



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
Engenharia

Modelação e Análise de Sistemas de Geração Fotovoltaica

Hugo Gabriel Garcia Nunes

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletromecânica
(2º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano

Covilhã, Outubro de 2017

Dedicatória

Aos meus pais e ao meu irmão, que sempre me apoiaram.

Agradecimentos

Ao longo do mestrado em Engenharia Eletromecânica os desafios foram surgindo, mas a realização desta dissertação foi sem dúvida o maior que enfrentei, não só pela sua dificuldade, mas pelo empenho e sentido de responsabilidade inculcados. Por isso, a conclusão do mesmo dificilmente seria conseguida sem o auxílio e conselhos de diversas pessoas.

Agradeço ao meu orientador e supervisor do manuscrito, Prof. Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano, que me encorajou desde o princípio com o seu apoio e aconselhamento, por ter demonstrado sempre disponibilidade e empenho. Sem a sua ajuda, este trabalho não seria possível.

Agradeço ao Eng. José Álvaro Nunes Pombo que me acompanhou e incentivou desde o início, pela partilha do seu conhecimento e experiência, e por ter estado sempre disponível. Também a sua ajuda foi uma contribuição fundamental para a presente dissertação.

Agradeço à Universidade da Beira Interior os equipamentos disponibilizados no laboratório que permitiram a vertente prática dos trabalhos realizados.

Agradeço também à minha família e aos meus amigos que sempre me apoiaram e incentivaram ao longo do percurso académico. Em especial pela amizade e companheirismo demonstrado.

Por fim, gostaria de agradecer a todos aqueles que, de uma forma ou de outra, contribuíram para que esta dissertação pudesse ser possível.

Resumo

A procura de novos recursos energéticos é uma tarefa crucial hoje em dia, já que o mundo está em constante mudança e as sociedades exigem energia para continuar a crescer e a viver. Nesse sentido, a investigação sobre o uso da energia solar tem crescido a cada ano, uma vez que se trata de uma fonte renovável. Particularmente, a produção de energia elétrica através de sistemas solares fotovoltaicos tem aumentado rapidamente na presente década. O que leva à necessidade de prever e analisar o comportamento real dos sistemas solares fotovoltaicos quando em funcionamento. Sendo, para isso necessário, enfrentar o problema desafiador de determinar os parâmetros dos modelos matemáticos das células e módulos fotovoltaicos.

O objetivo desta dissertação consiste em determinar os parâmetros fotovoltaicos ótimos através de algoritmos de otimização bio inspirados. Assim como, caracterizar o comportamento das células e módulos fotovoltaicos em diferentes condições de funcionamento.

Deste modo, é apresentada uma visão geral da energia solar fotovoltaica e dos seus sistemas de aproveitamento, bem como dos aspetos relacionados com a modelação matemática que permite caracterizar esses sistemas. Particularmente, na modelação matemática são abordados os vários modelos matemáticos e ainda os vários métodos para determinar os parâmetros fotovoltaicos, quer seja a partir da informação disponibilizada pelos fabricantes ou a partir de dados experimentais.

No entanto, essa caracterização depende fortemente do valor dos parâmetros fotovoltaicos ótimos, os quais por sua vez dependem das condições de funcionamento. No sentido, de analisar a influência dos parâmetros, é realizada uma variação quantitativa dos parâmetros. Assim como, para analisar a sua dependência (em relação a irradiância e temperatura) é realizado um estudo da variação dos parâmetros fotovoltaicos com as condições de funcionamento.

Neste seguimento, e com o objetivo de determinar os parâmetros ótimos dos modelos matemáticos, que caracterizam as células e módulos fotovoltaicos, são propostos novos métodos para determinar os respetivos parâmetros com base em algoritmos de otimização bio inspirados.

Por último, é apresentado um novo modelo matemático que permite determinar os parâmetros fotovoltaicos em várias condições de funcionamento e tecnologias fotovoltaicas.

Palavras-chave

Células e Módulos Fotovoltaicos; Modelo de um Díodo; Modelo de Dois Díodos; Modelo de Díodo Multidimensão; Extração dos Parâmetros Fotovoltaicos; Algoritmos de Otimização.

Abstract

The search for new energy resources is a crucial task nowadays, since the world is constantly changing and society's energy demand to continue to grow and live. In this sense, research on the use of solar energy has been growing each year, since it is a renewable energy source. Particularly, the production of electric energy through photovoltaic solar systems has increased rapidly in this present decade. Which leads to the need to analyze and predict the real operating behavior of photovoltaic solar systems. Being for this purpose necessary, to deal with the challenging problem of determining the mathematical models parameters both for cells and PV modules.

The goal of this dissertation is to determine the optimal photovoltaic parameters through optimization bio-inspired algorithms. As well as the cells and photovoltaic modules behavior characterization under different operating conditions.

Therefore, it is presented a background overview of photovoltaic solar energy and its utility systems, as well as aspects related to mathematical modeling that allow the characterization of these systems. In particular, regarding mathematical modeling are addressed the various mathematical models and also the existent methods to determine the photovoltaic parameters, either from the information provided by manufacturers or from experimental data.

However, this characterization is heavily dependent on the photovoltaic parameters values, which in turn depend on the operating conditions. In order to examine the influence of these parameters, a quantitative variation of those is performed. Furthermore, to analyze its dependency (in relation to irradiance and temperature), a study of the variation of the photovoltaic parameters within operating conditions is conducted.

As a follow-up, and with the purpose to determine the optimum parameters of the mathematical models that characterize the cells and photovoltaic modules, new methods based on bio-inspired optimization algorithms are proposed.

Finally, a new mathematical model that allows to determines the photovoltaic parameters in several operating conditions and photovoltaic technologies.

Keywords

Photovoltaic Cells and Modules; Single-Diode Model; Double-Diode Model; Multidimension Diode Model; Extraction of the Photovoltaic Parameters; Optimization Algorithms.

Índice

CAPÍTULO 1	1
Introdução.....	1
1.1. Enquadramento	2
1.2. Motivação e Objetivos	6
1.3. Organização da Dissertação.....	7
CAPÍTULO 2	9
Estado da Arte.....	9
2.1. Introdução	10
2.1.1. Energia Solar Fotovoltaica	12
2.1.2. Produção Distribuída.....	15
2.2. Efeito Fotovoltaico	17
2.3. Células e Módulos Fotovoltaicos	21
2.3.1. Processo de Produção.....	23
2.3.2. Tipos de Células Fotovoltaicas	24
2.3.3. Modelo Matemático Ideal	32
2.3.4. Configurações de Associação	33
2.3.5. Constituição dos Módulos Fotovoltaicos	36
2.3.6. Curvas Características I-V e P-V.....	36
2.3.7. Díodos de Bypass e Díodos de Bloqueio.....	39
2.3.8. Pontos Quentes	40
2.4. Influência da Radiação e da Temperatura	40
2.5. Influência do Sombreamento	41
2.5.1. Tipos de Sombreamento.....	42
2.6. Sistemas Solares Fotovoltaicos.....	42
2.6.1. Sistemas Isolados ou Autónomos.....	43
2.6.2. Sistemas Híbridos.....	44
2.6.3. Sistemas Ligados à Rede Elétrica	44
2.7. Otimização de Sistemas Solares Fotovoltaicos	45
2.7.1. Ferramentas de Modelação e Simulação	45
CAPÍTULO 3	47
Modelação Matemática	47
3.1. Introdução	48
3.2. Modelos Matemáticos	49

3.2.1.	Modelo de Um Díodo	50
3.2.2.	Modelo de Dois Díodos	51
3.2.3.	Modelo de Três Díodos.....	52
3.2.4.	Modelo de Multidíodo.....	53
3.2.5.	Modelo de Díodo Multidimensão	54
3.2.6.	Modelo de Bishop.....	54
3.3.	Parâmetros Fotovoltaicos dos Modelos Matemáticos.....	55
3.3.1.	Extração dos Parâmetros Fotovoltaicos pelos Dados dos Fabricantes	56
3.3.2.	Extração dos Parâmetros Fotovoltaicos pelos Dados Experimentais	57
3.3.3.	Limitação da Equação Equivalente	59
3.4.	Métodos de Extração dos Parâmetros Fotovoltaicos	62
3.4.1.	Métodos Analíticos	62
3.4.2.	Métodos Numéricos	63
3.4.3.	Métodos Híbridos	65
3.5.	Variação dos Parâmetros Fotovoltaicos	65
3.5.1.	Variação Quantitativa	66
3.5.2.	Variação com a Irradiância e Temperatura	69
3.6.	Métodos de Extrapolação dos Parâmetros Fotovoltaicos	75
3.7.	Funcionamento em Condições de Irradiância Não Uniforme.....	79
CAPÍTULO 4		81
Algoritmos de Otimização		81
4.1.	Introdução	82
4.2.	Glowworm Swarm Optimization	82
4.2.1.	Implementação	84
4.3.	Particle Swarm Optimization.....	84
4.3.1.	Implementação	86
4.4.	Guaranteed Convergence Particle Swarm Optimization.....	86
4.4.1.	Implementação	87
CAPÍTULO 5		91
Simulação e Resultados Experimentais		91
5.1.	Introdução	92
5.2.	Caso de Estudo 1: Módulo PV Photowatt-PWP201	92
5.2.1.	Resultados para o Modelo de Um Díodo	93
5.2.2.	Resultados para o Modelo de Dois Díodos	94
5.3.	Caso de Estudo 2: Célula PV RTC France	96

5.3.1.	Resultados para o Modelo de Um Díodo	96
5.3.2.	Resultados para o Modelo de Dois Díodos	97
5.4.	Caso de Estudo 3: Teste Experimental do Módulo PV Sharp	99
5.4.1.	Resultados para o Modelo de Um Díodo	100
5.4.2.	Resultados para o Modelo de Dois Díodos	102
5.5.	Comparação de Resultados	106
5.5.1.	Comparação de Resultados para o Caso de Estudo 1.....	106
5.5.2.	Comparação de Resultados para o Caso de Estudo 2.....	108
5.5.3.	Comparação de Resultados para o Caso de Estudo 3.....	110
CAPÍTULO 6		113
Modelo de Díodo Multidimensão Modificado		113
6.1.	Introdução	114
6.2.	Modificação do Modelo de Díodo Multidimensão	114
6.3.	Implementação do Modelo	116
6.4.	Validação do Modelo	117
6.4.1.	Pelos Três Casos de Estudo	117
6.4.2.	Em Diferentes Condições de Funcionamento	119
6.4.3.	Em Diferentes Tecnologias Fotovoltaicas	124
CAPÍTULO 7		127
Conclusão		127
7.1.	Considerações Finais	128
7.2.	Direções de Investigação	131
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		133
ANEXOS		143
Anexo A - Aquisição de Dados Experimentais		144
Anexo B - Artigo Científico (GSO)		147
Anexo C - Artigo Científico (PSO)		147

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Produção de energia elétrica por fonte (Portugal Continental) em 2016 [3].	3
Figura 1.2 - Peso da eletricidade de origem renovável em Portugal Continental e Regiões Autônomas. A linha a azul contempla a correção de hidraulicidade. A linha a verde são dados relativos ao Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) [3].	3
Figura 1.3 - Incorporação das energias renováveis na produção de energia elétrica em países da UE [4].	4
Figura 1.4 - Crescimento da potência instalada por tecnologia [4].	4
Figura 1.5 - Evolução da potência instalada em energias renováveis por tecnologia (MW) [3].	5
Figura 1.6 - Evolução da produção de eletricidade renovável por tecnologia (GWh) [3].	6
Figura 2.1 - Potencial da energia solar PV na UE [7].	10
Figura 2.2 - Capacidade global de energia solar PV e adições anuais, 2006-2016 [8].	12
Figura 2.3 - Capacidade global de energia solar PV por país e região, 2006-2016 [8].	13
Figura 2.4 - Capacidade global de energia solar PV e adição por país, relação 2015-2016 [8].	13
Figura 2.5 - Potência PV instalada nas centrais de produção em Portugal (Dados: DGEG).	14
Figura 2.6 - Produção anual PV das centrais de produção em Portugal (Dados: DGEG).	14
Figura 2.7 - Modelo de funcionamento de uma UPAC com ligação à RESP [22].	16
Figura 2.8 - Modelo de funcionamento de uma UPP [22].	17
Figura 2.9 - Dopagem dos semicondutores [27].	19
Figura 2.10 - Junção PN em equilíbrio térmico, sem tensão aplicada [28].	20
Figura 2.11 - Princípio de funcionamento de uma célula PV [30].	21
Figura 2.12 - Configurações de associação: Célula, módulo e painel PV (Adaptado de [31]).	22
Figura 2.13 - Processo de produção de silício monocristalino e silício policristalino [36].	23
Figura 2.14 - Diferentes tecnologias PV (Adaptado de [37]).	24
Figura 2.15 - Evolução da eficiência das diferentes tecnologias de células PV [45].	31
Figura 2.16 - Circuito equivalente para o modelo matemático ideal.	32
Figura 2.17 - Conexão em série de células PV cristalinas (Adaptado de [24]).	33
Figura 2.18 - Exemplo de ligação de um array PV [29].	34
Figura 2.19 - Associação em série de três módulos PV (Adaptado de [50]).	34
Figura 2.20 - Associação em paralelo de três módulos PV (Adaptado de [50]).	35
Figura 2.21 - Associação mista de nove módulos PV (Adaptado de [50]).	35
Figura 2.22 - Constituição de um módulo PV de silício cristalino [51].	36
Figura 2.23 - Curvas características I-V e P-V de uma célula ou módulo.	37
Figura 2.24 - Curvas características I-V com diferente fator de forma [29].	38
Figura 2.25 - Utilização de díodos de bypass e de díodos de bloqueio (Adaptado de [50]).	39

Figura 2.26 - Módulo PV com uma célula sombreada, o que resulta no bypass de uma string de 20 células PV [53].	41
Figura 2.27 - Sistema solar PV isolado com armazenamento [54].	43
Figura 2.28 - Sistema solar PV híbrido (Adaptado de [54]).	44
Figura 2.29 - Sistema solar PV ligado à rede elétrica [54].	45
Figura 2.30 - Interface da ferramenta PVsyst com o utilizador [56].	46
Figura 3.1 - Curva característica I-V de uma célula PV.	49
Figura 3.2 - Circuito equivalente para o modelo matemático de um díodo.	50
Figura 3.3 - Circuito equivalente para o modelo matemático de dois díodos.	51
Figura 3.4 - Circuito equivalente para o modelo matemático de três díodos.	52
Figura 3.5 - Circuito equivalente para o modelo matemático de multidíodo.	53
Figura 3.6 - Circuito equivalente para o modelo matemático de díodo multidimensão.	54
Figura 3.7 - Circuito equivalente para o modelo matemático de Bishop.	55
Figura 3.8 - Fluxograma do método de Newton-Raphson.	60
Figura 3.9 - Curva característica I-V, módulo PV Sharp ND-R250A5.	61
Figura 3.10 - Curva característica P-V, módulo PV Sharp ND-R250A5.	62
Figura 3.11 - Influência das resistências R_s e R_p na curva característica I-V [57].	65
Figura 3.12 - Curvas características I-V obtidas pela variação de R_s .	66
Figura 3.13 - Curvas características P-V obtidas pela variação de R_s .	67
Figura 3.14 - Curvas características I-V obtidas pela variação de R_p .	67
Figura 3.15 - Curvas características P-V obtidas pela variação de R_p .	68
Figura 3.16 - Curvas características I-V obtidas pela variação de n .	68
Figura 3.17 - Curvas características P-V obtidas pela variação de n .	69
Figura 3.18 - Irradiância incidente (G), temperatura do módulo PV (T) e temperatura ambiente (T_a) ao longo do dia.	70
Figura 3.19 - Curvas características I-V ao longo dia.	70
Figura 3.20 - Curvas características P-V ao longo dia.	71
Figura 3.21 - Parâmetros do modelo de um díodo para o módulo PV Sharp ND-R250A5 ao longo do dia.	72
Figura 3.22 - Variação proporcional entre I_{ph} e G .	73
Figura 3.23 - Variação de I_0 em função de T .	73
Figura 3.24 - Variação de n em função de G .	74
Figura 3.25 - Variação de R_s em função de G .	74
Figura 3.26 - Variação de R_p em função de G .	75
Figura 3.27 - Curvas características I-V em diferentes níveis de irradiância.	77
Figura 3.28 - Curvas características P-V em diferentes níveis de irradiância.	78
Figura 3.29 - Curvas características I-V em diferentes níveis de temperatura.	78
Figura 3.30 - Curvas características P-V em diferentes níveis de temperatura.	78
Figura 3.31 - Módulo PV em condições de irradiância não uniforme.	79

Figura 3.32 - Curvas características I-V com díodos de bypass ativos.	80
Figura 3.33 - Curvas características P-V com díodos de bypass ativos.	80
Figura 4.1 - Fluxograma do método GCPSO.	90
Figura 5.1 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 runs obtidas pelo método GCPSO com o modelo de um diodo do módulo PV.....	93
Figura 5.2 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 runs obtidas pelo método GCPSO com o modelo de dois díodos do módulo PV.	95
Figura 5.3 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 runs obtidas pelo método GCPSO com o modelo de um diodo da célula PV.	96
Figura 5.4 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 runs obtidas pelo método GCPSO com o modelo de dois díodos da célula PV.	98
Figura 5.5 - Ambiente experimental exterior.....	99
Figura 5.6 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 runs obtidas pelo método GCPSO com o modelo de um diodo do módulo PV Sharp.	100
Figura 5.7 - Comparação das características I-V entre os dados experimentais e os dados simulados obtidos pelo método GCPSO com o modelo de um diodo do módulo PV Sharp.	101
Figura 5.8 - Comparação das características P-V entre os dados experimentais e os dados simulados obtidos pelo método GCPSO com o modelo de um diodo do módulo PV Sharp.	102
Figura 5.9 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 runs obtidas pelo método GCPSO com o modelo de um diodo do módulo PV Sharp em diferentes condições de irradiância e temperatura.	102
Figura 5.10 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 runs obtidas pelo método GCPSO com o modelo de dois díodos do módulo PV Sharp.....	103
Figura 5.11 - Comparação das características I-V entre os dados experimentais e os dados simulados obtidos pelo método GCPSO com o modelo de dois díodos do módulo PV Sharp.	104
Figura 5.12 - Comparação das características P-V entre os dados experimentais e os dados simulados obtidos pelo método GCPSO com o modelo de dois díodos do módulo PV Sharp.	105
Figura 5.13 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 runs obtidas pelo método GCPSO com o modelo de dois díodos do módulo PV Sharp em diferentes condições de irradiância e temperatura.	105
Figura 6.1 - Circuito equivalente para o modelo matemático de diodo multidimensão modificado.....	115
Figura 6.2 - Diferentes configurações do modelo matemático de diodo multidimensão modificado.....	116

Figura 6.3 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para o módulo PV. ...	118
Figura 6.4 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a célula PV.	118
Figura 6.5 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para o módulo PV Sharp.	119
Figura 6.6 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 126 W/m ² a 44 °C.	120
Figura 6.7 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 223 W/m ² a 41 °C.	120
Figura 6.8 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 343 W/m ² a 61 °C.	120
Figura 6.9 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 437 W/m ² a 52 °C.	121
Figura 6.10 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 544 W/m ² a 55 °C.	121
Figura 6.11 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 646 W/m ² a 61 °C.	122
Figura 6.12 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 743 W/m ² a 62 °C.	122
Figura 6.13 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 836 W/m ² a 61 °C.	123
Figura 6.14 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 924 W/m ² a 63 °C.	123
Figura 6.15 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 1040 W/m ² a 57 °C.	123
Figura 6.16 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia mc-Si.	124
Figura 6.17 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia sc-Si.	125
Figura 6.18 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia CIS.	125
Figura 6.19 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia HIT.	126
Figura 6.20 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia Cds/CdTe.	126
Figura 6.21 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia a-Si.	126
Figura A.1 - Módulos PV instalados na faculdade de engenharias da UBI.	144
Figura A.2 - Equipamento utilizado na aquisição das curvas características I-V.	145
Figura A.3 - Curvas características I-V e P-V, variação de G e variação de T.	146

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 - Parâmetros do modelo de um diodo obtidos na STC para o módulo PV Sharp ND-R250A5.	61
Tabela 3.2 - Pontos caraterísticos na condição NOCT para o módulo PV Sharp ND-R250A5....	77
Tabela 4.1 - Intervalo dos parâmetros para o modelo de um diodo nos 3 casos de estudo considerados.	88
Tabela 4.2 - Intervalo dos parâmetros para o modelo de dois diodos nos 3 casos de estudo considerados.	89
Tabela 5.1 - Resultados obtidos pelo método GCPSO para o modelo de um diodo do módulo PV.	93
Tabela 5.2 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCPSO para o modelo de um diodo do módulo PV.....	94
Tabela 5.3 - Resultados obtidos pelo método GCPSO para o modelo de dois diodos do módulo PV.	94
Tabela 5.4 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCPSO para o modelo de dois diodos do módulo PV.	95
Tabela 5.5 - Resultados obtidos pelo método GCPSO para o modelo de um diodo da célula PV.	96
Tabela 5.6 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCPSO para o modelo de um diodo da célula PV.	97
Tabela 5.7 - Resultados obtidos pelo método GCPSO para o modelo de dois diodos da célula PV.	97
Tabela 5.8 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCPSO para o modelo de dois diodos da célula PV.	98
Tabela 5.9 - Resultados obtidos pelo método GCPSO para o modelo de um diodo do módulo PV Sharp.	100
Tabela 5.10 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCPSO para o modelo de um diodo do módulo PV Sharp.....	100
Tabela 5.11 - Resultados obtidos pelo método GCPSO para o modelo de dois diodos do módulo PV Sharp.	103
Tabela 5.12 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCPSO para o modelo de dois diodos do módulo PV Sharp.....	103
Tabela 5.13 - Comparação dos resultados obtidos com os encontrados na literatura para o modelo de um diodo (Photowatt-PWP201). ND significa não disponível.	107
Tabela 5.14 - Comparação dos resultados obtidos com os encontrados na literatura para o modelo de dois diodos (Photowatt-PWP201). ND significa não disponível.	108

Tabela 5.15 - Comparação dos resultados obtidos com os encontrados na literatura para o modelo de um díodo (RTC France). ND significa não disponível.	109
Tabela 5.16 - Comparação dos resultados obtidos com os encontrados na literatura para o modelo de dois díodos (RTC France). ND significa não disponível.....	110
Tabela 5.17 - Erros obtidos para as respetivas curvas experimentais do módulo PV Sharp pelo método GCPSO (Apenas os valores destacados em itálico diferem entre os modelos e são os valores mais baixos).....	111
Tabela A.1 - Caraterísticas elétricas do módulo PV Sharp ND-R250A5.	145
Tabela A.2 - Sinal na saída do sensor Ingenieurbüro Si-13TC-T.	145

Lista de Acrónimos

AC	Corrente Alternada
AE	Erro Absoluto
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
a-Si	Silício Amorfo
B	Boro
BM	Método da Bissecção
CaTiO ₃	Perovskita
CdS	Sulfureto de Cádmio
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre-Índio
c-Si	Silício Cristalino
DC	Corrente Contínua
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DSSC	Células PV Sensibilizadas por Corante
EFG	Fita de Silício Cristalino
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
EPIA	Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica
EVA	Acetato-Vinilo de Etileno
HIT	Heterojunção com Camada Fina Intrínseca
IAE	Erro Absoluto Individual
III-V	Células com Multijunção
I-V	Corrente-Tensão
MAE	Erro Absoluto Médio
MBE	Erro Sistemático Médio
mc-Si	Silício Policristalino
MPP	Ponto de Potência Máxima
MPPT	Seguidor do Ponto de Potência Máxima
MSE	Erro Quadrático Médio
NOCT	Temperatura da Célula em Funcionamento Nominal
NRM	Método de Newton-Raphson
OC	Ponto de Circuito-Aberto
OF	Função Objetivo
P	Fósforo
PID	Degradação Induzida pelo Potencial
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PV	Fotovoltaica
P-V	Potência-Tensão
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RMSE	Raiz Quadrada do Erro Quadrático Médio
SC	Ponto de Curto-Circuito
sc-Si	Silício Monocristalino
Si	Silício
SSE	Erro Quadrático
STC	Condições de Teste Padrão
STD	Desvio Padrão
UE	União Europeia
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção

Algoritmos

ABC	Artificial Bee Colony
ABC-DE	Artificial Bee Colony and Differential Evolution
A-bcNM	Nelder-Mead Simplex and Analytical method
ABSO	Artificial Bee Swarm Optimization
BBO	Biogeography-Based Optimization
BBO-M	Biogeography-Based Optimization with Mutation strategies
BMO	Bird Mating Optimizer
BPFPA	Bee Pollinator Flower Pollination Algorithm
CARO	Chaotic Asexual Reproduction Optimization
CIABC	Chaotic Improved Artificial Bee Colony
CPSO	Chaos Particle Swarm Optimization
CS	Cuckoo Search
CSO	Cat Swarm Optimization
CWOA	Chaotic Whale Optimization Algorithm
DE	Differential Evolution
DET	Adaptive Differential Evolution Technique
EHA-NMS	Nelder-Mead Simplex, Artificial Bee Colony and Eagle Strategy
ER-WCA	Evaporation Rate based Water Cycle Algorithm
ES	Eagle Strategy
FPA	Flower Pollination Algorithm
FWA	Fireworks Algorithm
GA	Genetic Algorithm
GCPSO	Guaranteed Convergence Particle Swarm Optimization
GGHS	Grouping-based Global Harmony Search
GOPFANM	Generalized Opposition-Based Learning, Flower Pollination Algorithm and Nelder-Mead Simplex
GOTLBO	Generalized Oppositional Teaching Learning Based Optimization
GSO	Glowworm Swarm Optimization
GWO	Grey Wolf Optimization
HS	Harmony Search
IABC	Improved Artificial Bee Colony
IADE	Improved Adaptive Differential Evolution
ICA	Imperialistic Competitive Algorithm
IGHS	Innovative Global Harmony Search
LBER	Lambert W-Function Based Exact Representation
LI	Linear Identification
LM	Levenberg-Marquardt
LMSA	Levenberg-Marquardt and Simulated Annealing
MABC	Modified Artificial Bee Colony
MBA	Mine Blast Algorithm
MPCOA	Mutative-scale Parallel Chaos Optimization Algorithm
MPSO	Modified Particle Swarm Optimization
MSSO	Modified Simplified Swarm Optimization
MVO	Multi-Verse Optimization
NM-MPSO	Nelder-Mead Simplex and Modified Particle Swarm Optimization
NMS	Nelder-Mead Simplex
PCE	Population Classification Evolution
PPSO	Parallel Particle Swarm Optimization
PS	Pattern Search
PSO	Particle Swarm Optimization
PSO-TVIWAC	Particle Swarm Optimization with Time Varying Inertia Weight and Acceleration Coefficient

QPSO	Quantum Particle Swarm Optimization
rbcnM	Lambert W -Function and Nelder-Mead Simplex with restart of constraint bounds
R_{cr} -IJADE	Improved Adaptive Differential Evolution with crossover rate repairing technique and ranking-based mutation
RF	Reduced-Forms
RSS	Reduced-Space Search
SA	Simulated Annealing
SATLBO	Self-Adaptive Teaching Learning Based Optimization
STLBO	Simplified Teaching Learning Based Optimization
TLBO	Teaching Learning Based Optimization
TVACPSO	Time Varying Acceleration Coefficients Particle Swarm Optimization
WCA	Water Cycle Algorithm

CAPÍTULO 1

Introdução

Neste capítulo é apresentado o enquadramento ao tema da dissertação, a motivação que levou à escolha do tema, os objetivos da dissertação e a organização da dissertação.

