. Os cabos devem ser classificados corretamente para os requisitos de tensão e energia existentes. Custo aproximado: 20 €.

3.1.5 Considerações importantes

Existem fatores importantes a ter conta quando se instala um sistema deste tipo. Em primeiro lugar é preciso ter a consciência de como e quando se vai utilizar a energia produzida. Como os painéis solares só geram eletricidade quando há sol, então, é necessário fazer uma gestão inteligente da energia produzida. É por esta razão essencial armazenar a eletricidade para utilizá-la, posteriormente, em dias em que o céu esteja nublado. Tendo isto em consideração, é possível afirmar que uma gestão eficaz deste recurso irá trazer vantagens muito relevantes na gestão em termos energéticos contribuindo para a diminuição de custos na fatura da eletricidade. Outra forma de poupança consiste na compra de dispositivos de poupança de energia e luzes *LED*, por exemplo,

que em consonância com um sistema FV autónomo de menor dimensão e assim corresponder às necessidades energéticas.

Em segundo lugar, apesar de o sistema FV autónomo não ser um sistema complicado em termos de instalação e também de utilização, em comparação com outros dispositivos de aproveitamento de energia renovável, por exemplo, turbinas eólicas, hidroelétricas, entre outras, que requerem uma manutenção regular, que varia de sistema para sistema e é aconselhável que cada utilizador se familiarize com a manutenção mais apropriada para o seu equipamento em particular, todos os componentes do sistema devem ser verificados e limpos regularmente para garantir que o sistema funciona da forma mais eficaz possível.

Existem diversas vantagens num sistema FV autónomo:

- Pouca manutenção, sendo que, quando ocorre não apresenta custos elevados;
- Desperdício energético quase nulo;
- São aparelhos de fácil expansão, ou seja, quando é necessário aumentar a capacidade de produção energética basta acrescentar mais painéis/módulos solares e baterias ao sistema existente;

Porém, existem algumas desvantagens associadas, nomeadamente:

- Custo inicial elevado, especialmente em painéis e baterias;
- Dependência do Sol, visto que é um sistema que não está ligado à rede pública;
- Perigo de uma fuga de ácido ou fumo proveniente da bateria;

A figura seguinte mostra um exemplo de tarifa de uma sistema de autoconsumo:

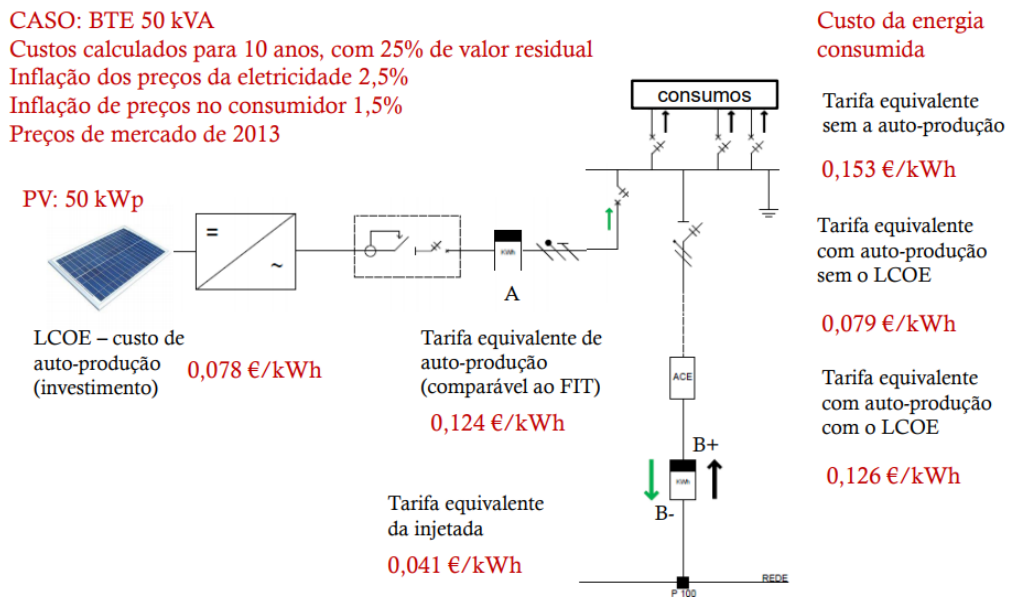


Figura 3.3: Exemplo de Tarifa de um sistema autoconsumo [14]

3.2 Sistema Híbrido



Figura 3.4: Sistema fotovoltaico híbrido real [15]

O sistema híbrido representado na figura acima, montado com recurso a energia eólica e solar, serve para suportar um sistema independente já que não precisa da fonte de alimentação de eletricidade da rede pública. A energia que produz provém do aproveitamento do vento e do sol.

3.2.1 Definição

Esta formatação permite conjugar o melhor de dois mundos. Por um lado, durante o inverno a energia será obtida a partir da turbina de vento e, durante o verão, os painéis solares são responsáveis pela produção de energia. O mesmo princípio se aplica ao período diurno e noturno, ou seja, durante o dia a radiação solar é convertida em energia pelos painéis e durante a noite a turbina serve de produtor aproveitando o vento que poderá ocorrer neste período.

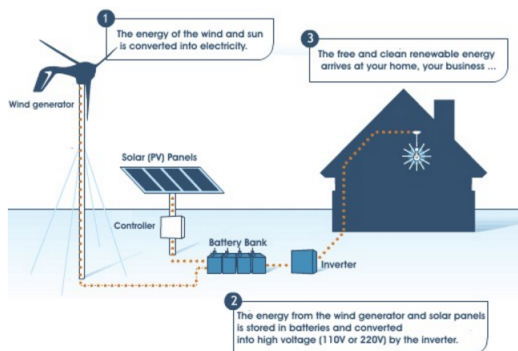


Figura 3.5: Sistema fotovoltaico híbrido genérico [13]

3.2.2 Constituição e Utilidade

Um sistema de energia híbrido é constituído por duas ou mais fontes de energia renováveis utilizadas em conjunto com o intuito de proporcionar uma maior eficiência no sistema, bem como, um maior equilíbrio no fornecimento de energia. Algumas utilidades práticas deste equipamento encontram-se ilustradas na figura seguinte:

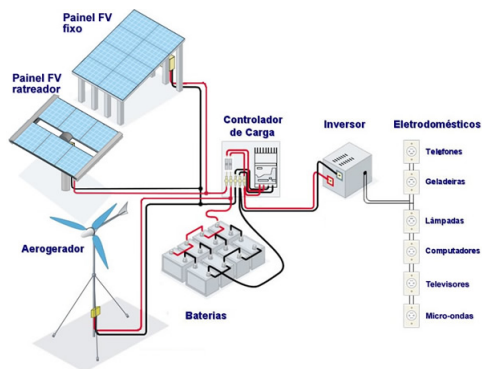


Figura 3.6: Aplicações de um sistema autónomo [13]

3.2.3 Produto Exemplo: Omniflow

No âmbito do concurso *EDP-Richard Branson*, realizado em 2009, foi desenvolvido pela empresa portuguesa um equipamento deste tipo chamado Omniflow. Este produto é um sistema híbrido que

combina energia solar com energia eólica em sistemas de produção de energia que se destina a ser utilizado para fins residenciais, comerciais, em telecomunicações e sistemas de iluminação. [21]



Figura 3.7: Omniflow [16]

O Omniflow é um gerador de energia renovável que tem uma turbina vertical que direciona o vento de uma forma mais eficiente do que as tradicionais micro-turbinas eólicas, garantindo obter mais rendimento, independentemente da trajetória do vento. Ao contrário das “tradicionais” eólicas, este sistema não depende das condições perfeitas para produzir energia. O formato, além de garantir um desempenho quase silencioso que pode ser utilizado em áreas residenciais, garante o seu funcionamento por se adaptar à direção do vento, independentemente da intensidade. Na superfície das suas asas invertidas, este sistema permite captar o vento de qualquer direção e é possível colocar uma série de painéis fotovoltaicos que lhe garantem uma dupla função energética: eólica e solar.

3.2.3.1 Utilidade do *Omniflow*

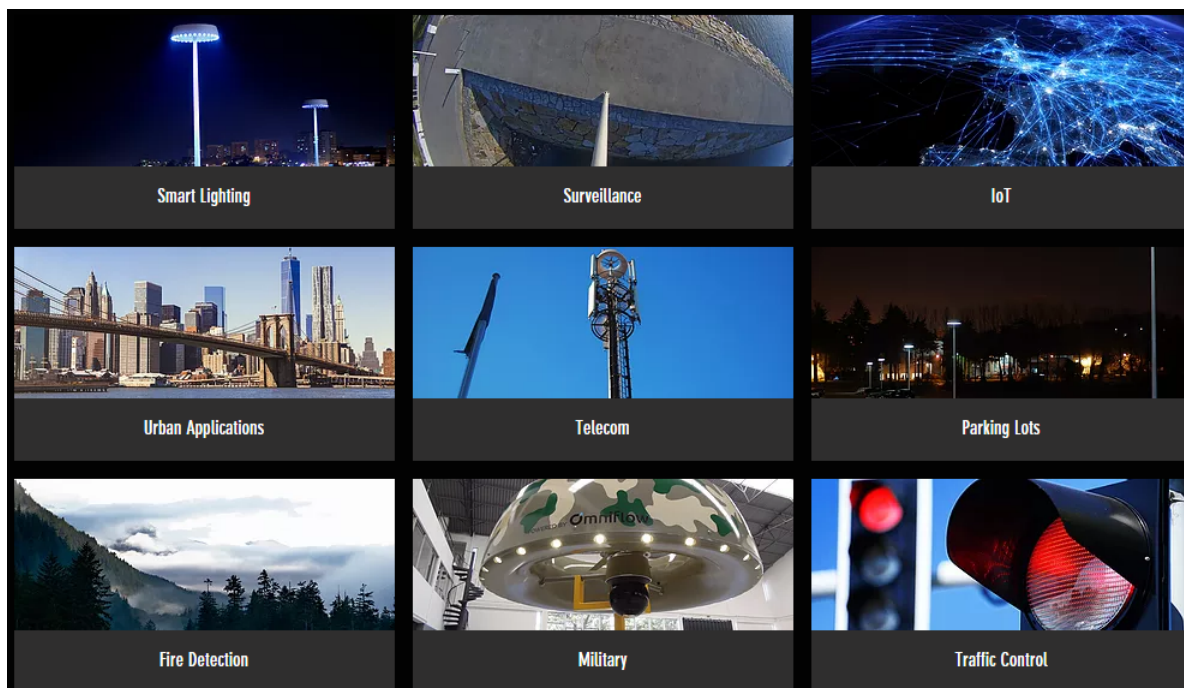


Figura 3.8: Algumas aplicações do Omniflow [16]

3.2.3.2 Custo do *Omniflow*

O custo associado do Omniflow a um sistema com esta configuração é idêntico ao sistema FV autónomo com o acréscimo do custo do aerogerador, sendo que, o preço de um gerador eólico varia, normalmente, entre 400 a 500 euros.

Como é possível observar na figura 3.8, o Omniflow pode ter utilizações para efeitos de iluminação pública inteligente, vigilância, *Wi-Fi*, parques de estacionamento, telecomunicações, deteção de incêndios, uso militar e controlo de trânsito através de semáforos, etc.

3.3 Sistema Ligado à Rede

3.3.1 Definição

A grande limitação dos sistemas FV autónomos, representados no capítulo 2.1, consiste na dependência da luz solar destes aparelhos que só são capazes de produzir e, conseqüentemente, armazenar energia se tiverem sido expostos à luz solar. Isto acontece porque estes equipamentos não estão interligados a qualquer utilitário local ou rede elétrica, visto que, na maioria dos locais onde são executadas instalações deste tipo, encontram-se em zonas rurais ou remotas. Isso acontece porque o fornecimento elétrico não cobre esses locais pois o custo de instalação de uma linha elétrica de alimentação seria bastante cara e pouco vantajosa em termos económicos para as poucas casas e equipamentos que iria alimentar.

No entanto, nos últimos anos, o número de casas com energia solar ligadas à rede elétrica local aumentou consideravelmente. Estes sistemas possuem painéis solares que executam a mesma função dos painéis do sistema autónomo mas, caso haja necessidade de maior potência durante o dia ou noite, é possível obtê-la recorrendo à rede elétrica local. São os chamados Sistemas Ligados à Rede. Toda a energia produzida em excesso é passada para a rede pública, pelo que um sistema com esta configuração raramente apresenta baterias para o armazenamento de energia.

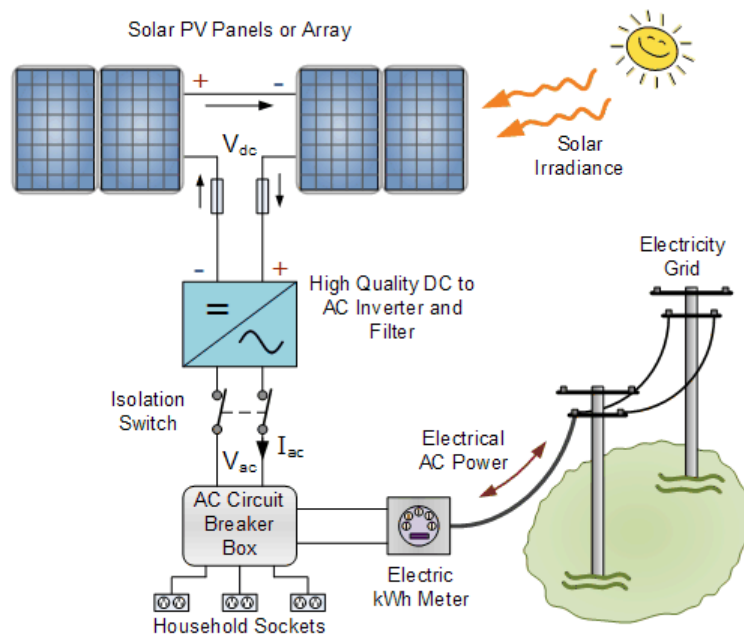


Figura 3.9: Sistema de Ligação à Rede [13]

3.3.2 Constituição

A constituição deste sistema é igual à do sistema anterior onde o inversor assume um papel fundamental na conversão de corrente DC, produzida pelo módulo fotovoltaico, em corrente AC, consistente com a tensão e a qualidade de energia exigidas pela rede elétrica. No caso da ocorrência de um apagão na rede pública, o inversor pára automaticamente o fornecimento de energia do sistema à rede pública para evitar o *islanding*. Este fenómeno refere-se à contínua alimentação de um sistema de potência a uma rede pública mesmo quando está não está carregada. Esta situação é perigosa porque, por exemplo, no caso de estarem agendadas intervenções nas linhas para efeitos de manutenção, pelo facto dos técnicos não saberem que o circuito continua em carga e daí ocorrem acidentes. Um exemplo comum de *islanding* acontece quando uma linha de distribuição está conectada a um sistema ligado à rede, com os painéis a fornecerem carga à linha enquanto houver radiação suficiente. No caso de um apagão, em inglês, *blackout*, a rede torna-se uma "ilha" com potência, rodeada de um "oceano" de linhas não carregadas. É por este motivo que os inversores solares que são construídos para alimentar a rede pública, devem ter um mecanismo "*anti-islanding*" que detete quando a rede não está em carga e impeça o painel de fornecer à linha a que se encontra conectado.

Uma interface bidirecional é feita entre os circuitos de saída de AC do sistema fotovoltaico e a rede de energia elétrica, tipicamente num painel de distribuição ou entrada de serviço no local. Isso permite que a energia produzida pelo sistema fotovoltaico forneça cargas elétricas no local ou para trás alimentando a rede quando a saída do sistema fotovoltaico for maior que a demanda de carga no local. Durante a noite, em que os períodos da demanda elétrica são maiores do que a capacidade de produção do sistema fotovoltaico, o equilíbrio de energia requerido é feito através da ligação à rede elétrica. Esse recurso de segurança é fundamental em todos os sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

3.3.3 Utilidade

A particularidade deste tipo de sistema consiste no facto de ser possível o fluxo de potência entre o próprio sistema e a rede pública. No caso haver excesso de produção dos painéis é possível fornecer esse excesso à rede, ou se preciso, "pedir" energia à rede em caso de insuficiência de eletricidade. Resumindo o fluxo de potência num equipamento desta natureza depende da luz solar e da necessidade do cliente.