1.1. Enquadramento

O consumo crescente de combustíveis fósseis e a previsão do aumento da sua utilização levanta grandes preocupações a nível ambiental e também a nível da sua disponibilidade, visto que são recursos não renováveis e, por isso, finitos. Assim, a redução do consumo de combustíveis fósseis, em especial nos países sem reservas petrolíferas, como Portugal, permite a diminuição da dependência externa destes, contribuindo simultaneamente para uma economia mais sustentável, bem como a redução dos impactos negativos resultantes da sua queima e transformação de energia. Concretamente, a produção de energia elétrica através de fontes renováveis assumirá um papel importante perante esta necessidade mundial, não só devido ao aumento da consciência pública da necessidade de proteção do meio ambiente, como também pela necessidade de diminuir a dependência dos combustíveis fósseis.

Desde os anos cinquenta do século passado que Portugal produz energia elétrica a partir de uma fonte renovável, a água, com o desenvolvimento das grandes centrais hídricas. Um caminho natural para um país pobre em combustíveis fósseis, como o petróleo e o carvão. Tendo sido na última década que se deu o grande salto no que diz respeito ao aproveitamento das energias renováveis. Às grandes centrais hídricas juntaram-se os parques eólicos, explorou-se a utilização de biomassa, fizeram-se as primeiras apostas na energia solar térmica e na energia solar fotovoltaica (PV) e desenvolveu-se a investigação do aproveitamento da energia das ondas. Uma estratégia coerente com as exigências mundiais no combate às alterações climáticas através da redução das emissões de dióxido de carbono para a atmosfera estabelecidas pelo Protocolo de Quioto e adotadas pela União Europeia (UE), que traçou metas concretas relativamente ao peso das fontes de energia renovável no consumo final de energia, mas também essencial para a diminuição do peso económico das importações neste setor [1].

A evolução da produção de energia elétrica no nosso país, a partir de fontes renováveis, nos próximos anos continuará a ser diversificada. Algumas das fontes que apresentam atualmente um maior potencial de crescimento são a energia solar PV, a qual já cresceu significativamente nos últimos anos, mas que ainda tem um grande caminho a percorrer dado o potencial solar de que dispomos, e a energia das ondas para a qual têm vindo a ser desenvolvidas e testadas várias tecnologias.

A Figura 1.1 apresenta a produção de energia elétrica por fonte no ano de 2016 em Portugal Continental, onde a produção renovável de 58% superou a produção fóssil de 42%. Tendo sido atingida, antes da normalização do valor, uma representatividade da produção renovável de 64%, a maior das últimas décadas. Também neste ano, o consumo interno de energia elétrica em Portugal foi assegurado apenas por energias renováveis durante quatro dias consecutivos. Foram 107 horas em que o país funcionou apenas com energia solar, hídrica e eólica. Portugal, atingiu assim uma meta importante, na medida em que conseguiu abastecer a rede elétrica sem quaisquer emissões de carbono. Além das evidentes vantagens ambientais o impacto económico também foi positivo, reduzindo a necessidade de importar carvão e petróleo [2].

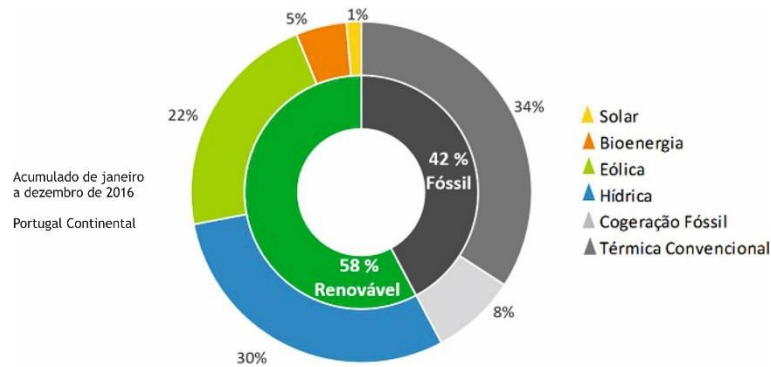


Figura 1.1 - Produção de energia elétrica por fonte (Portugal Continental) em 2016 [3].

Portugal, desde 2013 já consegue assegurar metade da produção de energia elétrica através de fontes de energias renováveis, como mostra a Figura 1.2, mas nunca se tinha conseguido assegurar o abastecimento da rede por este tipo de energia durante tantos dias consecutivos como no passado ano. Porém, o peso da eletricidade de origem renovável ainda é muito inferior ao necessário para se atingirem as metas de 60% de renovável no *mix* elétrico nacional em 2020, patenteando a necessidade de um investimento mais ambicioso no setor renovável [2], [3].

A percentagem de produção renovável alcançada é um passo importante para tornar o país apenas dependente de energias renováveis, contribuindo assim, para uma redução acentuada da emissão de gases com efeito estufa, para um impacto positivo na economia portuguesa, pois permite reduzir as importações de combustíveis fósseis e ainda permite ao consumidor poupar na fatura da eletricidade, uma vez que os preços praticados seriam mais baixos [2].

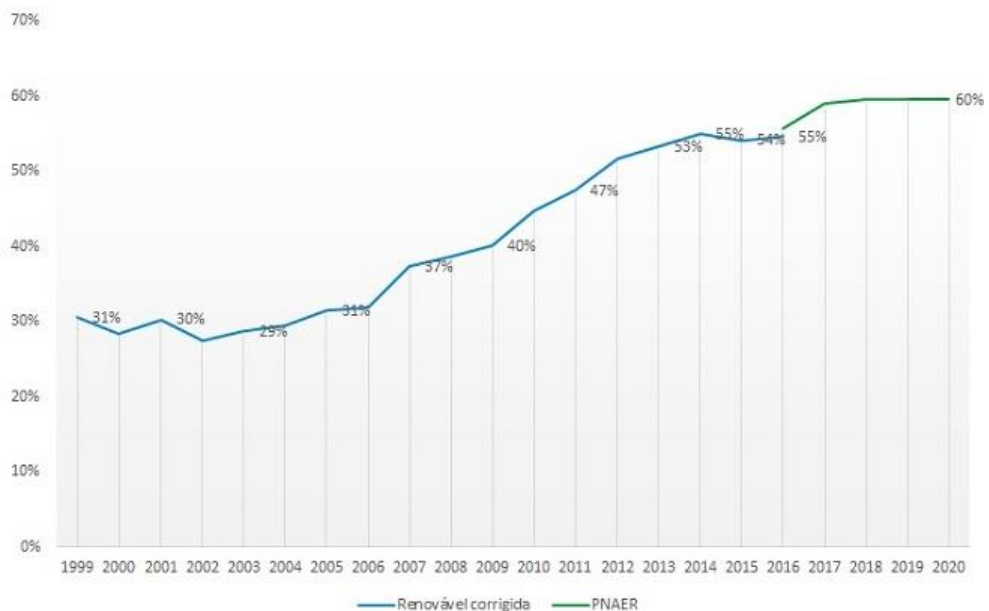


Figura 1.2 - Peso da eletricidade de origem renovável em Portugal Continental e Regiões Autónomas. A linha a azul contempla a correção de hidraulicidade¹. A linha a verde são dados relativos ao Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) [3].

¹ Mecanismo de correção de hidraulicidade - Decreto-lei n.º 110/2010, de 14 de outubro.

Em 2015 Portugal foi o quarto país da UE com maior incorporação de energias renováveis (44.6%) na produção de energia elétrica. Posição que se deve ao contributo das fontes hídrica e eólica, que representaram 84% das fontes de energias renováveis nesse ano. A Figura 1.3 mostra a quarta posição de Portugal num grupo de 14 países da UE liderado pela Suécia [4].

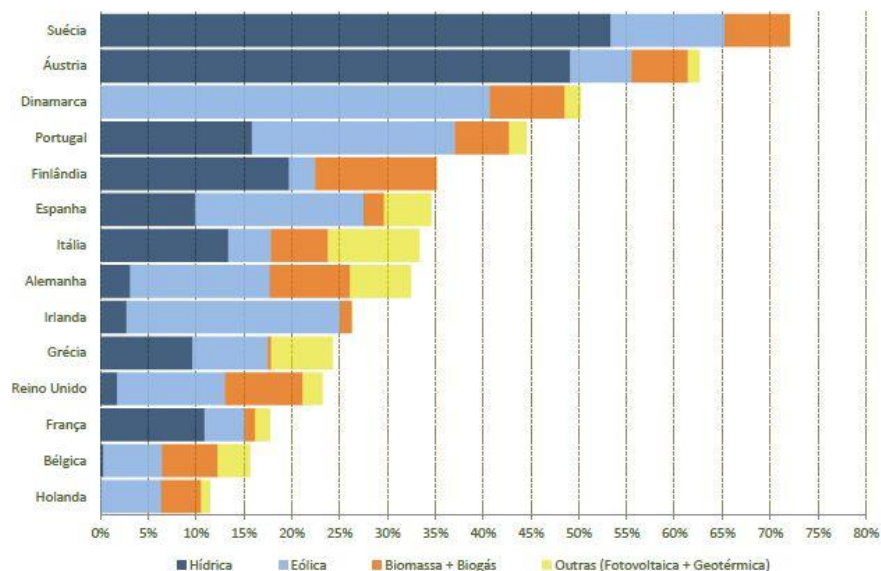


Figura 1.3 - Incorporação das energias renováveis na produção de energia elétrica em países da UE [4].

No que respeita, ao crescimento das energias renováveis, verifica-se que de 2008 a maio de 2017 o tipo de energia com maior crescimento de potência instalada foi a eólica (2.2 GW). Ainda assim, em termos relativos a tecnologia que mais cresceu nesse período foi a PV, pois evoluiu de uma potência instalada residual para uma potência instalada de 470 MW. A Figura 1.4 apresenta o crescimento em potência instalada para as diferentes tecnologias renováveis, sendo a hídrica a detentora da maior potência 7099 MW dos 13645 MW de energias renováveis instalados em maio de 2017, seguindo-se a eólica com 5313 MW [4].

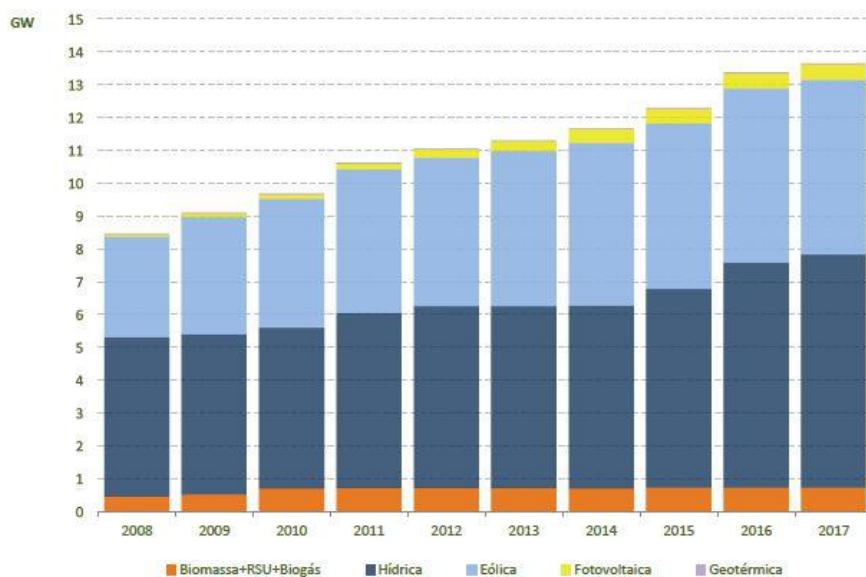


Figura 1.4 - Crescimento da potência instalada por tecnologia [4].

O aproveitamento das fontes de energia renovável devido a sua importância tem sido estimulado por diversas estratégias nacionais e europeias nos últimos anos. Como a Estratégia Europa 2020 [5], que relativamente às alterações climáticas e energia estabelece as seguintes metas:

- Reduzir em 20% as emissões de gases com efeito de estufa em relação aos níveis de 1990;
- Aumentar para 20% a parte da energia proveniente de fontes renováveis;
- Aumentar em 20% a eficiência energética.

Perante as metas europeias Portugal adotou novas medias estratégicas para o sistema energético com a aprovação da Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril, a qual aprovou a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020) [6], que tem alguns objetivos principais como:

- Reduzir a dependência energética do exterior, baseada no consumo e importação de combustíveis fósseis, para cerca de 74% em 2020, a partir de uma crescente utilização de recursos energéticos endógenos;
- Garantir o cumprimento dos compromissos assumidos no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas, permitindo que em 2020 60% da eletricidade produzida e 31% do consumo de energia final tenham origem em fontes renováveis e uma redução de 20% do consumo de energia final;
- Reduzir em 25% o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas.

Relativamente, ao que será o futuro das energias renováveis a Deloitte em colaboração com a Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) desenvolveu um estudo sobre a evolução deste setor nos últimos anos, perspetivando a sua evolução até 2020 e 2030, como representado na Figura 1.5.

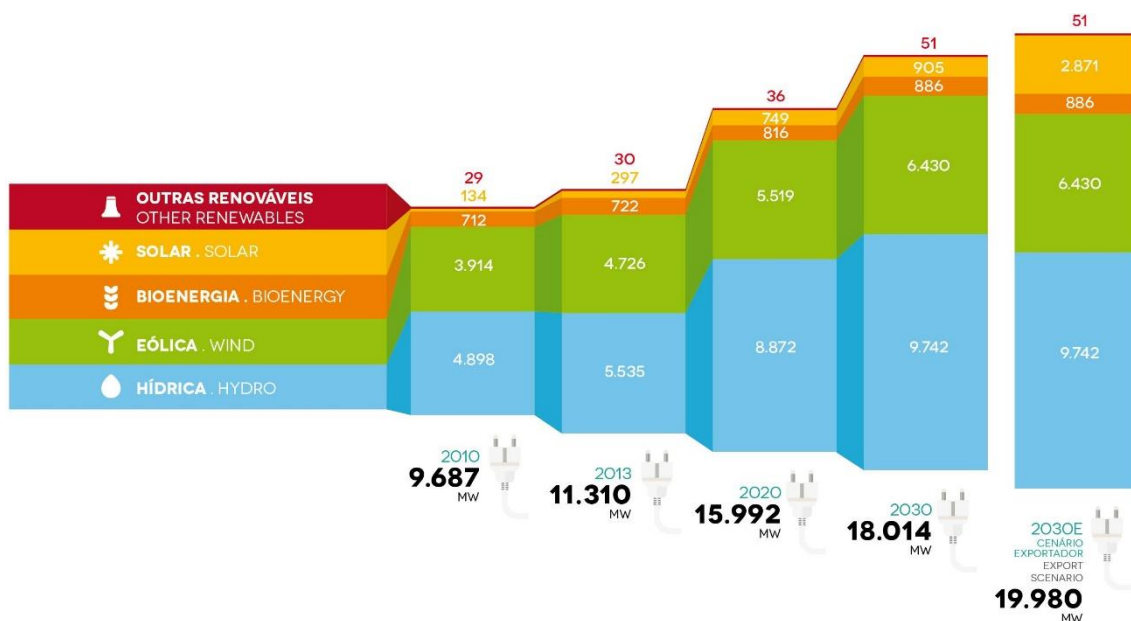


Figura 1.5 - Evolução da potência instalada em energias renováveis por tecnologia (MW) [3].

De acordo com o estudo, a potência instalada em centrais renováveis irá crescer em todas as tecnologias prevendo-se que duplique no período de 2010 a 2030, substituindo a produção a partir de carvão e gás natural e dando resposta ao crescimento do consumo de eletricidade previsto para Portugal. No cenário exportador, destaca-se o forte crescimento que se perspetiva para a energia solar PV até 2030, viabilizando o aproveitamento do potencial solar de Portugal. Considerando as novas interligações elétricas entre a Península Ibérica e França, previstas para 2020, Portugal pode transformar-se num país exportador de eletricidade renovável. Para o cenário exportador, o referido estudo, considerou uma exportação de eletricidade de 10% da produção nacional [3].

Na Figura 1.6 verifica-se que o aumento de produção de energia elétrica, de origem renovável, será assegurado pelo aumento da potência instalada da tecnologia PV, representando 15% da produção total renovável [3].

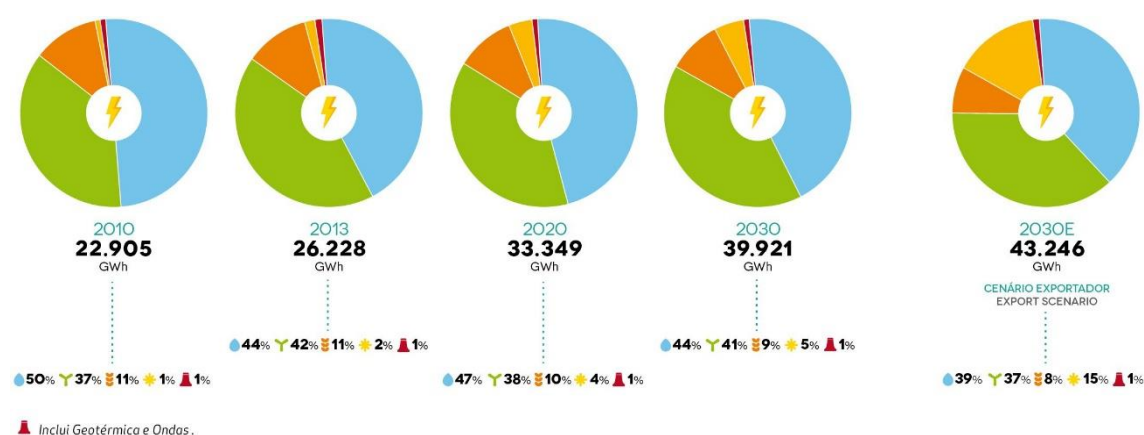


Figura 1.6 - Evolução da produção de eletricidade renovável por tecnologia (GWh) [3].

1.2. Motivação e Objetivos

A motivação para abordar o tema de Modelação e Análise de Sistemas de Geração Fotovoltaica assenta sobre dois argumentos. O primeiro argumento consiste no facto do setor PV estar em constante crescimento, esperando-se que em poucos anos, venha a assumir grande parte das necessidades energéticas do nosso país. O que por sua vez leva à necessidade de sistemas cada vez mais eficientes, e de técnicas de modelação de confiança que permitam prever com rigor a produção PV. O segundo argumento consiste no facto da determinação dos parâmetros dos modelos matemáticos, que caracterizam as células e módulos PV, representar um problema desafiador. Nos últimos anos, vários modelos PV foram propostos na literatura, bem como vários métodos para determinar os parâmetros PV desses modelos, através dos *datasheets* fornecidos pelos fabricantes ou dos dados experimentais, apesar disso ainda é difícil determinar de uma forma rápida e precisa soluções de alta confiabilidade. Facto este que leva à necessidade de modelos matemáticos mais precisos e métodos mais robustos capazes de determinar os parâmetros PV em tempo real.

O objetivo principal desta dissertação consiste em determinar os parâmetros PV ótimos, recorrendo para isso a algoritmos de otimização bio inspirados. O que por sua vez permite caracterizar o comportamento das células e módulos fotovoltaicos em diferentes condições de funcionamento.

Concretamente, outros objetivos inerentes à presente dissertação visam:

- Rever os modelos matemáticos e as técnicas de modelação utilizadas para caracterizar o comportamento das células e módulos PV;
- Analisar a variação dos parâmetros PV face as diferentes condições de funcionamento a que estes dispositivos são sujeitos;
- Implementar algoritmos de otimização bio inspirados no contexto do presente problema;
- Desenvolver novos métodos e modelos para determinar os parâmetros PV;
- Determinar os parâmetros PV ótimos e prever a produção de potência PV;
- Simular o comportamento de células e módulos PV sob diferentes condições de funcionamento.

1.3. Organização da Dissertação

A dissertação está organizada em sete capítulos, sendo no presente Capítulo 1 realizada a introdução geral e apresentado o principal propósito. O Capítulo 2 apresenta uma visão geral do estado da arte da energia PV. O Capítulo 3 destina-se à descrição, implementação e análise de aspetos da modelação matemática de células e módulos PV. O Capítulo 4 apresenta os novos métodos desenvolvidos para determinar os parâmetros PV baseados em algoritmos de otimização bio inspirados. O Capítulo 5 refere-se à simulação e resultados experimentais obtidos pelo método GCPSO. O Capítulo 6 apresenta o novo modelo de diodo multidimensão desenvolvido e os resultados da sua implementação. O Capítulo 7 conclui a dissertação. A seguir é apresentada uma descrição mais detalhada de cada capítulo.

No Capítulo 2 é apresentada a temática da energia solar PV, destacando-se a situação mundial e particularmente no caso português, onde é apresentado o atual regime de produção distribuída. Seguindo-se uma descrição detalhada acerca do efeito PV, das células e módulos PV, e ainda das diferentes tecnologias. É apresentado o modelo matemático ideal e várias características de constituição e de funcionamento dos módulos PV. São também apresentados alguns fatores que influenciam o seu funcionamento, os vários tipos de sistemas solares PV e alguns aspetos relacionados com a sua otimização.

No Capítulo 3 é feita uma revisão acerca dos vários modelos matemáticos que descrevem o comportamento das células e módulos PV, assim como, das abordagens e métodos que visam a extração dos parâmetros PV. De seguida, é apresentado um estudo que incide sobre a variação

dos parâmetros PV, o qual numa primeira fase consistiu em variar os parâmetros quantitativamente. Já numa segunda fase, esse estudo consistiu em analisar a variação dos parâmetros com a irradiância e a temperatura. Posto isto, foram apresentados métodos de extrapolação dos parâmetros PV, bem como o funcionamento em condições de irradiância não uniforme.

No Capítulo 4 são apresentados os algoritmos de otimização bio inspirados que vão ser utilizados, sendo descrito o seu funcionamento. De seguida, são desenvolvidos os novos métodos propostos, que permitem determinar os parâmetros PV.

No Capítulo 5 o método GCPSO proposto é validado em três casos de estudo na extração dos parâmetros PV dos modelos de um e dois a partir de dados experimentais. Os resultados são comparados com vários métodos analíticos, numéricos e híbridos presentes na literatura.

No Capítulo 6 é proposto um novo modelo matemático, designado como modelo de díodo de multidimensão modificado. Sendo descrita a sua implementação e realizada a respetiva validação em três fases distintas. Primeiro o modelo é validado pelos três casos de estudo do Capítulo 5. Seguindo-se, uma segunda validação que engloba várias condições de funcionamento, em diferentes irradiâncias e temperaturas, a terceira validação, avalia o modelo em várias tecnologias PV.

No Capítulo 7, são enunciadas as principais conclusões do trabalho realizado e sugeridas direções de investigação para desenvolvimentos futuros.

CAPÍTULO 2

Estado da Arte

Neste capítulo é apresentada a temática da energia solar PV, destacando-se a situação mundial e particularmente no caso português, onde é apresentado o atual regime de produção distribuída. Seguindo-se uma descrição detalhada acerca do efeito PV, das células e módulos PV, e ainda das diferentes tecnologias. É apresentado o modelo matemático ideal e várias características de constituição e de funcionamento dos módulos PV. São também apresentados alguns fatores que influenciam o seu funcionamento, os vários tipos de sistemas solares PV e alguns aspetos relacionados com a sua otimização.

2.1. Introdução

A energia PV tem vindo a afirmar-se nos últimos anos como uma verdadeira alternativa para a produção de energia eléctrica no futuro, ou não fosse ela proveniente da energia solar que é abundante, renovável a cada dia, não polui o ambiente e é gratuita. A sua produção tem tido um crescimento de tal dimensão a nível mundial, que é expetável dentro de poucos anos ser um dos principais recursos energéticos do planeta.

Portugal está entre os países da UE com maior potencial de aproveitamento da energia solar. Para tal, contribui a sua posição geográfica muito favorecida visto que é o país da Europa com maior radiação solar média, a qual varia entre 2200 e 3000 horas de Sol anuais no continente, e entre 1700 e 2200 nas Regiões Autónomas [1]. A Figura 2.1 mostra o potencial anual da irradiância global incidente em kWh/m² na UE.