3.3.4 Comparação com o Sistema Autónomo e Custos

As vantagens deste sistema são a sua simplicidade de instalação (raramente incluem baterias), os custos de operação e manutenção relativamente baixos e também a diminuição da fatura da eletricidade. Por outro lado, a necessidade de instalação de um número, relativamente alto, de painéis solares para gerar a quantidade necessária de excesso de energia, permitindo a este sistema ser competitivo em termos económicos. É importante realçar que esse excesso de potência produzida

e, posteriormente, vendida à rede, permite que o cliente lucre com isso, já que o operador de energia é "obrigado" por lei a comprar essa energia injetada na rede e essa transação é feita a um preço inferior ao preço a que o cliente adquire energia da rede de alimentação pública.

Capítulo 4

Modelos elétricos de um Sistema Fotovoltaico e respectivos parâmetros

4.1 Célula Fotovoltaica

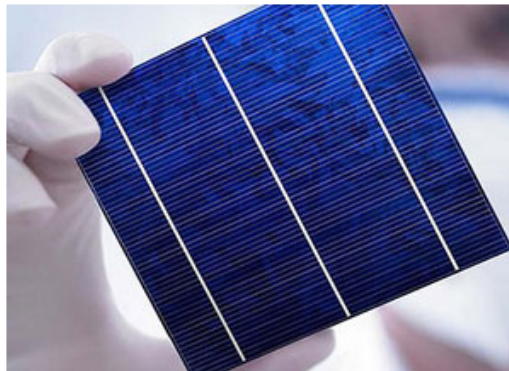


Figura 4.1: Célula Fotovoltaica [15]

É sempre preferível ter um modelo que simula, o melhor possível, o comportamento físico das células solares. Ou seja, o que se adapta à leitura dos dados da componente I-V em todas as condições de operação [17].

Existem vários modelos elétricos presentes nas células FV, variando a organização esquemática entre a resistência e o díodo, mas também quantos díodos estão presentes. Obviamente quanto mais complexo um modelo, maior será o número de componentes envolvidos na sua computação e, por conseguinte, maior será o tempo necessário para gerar os resultados de simulação pretendidos. [17]

Antes de enunciar os três principais modelos existentes que podem constituir uma célula FV, é importante lembrar o modelo ideal para contextualizar os gráficos e equações de corrente de saída enunciados a seguir.

Na figura 4.2 é apresentado o modelo ideal que descreve o efeito fotovoltaico e a equação que descreve a corrente de saída deste circuito é:

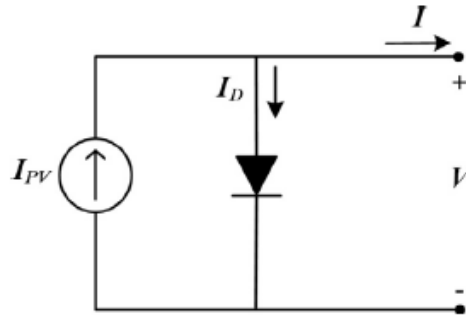


Figura 4.2: Modelo Ideal de uma Célula Fotovoltaica [17]

$$I = I_{pv} - I_D = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V)}{akT}\right) - 1 \right] \quad (4.1)$$

em que:

- **I**: Corrente de saída;
- **I_{pv}**: Corrente fotovoltaica;
- **I_D**: Corrente do díodo;
- **I₀**: Corrente de saturação do díodo;
- **q**: Carga do eletrão;
- **V**: Tensão aos terminais;
- **a**: Fator ideal/qualidade do díodo;
- **k**: Constante de Boltzmann;
- **T**: Temperatura da junção p-n;

Posto isto, vão ser agora enumerados os três modelos elétricos que constituem uma célula FV.

Modelo 1: Um Díodo R_s

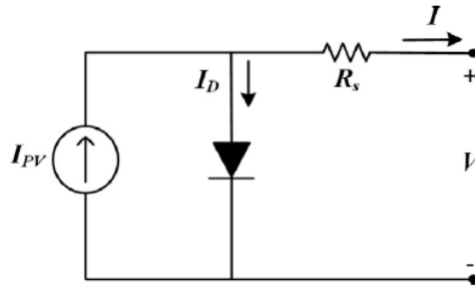


Figura 4.3: Modelo de Díodo R_s [17]

Uma vez que é preciso considerar as perdas devido ao contacto entre o silício e as superfícies dos eléctodos, a corrente que circula no silício e a resistência das superfícies dos eléctodos [17], torna-se necessário adicionar uma resistência em série (R_s) ao circuito do modelo ideal. É desta forma que surge o modelo 1, isto é, um modelo que acresce a existência de uma resistência em série com o díodo presente no Modelo Ideal, chamado de Modelo de Díodo R_s . Este modelo prevê a determinação de quatro parâmetros: I_{pv} , I_o , a e R_s . A equação que determina a corrente de saída deste modelo é representada por:

$$I = I_{pv} - I_o \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{akT}\right) - 1 \right] \quad (4.2)$$

Modelo 2: Um Díodo R_p

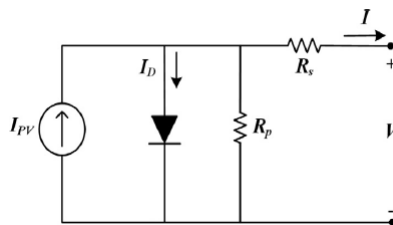


Figura 4.4: Modelo de Díodo R_p [17]

Segundo Wu Libo; Zhao Zhengming; Liu Jianzheng, a precisão do modelo R_s vai piorando há medida que a célula vai sofrendo variações de temperatura, pois este modelo tem em consideração o papel da tensão em circuito aberto (V_{oc}) e do coeficiente de temperatura (K_v) [22]. Este modelo ao introduzir uma Resistência Shunt (R_p) contorna o problema da sensibilidade da temperatura limitando a corrente na junção p-n. A corrente de saída é dada por:

$$I = I_{pv} - I_o \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{akT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (4.3)$$

A introdução da resistência shunt aumenta o número de parâmetros para cinco, nomeadamente I_{pv} , I_o , a , R_s e R_p . Apesar do aumento de performance em situações de variação de temperatura,

a precisão diminui perante níveis baixos de irradiação, especialmente em zonas que registam a existência de V_{oc} . No entanto, este modelo permanece como o mais popular se se tomar em consideração o compromisso entre a precisão e a simplificação de processos.

Na figura 4.5 estão representadas as curvas típicas $I-V$ e $P-V$, respetivamente, com cenários de variação de temperatura e irradiação solar:

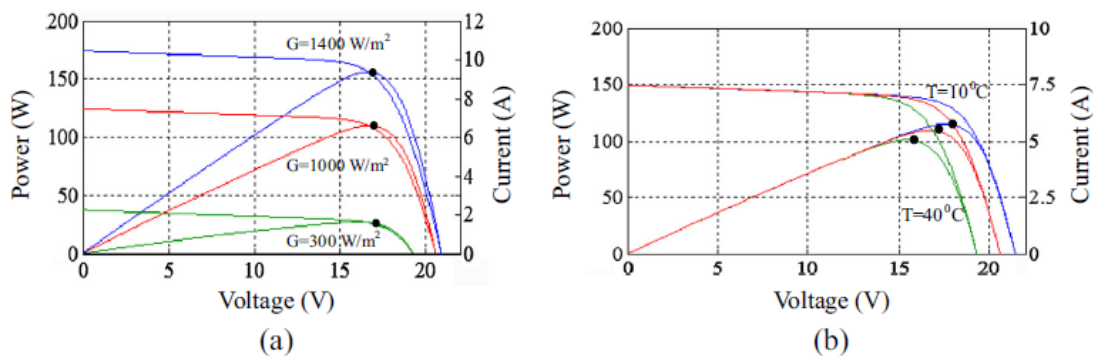


Figura 4.5: Típicas Curvas $I-V$ e $P-V$ curves (a) com variação de irradiância solar e (b) com variação de temperatura [18]

Modelo 3: Modelo de Dois Díodos

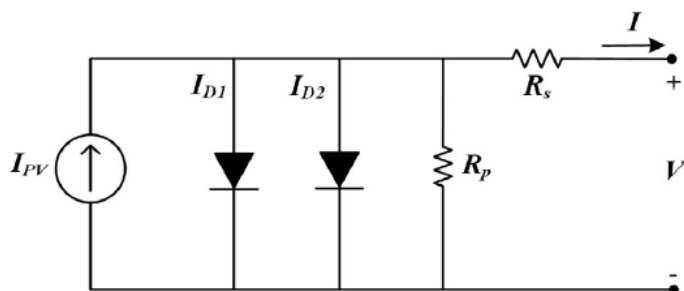


Figura 4.6: Modelo de dois Díodos [17]

Os modelos de um único díodo já mencionados não consideram as perdas de corrente que acontecem na região de deflexão na junção p-n. A figura 4.7 ilustra essa região:

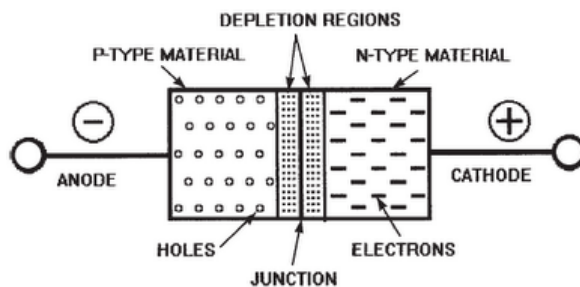


Figura 4.7: Região de deflexão num Díodo [19]

No modelo de dois díodos são consideradas essas perdas que acontecem em regimes de tensão baixa e que levam, após simulação, a uma maior precisão de resultados. A equação que calcula a relação entre a corrente e a tensão no modelo de dois díodos é dada por:

$$I = I_{pv} - I_{o1} \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{a_1 kT}\right) - 1 \right] - I_{o2} \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{a_2 kT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (4.4)$$

Naturalmente, a vantagem deste método consiste na consideração dos dois novos parâmetros que são introduzidos, isto é, a corrente de saturação, I_{o2} e o fator ideal do segundo díodo a_2 [17]. Logo, é possível identificar sete parâmetros considerados neste modelo, nomeadamente: I_{pv} , I_{o1} , I_{o2} , a_1 , a_2 , R_s e R_p . Em suma, o modelo de dois díodos é uma alternativa interessante quando existem condições de irradiação reduzida pelo facto de trazer resultados mais precisos que os outros modelos mencionados.

Dito isto, para haver um design de um sistema fotovoltaico rápido, fiável e eficiente é indispensável haver um simulador preciso. Esta ferramenta pode ser usada por diversos motivos. Por exemplo, pode ser usada para prever o comportamento do sistema no ponto de potência máxima (M_{PPT}); Também pode ser usado para estimar a eficiência do sistema, tanto no M_{PPT} , como na conversão de energia de DC para AC e para estudar a interação entre a conversão de potência e os *PV arrays*.

4.2 Estimação dos parâmetros recorrendo a métodos analíticos

Neste subcapítulo vão ser demonstrados os processos que levam à estimação dos parâmetros de cada modelo elétrico de uma célula fotovoltaica. Para utilizar qualquer modelo proposto é necessário primeiro determinar os valores de cada um dos componentes elétricos que compõem o circuito elétrico. A forma mais prática será estimar esses valores com a informação presente na *datasheet* fornecida pelo fabricante do painel fotovoltaico.

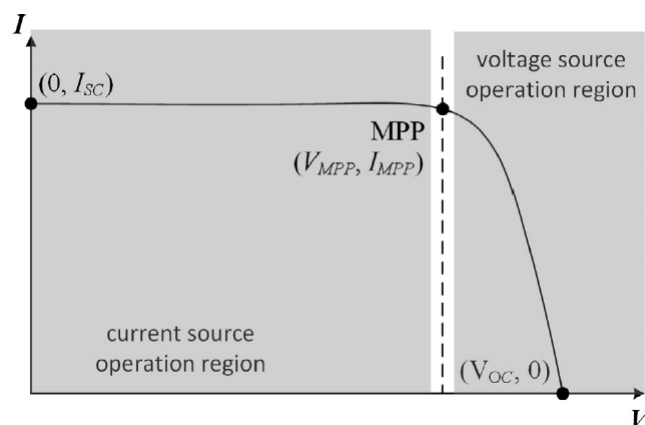


Figura 4.8: Gráfico ilustrativo dos três pontos da curva I - V [19]

É possível observar, no gráfico da figura 4.8, os três pontos essenciais da curva I - V , que relaciona a corrente e a tensão que passa no díodo, respetivamente I_{sc} , M_{PP} , V_{oc} . É através do estudo destes

valores que se obtêm as equações de estado da curva I - V . Existem várias formas de modelar os parâmetros mas, a mais simples, é considerar que apenas os valores de I_{pv} e I_o são afetados e que os restantes parâmetros, a , R_s , R_p são constantes. No entanto, ao fixar os valores destes parâmetros é um risco pois são bastante sensíveis às variações da temperatura e da condutância em certos cenários. De acordo com Vun Jack Chin; Zainal Salam e Kashif Ishaque, os valores que cada parâmetro assume influenciam diretamente a curva PV, ou seja, a relação entre potência e a tensão nos terminais do díodo. Por exemplo, ao aumentar o valor de R_s irá diminuir a inclinação da curva I - V entre o M_{PP} e V_{oc} reduzindo a potência máxima de saída. Em contraste, aumentando o valor de R_p provoca uma redução da inclinação da curva I - V entre I_{sc} e M_{PP} causando um aumento da potência de saída. Um valor elevado do parâmetro a do díodo suaviza a descida traçada na curva I - V desta forma o M_{PP} [22].

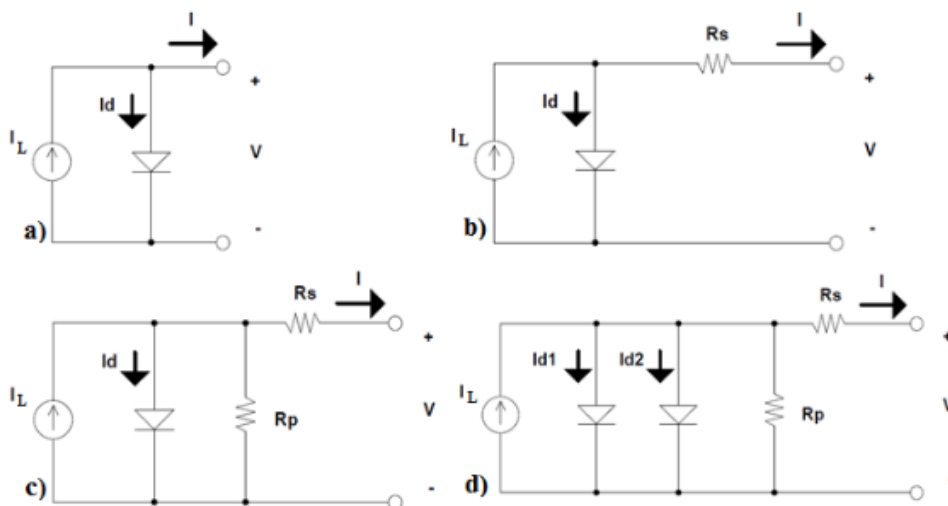


Figura 4.9: Modelos: (a) equivalente, (b) R_s , (c) R_p e (d) Dois Díodos [20]

4.2.1 Estimação dos parâmetros do Modelo R_s

Este modelo requer o cálculo de quatro parâmetros: I_o , I_{pv} , a e R_s . Posto isto, é necessário recorrer a quatro equações independentes, sendo que, estas equações são resolvidas computacionalmente pois tendem a ser bastante complexas.

4.2.2 Estimação dos parâmetros do Modelo R_p

Este modelo requer o cálculo de cinco parâmetros: I_o , I_{pv} , a , R_s e R_p . Neste caso, os parâmetros I_o , I_{pv} são determinados analiticamente a partir de equações obtidas quando temos situações de curto-circuito ou de circuito aberto. Isto acontece já que I_o é uma grandeza desprezada em curto-circuito e, normalmente, assume-se que $I_{pv}=I_{sc}$. Quando já se obteve o valor de I_{pv} , I_o pode ser obtido através da condição de circuito aberto. Por outro lado, o cálculo de a , R_s e R_p sugere recorrer

a uma solução numérica. Ou seja, envolve equações adicionais normalmente obtidas através do M_{PP} ou da sua derivada do ponto M_{PP} .