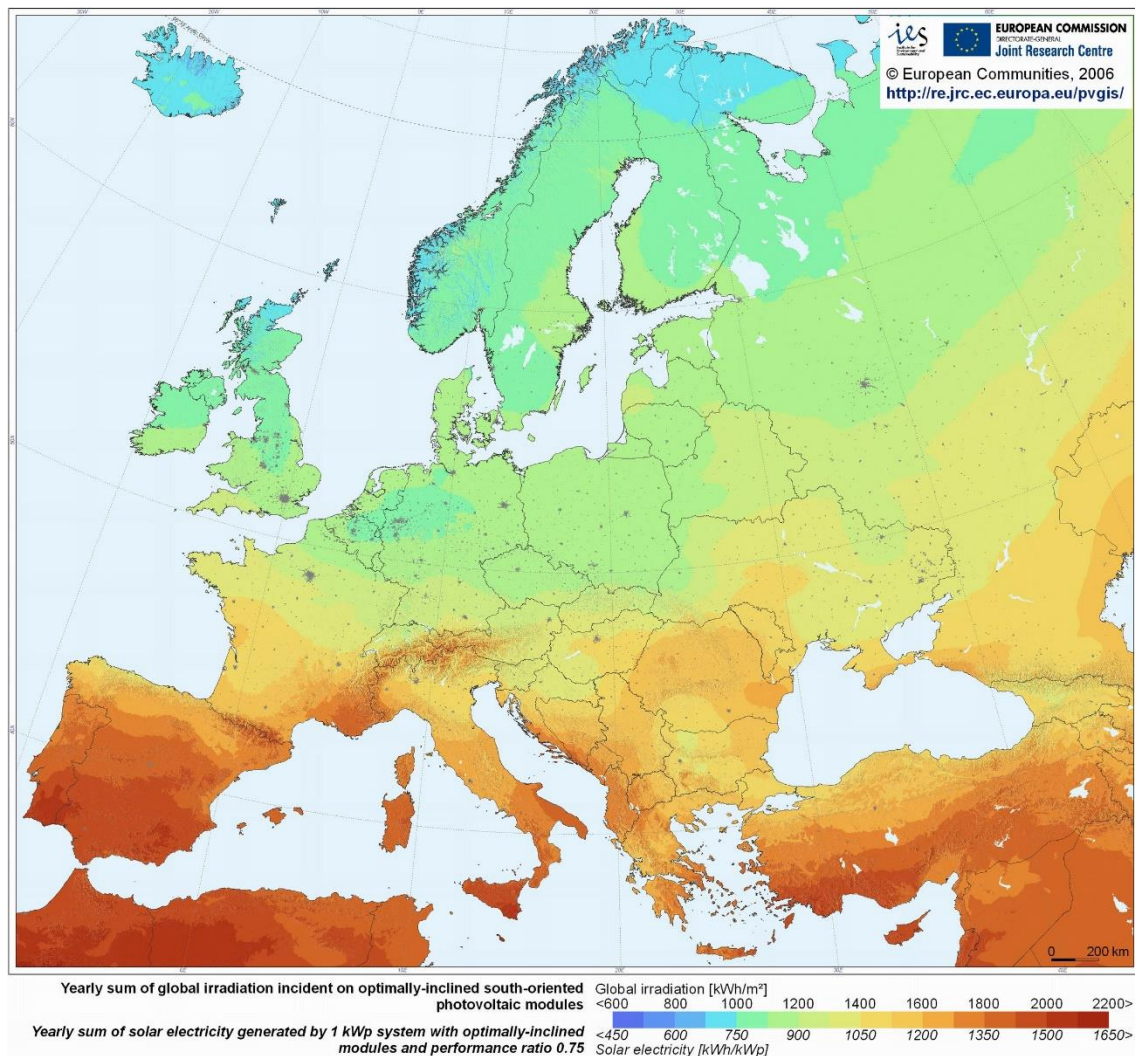


Figura 2.1 - Potencial da energia solar PV na UE [7].

No entanto, este recurso tem sido mal aproveitado no nosso país, facto que temos vindo a melhorar. Por exemplo, a Alemanha não dispõe das mesmas condições climáticas que Portugal

e mesmo assim criou as condições necessárias para gerar energia limpa a partir da radiação solar, o que fez desta potência líder mundial em energia PV durante vários anos num passado recente, posição ocupada atualmente pela China [8].

Os avanços têm sido constantes e a energia PV está a cativar cada vez mais utilizadores, quer pelo seu custo que tem vindo a reduzir, quer pelas tecnologias inovadoras que começam a entrar no mercado em vários formatos, e de acordo com as necessidades dos consumidores. Como é o caso da tecnologia *Roll-Array*, um dispositivo PV criado com o intuito de permitir um transporte fácil e satisfazer as necessidades dos utilizadores ficando operacional em minutos e em qualquer lugar com potências de 9kWp a 18kWp, num *array* possível de enrolar [9]. Também as telhas PV já são nos dias de hoje uma realidade, que permite aos utilizadores manter o estilo arquitetónico dos seus edifícios e produzir energia elétrica. Como as telhas Tegola Solare [10] feitas de cerâmica que incorporam várias células PV, ou as telhas Tesla [11] disponíveis em 4 modelos diferentes no sentido de imitarem as telhas tradicionais (2 deles apenas em 2018), com o mesmo tempo de vida útil ou até mesmo superior, e garantia de potência e de proteção contra intempéries de 30 anos.

Em relação ao custo da tecnologia PV um estudo realizado pela Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica (EPIA) e pelo Greenpeace em 2010 indicou uma queda de 63% do preço desta tecnologia até 2020, continuando a decrescer até 2050 mas a um ritmo muito inferior (77% em relação a 2010) [12]. Uma outra análise realizada pelo Bloomberg indica que a energia PV poderá ficar mais barata que o uso do carvão a partir de 2025 [13]. Esta queda no custo do PV deve-se a tecnologias novas e mais eficientes, a processos de produção mais eficazes e à sua automatização, o que aumenta a produtividade levando a preços mais competitivos. Um exemplo disso, é aumentar a quantidade de cobre presente nas células (linhas verticais) e reduzir a quantidade de prata (linhas horizontais) na medida em que não comprometa a eficiência do módulo. No Centro de Eletrónica e Microtécnica em Neuchatel, na Suíça, os investigadores mostram ganhos de 5% em termos de custos de produção com esta prática. Existe outra técnica que consiste em introduzir uma nova camada nanométrica de uma outra forma de silício (Si), que permite aumentar a tensão em 15%, e conseqüentemente o rendimento [14].

Hoje em dia, o nosso país conta já com várias centrais PV em funcionamento, sendo a central PV de Amareleja a sua maior, com 45.8 MW instalados e em funcionamento desde 2008, a qual já deteve no passado o nome de maior do mundo. O desenvolvimento do setor continua a bom ritmo com a instalação de novas centrais no país, ainda no passado mês de agosto o governo autorizou a construção de 14 novas centrais solares PV que traduzem uma capacidade instalada de 521 MW [15]. Estando também a ser desenvolvida uma nova central PV de 220 MW em Alcoutim, a segunda maior da Europa [16]. Atualmente a maior central PV do mundo situa-se na Índia com 648 MW [17]. Isto sem contar com as centrais PV flutuantes, que têm vindo a despertar algum interesse, sendo na China que se encontra a maior central PV flutuante com 850 MW e em funcionamento desde maio do corrente ano [18]. Salienta-se o facto deste tipo de centrais beneficiar de uma menor temperatura ambiente, uma vez que se situam à superfície

da água, contribuindo assim para um aumento do rendimento. Portugal, também já dispõem de uma instalação flutuante, na barragem do Alto Rabagão em Montalegre, com 840 módulos PV perfazendo uma potência instalada de 220 kW. Trata-se de um projeto piloto que junto das centrais hídricas beneficia da ligação já existente à rede elétrica (que geralmente não é utilizada a 100%), possibilitando também aproveitar parte das infraestruturas para instalar alguns equipamentos. Este projeto irá estar em teste durante um ano, o qual se espera economicamente viável e também mais interessante do ponto de vista ambiental face a outras tecnologias [19].

2.1.1. Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar PV compreende a transformação da energia do Sol (radiação solar) em energia elétrica através de células PV, dispositivos estes que convertem a luz diretamente em eletricidade por ação do efeito PV. Este tipo de energia pode ser produzido mesmo em dias nublados ou chuvosos, desde que se verifique a existência de radiação solar para tal. Quanto maior for o potencial de radiação solar por metro quadrado de superfície (irradiância) maior será a quantidade de energia elétrica produzida.

A capacidade do setor solar PV tem vindo a crescer mundialmente de uma forma exponencial, desde o final da passada década, como mostra a Figura 2.2. Verifica-se que só durante o ano de 2016 foram adicionados 75 GW de capacidade, perfazendo um total mundial de 303 GW de potência instalada. Este foi um aumento de cerca de 48% em relação a 2015, que superou a capacidade mundial acumulada em 2011 [8].

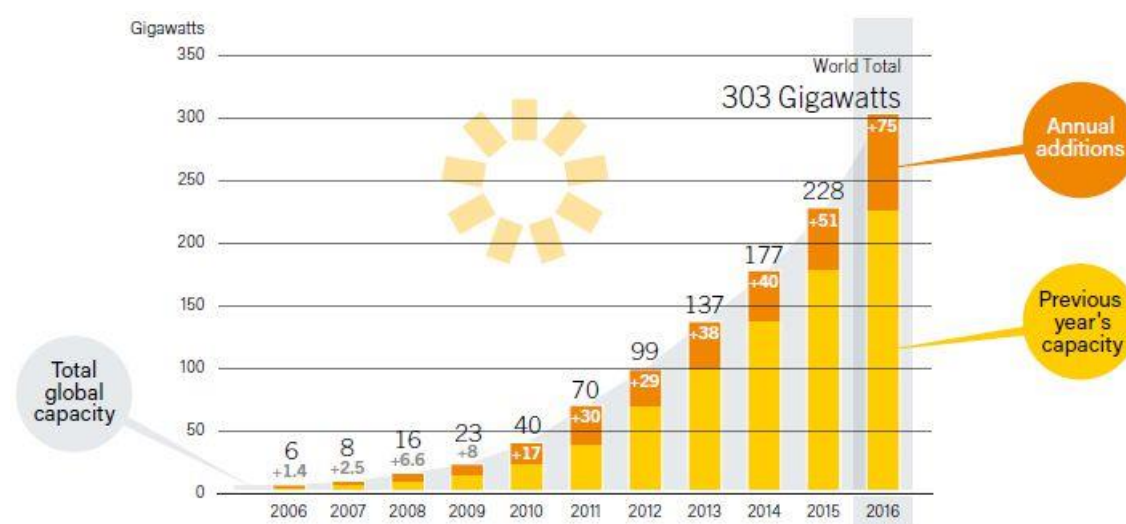


Figura 2.2 - Capacidade global de energia solar PV e adições anuais, 2006-2016 [8].

Uma recente análise de mercado estima que no presente ano a capacidade mundial instalada irá atingir os 390 GW e em 2022 deverá chegar aos 871 GW, mais do dobro do valor esperado em 2017 [20].

A Figura 2.3 apresenta a evolução mundial da potência instalada por país e região, como já foi referido antes, verifica-se que a Alemanha foi líder do setor solar PV por vários anos até 2014, posição agora ocupada pela China desde 2015.

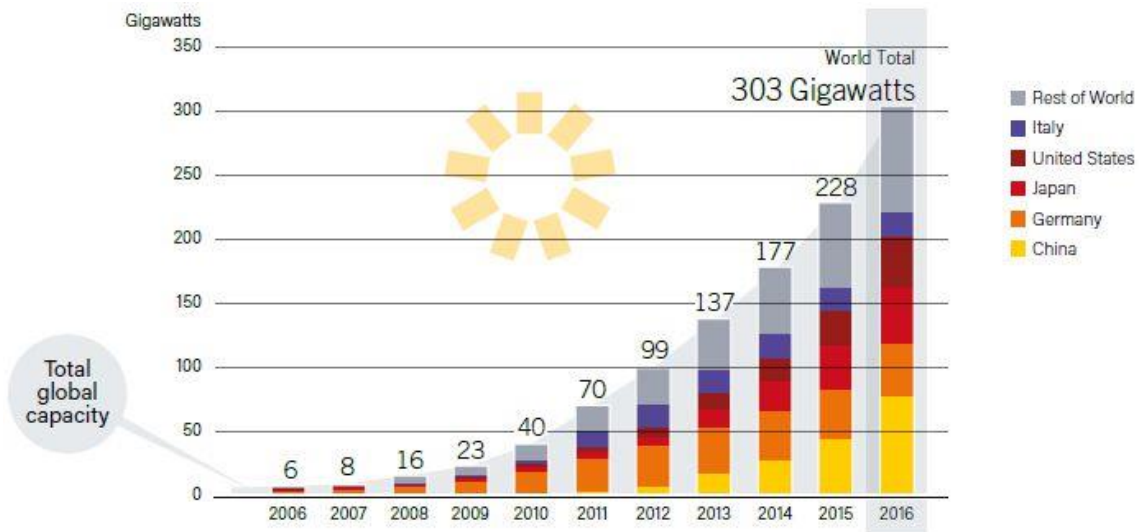


Figura 2.3 - Capacidade global de energia solar PV por país e região, 2006-2016 [8].

Pelo quarto ano consecutivo, a Ásia superou todos os outros mercados, representando cerca de dois terços das adições globais. Na Figura 2.4 observa-se que a China, os Estados Unidos, o Japão, a Índia e o Reino Unido foram os principais mercados a contribuir para o aumento da capacidade global de 2015 para 2016, representando cerca de 85% das adições [8].

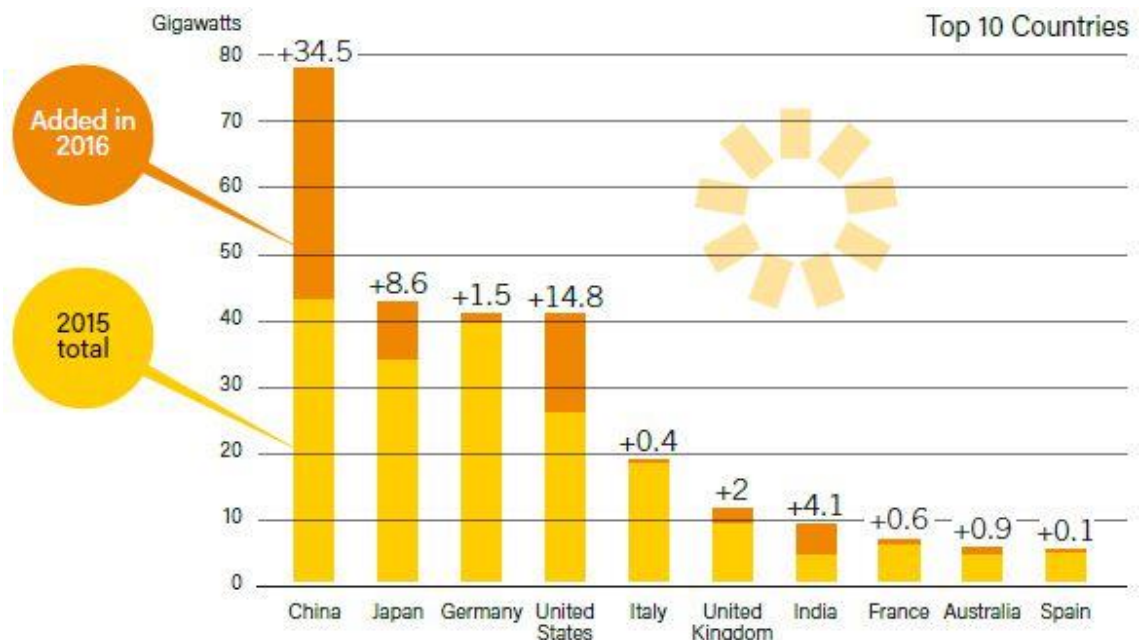


Figura 2.4 - Capacidade global de energia solar PV e adição por país, relação 2015-2016 [8].

Em 2016, a China adicionou 34.5 GW (mais 126% que em 2015), aumentando a sua potência instalada 45%, o que resulta num total acumulado de 77.4 GW, muito mais que qualquer outro

país. Depois da China, que em apenas um ano quase conseguiu duplicar a sua capacidade, importa referir outros quatro países com maior capacidade acumulada. São eles o Japão com 42.8 GW, a Alemanha com 41.3 GW, os Estados Unidos com 40.9 GW e a Itália com 19.3 GW [8]. O facto de a Alemanha ter voltado a perder a sua posição, sendo agora o terceiro maior mercado, mostra que o setor está em constante progresso. Os mercados emergentes surgem de todos os continentes e já começaram a contribuir significativamente para o crescimento global do setor solar PV.

Particularmente, no caso português, em termos de potência PV instalada ainda estamos no início, com algumas centenas de MW instalados, sendo necessário passar para a ordem dos milhares tal como aconteceu com a hídrica e a eólica. A Figura 2.5 apresenta a evolução da potência PV instalada nas centrais de produção desde 2008 a maio de 2017 com um total acumulado de 470 MW. Portugal conta ainda com 101 MW instalados de microprodução e 72.5 MW de miniprodução [4].

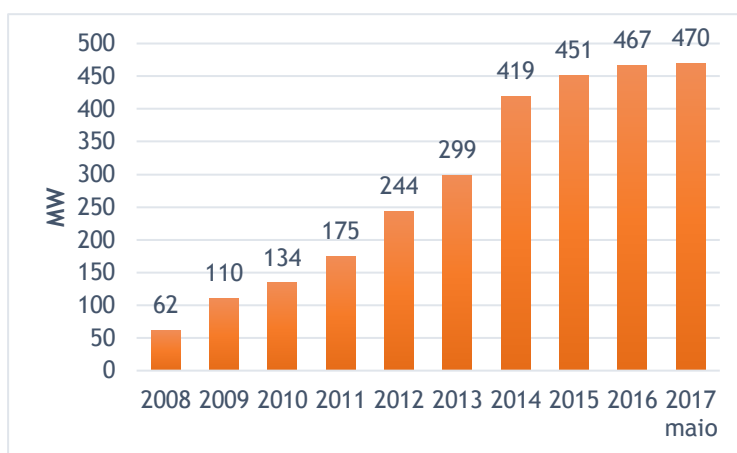


Figura 2.5 - Potência PV instalada nas centrais de produção em Portugal (Dados: DGEG).

Por outro lado, a Figura 2.6 apresenta a evolução da produção anual PV nas centrais de produção desde 2008 a maio de 2017 com um total acumulado de 846 GWh. Portugal conta também com os valores anuais de 165.9 GWh e 110.6 GWh de microprodução e miniprodução, respetivamente [4].

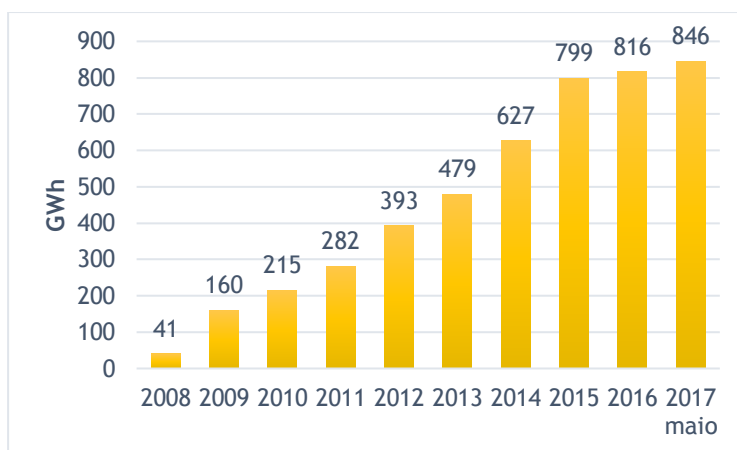


Figura 2.6 - Produção anual PV das centrais de produção em Portugal (Dados: DGEG).

2.1.2. Produção Distribuída

O atual regime de produção distribuída surge de uma redefinição de prioridades por parte do governo português e é estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. O qual estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade para autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, que se designa Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC). É igualmente estabelecido o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade para venda, na sua totalidade, à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, que se designa Unidade de Pequena Produção (UPP) [21].

No sentido de cumprir com o disposto no PNAER, aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, são reformulados e integrados, no decreto-lei acima referido, os atuais regimes de microprodução e miniprodução, revogando-se o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 25/2013, de 19 de fevereiro, e 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelos Decretos-Leis n.ºs 118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro [21].

Associadas ao Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro estão ainda as Portarias n.ºs 14/2015 e 15/2015, ambas de 23 de janeiro e a Portaria n.º 60-E/2015, de 2 de março que altera a Portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro.

O modelo de produção distribuída proporciona algumas vantagens, tais como [22]:

- Promover a produção próxima do ponto de consumo, reduzindo as perdas na rede;
- Promover a capacidade de produção renovável (tipicamente de origem solar) e proveniente de recursos endógenos;
- “Democratizar” a produção de eletricidade, permitindo a entrada de novos *players* de pequena dimensão e aumentando a concorrência na atividade de geração;
- Reduzir a concentração das unidades de produção (funcionamento em teia), beneficiando a segurança de abastecimento;
- Reduzir as necessidades elétricas em ponta (caso do solar PV);
- A médio/longo prazo, limita necessidades de investimento na RESP (embora possa criar desafios ao nível da rede em baixa tensão);
- Dinamizar a indústria PV, que apresenta uma considerável incorporação nacional (p.e. instaladores, manutenção, fabrico de componentes);
- Promover a criação de emprego e contribuir para formação, qualificação e desenvolvimento de recursos técnicos, nomeadamente ao nível das economias locais.

Unidade de Produção para Autoconsumo - UPAC

O regime de produção de eletricidade em autoconsumo passou a permitir a utilização da energia produzida para consumo próprio, exigindo apenas uma comunicação prévia para uma potência instalada de 200 W a 1.5 kW, desde que o consumidor não pretenda injetar energia na RESP. Os consumidores que pretendam instalar um sistema PV até 200 W não têm sequer que avisar previamente as entidades reguladoras, o que deixa este universo fora das estatísticas. No entanto, os consumidores que optarem por uma potência superior a 1.5 kW até 1 MW têm que fazer registo prévio da instalação e aguardar por uma vistoria técnica que ditará a aprovação ou rejeição do projeto. Acima de 1 MW de potência instalada torna-se necessária uma licença de produção e uma licença de exploração. Caso a UPAC tenha ligação à RESP para venda de eventuais excedentes de produção instantânea a potência de ligação tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo [22]. A Figura 2.7 ilustra uma UPAC com uma potência instalada superior a 1.5 kW e com ligação à RESP, não sendo obrigatória a existência de contador bidirecional.

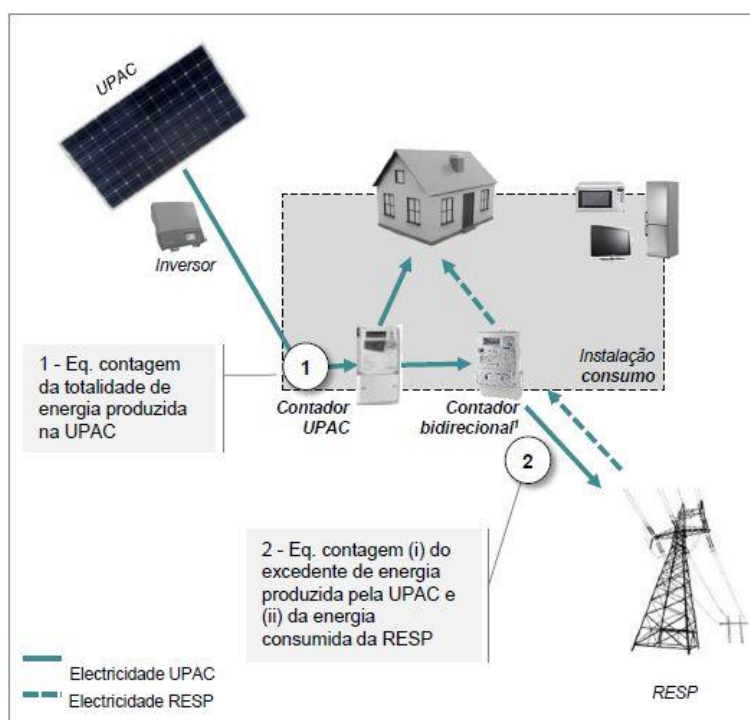


Figura 2.7 - Modelo de funcionamento de uma UPAC com ligação à RESP [22].

Em fevereiro deste ano, segundo a DGEG, mais de oito mil portugueses produziam energia elétrica para autoconsumo, com um total de potência instalada de 50393 kW. Resultado este que se deve à atual legislação e que em 2015 já contava com a instalação de 3500 UPAC's, número que subiu para 6067 instalações em 2016. Nestes dois anos a grande maioria das instalações necessitou apenas de uma comunicação prévia à DGEG, uma vez que se trataram de UPAC's entre os 200 W e os 1.5 kW e sem injeção na RESP [23].

Unidade de Pequena Produção - UPP

O atual regime de produção de eletricidade, exclusivamente a partir de fontes renováveis e que objetiva a totalidade da sua venda, veio simplificar e agregar os anteriores regimes de microprodução e miniprodução, mantendo o modelo de atribuição de tarifa via leilão para a totalidade da produção. A potência de ligação da UPP tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e nunca superior a 250 kW. A produção anual tem de ser duas vezes inferior ao consumo da instalação associada, a qual recebe toda a eletricidade do respetivo comercializador. Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de consumo. A Figura 2.8 ilustra o funcionamento de uma UPP perante o atual regime [22].

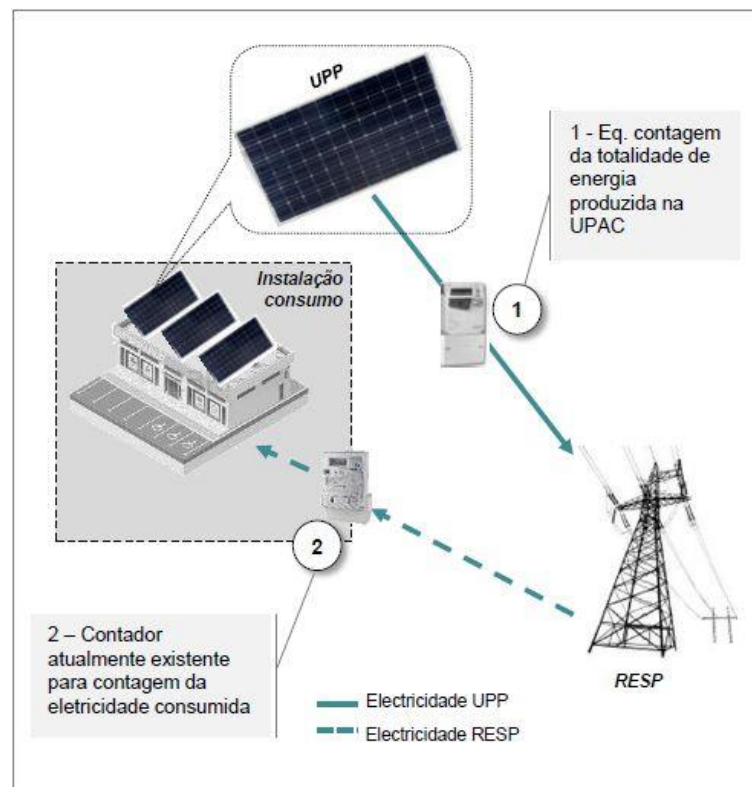


Figura 2.8 - Modelo de funcionamento de uma UPP [22].

2.2. Efeito Fotovoltaico

O efeito PV consiste na transformação direta da luz em energia elétrica, recorrendo-se a células PV (solares). É o fenómeno que dá origem à produção de energia elétrica a partir da radiação solar. Este processo envolve a utilização de materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, telurieto de cádmio ou disselenieto de cobre e índio. Sendo, a célula de silício cristalino a mais usual [24]. Em 1839, o físico francês Alexandre Edmond Becquerel, observou pela primeira vez o efeito PV que consiste no surgimento de uma diferença de

potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz incidente [25].

A célula PV é a unidade fundamental do processo de conversão. Em 1954, um químico dos laboratórios Bell, Calvin Fuller produziu a primeira célula PV de silício, que rapidamente atraiu o interesse do programa espacial norte-americano devido à potência por unidade de peso ser vantajosa. O aperfeiçoamento destas células para aplicações espaciais conduziu à aplicação da tecnologia PV em instalações terrestres, sendo futuramente mais aperfeiçoada [26].

De forma a compreender o comportamento dos materiais que são utilizados nas células PV, basta considerar que a sua estrutura atômica possui prótons e neutrões concentrados no núcleo do átomo e elétrons que permanecem em órbitas de diferentes níveis de energia em redor do núcleo: a permanência nas órbitas mais internas, mais próximas do núcleo, corresponde aos elétrons de menos energia relativamente à permanência nas órbitas mais externas. Este modelo constitui o chamado modelo de átomo de Bohr, que é razoavelmente bom para se compreender o comportamento dos materiais que são usados nas células PV [26].

Cada átomo do elemento silício, cujo número atômico é 14, possui 14 elétrons distribuídos em três órbitas em redor do núcleo: 2 elétrons na órbita interna, 8 elétrons na órbita intermédia e 4 elétrons na órbita externa. Os elétrons da órbita externa de cada átomo interagem com os dos átomos vizinhos, formando estruturas sólidas. Cada átomo faz uma ligação covalente com cada um de outros quatro átomos vizinhos, permitindo que esses quatro átomos passem a ter as suas órbitas externas completas, com oito elétrons cada, formando uma estrutura cristalina [26].

Cada uma dessas ligações covalentes entre os elétrons de diferentes átomos pode ser quebrada se um dos elétrons receber energia externa suficiente para se afastar mais do seu respetivo núcleo, livrando-se da atração deste. Com isso, o elétron deixa a banda de valência, em que não se pode movimentar livremente, passando para a banda de condução. A saída do elétron da banda de valência deixa uma lacuna elétrica, o que cria o par elétron-lacuna, originado a partir do aumento da energia do elétron [26].

Se esse elétron livre, com bastante energia, fosse direcionado para um circuito elétrico, seria, então, criada uma corrente elétrica. Porém, o material é composto apenas por átomos de silício, pois o elétron livre associa-se imediatamente a uma lacuna originada pela saída de outro elétron - processo no qual perde energia, deixa a banda de condução e retorna à banda de valência sem se dirigir a uma carga externa. A energia perdida pelo elétron é transformada em calor e dissipada. Então, para que se produza a desejada corrente elétrica, é necessário que haja um processo que acelere os elétrons livres para fora do material, para um circuito externo. Isso pode ser conseguido com a aplicação de um campo elétrico. O material das células PV é preparado de forma a possuir um campo elétrico permanente, que surge por consequência de uma junção resultante de uma adequada dopagem do material semicondutor [26].

Quando átomos com cinco elétrons de ligação na última camada de valência (como, por exemplo, o fósforo) são adicionados ao silício, que possui apenas quatro elétrons nessa situação, a estrutura cristalina resultante é constituída da seguinte forma: quatro elétrons do fósforo unem-se a quatro átomos de silício vizinhos, enquanto o quinto elétron do fósforo não realiza nenhuma ligação, permanecendo ligado ao seu átomo de origem por meio de uma ligação bastante fraca, de pouca energia. No caso de este elétron receber uma pequena quantidade de energia térmica, disponível mesmo à temperatura ambiente, a sua ligação ao núcleo é quebrada, sendo libertado e direcionado para a banda de condução. Nesse caso, o fósforo é um material dopante doador de elétrons, denominado dopante n; essa dopagem é denominada dopagem do tipo n, sendo o substrato dito de silício N [26].

Numa outra configuração, em que sejam adicionados ao silício átomos com apenas três elétrons na última camada de valência (como, por exemplo, o boro), uma das ligações com os quatro átomos de silício vizinhos não será realizada, ficando uma lacuna. De modo análogo ao caso anterior, com pouca energia térmica, um elétron vizinho pode passar a esta posição, criando, no local da sua saída, uma nova lacuna e fazendo com que a lacuna se desloque de um local para outro. Sendo assim, o boro é um material dopante que aceita elétrons, denominado dopante p; essa dopagem é denominada dopagem do tipo p, sendo o substrato denominado de silício P [26]. A Figura 2.9 apresenta a dopagem dos semicondutores, pela adição de fósforo (P) e boro (B) ao silício.

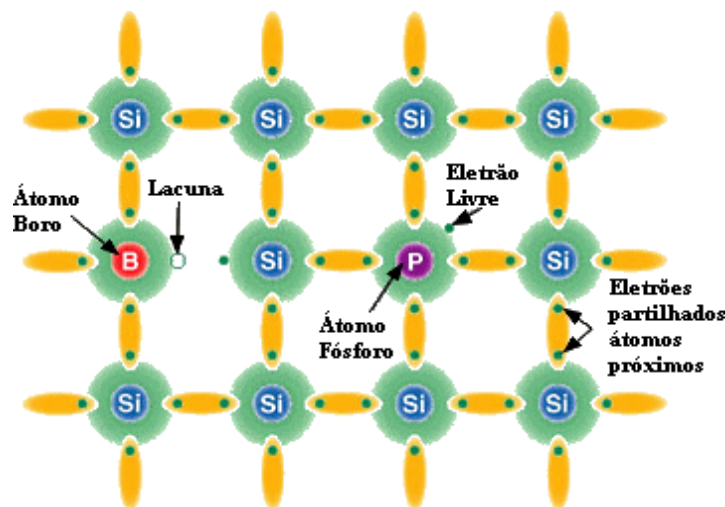


Figura 2.9 - Dopagem dos semicondutores [27].

Mesmo com dopagem, o silício continua com carga neutra, pois a quantidade de elétrons e de prótons é a mesma. Entretanto, quando o silício do tipo n é posto em contacto com o silício do tipo p, os elétrons livres do material com dopagem do tipo n preenchem as lacunas do material com dopagem do tipo p. Logo, a camada do tipo n, que cedeu elétrons, fica positivamente carregada; a camada do tipo p, que recebeu elétrons, fica negativamente carregada. Essas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do substrato tipo n para o substrato tipo p. Este processo alcança

o equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira de potencial capaz de impedir que os elétrons livres remanescentes no substrato do tipo n passem para o substrato tipo p. Deste modo, é assim criada uma junção PN (Figura 2.10) [26].

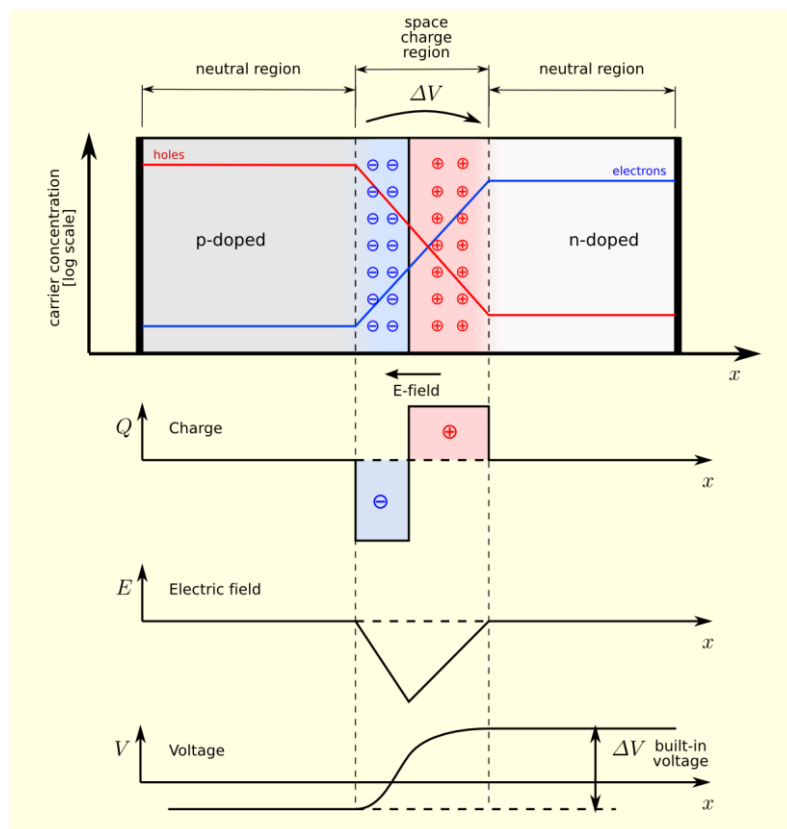


Figura 2.10 - Junção PN em equilíbrio térmico, sem tensão aplicada [28].

A Figura 2.10 mostra esquematicamente os resultados da criação da junção PN: a variação ao longo da junção da concentração de portadores, lacunas (linha a vermelho) e elétrons (linha a azul); a cinzento a localização das zonas neutras, em termos de carga elétrica, e as zonas carregadas positivamente a vermelho e negativamente a azul. Ainda nessa figura, os gráficos por baixo da junção mostram a variação da densidade de carga, do campo elétrico e da tensão criada ao longo da junção [28].

Perante esta situação, o efeito PV pode ocorrer. Quando um fóton da luz incidente na junção PN transmite energia a um elétron da camada p, este move-se para a banda de condução e cria o par elétron-lacuna. O campo elétrico existente força o deslocamento desse elétron para a camada n, não permitindo o seu retorno, e simultaneamente, repele a lacuna para o extremo oposto da camada p. Criada a condição de circulação de corrente elétrica no interior do material semiconductor dopado, a simples colocação de contactos metálicos nas duas extremidades do material permite à tensão elétrica existente entre elas originar corrente elétrica, que produzirá os efeitos desejados na carga externa [26].

A junção funciona como um díodo pois a aplicação de uma diferença de potencial, com a tensão positiva aplicada no material do tipo p, diminui a barreira de potencial e permite que a corrente atravesse a *interface*, a aplicação de uma diferença de potencial inversa aumenta a barreira de potencial e não permite a passagem de corrente [28].

Uma célula PV não armazena energia elétrica, apenas mantém o fluxo de eletrões com a carga enquanto a luz continuar a incidir sobre ela. E a intensidade da corrente elétrica produzida irá variar proporcionalmente conforme a intensidade da luz incidente na célula PV. No caso de não estar nenhuma carga ligada à célula PV, a tensão obtida aos seus terminais denomina-se tensão de circuito-aberto [29]. Na Figura 2.11 podemos observar o princípio de funcionamento de uma célula PV.

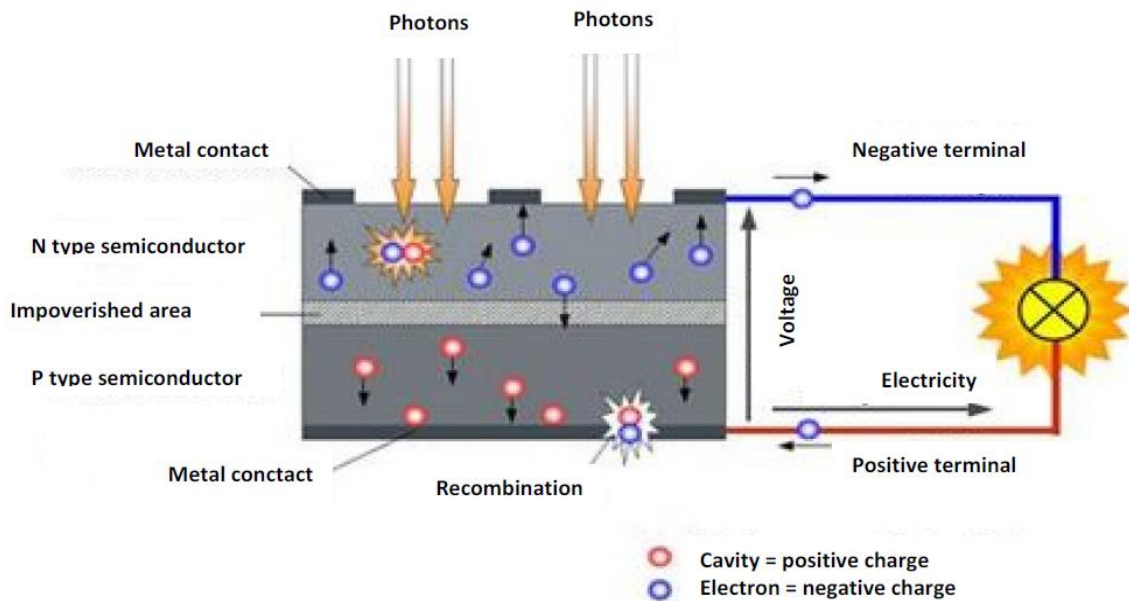


Figura 2.11 - Princípio de funcionamento de uma célula PV [30].

2.3. Células e Módulos Fotovoltaicos

A célula PV, como referido anteriormente, é a unidade fundamental de conversão para o funcionamento de qualquer sistema solar PV. A sua constituição é baseada em materiais semicondutores, tipicamente silício, aos quais são adicionadas substâncias dopantes para permitir transformar a energia da radiação solar diretamente em energia elétrica.

Uma célula PV de silício cristalino (10 cm^2) produz tipicamente potências elétricas da ordem de 1.5 Wp , relativos a uma tensão de 0.5 V e a uma corrente de 3 A [24]. No entanto, com o desenvolvimento da tecnologia, atualmente existem células cristalinas que podem produzir por exemplo cerca de 8 A . Desta forma, dependendo da potência da irradiância solar incidente, bem como do espectro de radiação as células PV produzem uma tensão de 0.5 V a 0.7 V , com uma densidade de corrente na ordem de grandeza das dezenas de mA/cm^2 [30]. Assim, considera-se que é produzida uma tensão de valor aproximado de 0.6 V [29].

As células podem ser ligadas em série e/ou paralelo de acordo com os níveis de tensão e corrente pretendidos. Um conjunto de células PV associadas eletricamente, regra geral, em série é designado por módulo PV. Já um conjunto de módulos associados em série ou paralelo é designado por painel PV. Sendo, um *array* PV composto por um ou vários painéis PV. A Figura 2.12 mostra as diferentes configurações de associação, desde a célula PV até ao sistema PV.

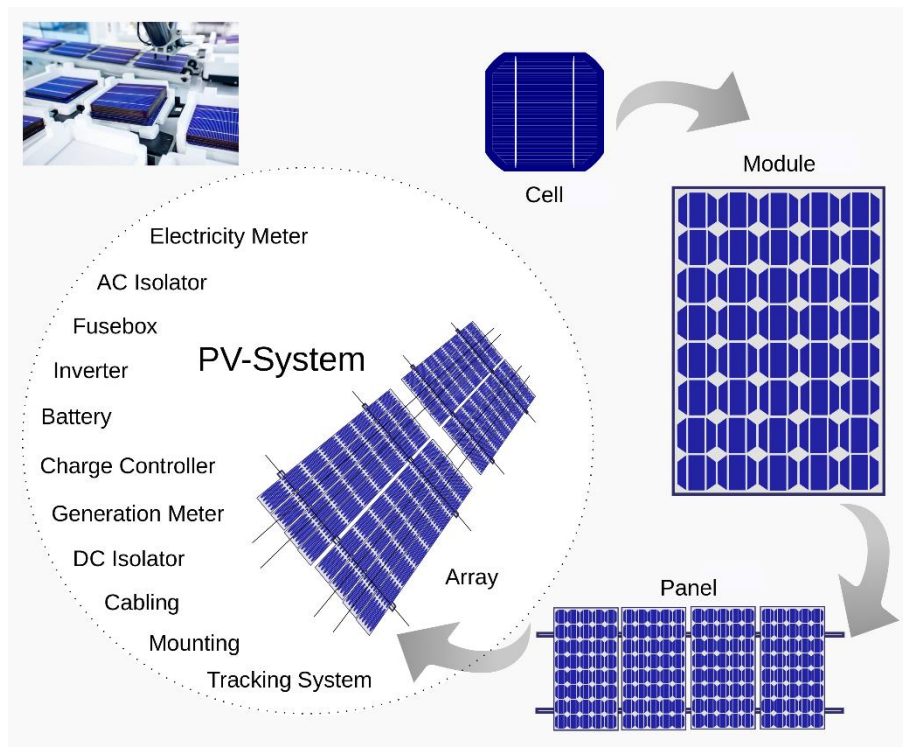


Figura 2.12 - Configurações de associação: Célula, módulo e painel PV (Adaptado de [31]).

Quanto à tecnologia das células PV, atualmente já existe uma grande diversidade, e é expectável que novos tipos de células surjam no futuro. Esta tecnologia é classificada em três gerações, tendo em conta o material de base utilizado, o tempo de vida e conseqüentemente a sua maturidade no mercado.

A primeira geração, totalmente comercial, utiliza células feitas a partir de silício cristalino (c-Si), englobando as soluções monocristalinas (sc-Si), policristalinas (mc-Si) e fita de silício cristalino (EFG c-Si) [32]. É a tecnologia dominante no mercado, uma vez que representa mais de 80% do mercado mundial [33]. A segunda geração, em expansão comercial, utiliza células baseadas em películas finas, e inclui normalmente três famílias principais: 1) silício amorfo (a-Si); 2) telureto de cádmio (CdTe); 3) disseleneto de cobre-índio (CIS) e disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) [32]. Embora os seus custos de produção sejam mais baixos e o seu preço de mercado seja igualmente baixo, este tipo de tecnologia possui também uma eficiência mais baixa, quando comparada com a tecnologia de primeira geração. No entanto possui diversas vantagens, tais como o baixo custo de instalação e a flexibilidade física que este tipo de materiais apresenta, o que permite a sua fácil aplicação em materiais flexíveis [33]. A terceira

geração, ainda no início de comercialização, engloba vários novos conceitos de células PV, a sua maioria ainda apenas na fase de desenvolvimento. Inclui quatro tipos de tecnologias, nomeadamente as células PV com concentração, as células PV sensibilizadas por corante (DSSC), as células PV orgânicas e os novos e emergentes conceitos de células PV [32]. Até ao momento o mercado da energia PV tem sido dominado por células de junção em estado sólido. Todavia, este tipo de tecnologia tem visto o surgimento desta nova geração de células que se caracterizam por apresentar semicondutores que dependem da junção PN para separarem partículas carregadas por fotogestão. Tem-se verificado que esta terceira geração de células fotoeletroquímicas consegue boas eficiências de conversão, competindo com a tecnologia tradicional [34].

Posteriormente serão apresentados os diferentes tipos de células PV com maior relevância.

2.3.1. Processo de Produção

Atualmente, o silício, é o material mais utilizado no processo de produção de células PV. É o segundo elemento mais abundante na Terra, à temperatura ambiente o silício encontra-se no estado sólido. Na forma cristalina é muito duro e pouco solúvel, apresenta um brilho metálico e transmite mais de 95% dos comprimentos de onda das radiações infravermelhas [35]. No entanto, o silício, não existe na natureza no estado elementar, sendo a sua purificação o início do processo de produção. A Figura 2.13 apresenta as fases de produção da tecnologia cristalina.

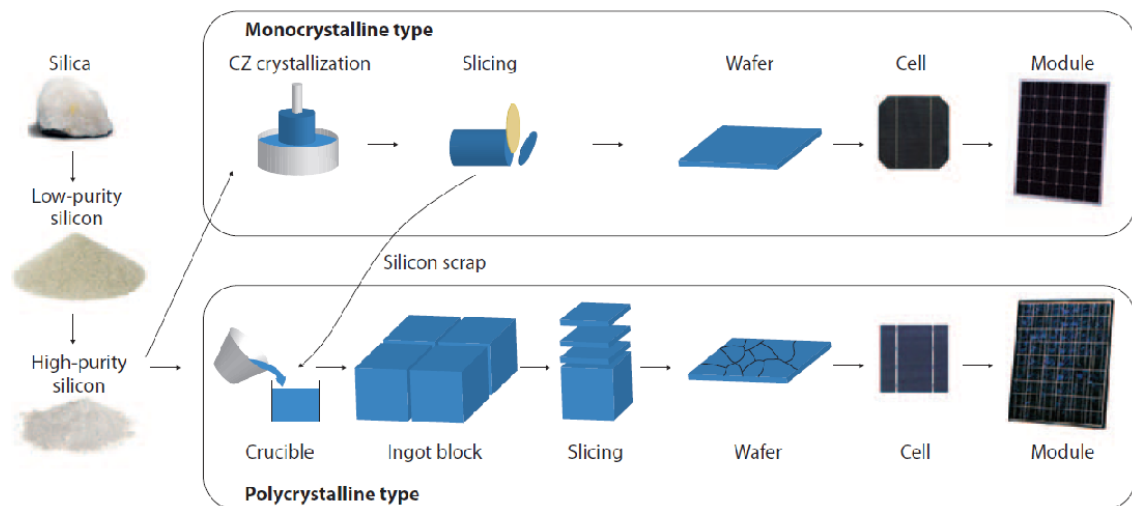


Figura 2.13 - Processo de produção de silício monocristalino e silício policristalino [36].

O silício monocristalino (sc-Si) possui uma estrutura cristalina homogênea ao longo de todo o material (incluindo orientação e propriedades elétricas). É frequentemente dopado com fósforo ou boro para criar respetivamente silício de tipo n ou de tipo p. Este tipo de silício é fabricado na forma de *wafers* de silício, habitualmente através do processo de crescimento de

Czochralski². O silício policristalino (mc-Si) é formado por grãos mais pequenos com uma orientação cristalográfica variada. Este material pode ser sintetizado facilmente, bastando para tal que o silício fundido seja posto a arrefecer numa forma cristalina com a estrutura adequada. Podem ser também usadas técnicas de cristalização que transformam silício de tipo amorfo em silício policristalino, nomeadamente a deposição química a vapor de alta temperatura [35].

2.3.2. Tipos de Células Fotovoltaicas

São agora apresentados, os principais tipos de células PV, pertencentes às diferentes gerações. Na Figura 2.14 as diferentes tecnologias são agrupadas em quatro grupos.

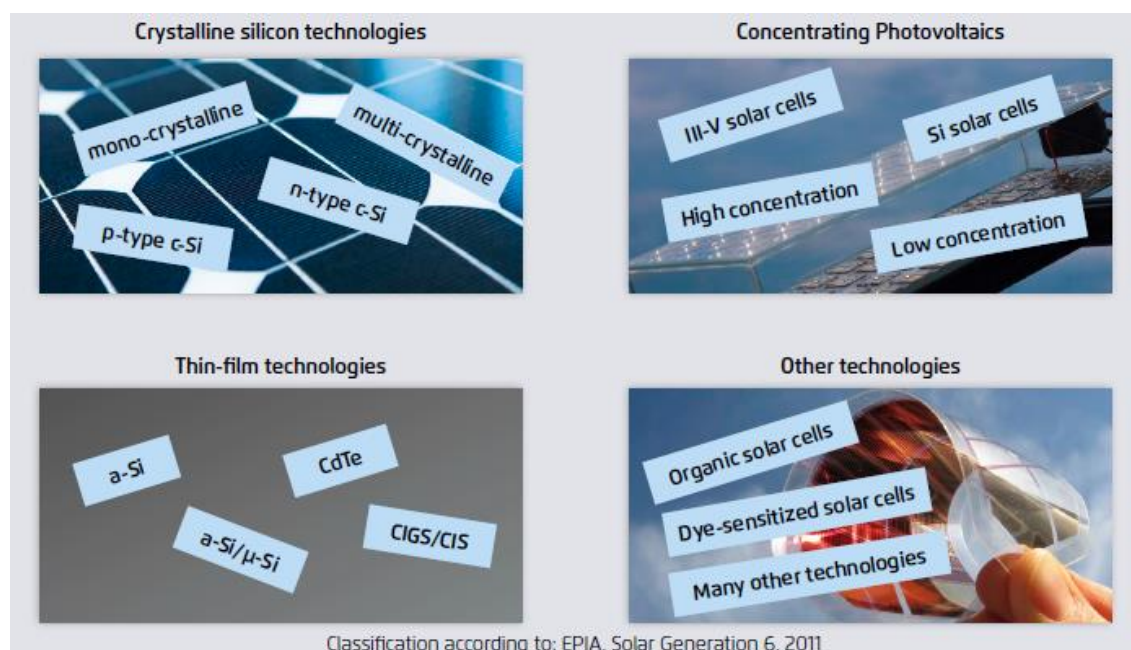


Figura 2.14 - Diferentes tecnologias PV (Adaptado de [37]).

Células Monocristalinas (sc-Si)

As células de silício monocristalino são as mais utilizadas e comercializadas, atualmente em todo o mundo, como conversor direto de energia solar em energia elétrica. Este tipo de células representa a primeira geração da tecnologia PV. A tecnologia necessária à sua fabricação assenta sob um processo muito bem constituído, o qual se inicia com a extração do cristal de dióxido de silício. Este material é desoxidado em grandes fornos, purificado e solidificado [38].

² O Processo Czochralski é um método de cultura de cristais usado para a produção industrial de monocristais de uma diversidade de materiais cristalinos para os quais se pretende elevada pureza e cristais isentos de defeitos.

As células monocristalinas são obtidas a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino, nas quais são feitos cortes em forma de pastilhas finas (0,4 a 0,5 mm de espessura) [29].

As técnicas utilizadas para produção são complexas e caras devido a necessitarem de uma grande quantidade de energia no seu fabrico, à exigência de utilizar matérias com um estado de pureza elevado e com uma estrutura cristalina perfeita. Estas exigências concedem a este tipo de células uma maior eficiência, mas por outro lado, resultam num valor comercial elevado. A sua utilização é mais apropriada para aplicações onde a área disponível é reduzida. Normalmente, estas células são caracterizadas pelo seu aspeto similar a um quadrado com os cantos arredondados, conhecido no setor como *pseudo-square* [39].

A eficiência de conversão para as células de silício monocristalino varia entre 15% a 24%, contudo a eficiência máxima de um módulo é de 23% [32]. Com as células monocristalinas é possível converter a irradiância solar de 1000 W/m² para 140 W de potência elétrica usando uma célula com a superfície de 1 m². A vida útil das células é tipicamente de 25 a 30 anos [30].