Alguns autores desenvolvem estas equações a partir de expressões analíticas para coeficientes de tensões em circuito aberto e correntes de curto-circuito. No entanto, para se obter uma convergência rápida e fiável é boa prática seleccionar valores iniciais apropriados. Considerando a preponderância que o parâmetro R_s tem na região em circuito aberto na curva $I-V$, a estimação inicial pode ser obtida a partir da inclinação da curva nesse ponto. Da mesma forma, a estimação de R_p pode ser obtida pelo cálculo da curva no ponto de curto-circuito. Dito isto, é importante relembrar que estes métodos requerem dados obtidos a partir da *datasheet* do fabricante e nos casos em que a curva $I-V$ não é fornecida, segundo Ahmed A. El Tayyan, R_p pode ser estimado dividindo a inclinação da curva entre o ponto M_{PP} e o ponto de curto-circuito por dois [23]. Por outro lado, segundo o artigo [24] também é possível utilizar um método tabular para estimar R_s e R_p .

Tendo em conta que o valor do fator ideal do díodo normalmente se encontra dentro de um intervalo pequeno, isto é, $1 < a < 2$, é comum atribuir-lhe um valor arbitral. Desta forma, o processo de computação dos restantes parâmetros é significativamente simplificado.

4.2.3 Estimação dos parâmetros do Modelo de dois Díodos

Este método devido à sua complexidade, na sua forma original, não é muito atrativo para a simulação de um sistema FV. Isto advém do facto do algoritmo necessitar de bastante tempo para resolver as iterações necessárias dos sete parâmetros I_{pv} , I_{o1} , I_{o2} , a_1 , a_2 , R_s e R_p . De acordo com o artigo [25] a forma de tornar este método analiticamente maneável, é reduzir os sete parâmetros originais em apenas quatro.

A forma de o fazer consiste em assumir:

$$I_{o1} = I_{o2} = I_0 \quad (4.5)$$

e

$$\frac{(a_1 + a_2)}{p} = 1 \quad (4.6)$$

Segundo o que alguns autores observaram e, tendo em conta a teoria de difusão do díodo Schockley [26], ao determinar o valor de p registaram que $a_1 = 1$ e seleccionando um valor superior a 1,2 para o parâmetro a_2 , levava a melhores resultados para a curva $I-V$.

Logo, é atribuído à variável p um valor superior a 2.2 e a incorporação desta constante ajuda a mitigar a ambiguidade que pode surgir quando se procede à seleção de valores para os parâmetros a_1 e a_2 .

Baseado nestas alterações, pode ser encontrada uma versão simplificada da equação de corrente deste modelo que é dada por:

$$I = I_{pv} - I_0 \left[e^{\frac{V+IR_s}{V_t}} + e^{\frac{(V+IR_s)}{(p-2)V_t}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (4.7)$$

Ao assumir que os valores de $I_o = I_1 = I_{o2}$, os parâmetros I_{pv} e I_o podem ser calculados segundo as seguintes equações, respetivamente:

$$I = I_{pv} = \frac{G}{G_{STC}} \left[I_{SC,STC} + K_i(T - T_{STC}) \right] \quad (4.8)$$

$$I_o = \frac{I_{SC,STC} + K_i(T - T_{STC})}{\exp \left[\frac{V_{oc,STC} + K_v(T - T_{STC})}{\left(\frac{a_1 + a_2}{p}\right) V_t} \right]} \quad (4.9)$$

De acordo com o artigo [24] os valores de R_s e R_p podem ser determinados usando aproximações. O valor de R_s aumenta consoante as iterações utilizadas e R_p é calculado simultaneamente para encontrar o momento em que os valores das duas grandezas coincidem com o valor de potência máxima, $P_{max,c}$, que representa igual valor ao da potência máxima experimental, $P_{max,e}$.

Ao atualizar estas modificações na equação da corrente do modelo representada acima, no ponto M_{PP} a expressão que determina R_p é dada por:

$$R_p = \frac{V_{MPP} + I_{MPP}R_s}{I_{PV} - I_o \left[\exp\left(\frac{V_{MPP} - I_{MPP}R_s}{V_t}\right) + \exp\left(\frac{V_{MPP} - I_{MPP}R_s}{(p-1)V_t}\right) + 2 \right] - \frac{P_{max,exp}}{V_{MPP}}} \quad (4.10)$$

Tendo em consideração que o valor que p assume tem de ser superior a 2.2, ao iniciar o algoritmo tem-se:

$$R_{s,min} = 0; R_{p,min} = \frac{V_{MPP,STC}}{I_{SC,STC} - I_{MPP,STC}} - \frac{V_{OC,STC} - V_{MPP,STC}}{I_{MPP,STC}} \quad (4.11)$$

O algoritmo salvaguarda que a minimização do erro obtido entre as grandezas $P_{max,c}$ e $P_{max,e}$ é obtido dentro do intervalo desejável. Este método de proceder é considerado fiável particularmente com valores de G reduzidos quando comparando com os modelos R_s e R_p .

4.3 Irradiação Uniforme vs Não Uniforme

Diz-se que um painel está sob a condição de **irradiância uniforme** quando não existem objetos ou condições climáticas que impeçam que a totalidade da luz solar que incide na zona da instalação do painel seja totalmente absorvida por este. Por outro lado, quando um módulo fotovoltaico está sujeito a condições como: sombreamento, dias de céu nublado, poeiras, detritos, excrementos de pássaros, etc, diz-se que o sistema fotovoltaico se encontra sob a condição de **irradiância não uniforme**. Se um número elevado de células solares de um módulo FV, configurado em série, se encontrarem sob irradiância não uniforme então essas células irão limitar a corrente de saída das outras células. Isto leva a que haja uma diminuição da potência produzida por esse sistema e, eventualmente, o surgimento de *hotspot's* que danificaria as células.

4.4 Modelação de um sistema sob irradiância uniforme

Na figura 4.10 está representado o circuito equivalente do modelo de um díodo, ou modelo R_p que é modelado sob a condição de irradiância uniforme.

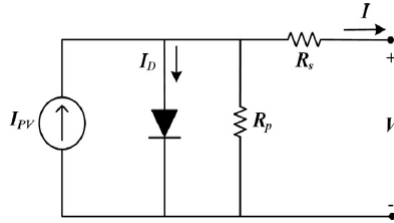


Figura 4.10: Modelo de Díodo R_p [17]

Ao aplicar as leis de Kirchoff para a corrente à figura 4.10 é obtida a seguinte equação:

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{akTN_s}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (4.12)$$

As equações do sistema FV são representadas em duas condições:

- **Condição de circuito aberto:** a expressão para a tensão nesta condição é obtida ao substituir a corrente de saída, I , na equação 4.12 por 0:

$$0 = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{qV_{oc}}{akTN_s}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_p} \quad (4.13)$$

- **Curto-Circuito:** a expressão para a corrente nesta condição é encontrada ao substituir a tensão de saída, V , na equação 4.12 por 0:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{q(V_{sc}R_s)}{akTN_s}\right) - 1 \right] - \frac{I_{sc}R_s}{R_p} \quad (4.14)$$

4.4.1 Cálculo de R_s e R_p

Os valores das resistências em série, R_s , e em paralelo, R_p , são extraídos de forma iterativa. O valor de R_s é incrementado a partir de um valor inicial arbitrário e ao fazê-lo, o valor correspondente de R_p é calculado recorrendo à equação 4.15 até $P_{max,e} = P_{max,m}$ a partir do modelo [24].

$$R_p = \frac{V_{mpp}(V_{mpp} + I_{mpp}R_s)}{V_{mpp}I_{mpp} - V_{mpp}I_o \exp\left(\frac{q(V_{mpp} + I_{mpp}R_s)}{akTN_s}\right) + V_{mpp}I_o - P_{max,e}} \quad (4.15)$$

Onde V_{mpp} e I_{mpp} correspondem à tensão e corrente no ponto de máxima potência, respetivamente. Se o valor inicial de R_s for zero então R_p é dado por:

$$R_p = \frac{V_{mpp}}{I_{scn} - I_{mpp}} - \frac{V_{ocn} - V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (4.16)$$

O valor do fator ideal do díodo, a , está entre 1 e 2 de acordo com as especificações do fabricante.

4.4.2 Cálculo de I_{ph} e I_o

Uma vez obtidos os valores de R_s , R_p e a , resta agora calcular I_{ph} e I_o através das equações 4.13 e 4.14.

4.4.3 Dependência da temperatura e irradiância

A tensão em circuito aberto, V_{oc} , e a corrente em curto-circuito, I_{sc} e a corrente gerada pela luz ou corrente fotovoltaica, I_{ph} , variam consoante a quantidade de irradiância e com a alteração da temperatura. Sendo que, I_{ph} é dada por:

$$I_{ph} = (I_{phn} + K_I dT) \frac{G}{G_n} \quad (4.17)$$

Onde:

- I_{phn} : é a corrente fotovoltaica nas condições *STC*;
- dT : é a diferença entre a temperatura de operação, T , e a temperatura em *STC*, T_n ;
- G_n : é a irradiância nas condições *STC*;

O efeito da temperatura e irradiância na corrente de curto-circuito é dado por 4.18 e o efeito da temperatura na tensão de circuito aberto é dado pela equação 4.19, mostradas a seguir:

$$I_{sc} = (I_{scn} + K_I dT) \frac{G}{G_n} \quad (4.18)$$

$$V_{oc} = (V_{ocn} + K_V dT) \quad (4.19)$$

O efeito da irradiância sobre a tensão em circuito aberto é obtido substituindo os valores de I_{sc} , I_{ph} na equação 4.13 e depois resolver a equação em ordem a V_{oc} . As constantes K_V e K_I são os coeficientes de temperatura da tensão e corrente, respetivamente.

4.5 Modelação de um sistema sob irradiância não uniforme

Perante estas condições é apresentado um modelo em [27] onde é feita uma simulação computacional para estudar o efeito que a irradiância não uniforme tem na performance de circuitos interconectados de células fotovoltaicas. Neste artigo está descrito o "efeito avalanche" numa célula com polaridade inversa e também são analisados os efeitos do sombreamento num módulo FV. Em células solares convencionais cada fóton tem a capacidade de libertar precisamente 1 eletrão. A ocorrência deste fenómeno permite que a célula funcione e consiga produzir energia. Quantos mais eletrões forem libertados, maior será a potência produzida pela célula. No entanto, se se considerar células FV formadas por nano-cristais semicondutores cada fóton pode libertar 2 ou até 3 eletrões, daí o termo "efeito avalanche". A equação seguinte introduz um fator de multiplicação não linear que afeta a corrente na resistência shunt, R_{sh}/R_p :

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{aV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \phi(V) \quad (4.20)$$

onde:

$$\phi(V) = \left[1 + a \left(1 - \left(\frac{V + IR_s}{V_b} \right)^{-\beta} \right) \right] \quad (4.21)$$

Os autores de [27] evitaram a utilização de equações implícitas não-lineares que regem circuitos celulares FV. Para isso excluíram a tensão do díodo e obtiveram as curvas I-V correspondentes. Uma análise ao sombreamento parcial sobre um módulo é feito em [28]. Como se trata de um estudo a nível do módulo, não são detetados picos ou degraus nas curvas características. Um estudo experimental sobre os efeitos de sombreamento não constantes é mostrado em [29] e em [30].

No entanto é apenas realizado um estudo ao nível do módulo e o efeito do sombreamento na matriz fotovoltaica não é discutida. Um modelo semelhante a [31] é usado para a modelação da matriz fotovoltaica sob irradiação não uniforme em [32]. O modelo de condução de díodo é expresso, explicitamente, usando a função Lambert-W. A parte da modelação da tensão negativa é expressa como uma função quadrática [32].

Capítulo 5

Simulação da característica elétrica de um Sistema Fotovoltaico

5.1 Fluxograma do modelo de simulação

Apresenta-se de seguida o fluxograma do método iterativo escolhido como suporte da simulação da característica elétrica de um sistema fotovoltaico.

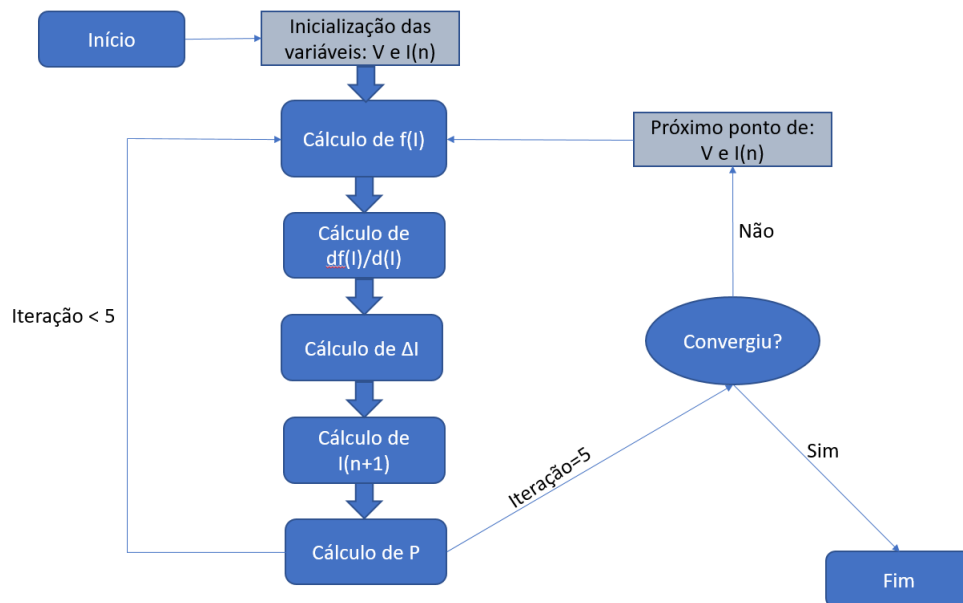


Figura 5.1: Fluxograma do modelo de simulação

Optou-se pela escolha deste método pois trata-se de uma técnica com a qual existe familiaridade e pelo facto de ser simples e de rápida convergência. O painel selecionado para a aplicação deste modelo de simulação foi o *Generic Poly 250W* retirado do *PVSystem*.

5.2 Funções utilizadas na implementação do modelo de simulação

É fundamental explicar com detalhe cada função utilizada, para se perceber a escolha do método a usar no processo iterativo da resolução do problema da identificação dos parâmetros para o modelo selecionado. O modelo selecionado foi o modelo R_p pois é modelo mais popular se se tomar em consideração o compromisso entre a precisão e a simplificação de processos. A equação que representa a sua expressão geral para o cálculo da corrente em função dos parâmetros é dada por:

$$f(I) = -I + I_{sc} \left(1 - e^{-\frac{V - V_{oc} + R_s I}{V_t}} + e^{-\frac{V_{oc}}{V_t}} \right) = 0 \quad (5.1)$$

em que:

Tabela 5.1: Grandezas da função $f(I)$

I	Corrente de saída: igual a I_{sc} do sistema na 1ª iteração e igual a $I(n+1)$ nas iterações seguintes
I_{sc}	Corrente de curto-circuito: igual a I_{sc} do sistema
V	Tensão: Repetir cada iteração 5 vezes começando em 0 e somando 1 a cada 5 iterações
V_{oc}	Tensão em circuito aberto: Igual a V_{oc} do sistema
R_s	Resistência série: Igual a R_s do sistema
V_t	Tensão térmica: Igual a V_t do sistema
R_p	Resistência shunt: Igual a R_p do sistema

A segunda equação utilizada é a derivada da função da corrente I, ou seja:

$$\frac{df(I)}{d(I)} = -1 - I_{sc} \cdot \frac{R_s}{V_t} \cdot e^{-\frac{V - V_{oc} + R_s I}{V_t}} - \frac{R_s}{R_p} \quad (5.2)$$

em que:

Tabela 5.2: Grandezas da função $df(I)/d(I)$

$df(I)/d(I)$	Representa a derivada da função da corrente I em ordem a I
I	Corrente de saída: Igual a I (n) na 1ª iteração e igual a $I(n+1)$ nas iterações seguintes
I_{sc}	Corrente de curto-circuito: Igual a I_{sc} do sistema
V	Tensão: Repetir cada iteração 5 vezes começando em 0 e somando 1 a cada 5 iterações
V_{oc}	Tensão em circuito aberto: Igual a V_{oc} do sistema
R_s	Resistência série: Igual a R_s do sistema
V_t	Tensão térmica: Igual a V_t do sistema
R_p	Resistência shunt: Igual a R_p do sistema

Por fim, a terceira e última equação utilizada é dada por:

$$I^{n+1} = I^n + \Delta I = I^n - \frac{(f(I))^n}{\left(\frac{df(I)}{d(I)}\right)^n} \quad (5.3)$$

5.3 Aplicação do modelo de simulação

Para obter a curva característica I-V do painel é necessário definir certos parâmetros como a corrente de curto-circuito do sistema/módulo fotovoltaico (I_{scm}), a tensão em circuito aberto do módulo sistema (V_{ocm}), os coeficientes de temperatura α e β e os valores de pico da tensão e corrente, I_{mpp} e V_{mpp} . Estes parâmetros são utilizados nos cálculos de expressões necessárias para encontrar todas as grandezas necessárias para a aplicação do método numérico para resolver o problema. Tendo isto em consideração, é possível avançar para o cálculo das expressões e para isso é fundamental fazer o ajuste das características I_{sc} , V_{oc} e V_t para a temperatura da célula (T_c). As características STC são dadas para 25°C na célula e uma irradiância de 1000 W/m^2 . As condições NOCT consideram a temperatura da célula testada para 20°C de temperatura ambiente e irradiância de 800 W/m^2 .