Células Policristalinas (mc-Si)

As células de silício policristalino são produzidas a partir de blocos de silício através da fusão de bocados de silício puro em moldes especiais. Uma vez nos moldes, o silício arrefece lentamente e solidifica-se. Neste processo, ao contrário do anterior, os átomos não se organizam num único cristal, formando-se assim uma estrutura policristalina com superfícies de separação entre os cristais. Por ser um processo de preparação das células menos rigoroso as células policristalinas são mais baratas face às monocristalinas, porém a sua eficiência é menor. Resumidamente, as técnicas de fabricação de células policristalinas são as mesmas na fabricação das células monocristalinas, porém com menor rigor de controlo [29].

A eficiência de conversão para as células de silício policristalino varia entre 13% a 18%, contudo a eficiência máxima de um módulo é de 16% [32]. Com as células policristalinas é possível converter a irradiância solar de 1000 W/m² para 130 W de potência elétrica usando uma célula com a superfície de 1 m². O tempo de vida útil da célula policristalina varia de 20 a 25 anos [30]. Este tipo de células tem como desvantagem a perda elevada de eficiência quando exposta a radiação difusa e temperaturas elevadas [35].

Fita de Silício Cristalino (EFG c-Si)

As células de fita de silício cristalino têm a vantagem de não precisarem de ser fabricadas na forma de *wafers*, o que resultaria em perdas de material até 50% no processo de corte. Pode dizer-se que na produção destas células é usado metade do silício face às anteriores, o que permite reduzir os custos. No entanto, a qualidade e a possibilidade de produção desta tecnologia não a irá tornar líder no futuro próximo [30]. Envolve um maior consumo de energia

e custo na fabricação. A eficiência das células de fita de silício é de cerca de 13% a 14%, sendo que em laboratório já foram atingidos os 18,3% [40].

Células de Silício Amorfo (a-Si)

As células de silício amorfo apresentam uma composição diferente das demais estruturas cristalinas, devido ao alto grau de desordem que apresentam na estrutura dos átomos. Estas células são obtidas por decomposição de camadas muito finas de silício ou outros materiais semicondutores sobre uma superfície de vidro ou metal [41].

Este tipo de células já é utilizado há bastante tempo em equipamentos como calculadoras, relógios e outros produtos onde o consumo elétrico é baixo, uma vez que a sua eficiência de conversão é baixa. Nos últimos anos houve uma melhoria nesta tecnologia, o que permitiu torná-la mais atrativa para células de grande superfície. Por apresentarem uma absorção da radiação solar na faixa visível (extremamente eficientes sob iluminação artificial) e podendo ser fabricadas mediante deposição de diversos tipos de substratos, o silício amorfo tem-se mostrado uma forte tecnologia para sistemas PV de baixo custo [42].

Apesar das células de silício amorfo apresentarem um baixo custo de produção, sofrem da desvantagem de possuir uma baixa eficiência de conversão quando comparadas com células mono ou policristalinas. Além disso estas células são, regra geral, afetadas por um processo de degradação induzida pela luz logo nos primeiros meses de funcionamento, o que reduz de forma acentuada (15% a 35%) a sua eficiência ao longo da sua vida útil [32]. Deste modo, esta tecnologia é mais suscetível ao aparecimento do PID³.

A baixa eficiência de conversão para as células de silício amorfo varia entre 5% a 8%, sendo que em laboratório já foram alcançados os 13,2% [32]. Com as células de silício amorfo é possível converter a irradiância solar de 1000 W/m² para 50 W de potência elétrica usando uma célula com a superfície de 1 m². O tempo de vida útil das células de película fina, segunda geração, é tipicamente de 15 a 20 anos [30].

Células de Telureto de Cádmio (CdTe)

Esta tecnologia tem por base o telureto de cádmio, material bastante interessante devido à elevada absorção de radiação solar que apresenta. Possui um potencial considerável para a redução de custos quando produzida em massa. No entanto, a sua utilização tem levantado alguns problemas devido ao uso de produtos contaminantes e venenosos, isto porque o cádmio apresenta um elevado grau de toxicidade [29].

³ PID - Degradação Induzida pelo Potencial é uma perda de potência devido à alta tensão atingida pela instalação com relação à estrutura que normalmente está ligada à terra. A degradação é provocada por uma corrente de fuga muito pequena das células para a estrutura passando pelo vidro e pelo encapsulante.

As células de CdTe possuem uma estrutura homogênea, sendo do tipo de heterojunção, i.e., utilizam o sulfureto de cádmio (CdS) como material do tipo n da junção. A gama de cores varia entre o verde-escuro e o preto. Tem como vantagem a alta absorção de luz, funcionando bem com radiação difusa, ideal para regiões com muita nebulosidade [35].

A eficiência de conversão para as células de CdTe varia entre 8% a 11%, sendo que em laboratório já foram obtidos os 16,5% [32]. Com as células de CdTe é possível converter a irradiância solar de 1000 W/m² para 160 W de potência elétrica usando uma célula com a superfície de 1 m², em condições de laboratório [30].

Células de Disseleneto de Cobre-Índio (CIS)

As células de CIS são compostas por selênio, cobre e índio. Este material apresenta a particularidade de ser bastante estável quando sujeito à incidência luminosa. Apresentam uma excelente eficiência na absorção, sendo das mais eficientes de todas as células de película fina. Não são tão suscetíveis à deterioração por indução da luz como as células de silício amorfo. Podem, no entanto, apresentar problemas quando instaladas em ambientes quentes e húmidos, sendo neste caso recomendada uma boa selagem. A produção em massa destas células permite obter custos de produção mais baixos em relação às células de silício cristalino. Apresentam uma estrutura homogênea de cor preta [29].

A eficiência de conversão para as células de CIS varia entre 7% a 12%, sendo que em laboratório já foram alcançados os 20,3% [32]. Com as células de CIS é possível converter a irradiância solar de 1000 W/m² para 160 W de potência elétrica usando uma célula com a superfície de 1 m², em condições de laboratório [30].

Células de Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS)

As células de CIGS são muito parecidas com as de CIS, constituídas pelos mesmos elementos, mas com a particularidade de o índio formar uma liga com o gálio o que permite obter melhores desempenhos. Devido à sua boa aparência, estas células e as anteriores são atrativas para a aplicação em edifícios. No entanto, estas duas apresentam problemas com a toxicidade e a pouca abundância dos componentes [35].

Quanto à eficiência desta tecnologia o valor máximo alcançado em laboratório é de 22,3% (para uma célula com 0,5cm x 0,5cm), o que a torna a mais eficiente de todas as células de película fina [43].

Células com Multijunção (III-V)

Este tipo de células consiste numa pilha de camadas de junções PN, cada uma com um conjunto de semicondutores diferentes. Cada uma destas camadas tem uma *band gap* e uma

absorção espectral diferente, por forma a absorver o máximo possível o espectro da radiação solar. As siglas III-V provêm do facto dos materiais semicondutores utilizados serem dos grupos III e V da tabela periódica. Através desta técnica é possível capturar uma gama mais alargada do espectro da radiação incidente, ao contrário das células convencionais de silício cristalino que convertem uma zona limitada do espectro.

Estas células têm um custo mais elevado que as películas finas com uma única junção, mas esse sobrecusto justifica-se para aplicações que exijam a maior potência com a menor área e o menor peso, por exemplo em aplicações espaciais [44].

Células PV com Concentração

No sentido de melhorar o rendimento de conversão PV, a radiação solar é concentrada e focada numa pequena área utilizando dispositivos óticos, tais como lentes de Fresnel ou espelhos. A principal vantagem é a utilização de menos material semicondutor, porque as células PV para sistemas de concentração têm uma pequena fração da área das células PV comuns. No entanto, a área total de módulo permanece a mesma de forma a coletar a mesma quantidade de irradiância solar [44].

Para que este processo seja eficaz, as células PV com concentração devem contar com radiação direta para maximizar o desempenho. A principal desvantagem da utilização de sistemas PV de concentração é a ótica concentradora que implica que os sistemas tenham seguimento a dois eixos de grande precisão para que as células PV por detrás da lente estejam sempre iluminadas (havendo radiação solar disponível) e não estejam sujeitas a sombreamento parcial. Como as lentes do concentrador atingem altas temperaturas, em alguns casos, é necessário um sistema de arrefecimento [32].

A tecnologia com concentração é frequentemente combinada com o uso de células de multijunção, o que permite obter uma eficiência compreendida entre 25% a 41%, sendo que em laboratório já foram atingidos os 46% [32], [45].

Células PV Sensibilizadas por Corante (DSSC)

As células DSSC ao contrário das restantes utilizam uma técnica fotoeletroquímica baseada na formação de estruturas semicondutoras entre um ânodo fotossensível e um eletrólito. Nestas células, os nanocristais semicondutores servem como antenas que captam a luz solar, e a molécula de corante é responsável pela separação de cargas. As células DSSC libertam eletrões a partir de, por exemplo, dióxido de titânio, cobertos por um pigmento que absorve luz.

Esta tecnologia tem eficiências muito baixas, cerca de 4% a 5%, sendo que em laboratório com o desenvolvimento de novos corantes já chegaram aos 12%. A razão principal para estas baixas eficiências está relacionada com o facto de existirem poucos corantes com uma ampla gama de absorção espectral. Outras desvantagens deste tipo de células têm a ver com o seu

desempenho, que se vai degradando ao longo do tempo com a exposição à luz ultravioleta, assim como, com o facto do eletrólito líquido poder congelar. Porém, apesar destes pontos negativos acabam por ser atraentes devido ao seu baixo preço [32].

Células PV Orgânicas

As células PV orgânicas são formadas por compostos orgânicos ou material polimérico. À semelhança das células DSSC, estas células também têm um preço baixo e uma eficiência idêntica, 4% a 5% em sistemas comerciais. Sendo que, a eficiência conseguida em laboratório é de 11,1%. Para além do seu baixo preço estas células têm como vantagem o facto de o material não ser tóxico como outros, assim como, a sua flexibilidade permitir a aplicação sobre vários tipos de material. Podem ser enroladas ou dobradas para facilitar a arrumação quando não estão em uso [32].

As células PV orgânicas podem ser aplicadas em folhas de plástico, o que indica que as células são leves e flexíveis, sendo ideais para aplicações móveis e em superfícies irregulares. São particularmente úteis para aplicações portáteis (dispositivos de mão que usem bateria), sendo estas aplicações um alvo do mercado para a tecnologia [32].

Novos e Emergentes Conceitos de Células PV

Existe atualmente uma série de novas tecnologias de terceira geração que se baseiam na utilização de pontos quânticos. Estas tecnologias poderiam atingir eficiências muito elevadas, superando as limitações termodinâmicas das células cristalinas convencionais. No entanto, estas abordagens de alta eficiência encontram-se fundamentalmente em fase de pesquisa de materiais [32].

Contudo, estes novos conceitos, que incorporam tecnologias facilitadoras como a nanotecnologia ainda se encontram afastados do mercado. No entanto, estudos recentes indicam que uma nova tecnologia está prestes a entrar no mercado [46], [47]. Trata-se das células PV à base de perovskita (CaTiO_3) - um material que é substancialmente mais barato de obter e de utilizar que o silício, e tem o potencial para permitir eficiências de conversão da radiação solar em energia elétrica similares à dos produtos no mercado. Acredita-se que a sua eficiência compreenda valores na ordem de 20% a 25%, sendo que já foi atingida a eficiência de 22,1% [47].

Evolução da Eficiência das Células PV

A evolução das células PV em termos de eficiência encontra-se exposta de forma resumida na Figura 2.15. Observa-se que ao longo de quatro décadas a que se referem os dados, a eficiência máxima duplicou de pouco mais de 20% em 1977 para 46% em 2015. As células que

apresentam os valores *record* para a eficiência são as células multijunção pertencentes à terceira geração. Estas células são verdadeiros feitos da sofisticação tecnológica, mas dificilmente poderão ter utilidade prática devido aos custos de fabrico. São uma espécie de dispositivos PV “fórmula 1” para demonstrar o potencial da tecnologia, mas demasiados caros para os podermos colocar nos nossos telhados [48].

Encontram-se representadas na figura quatro grandes famílias tecnológicas. Para além das células multijunção (linhas a roxo) temos a família das tecnologias baseadas em silício cristalino (linhas a azul), a qual lidera o mercado. As linhas a verde representam os chamados filmes finos, que podem incluir a utilização de outros semicondutores. Por fim, a vermelho apresentam-se as tecnologias do futuro, ou emergentes, que embora hoje ainda não tenham alcançado o mercado, espera-se que possam vir a ter um papel relevante no futuro.

Os valores de eficiência são obtidos em laboratório, sob condições controladas e para apenas uma célula. Quando ligadas em módulos vão sofrer perdas por *mismatch* porque estas não são perfeitamente iguais nem têm exatamente os mesmos parâmetros e numa ligação em série a célula com menor produção limitará a produção de todas as outras. Por esta razão o rendimento de um módulo é inferior àquele das células que o constituem [44].

O rendimento é um dos pontos negativos dos sistemas PV, o que desperta grande interesse da indústria PV para este tema, particularmente, em que a comunidade científica encontre melhores soluções.



Best Research-Cell Efficiencies

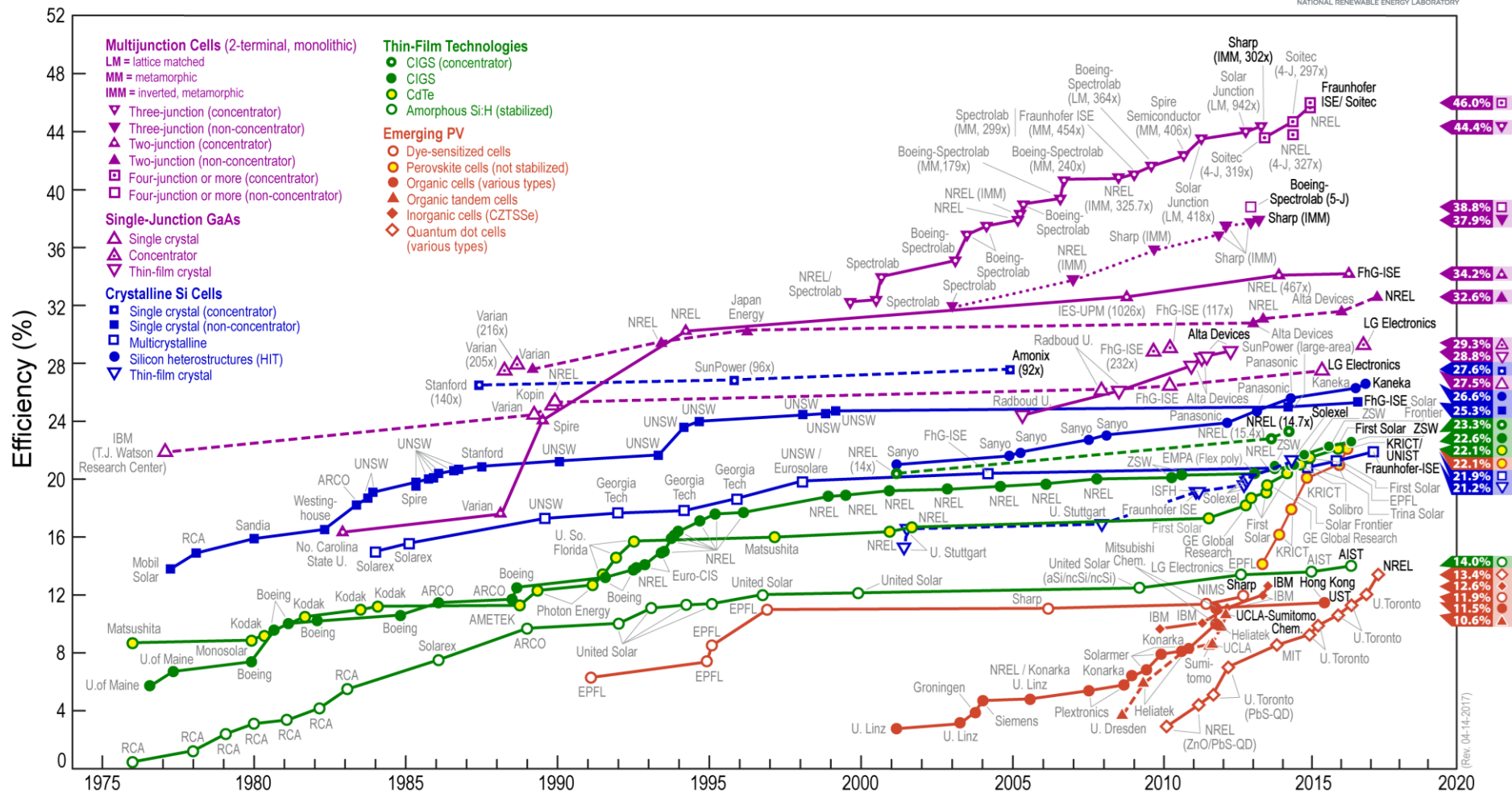


Figura 2.15 - Evolução da eficiência das diferentes tecnologias de células PV [45].

2.3.3. Modelo Matemático Ideal

Uma célula PV pode ser caracterizada por diferentes modelos matemáticos com maior ou menor complexidade (descritos posteriormente na secção 3.2), no entanto o modelo matemático ideal é constituído por uma fonte de corrente e por um díodo ligado em paralelo com esta [49]. A Figura 2.16 mostra o circuito elétrico equivalente que simboliza o comportamento ideal de uma célula PV.

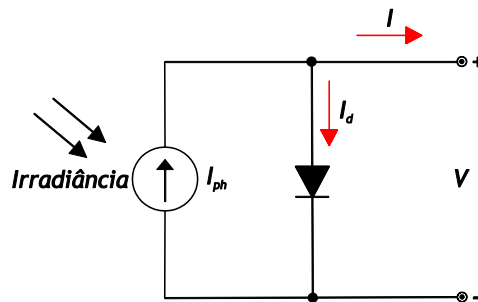


Figura 2.16 - Circuito equivalente para o modelo matemático ideal.

A fonte de corrente representa a corrente unidirecional produzida pelo efeito PV, a qual se designa corrente fotoelétrica (I_{ph}), cuja amplitude depende da intensidade da irradiância incidente. O díodo representa a junção PN, a qual funciona como um díodo que é atravessado por uma corrente interna unidirecional, designada corrente do díodo (I_d) que depende da tensão (V) aos terminais da célula.

A curva característica corrente-tensão (I - V) deste circuito depende do valor de I_{ph} e da densidade de corrente I_d que flui internamente através da junção semicondutora da célula ideal para uma determinada temperatura (T) e tensão V aos seus terminais [44].

Aplicando as leis de Kirchhoff ao circuito da Figura 2.16, a corrente do circuito (I) é dada pela equação (2.1).

$$I = I_{ph} - I_d \quad (2.1)$$

sendo, a corrente do díodo, I_d , descrita pela equação (2.2) de acordo com a equação de Shockley.

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{n \times V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

onde I_0 é a corrente inversa de saturação do díodo, n é o fator de idealidade do díodo e V_t é a tensão térmica que é dada pela equação (2.3), em que k é a constante de Boltzman ($1.3806503E-23$ J/K), T é a temperatura em Kelvin e q é a carga do eletrão ($1.60217646E-19$ C).

$$V_t = \frac{k \times T}{q} \quad (2.3)$$

A corrente inversa de saturação do díodo I_0 é expressa pela equação (2.4).

$$I_0 = C \times T^3 \exp\left(-\frac{E_{gap}}{k \times T}\right) \quad (2.4)$$

onde E_{gap} é a *band gap* do material semiconductor e C é o coeficiente de temperatura. Sendo, para o silício cristalino $E_{gap} = 1.124 \text{ eV} = 1.8\text{E-}19 \text{ J}$ e para o silício amorfo $E_{gap} = 1.7 \text{ eV} = 2.72370016\text{E-}19 \text{ J}$.

Substituindo a equação (2.2) na equação (2.1), a equação que descreve a corrente do circuito para o modelo ideal é dada pela equação (2.5).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{n \times V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.5)$$

2.3.4. Configurações de Associação

Como referido anteriormente, a conexão de várias células PV pode ser realizada em série e/ou paralelo, permitindo, formar módulos PV que satisfaçam níveis de tensão e corrente desejados. Ainda assim, as potências atingidas com esses níveis de tensão e corrente são demasiado baixas para grande parte das utilizações domésticas ou industriais, uma vez que, por exemplo um módulo cristalino agrupa normalmente 36, 60, 72 ou 96 células atingindo potências até 350 Wp, sendo necessário conectar vários módulos.

Deste modo, um módulo PV contém dezenas de células PV, que quando conectadas em série permitem aumentar a tensão aos seus terminais, mantendo a corrente, enquanto que, quando conectadas em paralelo permitem aumentar a corrente aos terminais da associação, mantendo a tensão.

Por outro lado, na ligação em série, os contactos frontais de cada célula são soldados aos contactos posteriores da célula seguinte, de forma a ligar o pólo negativo (parte frontal) da célula com o pólo positivo (parte posterior) da célula seguinte, conforme esquematizado e apresentado na Figura 2.17 [24]. Os contactos são obtidos a partir de folhas de cobre muito finas em formato de fita, e é recomendável colocar 2 ou 3 fitas em paralelo em cada célula PV de forma a criar contactos redundantes. Assim, o módulo PV não falhará se 1 ou 2 das soldaduras partirem e também acaba por fortalecer a união entre as células [29].



Figura 2.17 - Conexão em série de células PV cristalinas (Adaptado de [24]).

Um conjunto de células ou módulos PV ligados em série pode designar-se como fileira ou *string*, podendo ligar-se várias em paralelo. A Figura 2.18 ilustra um *array* PV composto por várias *strings*.

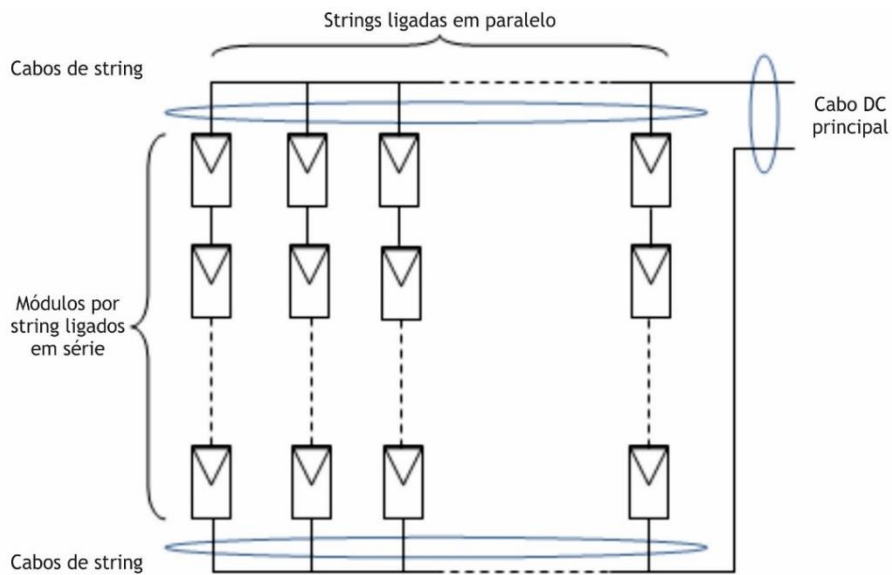


Figura 2.18 - Exemplo de ligação de um *array* PV [29].

Associação em Série

Na associação de módulos PV devem ser utilizados módulos do mesmo tipo, de forma a minimizar as perdas de potência no sistema. A Figura 2.19 ilustra uma *string* constituída por três módulos PV e as curvas características I-V resultantes, referentes à associação em série. Nesta condição, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) da associação de três módulos ligados em série mantém-se inalterada. No entanto, a tensão de circuito-aberto (V_{oc}) é três vezes superior [50].

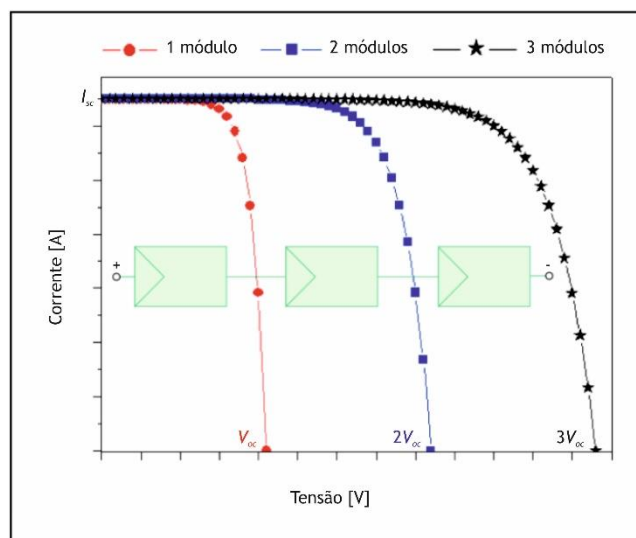


Figura 2.19 - Associação em série de três módulos PV (Adaptado de [50]).

Associação em Paralelo

A associação em paralelo de módulos PV (individuais) é utilizada tipicamente nos sistemas autónomos, no sentido de obter correntes mais elevadas. A Figura 2.20 ilustra a ligação de três módulos PV em paralelo e as resultantes curvas características I-V. Nesta situação, a tensão de circuito-aberto (V_{oc}) da associação de três módulos em paralelo mantém-se inalterada. Contudo, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) é três vezes superior [50].

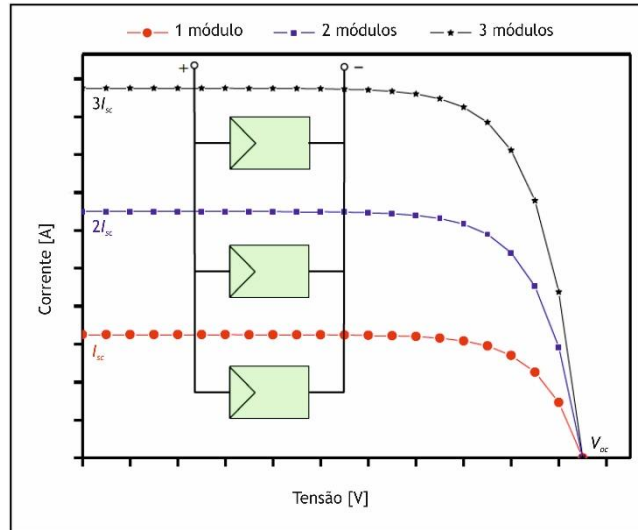


Figura 2.20 - Associação em paralelo de três módulos PV (Adaptado de [50]).

Associação Mista

Com a associação mista de módulos PV consegue-se obter valores mais elevados, quer de corrente, quer de tensão. Neste tipo de associação n strings de m módulos em série são ligadas em paralelo. Importa referir que, as strings têm de ter o mesmo número de módulos e estes têm de ser do mesmo tipo e ter as mesmas características (tensão, corrente e potência) [29], [50]. A Figura 2.21 ilustra a associação mista de $n \times m$ módulos PV (nove módulos) e as resultantes curvas características I-V.

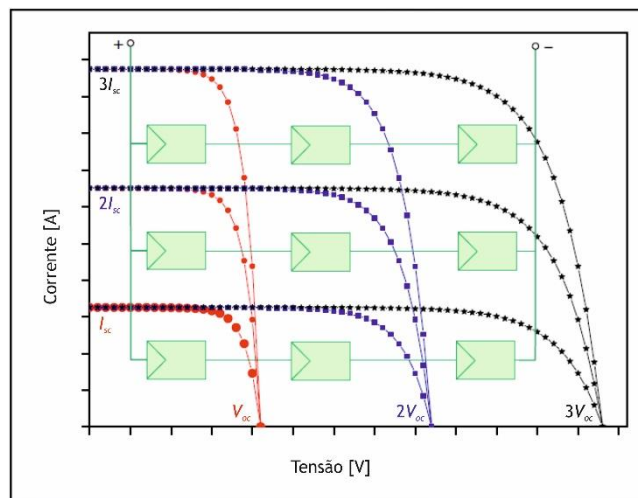


Figura 2.21 - Associação mista de nove módulos PV (Adaptado de [50]).

2.3.5. Constituição dos Módulos Fotovoltaicos

A constituição de um módulo PV, para além, de variar de acordo com o tipo de tecnologia, varia também de acordo com o fabricante. Independentemente disso, os módulos PV, necessitam de características construtivas que lhes permitam resistir às condições ambientais adversas a que vão estar submetidos. Sendo, o encapsulamento um dos elementos mais importantes, uma vez que é o responsável pela proteção das células PV. Neste sentido, a fim de garantir a proteção contra a ação de esforços mecânicos, dos agentes atmosféricos e da humidade, as células são normalmente embebidas numa película de acetato-vinilo de etileno (EVA). Trata-se de um material flexível, translúcido e não refletor da radiação solar, que também tem a finalidade de isolamento elétrico entre as células PV [50].

A estabilização mecânica é assegurada por aros de alumínio (leves e resistentes) e por uma placa de vidro (temperado de alta transparência e antireflexivo), criando assim, uma estrutura capaz de captar a radiação solar e fornecer resistência ao conjunto, bem como permitir a sua fixação. Para efeitos de ligação cada módulo PV é dotado (na parte superior traseira) de uma caixa de junção, onde são incorporados componentes eletrónicos com o objetivo de permitir funcionalidades ao nível da monitorização, proteção e segurança do módulo PV, como por exemplo díodos de *bypass*. Usualmente as caixas de junção vêm já com cabos conectores acoplados para facilitar a conexão [29], [50].

Independentemente da vida útil, o período de garantia dos módulos PV comerciais mais comuns hoje em dia é de 10 anos com 90% de potência e de 25 anos com 80% de potência [30].

A Figura 2.22 representa esquematicamente os componentes e materiais normalmente utilizados na construção de módulos PV da tecnologia de silício cristalino.



Figura 2.22 - Constituição de um módulo PV de silício cristalino [51].

2.3.6. Curvas Características I-V e P-V

Um dos elementos fundamentais para estudar o comportamento das células ou dos módulos PV é a sua curva característica I-V, que descreve o funcionamento destes dispositivos (para as mais variadas tecnologias) de acordo com as condições de irradiância e temperatura a que estão sujeitos. Regra geral, esta curva característica, é disponibilizada pelos fabricantes nos

datasheets dos equipamentos em condições de funcionamento específicas, que são definidas mundialmente como condições de teste padrão (STC), através de três pontos de funcionamento característicos [49]:

- Ponto de curto-circuito (SC), caracterizado por uma tensão zero aos terminais do módulo PV e por uma corrente de curto-circuito I_{sc} ;
- Ponto de circuito-aberto (OC), caracterizado por uma corrente zero aos terminais do módulo PV e por uma tensão de circuito-aberto V_{oc} ;
- Ponto de potência máxima (MPP), no qual o valor da corrente é I_{MPP} , o valor da tensão é V_{MPP} , e a potência $P_{MPP} = V_{MPP} \times I_{MPP}$ é o máximo que o módulo PV pode fornecer em condições de funcionamento temporárias.

Relativamente, às STC estas são definidas como: irradiância incidente de 1000 W/m^2 , temperatura das células PV de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e um espectro de luz com uma massa de ar $AM=1.5$.

Outra característica disponibilizada nos *datasheets* é a temperatura da célula em funcionamento nominal (NOCT) que é definida como a temperatura alcançada pelas células de um módulo em circuito-aberto nas seguintes condições: irradiância incidente de 800 W/m^2 , temperatura ambiente $T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, velocidade do vento = 1 m/s e montagem do módulo com a parte de trás em aberto [49].

A curva característica I-V de um módulo PV é obtida (através da medição dos pares de dados corrente-tensão) variando a carga aos seus terminais, recorrendo por exemplo a uma resistência variável ou a uma carga eletrónica. Por outro lado, quando são conhecidos apenas pontos que a caracterizam, esta pode ser determinada analiticamente ou numericamente. Através da curva característica I-V é possível traçar também a curva característica de potência-tensão (P-V), i.e., a variação da potência produzida em função da tensão. A obtenção da curva característica P-V é imediata pois a potência P surge como resultado do produto entre I e V . A Figura 2.23 apresenta as curvas características I-V e P-V para uma célula ou módulo PV.

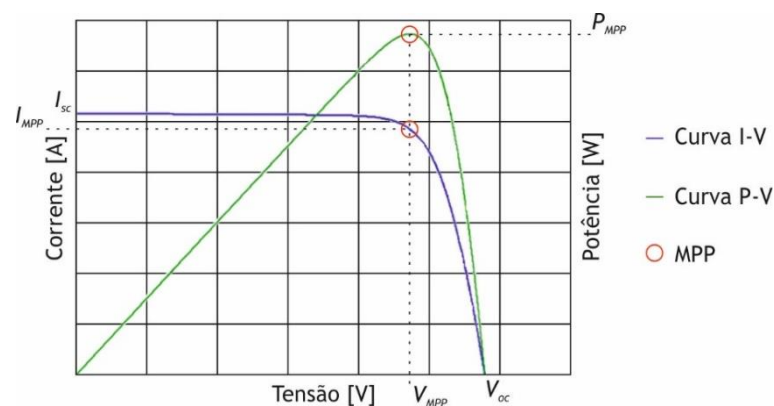


Figura 2.23 - Curvas características I-V e P-V de uma célula ou módulo.

Fator de Forma

Para avaliar a qualidade de uma célula ou módulo PV pode ser determinado a partir da curva característica I-V, um parâmetro que tem a ver com a forma desta, designado como fator de forma (*FF*). Este parâmetro é utilizado para contabilizar a proximidade entre os valores V_{MPP} e V_{oc} , e também entre os valores I_{MPP} e I_{sc} . O *FF* resulta então do quociente entre potência máxima obtida e a potência máxima teórica que surge do produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito-aberto, ou ainda pela relação entre as áreas A e B (indicadas na Figura 2.24), tal como expresso na equação (2.6) [49].

$$FF = \frac{I_{MPP} \times V_{MPP}}{I_{sc} \times V_{oc}} = \frac{\text{Área A}}{\text{Área B}} \quad (2.6)$$

Quanto mais próximo da unidade for o seu valor ($FF_{máx} = 1$) melhor será a qualidade da respetiva célula ou módulo PV. Isto significa que quanto mais próxima da forma retangular a curva característica I-V estiver melhor. O *FF* varia de acordo com as várias tecnologias PV, assumindo para a tecnologia cristalina valores entre 0.75 e 0.85, já para a tecnologia amorfa assume valores entre 0.5 e 0.7 [24].

A Figura 2.24 mostra duas curvas características I-V com diferentes *FF*, à esquerda é visível uma curva com alto *FF* e à direita uma curva com baixo *FF*. Note-se que, a área A representa a potência máxima obtida (no MPP) e a área B a potência máxima teórica.

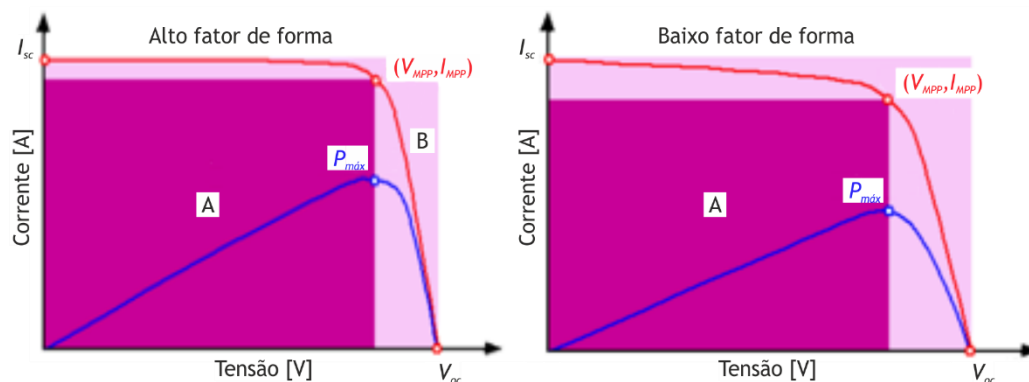


Figura 2.24 - Curvas características I-V com diferente fator de forma [29].

Rendimento

Outro parâmetro que caracteriza as células ou módulos PV é o rendimento (η), o qual traduz a eficiência do processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Este resulta do quociente entre a potência máxima produzida pelo dispositivo PV e a potência da radiação solar incidente, obtida pelo produto da área do dispositivo A (em m^2) com a irradiância incidente G (em W/m^2), tal como expresso na equação (2.7) [24].

$$\eta(\%) = \frac{P_{MPP}}{A \times G} \times 100 \quad (2.7)$$

Vários fatores podem afetar o rendimento dos dispositivos PV, como por exemplo perdas por recombinação, eficiência termodinâmica ou perdas por reflexão [35].

2.3.7. Díodos de *Bypass* e Díodos de Bloqueio

Na associação em série de células ou módulos PV normalmente são utilizados díodos de *bypass* que se destinam a desviar a corrente produzida por outras células ou módulos. Neste sentido, os díodos de *bypass* são conectados em antiparalelo, podendo um diodo abranger várias células ou módulos desde que associados em série. Estes díodos só efetuam o desvio da corrente em situações de polarização inversa, por exemplo com origem em sombreamento. Uma vez que, nesta situação uma única célula ou módulo poderá afetar a produção das restantes devido ao facto de começar a dissipar energia, originado assim pontos quentes que podem danificar o respetivo dispositivo. Desta forma, pode ser colocada fora de serviço apenas uma única célula ou módulo continuando as restantes a produzir. O ideal seria ter um diodo de *bypass* em antiparalelo por cada célula de um módulo PV. No entanto, do ponto de vistas construtivo e económico não é uma solução viável, passando a solução por agrupar várias células em *strings* conectadas em antiparalelo com os díodos de *bypass*. Um módulo normalmente tem um a três díodos de *bypass*, consoante o número de células, que são inseridos na caixa de junção. Sendo que, a solução de três díodos é a mais comum atualmente, uma vez que basta uma célula ficar sombreada para que o diodo de *bypass* entre em funcionamento e toda a *string* deixe de produzir, ficando ainda em produção as duas *strings* restantes [50], [52].

Já na associação em paralelo para além dos díodos de *bypass* podem ser utilizados díodos de bloqueio, conectados em série com cada *string*, destinados a evitar curto-circuitos e correntes inversas entre *strings*, em situações onde possam surgir avarias ou o aparecimento de tensões diferentes nas *strings*. A divergência de tensões pode ser provocada pelas diferentes características dos módulos em cada *string* ou pelo facto da corrente poder estar a ser desviada de algumas células ou módulos através dos díodos de *bypass*. A *string* com menor valor de tensão fica polarizada inversamente e passa a funcionar como uma carga para as restantes *strings*, reduzindo consideravelmente o rendimento do sistema PV [52]. A Figura 2.25 ilustra um *array* PV com nove módulos em associação mista, cada um devidamente protegido por um diodo de *bypass*, e cada uma das três *strings* por um diodo de bloqueio.

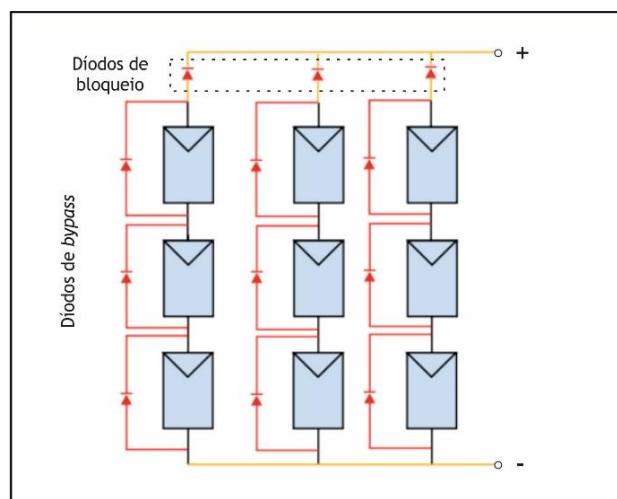


Figura 2.25 - Utilização de díodos de *bypass* e de díodos de bloqueio (Adaptado de [50]).

2.3.8. Pontos Quentes

Os pontos quentes ou *hot-spots* definem-se como um fenómeno de falha ou avaria que ocorre nos dispositivos PV, que consiste no aquecimento generalizado das células PV ou apenas numa dada porção, com uma temperatura superior à das regiões vizinhas. A ocorrência de pontos quentes deve-se principalmente à inversão da polarização (funcionamento em polarização inversa) que surge como uma consequência de eventuais divergências das correntes elétricas produzidas pelas células ou módulos PV associados em série. Como resultado das divergências das correntes produzidas surgem perdas por *mismatch* que ocorrem normalmente por: defeitos de fabrico ou diferentes características técnicas das células ou módulos; incorreta instalação, falhas nas interconexões e eventuais danificações; situações de sombreamento [52].

2.4. Influência da Radiação e da Temperatura

Um dos fatores que mais influência o funcionamento dos dispositivos PV é sem dúvida a intensidade da radiação solar e a temperatura a que estão sujeitos. Tal deve-se ao facto de a corrente produzida ser diretamente dependente da irradiância que sobre eles incide, enquanto a tensão quase não varia com esta grandeza. Já o aumento da temperatura das células de um módulo, devido à energia que não foi absorvida totalmente e aquela que foi dissipada sob a forma de calor, leva a uma diminuição do rendimento. A qual resulta do facto da tensão V_{oc} diminuir à medida que a temperatura aumenta. Por outro lado, a corrente I_{sc} também depende da temperatura, aumentando ligeiramente com a subida da temperatura. Porém, esse aumento não é o suficiente para compensar a potência perdida devido ao efeito da temperatura na tensão. Os fabricantes fornecem nos *datasheets*, dois coeficientes de variação com a temperatura, sendo α_i o coeficiente de variação da corrente com a temperatura expresso em $A/^\circ C$ ou em $\%/^\circ C$ (% relativamente a I_{sc}) e α_v o coeficiente de variação da tensão com a temperatura expresso em $V/^\circ C$ ou em $\%/^\circ C$ (% relativamente a V_{oc}) [44], [49].

No sentido de considerar a influência da irradiância incidente e da temperatura na corrente fotoelétrica, I_{ph} , surge a equação (2.8) [49].

$$I_{ph} = I_{ph,STC} \times \frac{G}{G_{STC}} \times [1 + \alpha_i(T - T_{STC})] \quad (2.8)$$

Considerando uma variação linear da diferença entre a temperatura das células PV e a temperatura ambiente, T_a , com a irradiância incidente, G , pode ser determinada a temperatura das células através da temperatura NOCT, pela equação (2.9) [49].

$$T = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \times G \quad (2.9)$$

Posteriormente, na secção 3.6 encontram-se várias curvas características do funcionamento de um módulo PV em diferentes níveis de irradiância e de temperatura, mostrando assim a sua influência.

2.5. Influência do Sombreamento

O potencial energético de um sistema PV é fortemente influenciado quando o fenómeno de sombreamento ocorre, podendo mesmo colocar em causa o seu bom funcionamento pelo surgimento de pontos quentes. Tal deve-se ao facto de as regiões sombreadas passarem a atuar como uma carga dissipando a energia eléctrica produzida sob a forma de calor. A influência do sombreamento é tão significativa que basta uma célula estar sombreada (por uma folha de uma árvore por exemplo) para se verificar uma elevada perda de energia, resultante tanto da energia produzida pela própria célula como pelo aumento das perdas das restantes células através desta. Alguns tipos de sombreamento não podem ser evitados, no entanto há outros que podem, pelo que devem ser considerados logo desde a fase de projeto e durante a manutenção dos sistemas PV.

Para minimizar os efeitos negativos do sombreamento, como já foi mencionado, podem ser utilizados díodos de *bypass* a fim de evitar danificar as células PV sombreadas e permitir às restantes continuar a funcionar em condições adequadas. A Figura 2.26 representa um módulo PV de 60 células com um diodo de *bypass* por cada 20 células, ou seja, o módulo é composto por três *strings* conectadas em série estando cada uma protegida por um diodo de *bypass*. O facto de uma das células estar sombreada obriga-a a funcionar com uma tensão de polarização inversa para conseguir o mesmo fluxo de corrente, consequentemente para sua proteção o diodo de *bypass* é ativado (linha a vermelho) continuando o módulo a funcionar em $\frac{2}{3}$ da sua potência.

Posteriormente, na secção 3.7 encontram-se algumas curvas características que mostram o funcionamento de um módulo PV, quando submetido a condições de irradiância não uniforme.

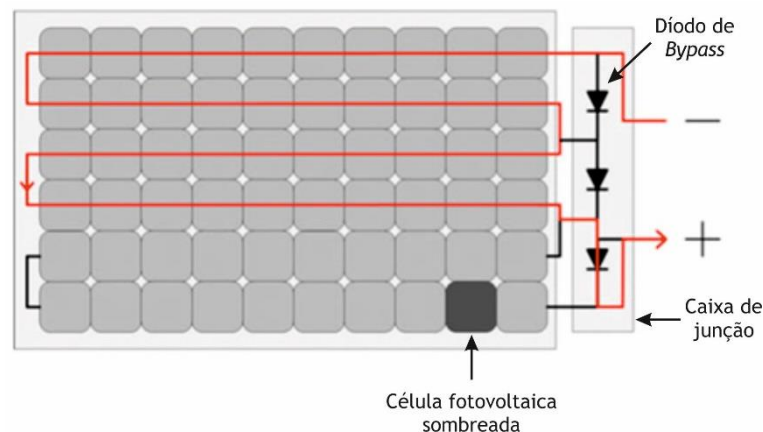


Figura 2.26 - Módulo PV com uma célula sombreada, o que resulta no *bypass* de uma *string* de 20 células PV [53].

2.5.1. Tipos de Sombreamento

O sombreamento de sistemas PV pode ser classificado em três tipos consoante a sua origem e durabilidade [24], [29].

Sombreamento temporário: advém por exemplo da presença de neve, folhas, poeiras, fuligem nas áreas industriais ou dejetos de pássaros. Este tipo de sujidade provoca sombras constantes que têm maior ou menor permanência conforme o ângulo de inclinação dos módulos PV, o qual resulta num sistema de autolimpeza por ação da água da chuva. Para uma limpeza eficaz os módulos devem ter uma inclinação superior a 25° o que leva a maiores velocidades de escoamento da água da chuva e conseqüentemente melhor limpeza da sujidade. Em Portugal, o ângulo de instalação dos módulos PV varia em torno dos 30° o que proporciona uma boa limpeza, não eliminando a possibilidade de por vezes ser necessário intervir. Quando à possibilidade de sombreamento por ação da neve os módulos devem ser instalados na posição horizontal para afetar o menor número de *strings*, uma vez que a neve se acumula na parte inferior.

Sombreamento derivado à localização: compreende todo o sombreamento produzido pela envolvente do edifício, desde outros edifícios, árvores, cabos aéreos, entre outros.

Sombreamento produzido pelo edifício: resulta de sombras constantes causadas por elementos pertencentes ao edifício, como chaminés ou antenas. Sempre que possível deve evitar-se a instalação dos sistemas em circunstâncias deste género, ou então considerar a forma como são ligadas as células no sentido de minimizar o impacto das sombras.

2.6. Sistemas Solares Fotovoltaicos

Existem vários tipos de sistemas solares PV, sendo estes escolhidos de acordo com os objetivos e as restrições das aplicações a que se destinam. Estes sistemas têm como dispositivo principal o *array* PV, que é normalmente formado por vários painéis PV, os quais por sua vez agrupam vários módulos PV.

Atualmente, os sistemas solares PV são uma tecnologia bastante desenvolvida, os progressos conseguidos nos últimos anos tornaram estes sistemas viáveis para o utilizador. Também a experiência adquirida na produção de células PV, que tem vindo a reduzir o custo das mesmas, indica que este tipo de energia será tendencialmente mais utilizado no futuro. Contudo, esperam-se progressos da tecnologia, como por exemplo no sentido de aumentar a eficiência das células.

Os sistemas solares PV podem ser classificados em três tipos: sistemas isolados ou autónomos, sistemas híbridos e sistemas ligados à rede elétrica [24].

2.6.1. Sistemas Isolados ou Autónomos

No que respeita aos sistemas isolados ou autónomos, o aproveitamento da energia solar necessita de ser ajustado à procura energética. Isto porque a energia produzida na maioria das vezes não corresponde à procura pontual de energia de um consumidor concreto. Nesta topologia apenas a energia solar responde às exigências do consumo, sendo normalmente considerado um sistema de armazenamento de forma a armazenar a energia para autoconsumo produzida durante o dia e restituí-la durante a noite ou durante os períodos em que a incidência solar não seja suficiente.

Os sistemas isolados constituíram o primeiro campo de operação económica da tecnologia PV. A aplicação deste tipo de sistemas autónomos observa-se onde o fornecimento de energia elétrica, através da RESP não se verifica, por razões técnicas e/ou económicas.

Com armazenamento

Os sistemas isolados ou autónomos com armazenamento são constituídos normalmente por um conjunto de módulos PV, um controlador de carga, uma ou mais baterias e um inversor. Os controladores de carga realizam o controlo da carga das baterias (evitam a sobrecarga e a descarga profunda), as quais devem ter capacidade suficiente para alimentar a carga na ausência de radiação solar. A grande desvantagem deste sistema é o facto de necessitar de imensas baterias para grandes potências o que eleva o custo do mesmo [29].

Sem armazenamento

Nos sistemas isolados ou autónomos sem armazenamento que alimentam, tal como os anteriores, cargas em corrente contínua (DC) ou corrente alternada (AC) os recetores consomem imediatamente a energia produzida pelos módulos PV. É comum utilizar esta topologia para bombeamento de água, por exemplo. Como não utilizam baterias para armazenar energia possibilitam custos mais reduzidos e menor manutenção. Contudo, se for possível pode ser utilizado um sistema de comutação à RESP na ausência de radiação solar [29].

A Figura 2.27 apresenta o princípio de funcionamento de um sistema isolado ou autónomo com armazenamento.

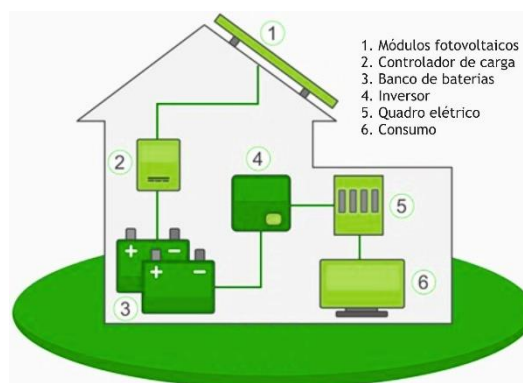


Figura 2.27 - Sistema solar PV isolado com armazenamento [54].

2.6.2. Sistemas Híbridos

Relativamente aos sistemas híbridos o objetivo passa por combinar outras formas de produção de energia elétrica com a energia PV, que se destinam a assegurar a alimentação da carga em situação de radiação solar insuficiente ou inexistente. Neste sentido, as fontes de energia normalmente conjugadas com a fonte PV são por exemplo geradores eólicos ou geradores a combustível, o qual não tem necessariamente de ser renovável. Esta é uma boa solução quando existe a necessidade de um fornecimento de energia contínuo, podendo ter ou não ter armazenamento. No entanto, requerem sistemas de controlo mais complexos e eficientes quando comparados aos sistemas isolados [29].

A Figura 2.28 apresenta o princípio de funcionamento de um sistema híbrido com armazenamento.

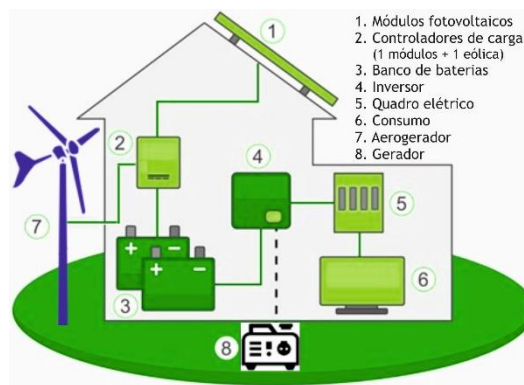


Figura 2.28 - Sistema solar PV híbrido (Adaptado de [54]).

2.6.3. Sistemas Ligados à Rede Elétrica

Os sistemas ligados à rede elétrica possuem uma interligação com a RESP, a qual permite aos utilizadores, tanto fornecer como adquirir energia elétrica. Enquadram-se nesta topologia as UPAC's em que o excesso de produção é injetado na RESP, bem como as UPP's as quais injetam a totalidade de produção na RESP, visando em ambas as situações a receita adicional que é conseguida pelo maior valor que é pago, por cada unidade de energia elétrica injetada. Por outro lado, no local de consumo associado a uma UPP toda a energia elétrica necessária provém da RESP. Já no local de consumo associado a uma UPAC parte da energia elétrica necessária ou mesmo a totalidade pode ser proveniente da RESP, se o sistema PV não conseguir satisfazer a carga imposta naquele local.