Para proceder ao cálculo da temperatura da célula, T_c , recorre-se a:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800} \quad (5.4)$$

No entanto, na obtenção das curvas I-V também é necessário calcular as seguintes grandezas:

- **a tensão em circuito aberto (V_{oc}):** diminui com o aumento da temperatura, segundo o coeficiente β ($\text{V}/^\circ\text{C}$), também pode aparecer em $\%/^\circ\text{C}$. Esta grandeza é obtida com recurso à seguinte equação:

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}(25^\circ\text{C}) \cdot (1 - \beta \cdot (T_c - 25^\circ\text{C})) \quad (5.5)$$

- **corrente de curto-circuito (I_{sc}):** aumenta com a temperatura e com o coeficiente de temperatura α ($\%/^\circ\text{C}$) e é calculada da forma:

$$I_{sc}(T_c) = I_{sc}(25^\circ) \cdot (1 + \alpha \cdot (T_c - 25)) \quad (5.6)$$

- Os valores obtidos $V_{oc}(25^\circ\text{C})$ e $I_{sc}(25^\circ\text{C})$ obtidos foram de $V_{oc}(25^\circ) = 37,4\text{ V}$ com $\beta = 0,0036\text{ V}/^\circ$ e $I_{sc}(25^\circ\text{C}) = 8,63\text{ A}$ com $\alpha = 0,00065\text{ A}/^\circ\text{C}$.
- A corrente I_{sc} e a tensão V_{oc} variam tanto com o aumento da temperatura, sendo que a primeira aumenta e a segunda grandeza diminui e no caso de I_{sc} também varia com oscilação do valor da irradiância (G), segundo a seguinte equação:

$$I_{sc} = G \cdot \frac{I_{sc}(T_c)}{1000} \quad (5.7)$$

Na tabela 5.3 é possível observar todos os valores obtidos para temperatura da célula, T_c , $V_{oc}(T_c)$, $I_{sc}(T_c)$ e $I_{sc}(\text{W/m}^2)$ para todos os cenários de simulação realizados para diferentes valores de temperatura (T) e irradiância (G) testados. De notar que foi utilizado o $NOCT = 47^\circ\text{C}$.

Tabela 5.3: Valores Obtidos para Tc, Voc(Tc), Ic(Tc) e Isc(Tc)

Irradiância(G) (W/m ²)	Temperatura(T) (°C)	Temperatura da célula (Tc) (°C)	Voc (Tc) (°C)	Isc (Tc) (°C)	Isc (W/m ²)
500	20	36,875	35,801	8,696	4,348
550	21	39,562	35,439	8,712	4,791
600	22	42,250	35,077	8,727	5,236
650	23	43,937	34,716	8,742	5,682
700	24	47,625	34,354	8,757	6,129
750	25	50,312	33,992	8,772	6,579
800	26	53,000	33,630	8,787	7,029
850	27	55,687	33,268	8,802	7,481
900	28	58,375	32,906	8,817	7,935
950	29	61,062	32,545	8,832	8,391
1000	30	63,750	32,183	8,847	8,847

Na análise da tabela 5.3 é possível verificar que o aumento gradual de I e T provoca o aumento gradual da temperatura da célula.

De seguida efetua-se o cálculo da tensão térmica (Vt) que é dada por:

$$V_t = \frac{k.T}{q} \quad (5.8)$$

Os valores usados na obtenção de Vt são mostrados na tabela seguinte:

Tabela 5.4: Valores das constantes utilizadas

Constante de Boltzman (k)	1,38E-23 (J/K)
Temperatura da Célula (Tc)	336,9 (K)
Carga do eletrão (q)	1,6E-19 (C)
Tensão Térmica (Vt)	2,9E-2 (V)

Uma vez que estes valores correspondem a uma única célula e neste caso tem-se 60 células no total para cada módulo e no caso do gerador tem-se como 17 o número de células em série então:

Tabela 5.5: Grandezas usadas no cálculo para o módulo

Tensão térmica (Vt)	2,9E-2 (V)
Número de células (Nc)	72
Tensão térmica do módulo (Vt_m=Vt*Ns)	2,090 (V)
Número de células em série (Ns)	17
Tensão térmica do gerador (Vt_gerador)	35,535 (V)

Calculando agora a corrente Impp e a tensão Vmpp do gerador tem-se:

$$I_{mpp}(gerador) = I_{mpp}(Tc) * Np \quad (5.9)$$

$$V_{mpp}(gerador) = V_{mpp}(Tc) * Ns \quad (5.10)$$

Em que os valores obtidos foram:

Tabela 5.6: Valores da corrente e tensão no ponto de máxima potência, respetivamente

Impp	8,18 (A)
Vmpp	30,7 (V)

Uma vez que esta simulação é concebida para um caso real é necessário especificar o número de células em série e em paralelo que constituem cada painel fotovoltaico. Neste caso foi escolhida a configuração: $Ns=17$ e $Np=5$, ou seja, cada painel é constituído por 5 paralelos de 17 células em série. Estes valores constituem uma configuração habitualmente usada pelos fabricantes de painéis FV. Como consequência é possível calcular a corrente de curto-circuito e a tensão em circuito aberto do sistema fotovoltaico, sendo que, as equações utilizadas para o seu cálculo são:

$$I_{scm} = I_{sc} \cdot Np \quad (5.11)$$

$$V_{ocm} = V_{oc} \cdot Ns \quad (5.12)$$

Sendo que os valores obtidos para cada uma das grandezas são mostrados na tabela seguinte:

Tabela 5.7: Corrente CC e tensão CA para o sistema, respetivamente

Isc_m	44,2368 (A)
Voc_m	547,1059 (V)

A equação para obtenção do valor da resistência em série do sistema, R_{sm} , é dada por:

$$R_{sm} = \frac{V_{ocm} - V_{Mm} + \ln\left(1 - \left(\frac{I_{Mm}}{I_{scm}}\right)\right)}{q} \quad (5.13)$$

Sendo que:

$$V_{ocm} = V_{oc}(Tc) = 32,1827(V) \quad (5.14)$$

$$V_{Mm} = V_{mpp}(Tc) = V_{mpp} * (1 - 0,0036 * (63,75)) = 26,42(V) \quad (5.15)$$

$$I_{Mm} = I_{mpp}(Tc) * \frac{G}{1000} = 8,386(A) \quad (5.16)$$

$$I_{scm} = I_{sc}(Tc) = 8,84737(A) \quad (5.17)$$

Uma vez que os valores destas grandezas, nomeadamente, V_{ocm} , V_{Mm} , I_{Mm} e I_{scm} , calculados antes, variam consoante o valor da irradiância e da temperatura, o valor de R_{sm} também se irá alterar. Logo é necessário criar uma tabela onde são mostrados diversos cenários de estudo na simulação efetuada, onde se experimentam diferentes combinações de irradiância (G) e temperatura (T):

Tabela 5.8: Obtenção da resistência R_{sm}

Irradiância(G) (W/m ²)	Temperatura(T) (°C)	Voc_m (V)	VM_m (V)	Isc_m (A)	IMm (A)	Rsm (Ohm)
500	20	35,8012	29,39	8,69661	4,1216	1,40
550	21	35,4393	29,09	8,71169	4,5416	1,24
600	22	35,0775	28,79	8,72676	4,9630	1,10
650	23	34,7156	28,50	8,74184	5,3859	0,98
700	24	34,3538	28,20	8,75691	5,8102	0,87
750	25	33,9919	27,90	8,77199	6,2359	0,78
800	26	33,6301	27,61	8,78707	6,6631	0,69
850	27	33,2685	27,31	8,80214	7,0917	0,61
900	28	32,9064	27,01	8,81722	7,5217	0,53
950	29	32,5445	26,71	8,83229	7,9532	0,44
1000	30	32,1827	26,42	8,84737	8,3860	0,34

Na tabela seguinte 5.9 são apresentados os valores de todos os parâmetros mencionados para o sistema fotovoltaico relativamente a todos os cenários de irradiância (G) e temperatura (T) estudados:

Tabela 5.9: Obtenção da resistência R_{sm} para o sistema

Irradiância (G) (W/m ²)	Temperatura (T) (°C)	Impp (Tc) (A)	Vmpp (Tc) (V)	Impp (sistema) (A)	Vmpp (sistema) (V)	Rs (sistema) (Ohm)	Rp (sistema) (Ohm)
500	20	8,24	29,39	41,21	499,59	2,65	220,34
550	21	8,26	29,09	41,29	494,54	2,61	217,73
600	22	8,27	28,79	41,36	489,49	2,58	215,14
650	23	8,28	28,50	41,43	484,44	2,55	212,55
700	24	8,30	28,20	41,50	479,39	2,52	209,97
750	25	8,31	27,90	41,57	474,34	2,49	207,41
800	26	8,33	27,61	41,64	469,29	2,46	204,85
850	27	8,34	27,31	41,72	464,24	2,43	202,30
900	28	8,36	27,01	41,79	459,19	2,40	199,75
950	29	8,37	26,71	41,86	454,14	2,37	197,22
1000	30	8,39	26,42	41,93	449,09	2,34	194,39

5.4 Determinação numérica de um ponto da característica I-V pelo Método de Newton

Tendo isto tudo em conta, é possível agora proceder à construção de uma tabela para a aplicação do método de Newton com o intuito de calcular um ponto da característica com elevada precisão. Isto é, no fundo ao aplicar este método, vai aferir-se qual o valor da corrente, I , correspondente a cada valor da tensão, V .

A tabela seguinte, 5.10, ilustra os resultados obtidos para 3 pontos perto da zona de máxima potência, ou seja, perto do degrau da curva I-V, para o caso $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$:

Tabela 5.10: Aplicação do Método de Newton para 3 pontos

V (V)	I(n) (A)	f(I) (A)	df(I)/d(I)	I	I(n+1)	P (W)	Iteração
350	40,139	-0,055	-1,133	-0,049	40,091	14031,707	1
350	40,091	0,000	-1,133	0,000	40,091	14031,704	2
350	40,091	0,000	-1,133	0,000	40,091	14031,704	3
350	40,091	0,000	-1,133	0,000	40,091	14031,704	4
350	40,091	0,000	-1,133	0,000	40,091	14031,704	5
351	40,091	-0,056	-1,137	-0,050	40,041	14054,411	1
351	40,041	0,000	-1,136	0,000	40,041	14054,407	2
351	40,041	0,000	-1,136	0,000	40,041	14054,407	3
351	40,041	0,000	-1,136	0,000	40,041	14054,407	4
351	40,041	0,000	-1,136	0,000	40,041	14054,407	5
352	40,041	-0,058	-1,140	-0,051	39,991	14076,660	1
352	39,991	0,000	-1,139	0,000	39,991	14076,656	2
352	39,991	0,000	-1,139	0,000	39,991	14076,656	3
352	39,991	0,000	-1,139	0,000	39,991	14076,656	4
352	39,991	0,000	-1,139	0,000	39,991	14076,656	5

O intervalo de valores de V correspondente ao "degrau" da curva I-V mencionados na tabela 5.10 é ilustrado na figura seguinte:

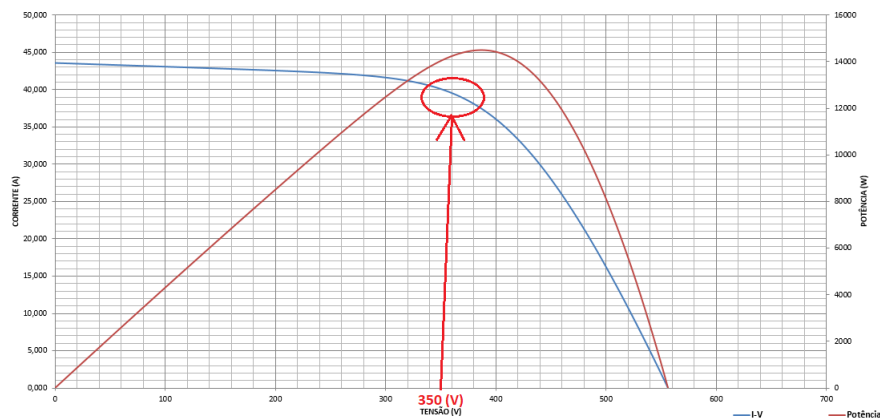


Figura 5.2: Curva característica I-V: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$

5.5 Representação da característica I-V

Para se compreender melhor o efeito da irradiância e temperatura na performance do painel, nomeadamente o comportamento da curva da característica I-V, é necessário estudar o comportamento de cada um dos parâmetros já enunciados com a variação da irradiância e da temperatura. Nesse sentido definiram-se 3 cenários possíveis que um painel possa estar sujeito e são apresentadas as respectivas curvas e tabelas usadas. A única diferença nesta simulação em relação às anteriores consiste nos valores apresentados nas tabelas. Isto é, nestas 3 simulações optou-se, por uma questão de simplicidade, apresentar os valores da 5ª iteração já realizada de cada um dos 15 pontos de V que se irão apresentar. Os três cenários selecionados foram os seguintes:

- **Cenário A:** $G= 500 \text{ W/m}^2$ e $T= 20^\circ\text{C}$:

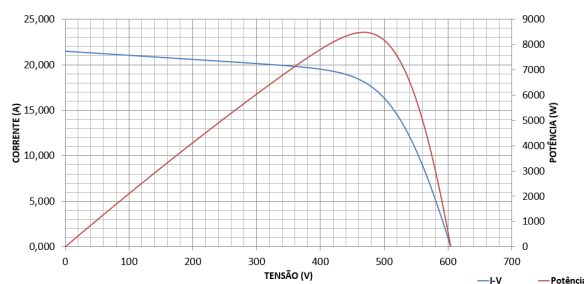


Figura 5.3: Curva característica I-V: $G=500 \text{ W/m}^2$ e $T=20^\circ\text{C}$

Mais uma vez, a gama de valores selecionada pertence ao degrau da curva I-V, ou seja, na "zona" de maior potência (P_{mpp}):

Tabela 5.11: Cenário A: $G=500 \text{ W/m}^2$ e $T=20^\circ\text{C}$

V (V)	I(n) (A)	f(I) (A)	df(I)/d(I)	I	I(n+1)	P (W)
350	19,875	0,000	-1,015	0,000	19,875	6956,100
351	19,869	0,000	-1,015	0,000	19,869	6973,977
352	19,863	0,000	-1,015	0,000	19,863	6991,831
353	19,857	0,000	-1,016	0,000	19,857	7009,659
354	19,852	0,000	-1,016	0,000	19,852	7027,462
355	19,846	0,000	-1,016	0,000	19,846	7045,239
356	19,840	0,000	-1,016	0,000	19,840	7062,990
357	19,834	0,000	-1,016	0,000	19,834	7080,714
358	19,828	0,000	-1,016	0,000	19,828	7098,410
359	19,822	0,000	-1,016	0,000	19,822	7116,078
360	19,816	0,000	-1,016	0,000	19,816	7133,717
361	19,810	0,000	-1,016	0,000	19,810	7151,327
362	19,804	0,000	-1,017	0,000	19,804	7168,906
363	19,797	0,000	-1,017	0,000	19,797	7186,455
364	19,791	0,000	-1,017	0,000	19,791	7203,972

- **Cenário B:** $G=750 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$:

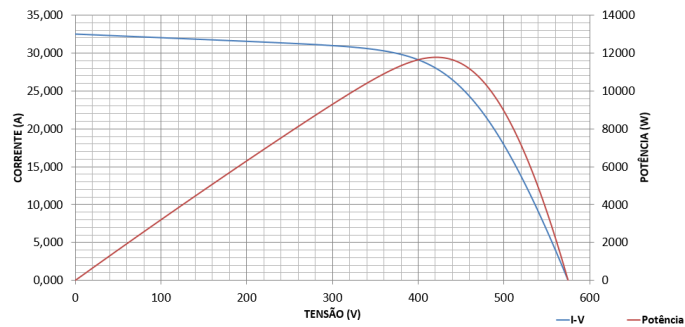


Figura 5.4: Curva característica I-V: $G=750 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$

Tabela 5.12: Cenário B: $G=750 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$

V (V)	I(n) (A)	f(I) (A)	df(I)/d(I)	I	I(n+1)	P (W)
350	30,460	0,000	-1,040	0,000	30,460	10660,910
351	30,444	0,000	-1,041	0,000	30,444	10685,911
352	30,428	0,000	-1,042	0,000	30,428	10710,776
353	30,412	0,000	-1,042	0,000	30,412	10735,500
354	30,396	0,000	-1,043	0,000	30,396	10760,081
355	30,379	0,000	-1,044	0,000	30,379	10784,514
356	30,362	0,000	-1,045	0,000	30,362	10808,795
357	30,344	0,000	-1,046	0,000	30,344	10832,920
358	30,326	0,000	-1,047	0,000	30,326	10856,885
359	30,308	0,000	-1,048	0,000	30,308	10880,686
360	30,290	0,000	-1,049	0,000	30,290	10904,319
361	30,271	0,000	-1,050	0,000	30,271	10927,778
362	30,252	0,000	-1,051	0,000	30,252	10951,060
363	30,232	0,000	-1,052	0,000	30,232	10974,160
364	30,212	0,000	-1,053	0,000	30,212	10997,072

- Cenário C: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=30^\circ\text{C}$:

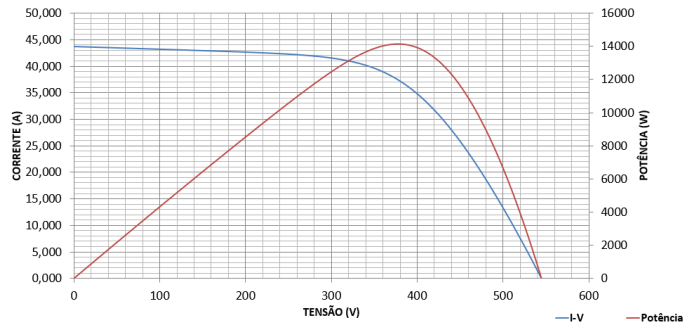


Figura 5.5: Curva característica I-V: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=30^\circ\text{C}$

Tabela 5.13: Cenário C: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=30^\circ\text{C}$

V (V)	I(n) (A)	f(I) (A)	df(I)/d(I)	I	I(n+1)	P (W)
350	39,625	4E-15	-1,166	3E-15	39,625	13868,900
351	39,564	8E-15	-1,170	6E-15	39,564	13886,963
352	39,501	0E+00	-1,173	0E+00	39,501	13904,487
353	39,438	0E+00	-1,177	0E+00	39,438	13921,460
354	39,373	0E+00	-1,181	0E+00	39,373	13937,875
355	39,306	0E+00	-1,185	0E+00	39,306	13953,720
356	39,239	0E+00	-1,190	0E+00	39,239	13968,987
357	39,170	0E+00	-1,194	0E+00	39,170	13983,665
358	39,100	-8E-15	-1,198	-7E-15	39,100	13997,745
359	39,028	0E+00	-1,202	0E+00	39,028	14011,218
360	38,956	-4E-15	-1,207	-3E-15	38,956	14024,073
361	38,882	0E+00	-1,212	0E+00	38,882	14036,300
362	38,806	0E+00	-1,216	0E+00	38,806	14047,891
363	38,730	0E+00	-1,221	0E+00	38,730	14058,834
364	38,651	0E+00	-1,226	0E+00	38,651	14069,121

Para efeitos de comparação de resultados, também foi aplicada e recolhida a característica para as condições *STC*:

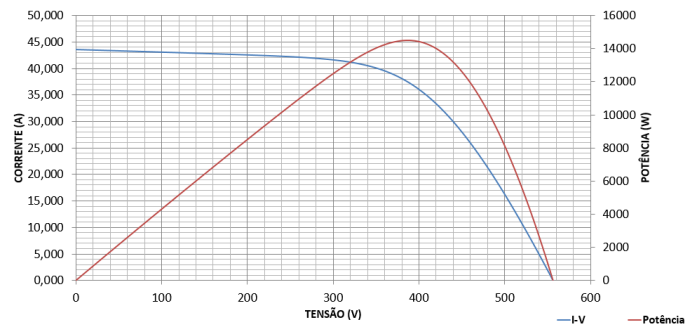


Figura 5.6: Curva característica I-V: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$

Tabela 5.14: Condições *STC*: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$

V (V)	I(n) (A)	f(I) (A)	df(I)/d(I)	I	I(n+1)	P (W)
350	40,091	0E+00	-1,133	0E+00	40,091	14031,704
351	40,041	0E+00	-1,136	0E+00	40,041	14054,407
352	39,991	0E+00	-1,139	0E+00	39,991	14076,656
353	39,939	0E+00	-1,142	0E+00	39,939	14098,442
354	39,886	-4E-15	-1,146	-3E-15	39,886	14119,754
355	39,833	0E+00	-1,149	0E+00	39,833	14140,585
356	39,778	0E+00	-1,153	0E+00	39,778	14160,924
357	39,722	0E+00	-1,156	0E+00	39,722	14180,763
358	39,665	0E+00	-1,160	0E+00	39,665	14200,092
359	39,607	0E+00	-1,163	0E+00	39,607	14218,901
360	39,548	0E+00	-1,167	0E+00	39,548	14237,181
361	39,487	4E-15	-1,171	3E-15	39,487	14254,923
362	39,426	0E+00	-1,175	0E+00	39,426	14272,115
363	39,363	0E+00	-1,179	0E+00	39,363	14288,750
364	39,299	0E+00	-1,183	0E+00	39,299	14304,816

5.6 Discussão de Resultados

O objetivo de um sistema fotovoltaico é produzir o máximo de potência possível. Esse desempenho é proporcional às condições climáticas que se apresentam onde o sistema FV está instalado. Neste sentido, depois de uma análise aos dados recolhidos para os 3 cenários apresentados anteriormente e, para o caso das condições STC, é possível aferir que:

- O cenário C é o melhor conforme se pode constatar através da figura 5.5 e da tabela 5.13;
- Em contrapartida o cenário A é o pior como é possível verificar na figura 5.3 e tabela 5.11;
- No entanto, o cenário das condições STC apresenta melhores valores para a potência produzida, mesmo em relação ao cenário 3. Este facto mostra que quanto maior for a irradiância que o painel conseguir absorver mais potência pode produzir. No entanto, uma temperatura ambiente demasiado elevada compromete a eficiência do painel já que este não funciona com a melhor performance quando está demasiado quente. Logo é possível concluir que é necessária uma conjugação delicada dos fatores, G e T, que permitam retirar a máxima performance de um determinado sistema fotovoltaico.

5.7 Conclusão

Foi possível ao longo deste capítulo modelizar e implementar um modelo de simulação de operação do sistema fotovoltaico. Para isso foi utilizado o modelo Rp com modelização dos parâmetros I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp} , a , R_s , R_p , V_t , I_{pv} e I_D . O modelo foi aplicado para a simulação completa da característica I-V de um qualquer gerador fotovoltaico, com diferentes configurações de painéis em série e paralelo, para diferentes valores de irradiância e temperatura. Para a resolução das equações não lineares do modelo utilizado, recorreu-se ao método de Newton, que resultou numa rápida e eficiente resolução deste tipo de problema matemático.

Capítulo 6

Teste e validação do modelo de simulação

6.1 Comparação do modelo de simulação com o *PVSyst*

Este capítulo tem como objetivo a comparação de resultados obtidos no capítulo 5 com resultados extraídos a partir do software *PVSyst*. Este procedimento serve para testar e validar a qualidade e a precisão dos resultados obtidos com o modelo de Newton. Para isso é necessário extrair a característica I-V do *PVSyst* para o mesmo painel utilizado no capítulo 5. De seguida vão ser apresentados os cenários testados e para cada um deles irão ser ilustradas duas figuras. Uma correspondente aos valores retirados do *PVSyst* e outra correspondente aos valores obtidos após a aplicação do método de Newton.

Nota: Todos os cenários testados realizaram-se para uma temperatura ambiente de 25°C pois é a única temperatura que o software *PVSyst* permite testar na versão DEMO.

Os cenários considerados foram:

- Cenário 1: $G=500 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$;
- Cenário 2: $G=750 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$;
- Cenário 3: $G=900 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$;
- Cenário STC: $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$;

Os gráficos obtidos são mostrados de seguida:

• **Cenário 1:** $G=500 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$

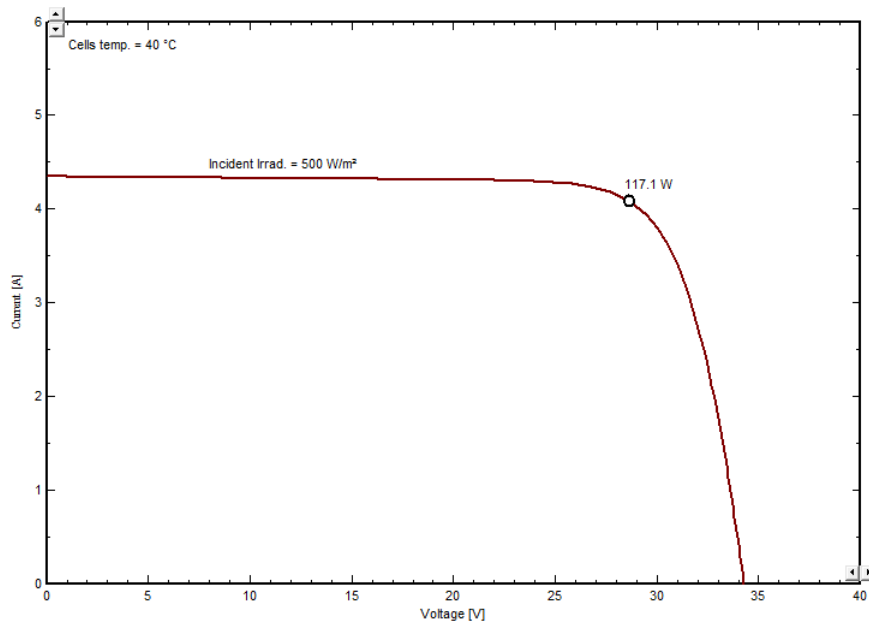


Figura 6.1: Cenário 1: PVSyst

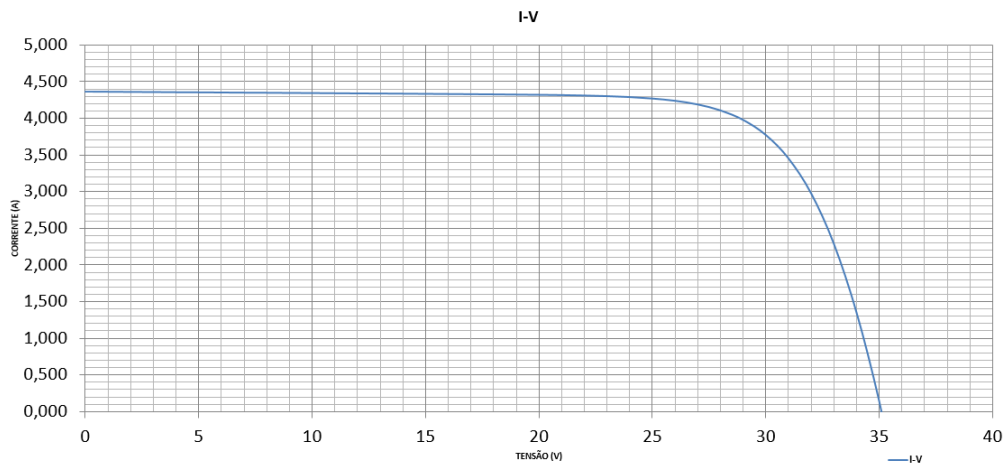


Figura 6.2: Cenário 1: Modelo de Newton

Neste cenário os valores obtidos para o M_{pp} foram 125.4 W para o PVSyst e 125.6 W para o método de Newton. Os valores de M_{pp} foram calculados através da multiplicação dos valores de I_{mpp} e V_{mpp} .

- **Cenário 2:** $G=750 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$

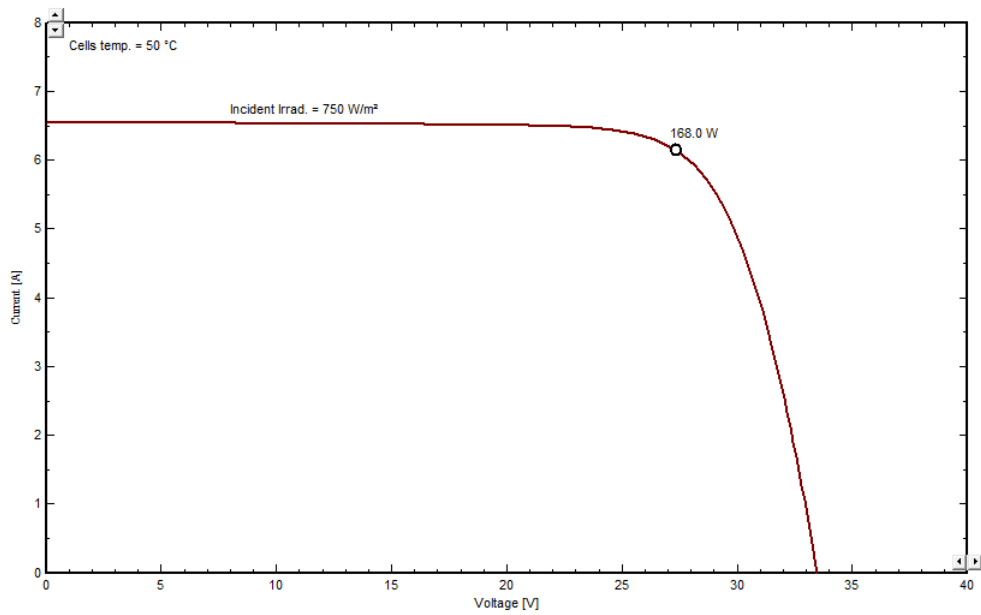


Figura 6.3: Cenário 2: PVSyst

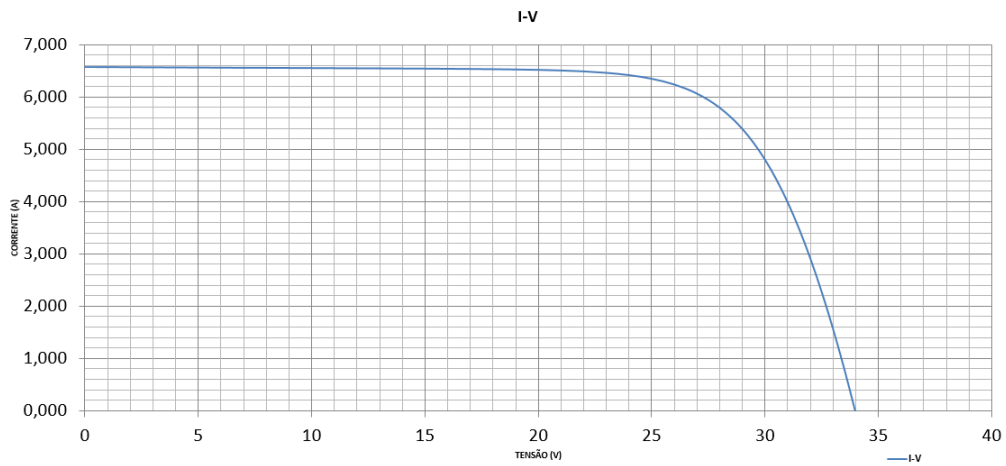


Figura 6.4: Cenário 2: Modelo de Newton

Os valores obtidos para o M_{pp} foram 189 W para o PVSyst e 188.5 W para o método de Newton.