Apesar de um sistema ligado à rede elétrica normalmente não ter banco de baterias este pode ser instalado, tal como um gerador de apoio, de forma a criar um sistema de *backup* para no caso de insuficiência/ausência de radiação solar e corte da energia fornecida pela RESP garantir a alimentação da carga. Nesta topologia é indispensável um contador para contabilizar a energia elétrica que é vendida, que pode ser ou não ser bidirecional, dependendo se para além do fornecimento também é realizada a aquisição de energia elétrica [29].

A Figura 2.29 apresenta o princípio de funcionamento de um sistema com ligação à rede elétrica.

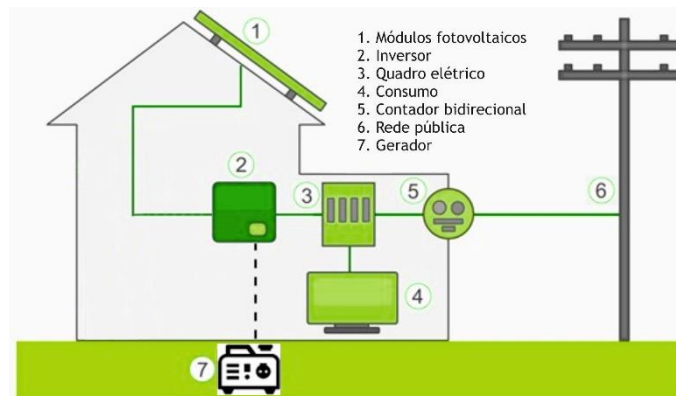


Figura 2.29 - Sistema solar PV ligado à rede elétrica [54].

2.7. Otimização de Sistemas Solares Fotovoltaicos

A otimização de um sistema solar PV deve iniciar-se logo na fase de projeto de forma a criar um sistema capaz de satisfazer as necessidades energéticas impostas pelo fim a que se destina, bem como a melhor relação de custo-benefício. Neste sentido, atualmente existem várias ferramentas de modelação e simulação que permitem dimensionar e otimizar os sistemas solares PV, assim como, prever a produção de energia podendo para isso recorrer a algoritmos de otimização bio inspirados ou a técnicas de inteligência artificial. Também uma constante e eficaz monitorização dos sistemas PV é essencial para otimizar o seu desempenho, reduzir custos de manutenção e consequentemente, aumentar o retorno do investimento.

A articulação dos sistemas PV com o conceito de casas autossuficientes (*zero energy buildings*), o carregamento de veículos elétricos ou com as redes inteligentes (*Smart Grids*) é uma preocupação atual que continua a criar a necessidade de desenvolvimento de novas ferramentas de otimização e controlo que possibilitem rentabilizar ao máximo estes sistemas [55].

Particularmente, em relação à produção de energia por parte dos sistemas PV são desenvolvidos nesta dissertação novos métodos baseados em algoritmos de otimização bio inspirados que permitem prever a produção PV.

2.7.1. Ferramentas de Modelação e Simulação

Para conceção de um sistema solar PV é necessário considerar as condições existentes no local, como possíveis sombreamentos ou a disponibilidade de radiação solar. Por outro lado, o tipo de sistema PV, a tecnologia dos módulos PV, o tipo de inversor, a opção de seguimento solar, entre outros, são também opções a considerar. Deste modo, constata-se que na fase de

projeto destes sistemas existem várias combinações possíveis o que leva a inúmeras soluções, sendo por isso necessárias ferramentas de modelação e simulação que simplifiquem esse trabalho, de forma a dimensionar a solução que permita o melhor desempenho e o menor custo.

Atualmente, existem diversas ferramentas no mercado com diferentes potencialidades para este fim, com maior ou menor usabilidade, validação e precisão. Estas permitem simular o sistema através de uma descrição matemática dos seus componentes, das condições de funcionamento e do fluxo de energia no sistema, sendo também frequente incorporarem uma análise financeira [55]. Normalmente, são dotadas com bases de dados tanto dos componentes dos sistemas como dos dados meteorológicos, possibilitando assim uma utilização prática.

Alguns exemplos dessas ferramentas são os *softwares* PVsyst e Pvcad que contabilizam a penalização por sombras através de uma análise tridimensional do sombreamento. Já no *software* PV*SOL é necessário introduzir a sombra horizontal graficamente. Um outro exemplo é o *software* Polysun [55]. A Figura 2.30 mostra como é a *interface* do *software* PVsyst.

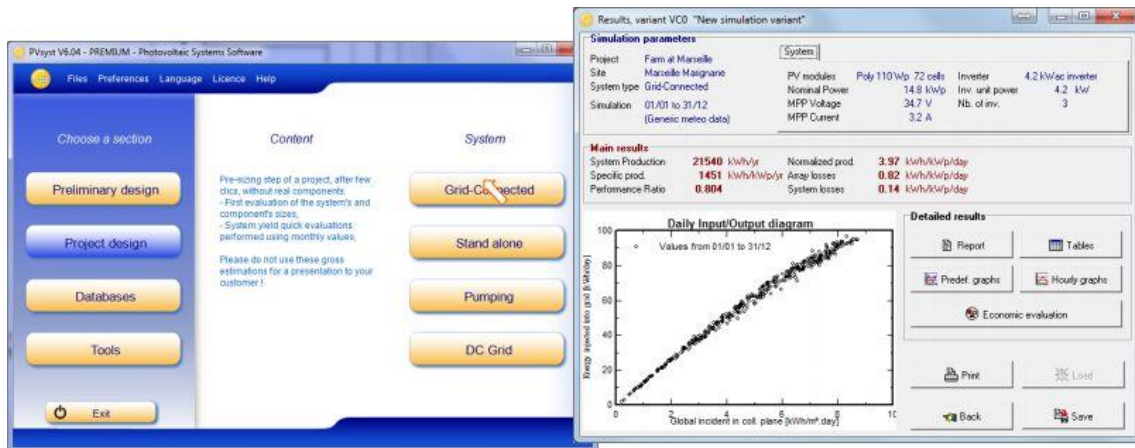


Figura 2.30 - Interface da ferramenta PVsyst com o utilizador [56].

CAPÍTULO 3

Modelação Matemática

Neste capítulo é feita uma revisão acerca dos vários modelos matemáticos que descrevem o comportamento das células e módulos PV, assim como, das abordagens e métodos que visam a extração dos parâmetros PV. De seguida, é apresentado um estudo que incide sobre a variação dos parâmetros PV, o qual numa primeira fase consistiu em variar os parâmetros quantitativamente. Já numa segunda fase, esse estudo consistiu em analisar a variação dos parâmetros com a irradiância e a temperatura. Posto isto, foram apresentados métodos de extrapolação dos parâmetros PV, bem como o funcionamento em condições de irradiância não uniforme.

3.1. Introdução

Hoje em dia, o aumento do interesse por aplicações de produção PV, e todos os problemas relacionados como a exploração ideal, o impacto ambiental e a estabilidade com a rede, determinaram uma aceleração da investigação neste campo. Em particular, várias questões estão atualmente em consideração, como a previsão da produção de energia PV, a escolha ideal dos módulos e dos conversores de energia que interligam com a fonte PV (para autoconsumo ou ligação com a RESP) e o estudo de todos os problemas relacionados com o controlo da eletrónica de potência. Para enfrentar adequadamente esses problemas, é necessária uma modelação precisa dos sistemas PV. De facto, essa modelação permite que as características elétricas de uma fonte PV sejam definidas, de modo a obter uma avaliação do seu comportamento em qualquer condição de funcionamento [57].

Torna-se importante o desenvolvimento de modelos matemáticos adequados para caracterizar/simular uma célula ou módulo PV, que são também muito úteis, perante a análise dinâmica de conversores de energia, avaliando por exemplo os algoritmos de seguimento do ponto de potência máxima (MPPT) mais adequados e, sobretudo, ao desenvolver ferramentas de simulação para sistemas PV, seja em *software* ou a nível de *hardware* [57].

Os modelos matemáticos utilizados avaliam o comportamento dos dispositivos PV, assimilando-o como um circuito elétrico equivalente que inclui alguns componentes lineares e não lineares. Os parâmetros que descrevem o circuito elétrico equivalente (parâmetros PV) estão diretamente relacionados com as características de desempenho disponibilizadas nos *datasheets* na STC [58].

Na literatura existem vários modelos matemáticos que permitem caracterizar/simular o comportamento de uma célula ou de um módulo PV sob diferentes condições de funcionamento. Importa referir, o modelo de um diódo [59], [60] e o modelo de dois díodos [61], [62]. Recentemente, outros modelos têm surgido no sentido de melhor caracterizar o comportamento das diferentes tecnologias PV. Como por exemplo, o modelo multidíodo [63], [64] constituído por nx -díodos ligados em paralelo, caracterizado por $3+2nx$ parâmetros. Teoricamente, podem ser adicionados mais díodos ($nx > 2$) ao circuito elétrico equivalente da célula ou do módulo PV para melhor considerar os efeitos que ocorrem ao nível da junção PN. Um outro exemplo é o modelo de diódo multidimensão [65], [66], que tanto permite aumentar o número de díodos ligados em paralelo como ligados em série, proporcionando uma rede de díodos configurável, no sentido de aumentar a precisão. Todavia, a contribuição deste modelo permite obter uma precisão superior na extração dos parâmetros para a tecnologia de filme fino. A precisão de cada um dos modelos está diretamente relacionada com os parâmetros extraídos.

Deste modo, é necessário o desenvolvimento de técnicas de modelação robustas e eficientes que permitam prever com precisão e confiabilidade a produção de energia PV. A previsão de produção PV para além de depender, essencialmente, dos fatores climáticos (sobretudo temperatura e radiação solar) depende também do modelo matemático utilizado e

da informação disponível, que condiciona/determina a respetiva técnica de modelação. Assim, as técnicas de modelação PV podem ser agrupadas consoante a informação disponível ou consoante o tipo de método utilizado, que pode ser analítico, numérico ou híbrido.

3.2. Modelos Matemáticos

O conhecimento do modelo matemático de uma célula PV é fundamental para perceber o comportamento de um módulo PV (que normalmente é composto por várias células ligadas em série) sob diferentes condições de funcionamento. Uma célula PV é basicamente uma junção PN, com a particularidade, de que, sem a presença de radiação solar comporta-se como um díodo e conseqüentemente a corrente é determinada pelo modelo matemático de Shockley. Na presença de radiação solar é necessário somar uma outra corrente, a corrente fotoelétrica, I_{ph} , que depende da irradiância incidente e da temperatura da célula. Quando polarizada diretamente, o ponto de funcionamento encontra-se no primeiro quadrante, onde se verifica que a maior corrente é a corrente de curto-circuito, I_{sc} , que ocorre quando a tensão é nula. A máxima tensão obtida é a tensão de circuito-aberto, V_{oc} , quando não há fluxo de corrente. Quando polarizada inversamente, o ponto de funcionamento encontra-se no segundo quadrante onde haverá condução de corrente apenas quando ultrapassada a tensão de rutura/*breakdown* (V_{br}), podendo provocar a danificação da célula. A Figura 3.1 mostra a curva caraterística I-V de uma célula PV quando esta entra em polarização inversa.

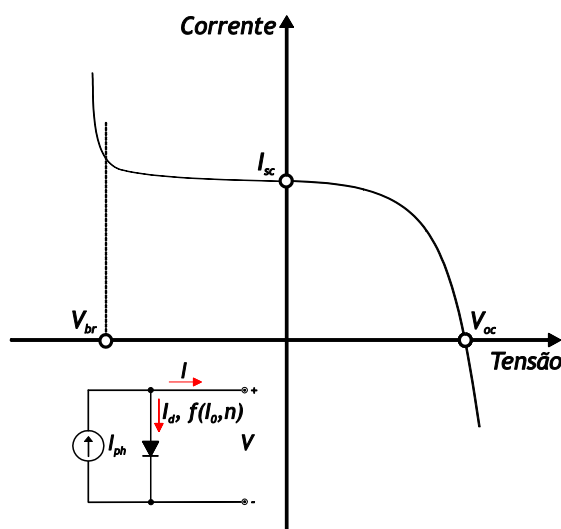


Figura 3.1 - Curva caraterística I-V de uma célula PV.

Como referido anteriormente, na literatura existem vários modelos matemáticos para simular o comportamento das células ou módulos PV. Nesta secção são tidos em consideração os modelos mais comuns da literatura. Sendo, o modelo de um díodo o mais utilizado por garantir o compromisso entre simplicidade e precisão, porém para melhorar a precisão o modelo de dois díodos é preferido por vários autores.

3.2.1. Modelo de Um Díodo

Uma vez que, o modelo matemático ideal não considera as perdas de tensão e de corrente é necessário adicionar a esse modelo uma resistência em série (R_s) e uma resistência em paralelo (R_p) de forma a obter um modelo real que caracterize o comportamento das células ou dos módulos PV, o qual se designa como modelo de um díodo.

O modelo de um díodo [60] apresentado na Figura 3.2 é constituído por: uma fonte de corrente que representa a corrente produzida pelo efeito PV, a qual depende das características do material semiconductor e principalmente da variação da irradiância incidente e da temperatura da célula ou módulo; um díodo que tem em conta os efeitos físicos que ocorrem a nível da junção PN (difusão e recombinação dos portadores de carga no semiconductor) em paralelo com a fonte de corrente cujo valor varia em função da temperatura e da carga; uma resistência em série representando as perdas ôhmicas no semiconductor e nos contatos metálicos (perdas por efeito de Joule), que afeta a inclinação da curva na zona de circuito-aberto; uma resistência em paralelo que traduz as perdas por correntes de fuga (correntes parasitas que circulam nas células devido a imperfeições na estrutura do material), que afeta a inclinação da curva na zona de curto-circuito [49], [67].

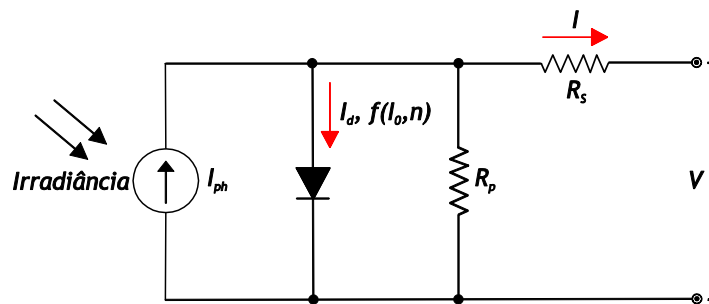


Figura 3.2 - Circuito equivalente para o modelo matemático de um díodo.

Aplicando as leis de Kirchhoff ao circuito da Figura 3.2, a corrente do circuito (I) é dada pela equação (3.1).

$$I = I_{ph} - I_d - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3.1)$$

onde a corrente do díodo (I_d) é descrita pela equação (3.2) de acordo com a equação de Shockley.

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{n \times V_t}\right) - 1 \right] \quad (3.2)$$

Na equação (3.2) a corrente inversa de saturação do díodo I_0 é obtida pela equação (2.4), o termo $(V + I \times R_s)$ é a tensão no díodo, e V_t é a tensão térmica que é dada pela equação (2.3) para uma célula PV ou pela equação (3.3) no caso de um módulo PV, sendo N_s o número de células conectadas em série.

$$V_t = \frac{N_s \times k \times T}{q} \quad (3.3)$$

Substituindo a equação (3.2) na equação (3.1), a equação que descreve a corrente do circuito para o modelo de um díodo é dada pela equação (3.4).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{n \times V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3.4)$$

O modelo é caracterizado por cinco parâmetros desconhecidos $\tau = [I_{ph}, I_0, n, R_s, R_p]$ que podem ser obtidos analiticamente ou numericamente.

3.2.2. Modelo de Dois Díodos

O modelo de dois díodos [68] apresentado na Figura 3.3 é semelhante ao anterior mas com a particularidade de possuir dois díodos em paralelo com a fonte de corrente, também conhecido como modelo de dupla exponencial. Este modelo descreve com maior exatidão os fenómenos físicos ao nível da junção PN, um díodo representa a corrente de difusão na junção, enquanto o outro tem em conta o efeito de recombinação na região espaço-carga. Apresenta melhor precisão do que o modelo de um díodo, especialmente para níveis de baixa irradiância e para a tecnologia policristalina, contudo é mais complexo devido ao aumento do número de parâmetros [62], [69].

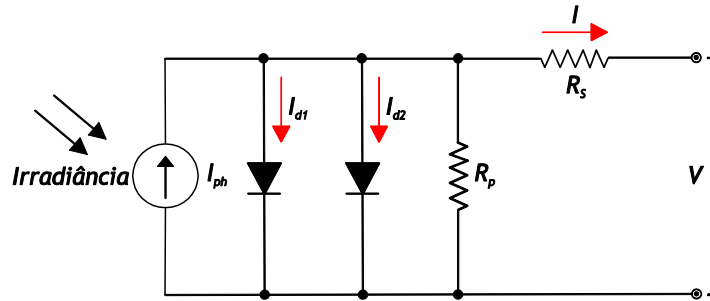


Figura 3.3 - Circuito equivalente para o modelo matemático de dois díodos.

Aplicando as leis de Kirchhoff ao circuito da Figura 3.3, a corrente do circuito (I) é dada pela equação (3.5).

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3.5)$$

sendo as correntes do díodo 1 (I_{d1}) e do díodo 2 (I_{d2}) descritas pelas equações (3.6) e (3.7) de acordo com a equação de Shockley.

$$I_{d1} = I_{01} \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{n_1 \times V_t}\right) - 1 \right] \quad (3.6)$$

$$I_{d2} = I_{02} \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{n_2 \times V_t}\right) - 1 \right] \quad (3.7)$$

onde I_{01} é a corrente inversa de saturação do díodo 1 obtida pela equação (3.8), I_{02} é a corrente inversa de saturação do díodo 2 obtida pela equação (3.9), n_1 é o fator de idealidade do díodo 1 e n_2 é o fator de idealidade do díodo 2.

$$I_{01} = C_1 \times T^3 \exp\left(-\frac{E_{gap}}{k \times T}\right) \quad (3.8)$$

$$I_{02} = C_2 \times T^{\frac{5}{2}} \exp\left(-\frac{E_{gap}}{2 \times k \times T}\right) \quad (3.9)$$

C_1 e C_2 representam o coeficiente de temperatura.

Substituindo as equações (3.6) e (3.7) na equação (3.5) a equação que descreve a corrente do circuito para o modelo de dois díodos é dada pela equação (3.10).

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{n_1 \times V_t}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{n_2 \times V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3.10)$$

Assim, o modelo de dois díodos é caracterizado por sete parâmetros desconhecidos $\tau = [I_{ph}, I_{01}, I_{02}, n_1, n_2, R_s, R_p]$ que podem ser obtidos do mesmo modo que os do modelo anterior.

3.2.3. Modelo de Três Díodos

No modelo de três díodos [70], [71] apresentado na Figura 3.4, no sentido de descrever ainda melhor os fenômenos físicos ao nível da junção PN é considerado um terceiro díodo ligado em paralelo com a fonte de corrente, que tem em conta o efeito de recombinação nas regiões de defeito e de limites de grãos.

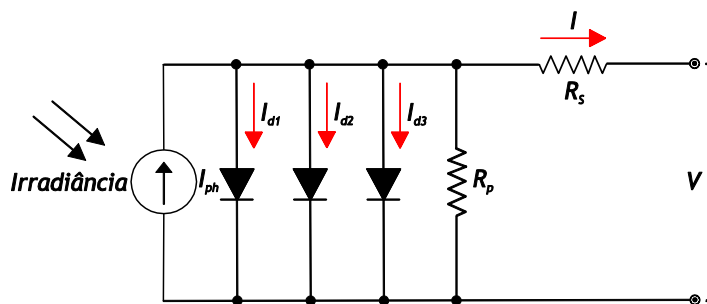


Figura 3.4 - Circuito equivalente para o modelo matemático de três díodos.

Aplicando as leis de Kirchhoff ao circuito da Figura 3.4, a corrente do circuito (I) é dada pela equação (3.11).

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{d3} - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3.11)$$

As correntes I_{d1} e I_{d2} são obtidas tal como para o modelo de dois díodos pelas equações (3.6) e (3.7), respetivamente. Já a corrente do díodo 3 (I_{d3}) é descrita pela equação (3.12) de acordo com a equação de Shockley.

$$I_{d3} = I_{03} \left[\exp\left(\frac{V+I \times R_s}{n_3 \times V_t}\right) - 1 \right] \quad (3.12)$$

onde I_{03} é a corrente inversa de saturação do díodo 3 e n_3 é o fator de idealidade do díodo 3.

Substituindo as equações (3.6), (3.7) e (3.12) na equação (3.11) a equação que descreve a corrente do circuito para o modelo de três díodos é dada pela equação (3.13).

$$\begin{aligned} I = & I_{ph} - I_{01} \left[\exp\left(\frac{V+I \times R_s}{n_1 \times V_t}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{V+I \times R_s}{n_2 \times V_t}\right) - 1 \right] \\ & - I_{03} \left[\exp\left(\frac{V+I \times R_s}{n_3 \times V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+I \times R_s}{R_p} \end{aligned} \quad (3.13)$$

Deste modo, o modelo de três díodos é caracterizado por nove parâmetros desconhecidos $\tau = [I_{ph}, I_{01}, I_{02}, I_{03}, n_1, n_2, n_3, R_s, R_p]$.

3.2.4. Modelo de Multidíodo

Outro modelo considerado na literatura, onde pode ser incluído o modelo anterior, é o modelo de multidíodo [63], constituído por nx -díodos ligados em paralelo. Teoricamente, mais díodos podem ser adicionados ao circuito da Figura 3.5 para melhor ter em conta os efeitos distribuídos e localizados nas células PV, como a recombinação de Auger. No entanto, as suas contribuições são muito pequenas ou mesmo insignificantes quando comparadas com os resultados dos modelos anteriores [63].

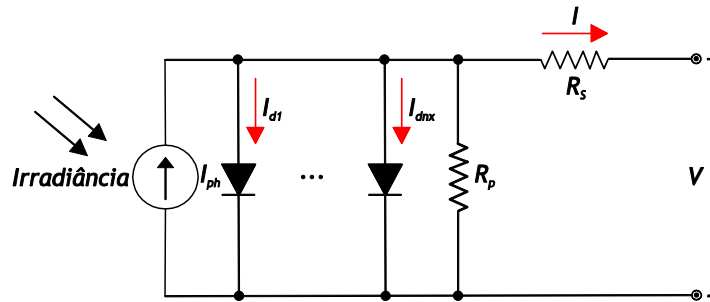


Figura 3.5 - Circuito equivalente para o modelo matemático de multidíodo.

O modelo de multidíodo é caracterizado por $3+2nx$ parâmetros e a equação que descreve a corrente do circuito equivalente (I) é dada pela equação (3.14), onde nx é o número de díodos no circuito.

$$I = I_{ph} - \sum_{i=1}^{nx} I_{0i} \left[\exp\left(\frac{V+I \times R_s}{n_i \times V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+I \times R_s}{R_p} \quad (3.14)$$

3.2.5. Modelo de Díodo Multidimensão

Outro modelo encontrado na literatura é o modelo de díodo multidimensão [65], [66] apresentado na Figura 3.6, que tanto permite aumentar o número de díodos ligados em paralelo como ligados em série, proporcionando uma rede de díodos configurável, no sentido de aumentar a precisão [66]. Todavia, a contribuição deste modelo permite obter uma precisão superior na extração dos parâmetros para a tecnologia de filme fino [65].

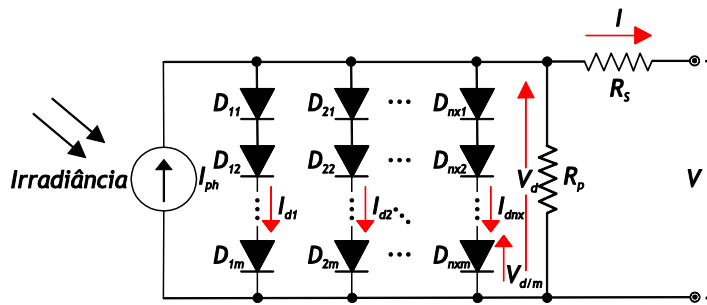


Figura 3.6 - Circuito equivalente para o modelo matemático de díodo multidimensão.

O modelo de díodo multidimensão possui m -díodos conectados em série e nx -strings de díodos em paralelo, sendo o número de díodos no circuito dado por $nx \times m$. Uma vez que neste modelo a corrente do díodo (I_{dnx}) é a mesma para os díodos pertencentes à mesma *string*, é considerada uma corrente de díodo por *string*. No sentido de reduzir a complexidade do modelo e de simplificar os cálculos é considerada apenas uma corrente inversa de saturação por *string*, em vez de ser considerada uma por díodo. Deste modo, o número de parâmetros do modelo de díodo multidimensão é obtido da seguinte forma: para $m=1$ temos $3+2nx$ parâmetros; enquanto para $m>1$ temos $(3+2nx)+(nx \times (m-1))$ parâmetros.

A equação que descreve a corrente do circuito equivalente (I) é dada pela equação (3.15).

$$I = I_{ph} - \sum_{i=1}^{nx} I_{0i} \left[\exp \left(\sum_{j=1}^m \frac{V + I \times R_s}{n_{ij} \times V_t \times m} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3.15)$$

3.2.6. Modelo de Bishop

Finalmente, o modelo de Bishop [72] apresentado na Figura 3.7, é utilizado quando um módulo PV é submetido a condições de irradiância não uniforme (ocorrência de sombreamento por exemplo). Neste caso, algumas células podem deslocar o seu ponto de funcionamento do primeiro para o segundo quadrante. Para modelar esta característica é necessário introduzir no modelo matemático o termo proposto em [72] que é basicamente uma fonte de corrente controlada, que permite controlar a corrente no ramo da resistência R_p . Assim, essa característica é considerada como um fator de multiplicação não linear, que influencia a corrente na resistência R_p .

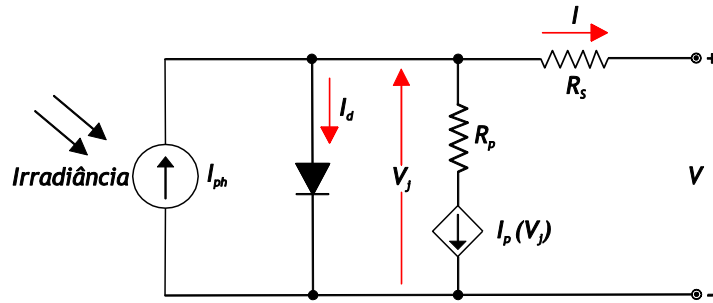


Figura 3.7 - Circuito equivalente para o modelo matemático de Bishop.