- **Cenário 3:** $G=900 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$

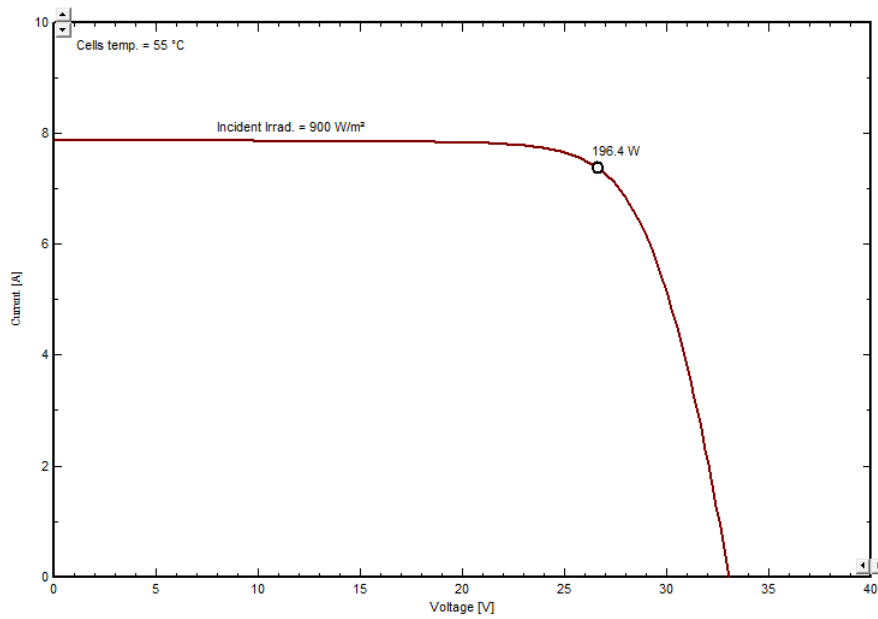


Figura 6.5: Cenário 3: PVSyst

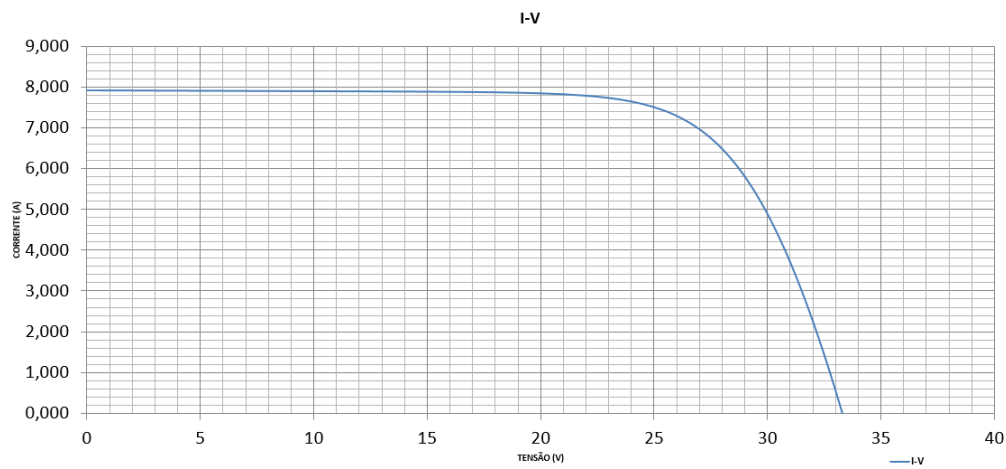


Figura 6.6: Cenário 3: Modelo de Newton

Neste cenário os valores obtidos para o M_{pp} foram 226.6 W para o *PVSyst* e 226.7 W para o método de Newton.

- **Cenário STC:** $G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$

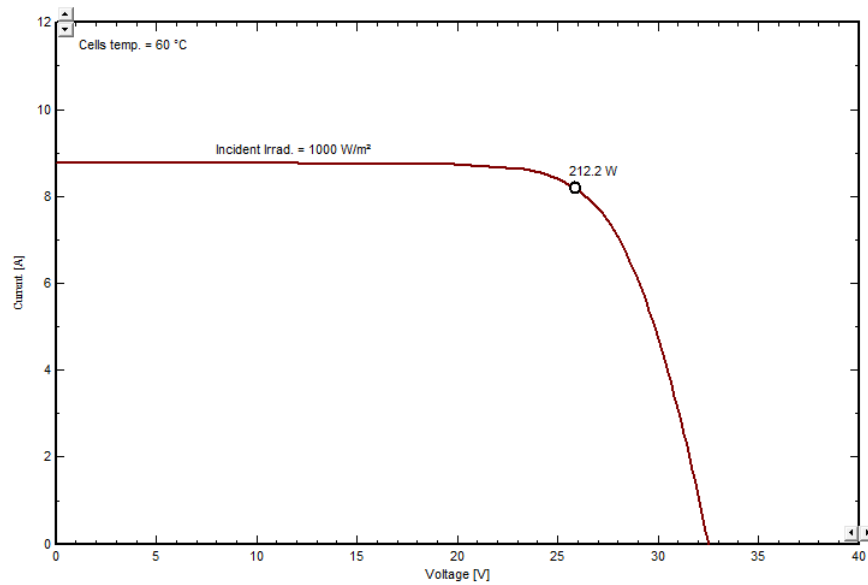


Figura 6.7: Cenário STC: PVSyst

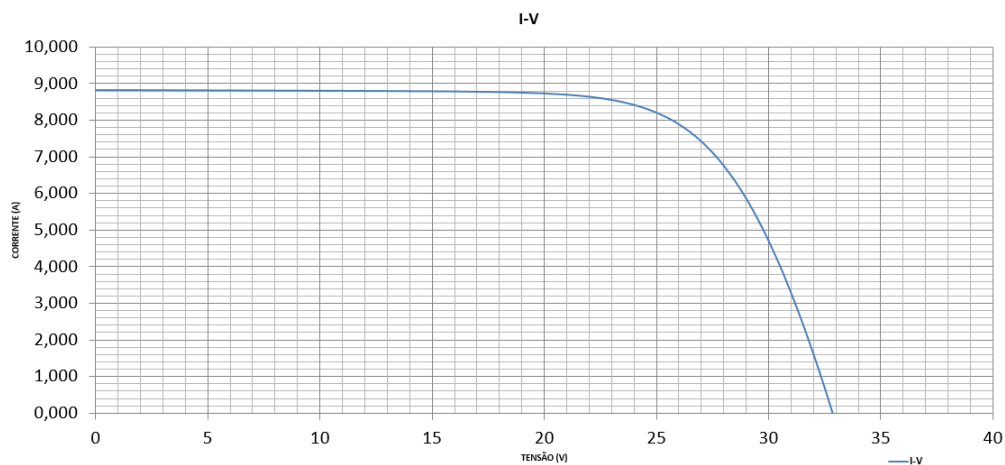


Figura 6.8: Cenário STC: Modelo de Newton

Ao comparar os valores obtidos no *PVSyst* com os valores resultantes da aplicação do Modelo de Newton, é possível confirmar a precisão e a eficiência do modelo já que as curvas características I-V e os respectivos valores Mm_{pp} obtidos nos dois ambientes de simulação são bastante semelhantes. Uma vez validada a capacidade do modelo resta agora testá-lo para diferentes tipos de tecnologias e configurações de um sistema FV.

6.2 Teste do Modelo para diferentes tecnologias e configurações

Para testar o modelo para configurações, R_s 's, tecnologias diferentes foram realizados diversos cenários de simulação, nomeadamente, duas configurações: um painel com 2 paralelos de 22 células em série e outro painel com 4 paralelos de 17 células em série. Ambas as configurações foram realizadas painéis de tecnologia monocristalina, policristalina.

- **Painel Monocristalino na configuração 1:** O painel escolhido para esta tecnologia foi o *Generic Mono 250 W* retirado do PVSystem.

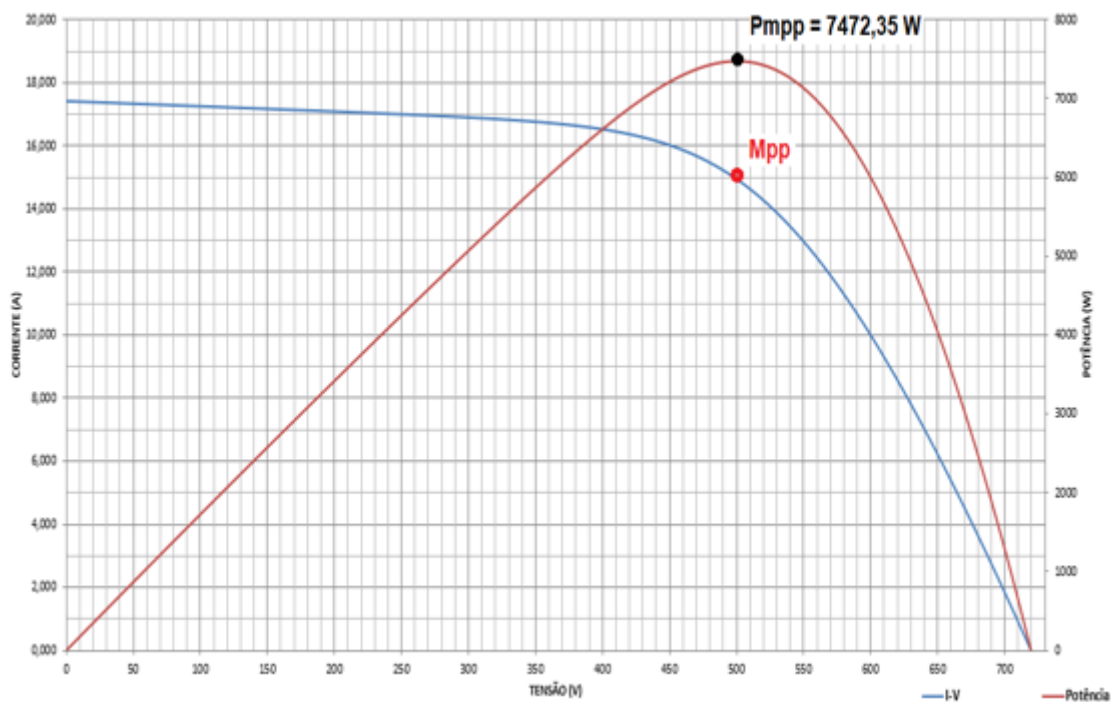


Figura 6.9: Cenário 1: $R_s = 7,77 \Omega$

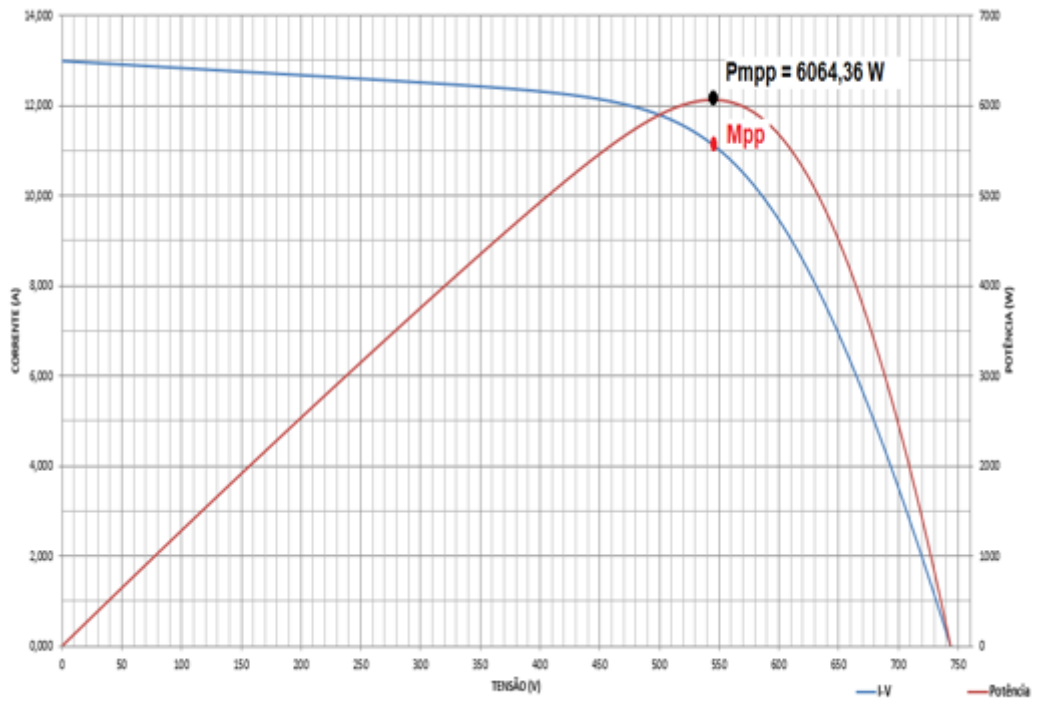


Figura 6.10: Cenário 2: $R_s=8,09 \Omega$

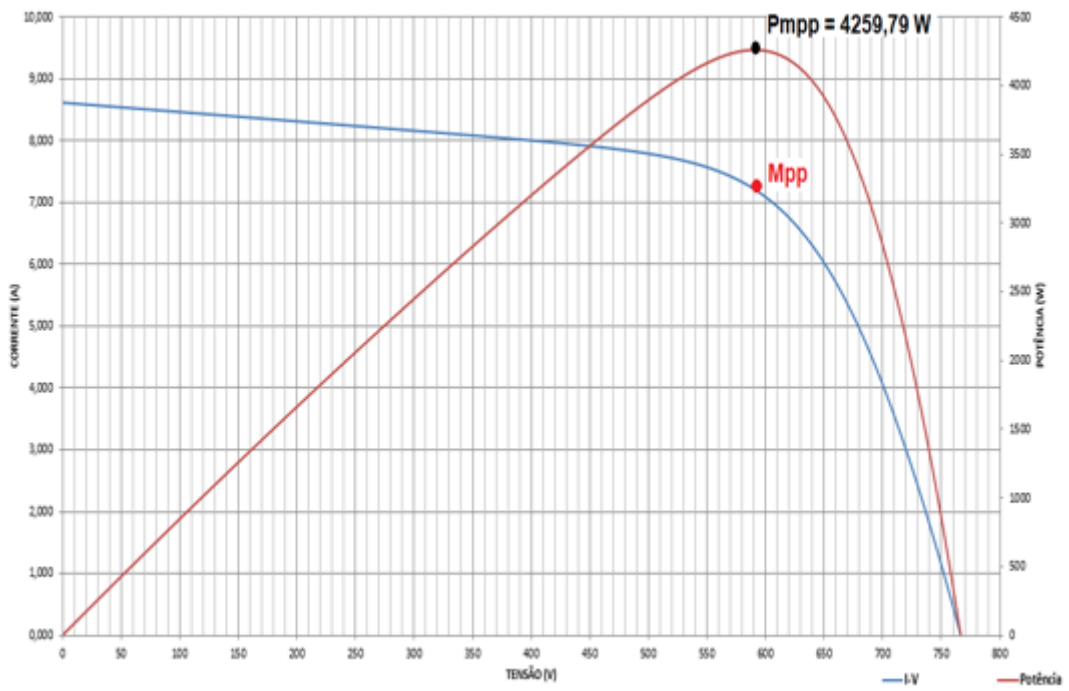


Figura 6.11: Cenário 3: $R_s=8,40 \Omega$

- Painel Monocristalino na configuração 2:

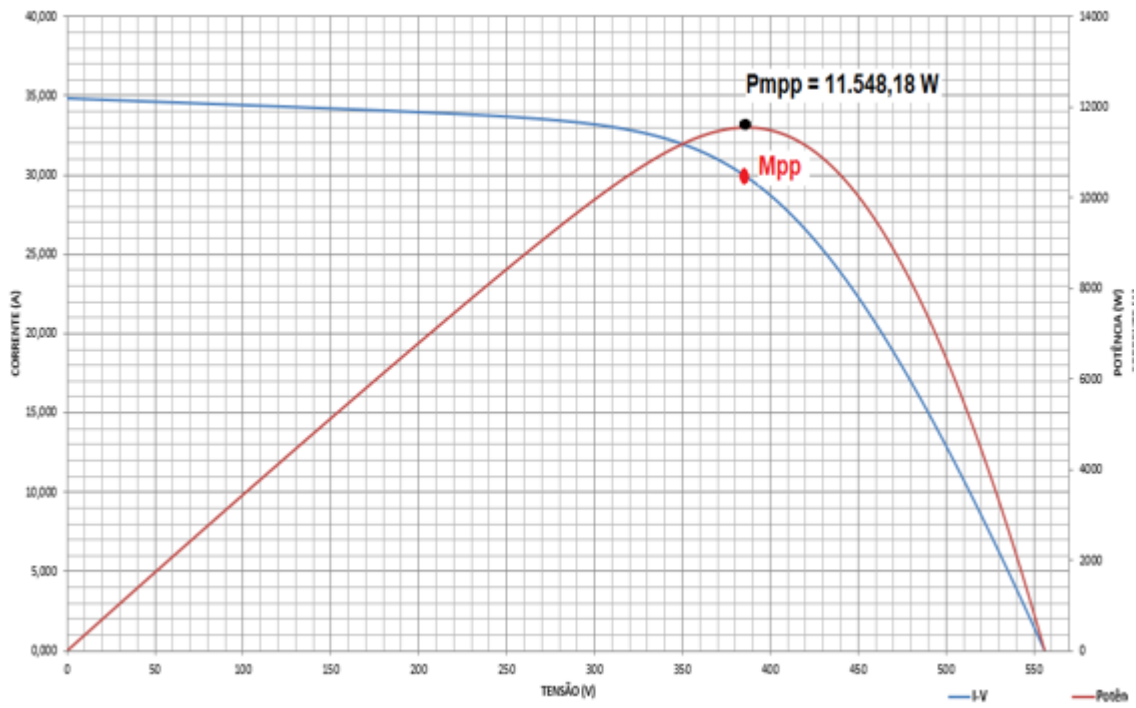
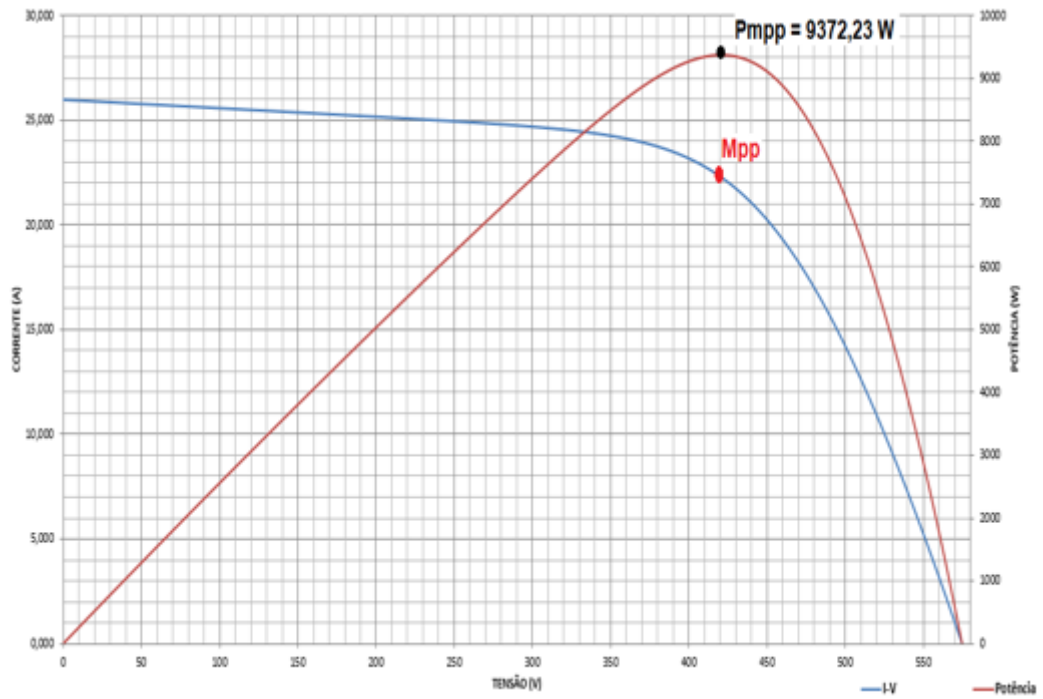
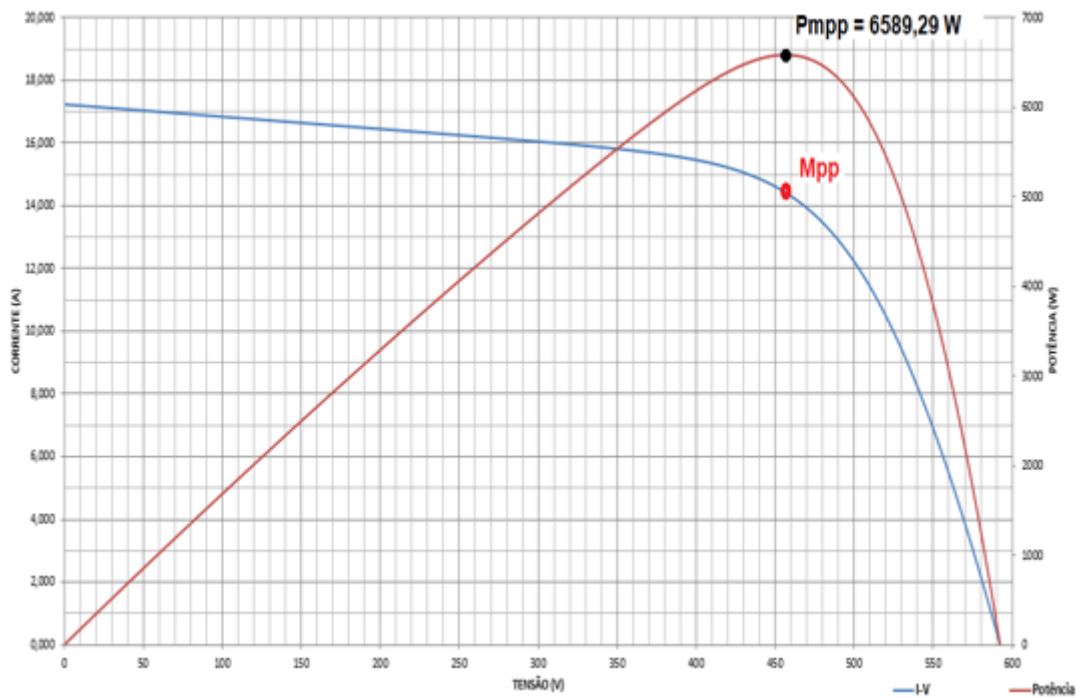


Figura 6.12: Cenário 1: $R_s=3 \Omega$

Figura 6.13: Cenário 2: $R_s=3,12 \Omega$ Figura 6.14: Cenário 3: $R_s=3,25 \Omega$

- **Painel Policristalino na configuração 1:** O painel escolhido para esta tecnologia foi o *Generic Poli 250 W* retirado do *PVSystem*.

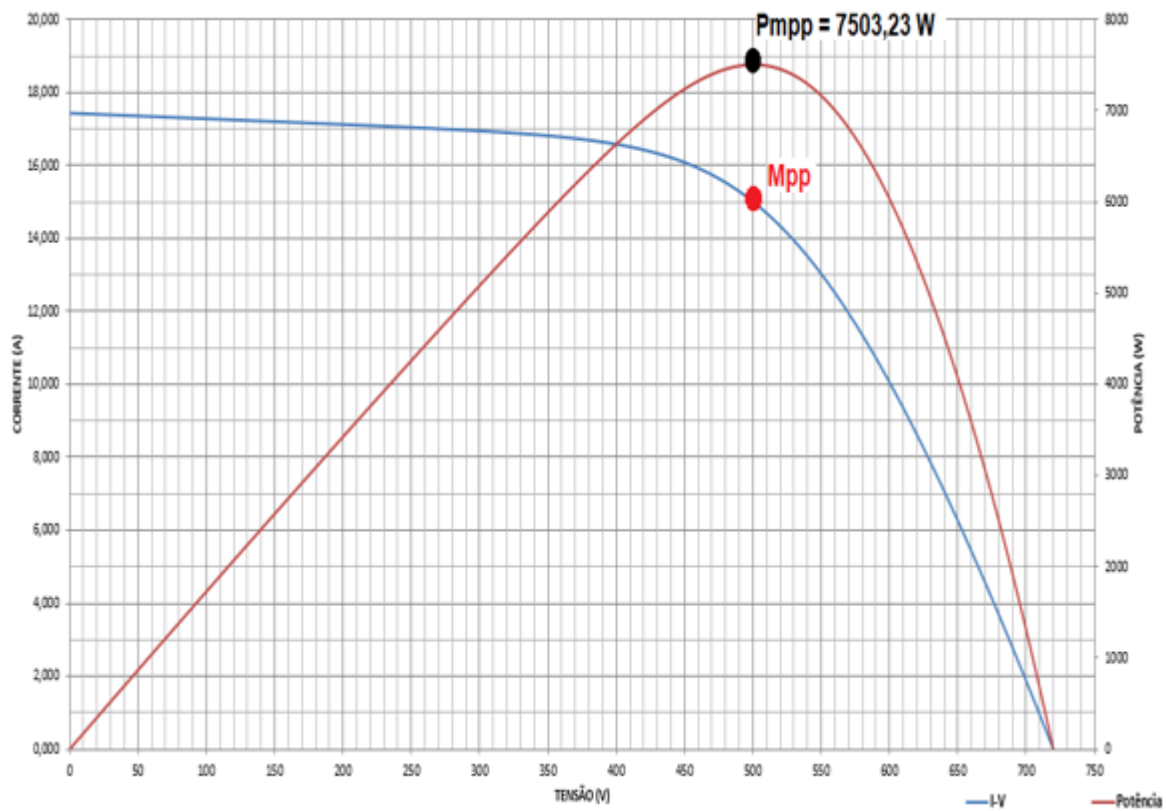
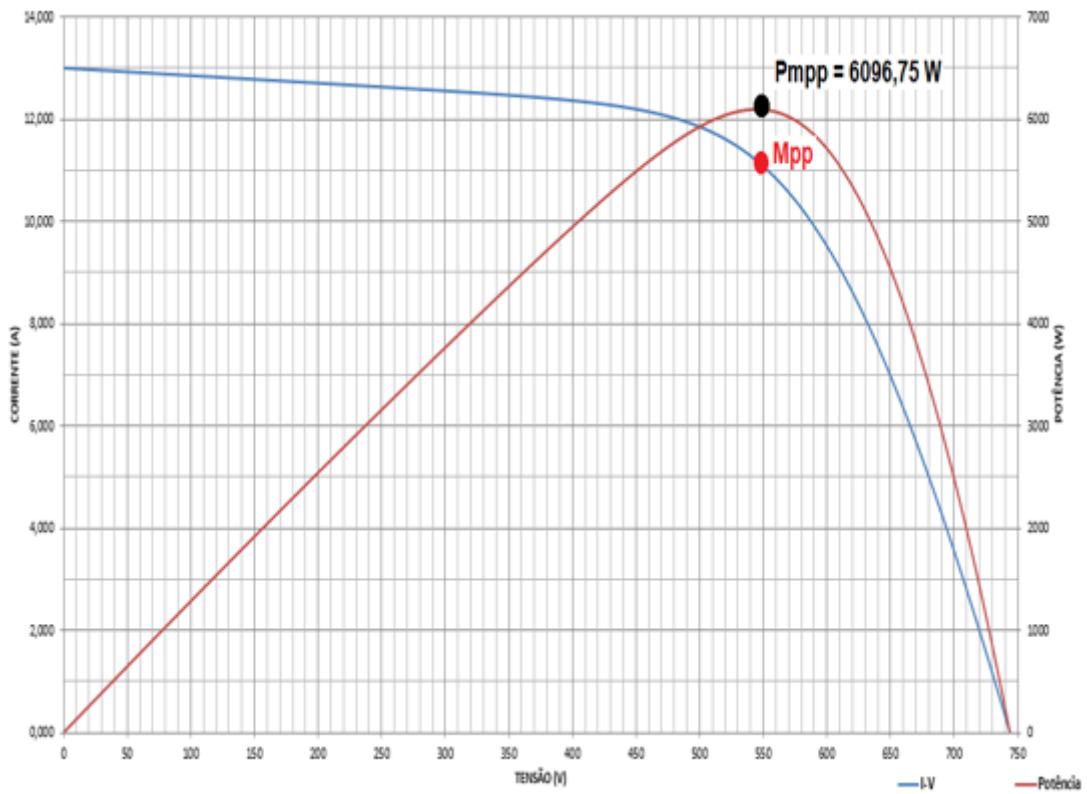
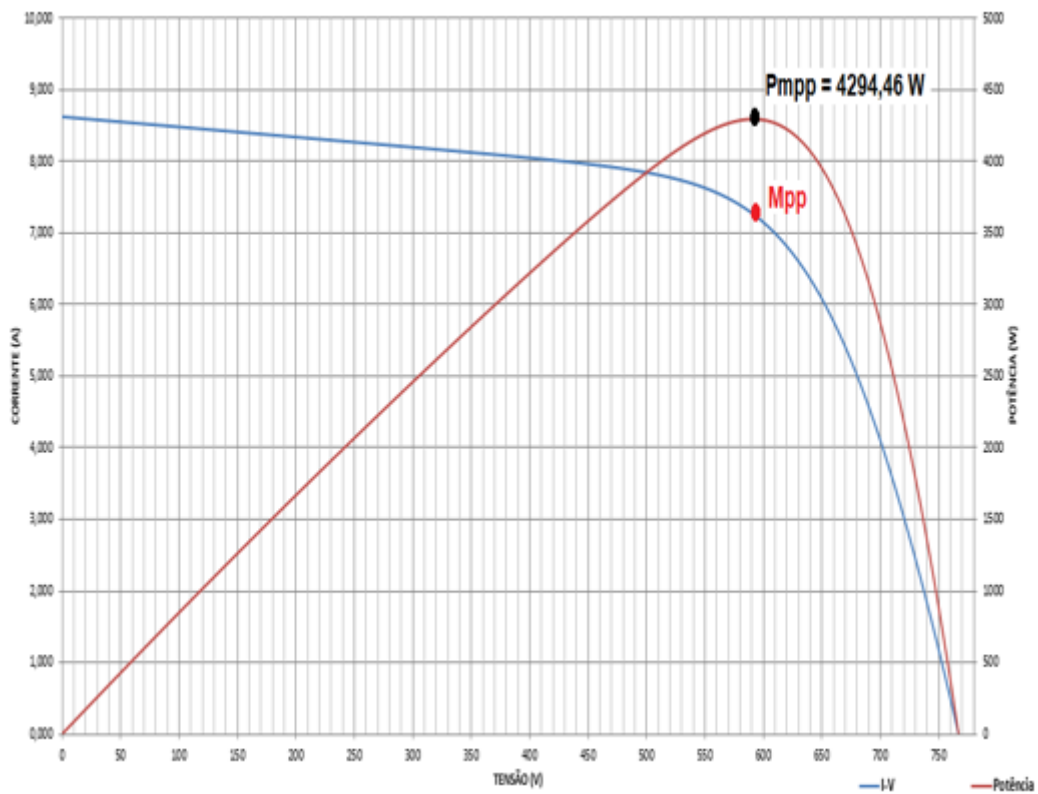


Figura 6.15: Cenário 1: $R_s=7,75 \Omega$

Figura 6.16: Cenário 2: $R_s=8,06 \Omega$ Figura 6.17: Cenário 3: $R_s=8,37 \Omega$

- Painel Policristalino na configuração 2:

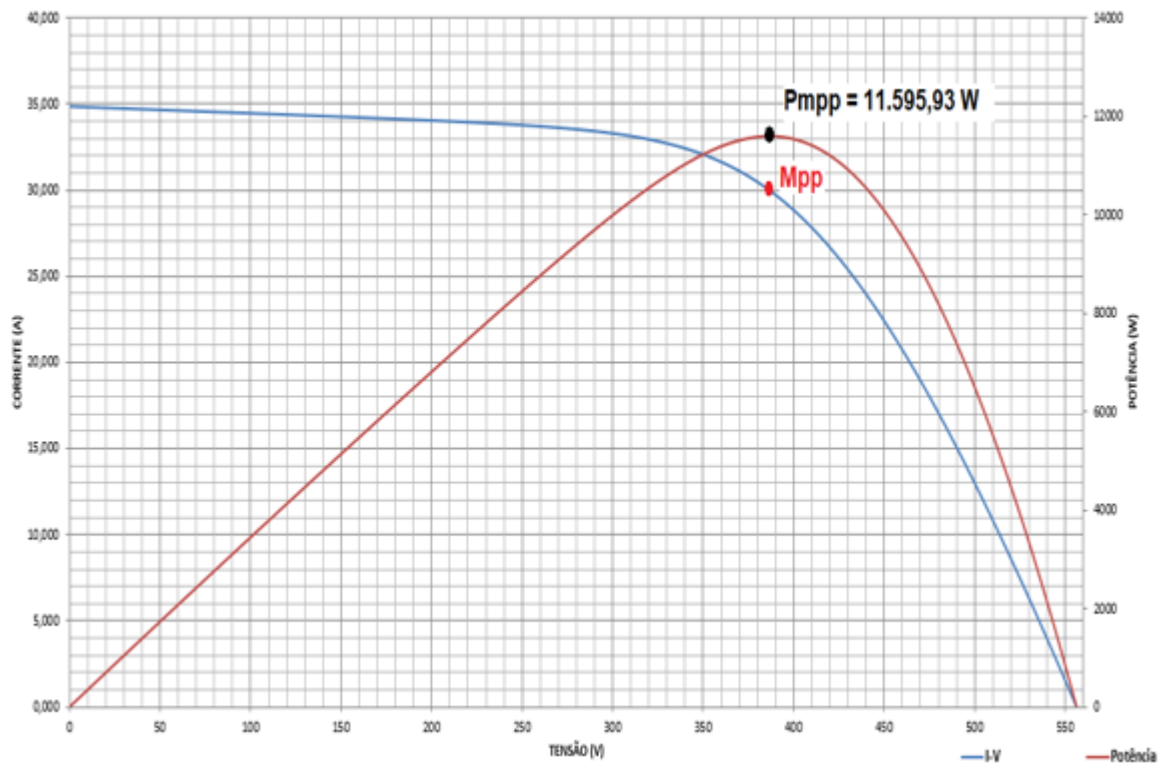
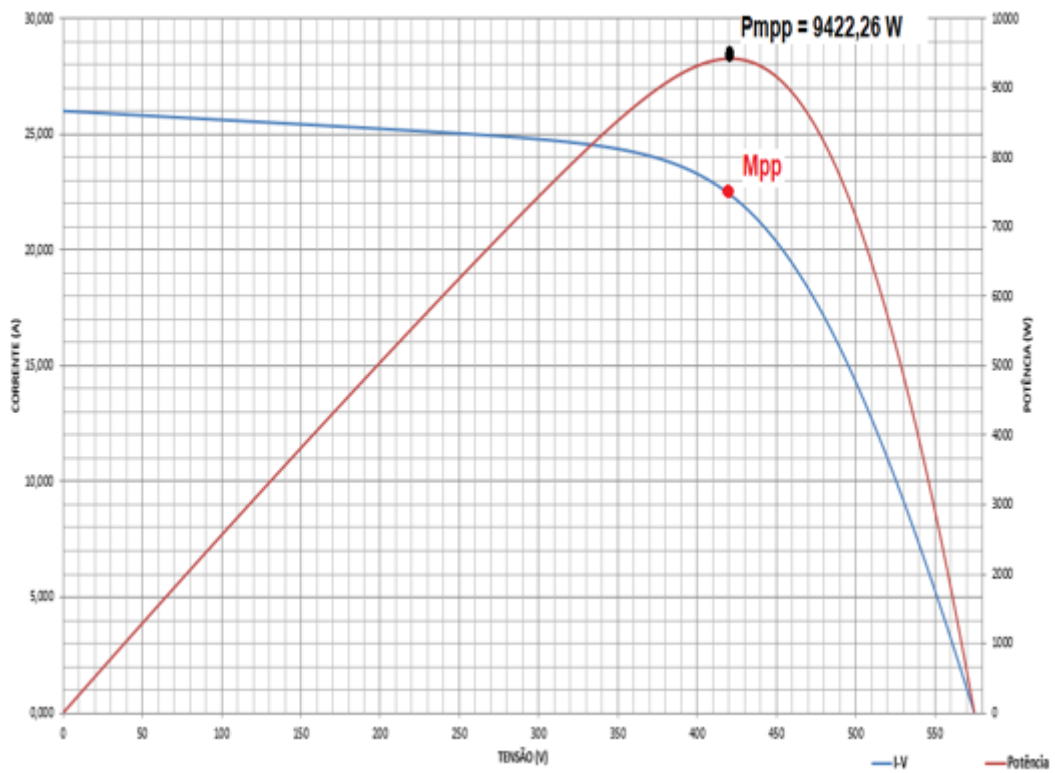
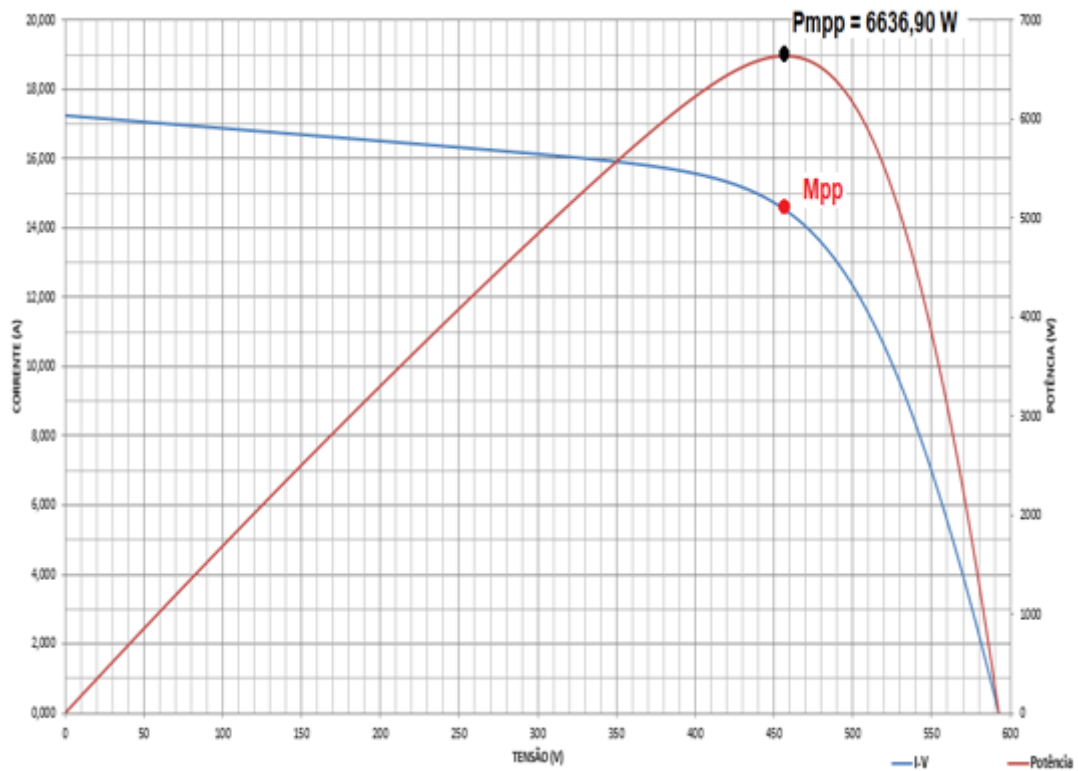


Figura 6.18: Cenário 1: $R_s=2,99 \Omega$

Figura 6.19: Cenário 2: $R_s=3,11 \Omega$ Figura 6.20: Cenário 3: $R_s=3,23 \Omega$

6.2.1 Análise dos resultados

De notar que estas simulações foram feitas para uma irradiância de $G=1000 \text{ W/m}^2$, pois trata-se de um valor aconselhado para obter uma boa percepção do comportamento da característica do sistema.

Após uma análise dos diferentes cenários simulados é possível concluir que:

- **Na tecnologia monocristalina:** Com a configuração 1 o aumento de R_s faz diminuir a corrente I_{mpp} e o valor de P_{mpp} e a tensão V_{mpp} aumenta. Na configuração 2 avaliando a evolução da curva característica para os 3 cenários que o comportamento da curva I-V é semelhante ao que é observado na configuração 1, isto é, o aumento de R_s faz diminuir a corrente I_{mpp} e o valor de P_{mpp} e a tensão V_{mpp} aumenta.
- **Na tecnologia policristalina:** Com a configuração 1 o aumento de R_s faz diminuir a corrente I_{mpp} e o valor de P_{mpp} e a tensão V_{mpp} aumenta. Na configuração 2 avaliando a evolução da curva característica para os 3 cenários que o comportamento da curva I-V é semelhante ao que é observado na configuração 1, isto é, o aumento de R_s faz diminuir a corrente I_{mpp} e o valor de P_{mpp} e a tensão V_{mpp} aumenta.

Em suma, o aumento de R_s tem o mesmo efeito para as duas tecnologias e configurações escolhidas para estas simulações.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalho Futuro

Esta dissertação contempla o estudo e identificação dos parâmetros DC de sistemas fotovoltaicos. Existem vários modelos elétricos para a implementação dos parâmetros e, conseqüente, obtenção da curva característica IV de um sistema FV. Neste trabalho utilizou-se o modelo Rp e para o implementar recorreu-se ao método de Newton como ferramenta de simulação do modelo Rp. Após o cálculo dos parâmetros correspondentes foi aplicado o modelo de simulação para obtenção da curva IV para diferentes configurações do painel, diferentes tecnologias e também para diversos cenários de irradiância e temperatura. Após o teste e validação do método de Newton procedeu-se à comparação dos resultados com o software *PVSyst* e com isso conclui-se que a metodologia utilizada para a resolução do problema proposto nesta tese obteve resultados positivos.

7.1 Satisfação dos Objetivos

Os resultados obtidos foram bastante satisfatórios sendo que, ficou comprovado que a aplicação do método de Newton como modelo de simulação para a implementação da modelização de um sistema FV é bem aplicada.

7.2 Trabalho Futuro

Uma das dificuldades encontradas na realização desta dissertação foi a obtenção dos parâmetros DC a partir da análise da curva característica IV. Nesse sentido, é proposto para trabalho a construção de um algoritmo capaz de analisar uma curva I-V e de retirar os valores correspondentes dos parâmetros DC.

Referências

- [1] Solar Energy International. Tecnologia fotovoltaica (fv). URL: https://paginas.fe.up.pt/{~}ee03096/index_{_}ficheiros/Page830.htm.
- [2] Energia Solar Fotovoltaica: Células e Efeito Fotovoltaico. URL: <http://energiassolarfotovoltaica.blogspot.pt/2016/01/celulas-e-efeito-fotovoltaico.html>.
- [3] Solar Brasil - Módulos Fotovoltaicos - Características Elétricas. URL: <http://www.solarbrasil.com.br/blog-da-energia-solar/135-modulos-fotovoltaicos-caracteristicas-eletricas>.
- [4] Casasolar2011. URL: <https://pt.slideshare.net/afermartins/casasolar2011>.
- [5] Ryan Mayfield. The highs and lows of photovoltaic system calculations, 2012. URL: <http://www.ecmweb.com/green-building/highs-and-lows-photovoltaic-system-calculations>.
- [6] Curve Tracing FAQ's | Seaward Solar. URL: <http://www.seawardsolar.com/userfiles/curve-tracing.php>.
- [7] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. *Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers*. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, second edition edição, 2008.
- [8] Co dělat, když elektrárnu poškodí kroupy? - Fotovoltaické systémy. URL: <http://www.sticka.cz/novinky/co-delat-kdyz-elektrarnu-poskodi-kroupy/>.
- [9] ¿Qué efectos tienen las sombras en paneles solares? URL: <http://www.ecoticias.com/energias-renovables/128984/efectos-tienen-sombras-paneles-solares>.
- [10] V. Quaschnig. *Renewable Energy Systems*. Hansa Verlag, second edition edição, 2000.
- [11] Deutsch - Solarpraxis Engineering. URL: <https://www.solarpraxis.com/>.
- [12] Energieonderzoek Centrum Nederland. ECN Your energy. Our passion, 2016. URL: <https://www.ecn.nl/nl/>.
- [13] <http://www.alternative-energy-tutorials.com>. Stand Alone PV System for Off-grid PV Solar Power, 2017. URL: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/stand-alone-pv-system.html>.

- [14] FEUP - Visualização de Conteúdos. URL: <https://sigarra.up.pt/feup/pt/conteudos{ }geral.ver?pct{ }pag{ }id=249640{&pct{ }parametros=pv{ }ocorrencia{ }id=385677{&pct{ }grupo=59832{#}59832>.
- [15] Mini guia: o que você precisa saber sobre energia híbrida | BLOG SOLAR: NOTÍCIAS E CURIOSIDADES SOBRE ENERGIA SOLAR. URL: <http://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/mini-guia-o-que-voce-precisa-saber-sobre-energia-hibrida.html>.
- [16] Omniflow | Autonomous Smart Platform Wind & Solar | Lighting. URL: <https://www.omniflow.pt/>.
- [17] Vun Jack Chin, Zainal Salam, e Kashif Ishaque. Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review. *Applied Energy*, 154:500–519, 2015. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.035>, doi:10.1016/j.apenergy.2015.05.035.
- [18] Roberto Francisco Coelho e Denizar Cruz Martins. An Optimized Maximum Power Point Tracking Method Based on PV Surface Temperature Measurement. Em *Intech*, página 26. InTech, oct 2012. URL: <http://www.intechopen.com/books/sustainable-energy-recent-studies/an-optimized-maximum-power-point-tracking-method-based-on-pv-surface-temperature> doi:dx.doi.org/10.5772/51020.
- [19] Characteristics and Working of P-N Junction Diode ~ Techno Genius. URL: <https://teknogenius.blogspot.pt/2014/10/characteristics-and-working-of-p-n.html>.
- [20] Miguel Pareja, Jose Pelegri-Sebastia, Tomas Sogorb, e Vicente Llario. Modeling of Photovoltaic Cell Using Free Software Application for Training and Design Circuit in Photovoltaic Solar Energy. Em *New Developments in Renewable Energy*. InTech, mar 2013. URL: <http://www.intechopen.com/books/new-developments-in-renewable-energy/modeling-of-photovoltaic-cell-using-free-software-application-for-training-and-c> doi:10.5772/51925.
- [21] Omniflow é um gerador urbano com energia solar e eólica | P3. URL: <http://p3.publico.pt/actualidade/ambiente/18841/omniflow-e-um-gerador-urbano-com-energia-solar-e-eolica>.
- [22] Wu Libo, Wu Libo, Zhao Zhengming, Zhao Zhengming, Liu Jianzheng, e Liu Jianzheng. A Single-Stage Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic System With Modified MPPT Method and Reactive Power Compensation. *Energy*, 22(4):881–886, 2007. doi:10.1109/TEC.2007.895461.
- [23] Ahmed A. EL Tayyan. A simple method to extract the parameters of the single-diode model of a PV system. *Turkish Journal of Physics*, 37(1):121–131, 2013. URL: <http://journals.tubitak.gov.tr/physics/issues/fiz-13-37-1/fiz-37-1-13-1206-4.pdf>, doi:10.3906/fiz-1206-4.
- [24] M.G. Villalva, J.R. Gazoli, e E.R. Filho. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 24(5):1198–1208, may 2009. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4806084/>, doi:10.1109/TPEL.2009.2013862.

- [25] Kashif Ishaque, Zainal Salam, e Hamed Taheri. Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(2):586–594, feb 2011. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0927024810005477>, doi:10.1016/j.solmat.2010.09.023.
- [26] Shockley Diode - Electronic Circuits and Diagrams-Electronic Projects and Design. URL: <http://www.circuitstoday.com/shockley-diode>.
- [27] Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. *Renewable Energy*, 25(3):371–380, mar 2002. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148101000568?via%3Dihub>, doi:10.1016/S0960-1481(01)00056-8.
- [28] Hajime Kawamura, Kazuhito Naka, Norihiro Yonekura, Sanshiro Yamanaka, Hideaki Kawamura, Hideyuki Ohno, e Katsuhiko Naito. Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 75(3-4):613–621, 2003. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024802001344>, doi:10.1016/S0927-0248(02)00134-4.
- [29] M. C. Alonso-García, J. M. Ruiz, e F. Chenlo. Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(3):329–340, 2006. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024805001145>, doi:10.1016/j.solmat.2005.04.022.
- [30] M. C. Alonso-García, J. M. Ruiz, e W. Herrmann. Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays. *Renewable Energy*, 31(12):1986–1993, 2006. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148105002880>, doi:10.1016/j.renene.2005.09.030.
- [31] J. W. Bishop. Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits. *Solar Cells*, 25(1):73–89, oct 1988. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0379678788900592>, doi:10.1016/0379-6787(88)90059-2.
- [32] J.C.H. Phang, D.S.H. Chan, e J.R. Phillips. Accurate analytical method for the extraction of solar cell model parameters. *Electronics Letters*, 20(10):406, 1984. URL: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/el{ }19840281>, doi:10.1049/el:19840281.