A corrente I_p que atravessa o ramo controlado (resistência R_p) é obtida pela equação (3.16).

$$I_p = \frac{V_j}{R_p} \left(1 + \alpha \left(1 - \frac{V + I \times R_s}{V_{br}} \right)^{-m} \right) \quad (3.16)$$

onde, V_j é a tensão controlada, α é a fração de corrente ôhmica envolvida na avaria súbita e m é o expoente de avaria súbita que compreende o intervalo $3.4 < m < 4$ para o silício [72].

A corrente do circuito equivalente (I) é então obtida pela equação (3.17).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I \times R_s}{n \times V_t} \right) - 1 \right] - I_p \quad (3.17)$$

Embora a abordagem de Bishop seja frequentemente utilizada na literatura, tem sido criticada de não estar fisicamente correta, uma vez que este fenómeno físico deve afetar a junção PN por inteiro, e não apenas a corrente na resistência R_p [73].

3.3. Parâmetros Fotovoltaicos dos Modelos Matemáticos

Uma das abordagens para caracterizar as células e os módulos PV, bem como para avaliar o seu desempenho sob condições particulares de irradiância e temperatura é baseada na determinação analítica dos parâmetros PV do modelo matemático considerado. Visando normalmente a reconstrução das curvas I-V e P-V a partir dos dados disponibilizados pelos fabricantes. No entanto, também a determinação numérica é uma abordagem comum, onde geralmente os parâmetros são determinados à custa do melhor ajuste (*fit*) entre as curvas I-V ou P-V obtidas pelo respetivo modelo matemático e por um conjunto de pontos empíricos medidos experimentalmente durante o funcionamento de uma célula ou módulo PV [49].

Porém, a determinação dos parâmetros PV é um problema desafiador, uma vez que, as equações que descrevem os modelos matemáticos para determinar os parâmetros são implícitas e não lineares, e podem não admitir a resolução analítica [74]. Uma vez que, a solução analítica é bastante complexa a abordagem para procurar soluções numéricas através de procedimentos do ajuste de curva é muitas vezes preferida, pois leva a resultados mais precisos. Ainda assim, nas soluções numéricas, a escolha dos valores iniciais dos parâmetros PV desconhecidos é uma questão crucial, pois requerem valores iniciais apropriados para alcançar a convergência. Na

verdade, uma seleção inadequada dos valores iniciais dos parâmetros desconhecidos resultará em valores inaceitáveis ou na não convergência do algoritmo [57].

3.3.1. Extração dos Parâmetros Fotovoltaicos pelos Dados dos Fabricantes

A determinação dos parâmetros PV a partir do conhecimento da informação única contida nos *datasheets* fornecidos pelos fabricantes, é um método vantajoso, uma vez que a necessidade de instalação de um sistema de medição e a realização das medidas são evitadas. Por outro lado, com esta abordagem é possível uma extração confiável dos parâmetros PV, uma vez que a sua dependência da irradiância e temperatura é definida com muita precisão na STC, em laboratórios específicos para avaliar o desempenho dos módulos PV. Portanto, os parâmetros determinados a partir dos *datasheets* só são válidos sob a STC [57].

A grande dificuldade surge do facto de serem disponibilizadas, pelos fabricantes, apenas as informações relativas ao funcionamento na STC: I_{sc} ; V_{oc} ; I_{MPP} ; V_{MPP} ; α_i ; α_v .

Nas abordagens analíticas, para determinar dos parâmetros PV, são normalmente realizadas simplificações ou aproximações, que se baseiam nas três condições características de funcionamento SC, OC e MPP. Bem como, numa quarta condição adicional que consiste na derivada no MPP, pois neste ponto a derivada da potência em relação à tensão é zero. Ou ainda numa quinta equação, visto serem cinco incógnitas para o modelo de um díodo, a qual consiste na derivada da corrente em relação à tensão na condição de SC, que é principalmente determinada pela resistência R_p [75]. Outras abordagens propostas na literatura recorrem a pontos intermédios da curva característica I-V, como $1/2V_{oc}$ e $1/2(V_{oc}+V_{mpp})$, de forma a encontrar outros pontos de funcionamento que permitam resolver o sistema de equações não linear incluído novas condições de referência [76].

Uma dessas simplificações consiste em considerar o valor da resistência R_p tão elevado ($R_p \rightarrow \infty$) que pode ser negligenciável, considerando assim só quatro parâmetros para o modelo de um díodo. Porém, se esta for tida em conta o procedimento torna-se muito mais complexo e não direto, exigindo a resolução de um sistema de equações não linear. De forma a obter uma solução explícita a função W de Lambert pode ser utilizada. Por outro lado, uma das aproximações comuns na literatura consiste em assumir que a corrente fotoelétrica é igual a corrente de curto-circuito na STC, como mostra a equação (3.18) [49].

$$I_{ph,STC} = I_{sc,STC} \quad (3.18)$$

De seguida, são apresentadas algumas das equações utilizadas nesta dissertação, na determinação dos parâmetros PV a partir da informação disponibilizada pelos fabricantes. As quais foram obtidas de [49], onde pode ser consultada a sua dedução.

Assim, as equações (3.19) a (3.23) permitem determinar o fator de idealidade do díodo, a corrente inversa de saturação do díodo, o coeficiente de temperatura, a resistência em série e a resistência em paralelo, respetivamente.

$$n = \frac{\alpha_v - \frac{V_{oc,STC}}{T_{STC}}}{N_s \times V_{t,STC} \left(\frac{\alpha_j}{I_{ph,STC}} - \frac{3}{T_{STC}} - \frac{E_{gap}}{k \times T_{STC}^2} \right)} \quad (3.19)$$

$$I_{0,STC} \approx I_{ph,STC} \times \exp\left(-\frac{V_{oc,STC}}{n \times N_s \times V_{t,STC}}\right) \quad (3.20)$$

$$C = \frac{I_{0,STC}}{T_{STC}^3 \times \exp\left(-\frac{E_{gap}}{k \times T_{STC}}\right)} \quad (3.21)$$

$$R_s = \frac{y \times n \times V_{t,STC} - V_{MPP,STC}}{I_{MPP,STC}} \quad (3.22)$$

$$R_p = \frac{y \times n \times V_{t,STC}}{I_{ph} - I_{MPP,STC} - I_{0,STC} \times (\exp(y) - 1)} \quad (3.23)$$

Sendo, y determinado pela equação (3.24) que admite a resolução analítica do sistema de equações através da função W de Lambert: $f(y) = ye^y$.

$$y = \text{LambertW} \left[\frac{V_{MPP,STC} (2I_{MPP,STC} - I_{ph} - I_{0,STC}) \times \exp\left(\frac{V_{MPP,STC} (V_{MPP,STC} - 2n \times V_{t,STC})}{n^2 \times V_{t,STC}^2}\right)}{n \times I_{0,STC} \times V_{t,STC}} \right] + 2 \frac{V_{MPP,STC}}{n \times V_{t,STC}} - \frac{V_{MPP,STC}^2}{n^2 \times V_{t,STC}^2} \quad (3.24)$$

Deste modo, com a utilização da função W de Lambert é possível obter uma solução explícita para o modelo de um díodo.

3.3.2. Extração dos Parâmetros Fotovoltaicos pelos Dados Experimentais

Muitas têm sido as abordagens propostas na literatura que visam determinar os parâmetros PV a partir dos dados experimentais, os quais resultam da medição experimental da curva característica I-V. A grande maioria dessas abordagens segue a metodologia numérica, sendo o problema de extração dos parâmetros PV considerado como um problema de otimização, onde o objetivo é obter um conjunto de parâmetros que produza a melhor aproximação aos dados experimentais adquiridos sob quaisquer condições de irradiância e temperatura. Ou seja, o objetivo consiste na minimização da diferença entre os dados estimados e os dados experimentais [57].

Na literatura, essa diferença é frequentemente quantificada através dos seguintes índices de desempenho [77]-[79]:

erro absoluto (AE)

$$AE = \sum_{i=1}^N |I_i - \hat{I}_{(V_i, \tau)}| \quad (3.25)$$

erro absoluto médio (MAE)

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |I_i - \hat{I}_{(V_i, \tau)}| \quad (3.26)$$

erro quadrático (SSE)

$$SSE = \sum_{i=1}^N (I_i - \hat{I}_{(V_i, \tau)})^2 \quad (3.27)$$

raiz quadrada do erro quadrático médio (RMSE)

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (I_i - \hat{I}_{(V_i, \tau)})^2} \quad (3.28)$$

RMSE ponderado (ξ) proposto por [67]

$$\xi = \frac{RMSE}{I_{sc}} = \frac{1}{I_{sc}} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (I_i - \hat{I}_{(V_i, \tau)})^2} \quad (3.29)$$

onde N representa um conjunto de pontos empíricos (I_i, V_i) medidos experimentalmente com $i \in N$, e $\hat{I}_{(V_i, \tau)}$ o valor estimado da corrente em função dos parâmetros desconhecidos τ que caracterizam os modelos PV.

Deste modo, a solução é obtida de forma iterativa à custa da minimização de uma função objetivo (OF), que poderá ser qualquer um dos índices de desempenho apresentados. Para isso, é necessário atribuir a cada parâmetro desconhecido um valor inicial, compreendido num dado intervalo, de forma a que a OF definida possa avaliar o grau de correspondência entre um conjunto de parâmetros candidatos e os dados experimentais. O grau de correspondência é avaliado a cada iteração e a solução ótima será alcançada quando um determinado critério for atingido, como por exemplo o erro cair abaixo de um limite escolhido [57].

Com esta abordagem, o uso de equações complexas para determinar os parâmetros PV é evitado, no entanto o tempo de computação pode ser elevado. Na verdade, isso pode não representar um problema no contexto da investigação, mas pode representar uma limitação quando se pretende calcular em tempo real o comportamento de células ou módulos PV.

Com o objetivo de efetuar a extração dos parâmetros PV a partir dos dados experimentais e de testar um novo método de extração, em diferentes condições de funcionamento, foram medidas em ambiente experimental várias curvas características I-V. O anexo A apresenta as referidas curvas, bem como a forma como foram adquiridas.

3.3.3. Limitação da Equação Equivalente

O facto da equação que descreve a corrente das células ou módulos PV não admitir uma solução explícita, exigindo a resolução de um sistema de equações não linear, representa uma limitação significativa, não só na extração dos parâmetros do modelo matemático, como também na sua simulação. Por exemplo quando se pretende identificar o ponto de funcionamento, uma vez que obriga à resolução da equação. Essa limitação pode ser superada através da função W de Lambert [80], [81] ou utilizando métodos numéricos, como por exemplo, o método da bissecção (BM) [82] ou o método de Newton-Raphson (NRM) [83], [84].

Função W de Lambert

Considerando o modelo de um díodo, equação (3.4), a corrente estimada $\hat{I}_{(V_i, \tau)}$, pode ser obtida pela função W de Lambert através das equações (3.30) e (3.31), respetivamente.

$$\hat{I}_{(V_i, \tau)} = \frac{R_p \times (I_{ph} + I_0) - V}{R_s + R_p} - \frac{n \times V_t}{R_s} \text{LambertW}(\theta) \quad (3.30)$$

onde,

$$\theta = \frac{\left(\frac{R_p \times R_s}{R_p + R_s}\right) I_0 \exp\left(\frac{R_p \times R_s (I_{ph} + I_0) + R_p \times V}{n \times V_t (R_p + R_s)}\right)}{n \times V_t} \quad (3.31)$$

Facilmente se observa que a equação do modelo de um díodo é agora explícita, permitindo calcular diretamente, para qualquer valor da tensão o respetivo valor da corrente. Da mesma forma, também qualquer valor da tensão pode ser determinado em função do valor da corrente correspondente.

Método de Newton-Raphson

Outra alternativa comum para ultrapassar essa limitação é o NRM, o qual se mostra mais adequado na presente dissertação. Trata-se de um método iterativo em que a corrente estimada $\hat{I}_{(V_i, \tau)}$ é obtida de acordo com o fluxograma da Figura 3.8.

Para o modelo de um díodo o problema consiste na resolução da equação $f(\hat{I}_{(V_i, \tau)}) = 0$, expressa pela equação (3.32). O método avalia o valor da função $f(\hat{I}_{(V_i, \tau)})$, sucessivamente, até que a condição de paragem utilizada, $|f(\hat{I}_{(V_i, \tau)})| < 10^{-10}$, é alcançada. Durante as sucessivas iterações o método requer o conhecimento da derivada da função $f(\hat{I}_{(V_i, \tau)})$ em relação a $\hat{I}_{(V_i, \tau)}$, pela equação (3.33), para calcular o novo valor da corrente estimada $\hat{I}_{(V_i, \tau)}$.

$$f(\hat{I}_{(V_i, \tau)}) = \left(I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_i + \hat{I}_{(V_i, \tau)} \times R_s}{n \times V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_i + \hat{I}_{(V_i, \tau)} \times R_s}{R_p} \right) - \hat{I}_{(V_i, \tau)} \quad (3.32)$$

$$\frac{\partial f(\hat{I}_{(V_i, \tau)})}{\partial \hat{I}_{(V_i, \tau)}} = - \left(\frac{I_0 \times R_s \left[\exp \left(\frac{V_i + \hat{I}_{(V_i, \tau)} \times R_s}{n \times V_t} \right) \right]}{n \times V_t} \right) - \frac{R_s}{R_p} - 1 \quad (3.33)$$

Note-se que, na condição de paragem é imposto um valor $<10^{-10}$ para devolver o valor da corrente estimada $\hat{I}_{(V_i, \tau)}$, por forma a contribuir para a precisão dos parâmetros PV extraídos. A influência desta condição no esforço computacional é negligenciável.

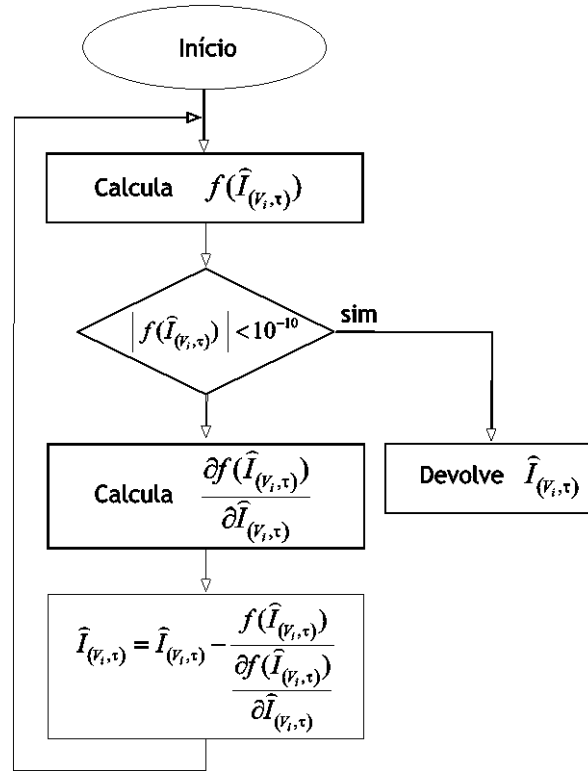


Figura 3.8 - Fluxograma do método de Newton-Raphson.

Também para o modelo de dois díodos, expresso pela equação (3.10), a corrente estimada $\hat{I}_{(V_i, \tau)}$ é obtida através do NRM, fluxograma da Figura 3.8, sendo as equações (3.32) e (3.33) substituídas pelas equações (3.34) e (3.35), respetivamente.

$$f(\hat{I}_{(V_i, \tau)}) = \left(I_{ph} - I_{01} \left[\exp \left(\frac{V_i + \hat{I}_{(V_i, \tau)} \times R_s}{n_1 \times V_t} \right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V_i + \hat{I}_{(V_i, \tau)} \times R_s}{n_2 \times V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_i + \hat{I}_{(V_i, \tau)} \times R_s}{R_p} \right) - \hat{I}_{(V_i, \tau)} \quad (3.34)$$

$$\frac{\partial f(\hat{I}_{(V_i, \tau)})}{\partial \hat{I}_{(V_i, \tau)}} = - \left(\frac{I_{01} \times R_s \left[\exp \left(\frac{V_i + \hat{I}_{(V_i, \tau)} \times R_s}{n_1 \times V_t} \right) \right]}{n_1 \times V_t} \right) - \left(\frac{I_{02} \times R_s \left[\exp \left(\frac{V_i + \hat{I}_{(V_i, \tau)} \times R_s}{n_2 \times V_t} \right) \right]}{n_2 \times V_t} \right) - \frac{R_s}{R_p} - 1 \quad (3.35)$$

Função W de Lambert vs Método de Newton-Raphson

Com o propósito de avaliar a precisão e o desempenho dos dois métodos apresentados anteriormente, e de seleccionar um deles para ultrapassar a limitação da equação equivalente nos trabalhos desenvolvidos nesta dissertação, foi realizada a determinação dos parâmetros PV com base na informação disponibilizada nos *datasheets* pelos fabricantes, i.e., na STC. Para tal foi utilizado o módulo PV Sharp ND-R250A5 cujo as especificações técnicas são apresentadas no anexo A, Tabela A.1. Foi considerado o modelo de um díodo e os cinco parâmetros desconhecidos foram determinados pelas equações (2.4), (3.18), (3.19), (3.22) e (3.23). A Tabela 3.1 apresenta o resultado dos parâmetros referidos, obtidos com base na STC.

Tabela 3.1 - Parâmetros do modelo de um díodo obtidos na STC para o módulo PV Sharp ND-R250A5.

$I_{ph} = 8,6800$ [A]	$I_0 = 5.2343E-10$ [A]	$n = 1.0365$	$R_s = 0.2244$ [Ω]	$R_p = 191.0570$ [Ω]
-----------------------	------------------------	--------------	-----------------------------	-------------------------------

Depois de determinados os cinco parâmetros PV o valor da corrente foi estimado por ambos os métodos, de forma a obter a solução da equação (3.4). As curvas características I-V e P-V correspondentes são apresentadas nas Figuras 3.9 e 3.10, respetivamente. Pelos resultados apresentados conclui-se que a função W de Lambert e o NRM obtiveram um resultado similar, pois tanto as curvas características como os pontos característicos são coincidentes. No entanto, ambos os métodos apresentam uma pequena discrepância em relação ao MPP definido na STC.

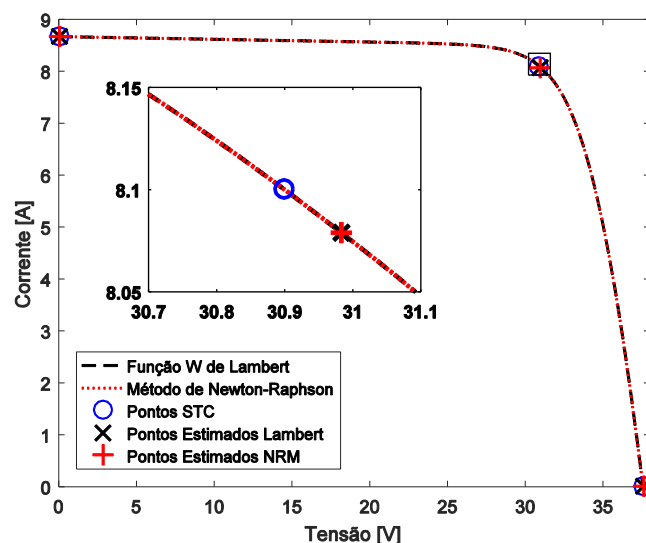


Figura 3.9 - Curva característica I-V, módulo PV Sharp ND-R250A5.

Relativamente ao desempenho verificou-se uma grande diferença em termos do tempo de execução. Para uma comparação justa os métodos foram testados exatamente nas mesmas condições. A função W de Lambert teve um tempo de execução de 5.7894 segundos, enquanto o NRM obteve a solução apenas em 0.0115 segundos.

Desta forma, em termos de precisão qualquer um dos métodos será uma boa aposta para determinar os parâmetros PV com base na informação disponibilizada nos *datasheets*. Porém,

a função W de Lambert é muito lenta a estimar os valores de corrente quando comparada com o NRM, cerca de 500 vezes mais lenta.

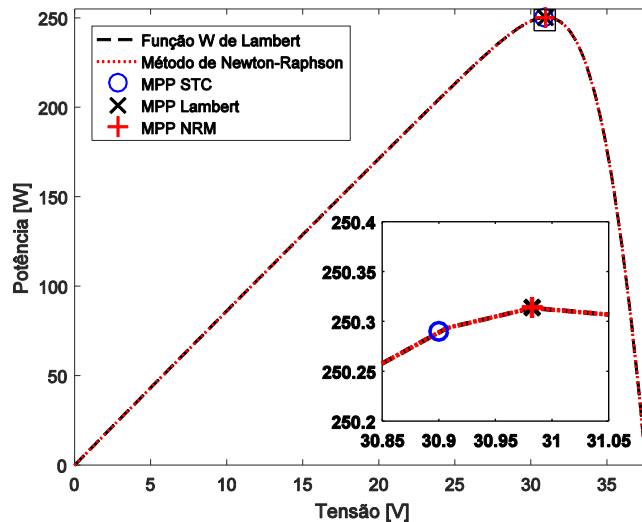


Figura 3.10 - Curva caraterística P-V, módulo PV Sharp ND-R250A5.

Posto isto, e tendo em conta que a otimização dos parâmetros PV requer a resolução da equação um grande número de vezes, conclui-se que a melhor estratégia é optar pelo NRM. Deste modo, daqui em diante será adotado o NRM para superar a limitação da equação.

3.4. Métodos de Extração dos Parâmetros Fotovoltaicos

Relativamente às técnicas de modelação PV, particularmente no que respeita aos métodos de extração dos parâmetros PV, estas podem ser agrupadas consoante a informação disponível ou consoante o tipo de método utilizado. Por um lado, a informação disponível condiciona o modo como é realizada a extração dos parâmetros que caracterizam o modelo matemático, podendo esses parâmetros ser extraídos através da informação disponibilizada nos *datasheets* fornecidos pelos fabricantes [60], [62], [67], [82], [85], [86] (como vimos anteriormente na subsecção 3.3.1) ou extraídos através da curva caraterística I-V medida experimentalmente [63], [78], [83], [87]-[90] (subsecção 3.3.2). Por outro lado, segundo o método utilizado, são agrupadas normalmente em três categorias: métodos analíticos [80], [81], [91]-[94], métodos numéricos [59], [84], [95]-[100] e métodos híbridos [69], [79], [101]-[109].

3.4.1. Métodos Analíticos

Os métodos analíticos usualmente são formulados através de funções elementares [61], [110], [111] aplicadas em determinados pontos característicos das curvas I-V e P-V ou através de simplificações/aproximações tornando as equações explícitas, como é o caso, da função W de

Lambert [112]-[114]. Apesar da simplicidade e cálculo rápido, muitas dessas abordagens requerem a resolução de um sistema de equações não linear, multivariável e multimodal (possui várias soluções ótimas locais), cujo desempenho depende da solução inicial [105], [115]. Outros aspetos que influenciam negativamente o desempenho consistem no erro de medição dos pontos característicos das curvas I-V e P-V, assim como na necessidade de, por vezes, realizar simplificações/aproximações o que resulta numa diminuição da precisão [98], [116].

Em [82] é proposto um método para extração dos cinco parâmetros do modelo de um diodo baseado em cinco equações analíticas sem qualquer simplificação, a partir dos *datasheets* fornecidos pelos fabricantes, na STC. No entanto, [117] conclui que na abordagem proposta por [82] a quinta equação não é linearmente independente das restantes. Em consequência a solução proposta por [82] não é única, admitindo infinitas soluções.

Em [78], [118] são apresentadas várias técnicas de redução no sentido de reduzir as dimensões do espaço de procura, designadas *reduced-forms* (RF). Com essas técnicas de redução, os cinco parâmetros que caracterizam o modelo de um diodo, foram divididos em dois parâmetros independentes (n e R_s) e três parâmetros dependentes (I_{ph} , I_0 e R_p). Restringindo assim o número de soluções e tornando o problema de extração dos cinco parâmetros do modelo de um diodo num problema convexo. Em [90] é apresentado outro método utilizando o mesmo conceito, *reduced-space search* (RSS).

3.4.2. Métodos Numéricos

Para mitigar as desvantagens dos métodos analíticos, recentemente, muitos autores recorrem a métodos numéricos para extrair os parâmetros que caracterizam o modelo matemático da célula ou do módulo PV. Estes podem ser do tipo determinístico ou do tipo estocástico.

São exemplo de métodos determinísticos o NRM [83] ou o algoritmo de Levenberg-Marquardt (LM) [89]. Embora estes métodos sejam bastante eficientes numa procura local, eles podem convergir prematuramente para mínimos locais, precisam de condições de continuidade, convexidade e diferenciação para serem aplicáveis e, além disso, a sua eficiência depende do posicionamento inicial [105], [107].

Em relação aos métodos estocásticos pode referir-se uma maior variedade, tais como: genetic algorithm (GA) [119], particle swarm optimization (PSO) [120], harmony search (HS), grouping-based global HS (GGHS) e innovative global HS (IGHS) [121], artificial bee swarm optimization (ABSO) [77], bird mating optimizer (BMO) [122], cuckoo search (CS) [123], teaching learning based optimization (TLBO) [124], simplified TLBO (STLBO) [125], generalized oppositional TLBO (GOTLBO) [126], self-adaptive TLBO (SATLBO) [127], artificial bee colony (ABC) [128], improved ABC (IABC) [129], modified ABC (MABC) [130], biogeography-based optimization with mutation strategies (BBO-M) [131], mutative-scale parallel chaos

optimization algorithm (MPCOA) [132], chaotic asexual reproduction optimization (CARO) [133], mine blast algorithm (MBA) [134], flower pollination algorithm (FPA) [135], parallel PSO (PPSO) [136], differential evolution (DE) [137], improved adaptive DE with crossover rate repairing technique and ranking-based mutation (R_{cr} -IJADE) [115], adaptive DE technique (DET) [138], cat swarm optimization (CSO) [139], quantum PSO (QPSO) [140], population classification evolution (PCE) [141], modified simplified swarm optimization (MSSO) [116] e evaporation rate based water cycle algorithm (ER-WCA) [142].

Nesta metodologia é frequente extrair os parâmetros à custa de uma OF que minimiza o erro entre as curvas I-V experimental e simulada, considerando assim quaisquer condições de irradiância e temperatura. Dependendo do algoritmo de otimização, esta metodologia, pode requerer recursos de computação superiores, quando comparada com os métodos analíticos [105].

Uma vez que a extração dos parâmetros PV é um problema de otimização multimodal (vários mínimos locais), muitos destes métodos estocásticos foram introduzidos com o objetivo de melhorar a capacidade de procura (evitando ficar preso num mínimo local), confiabilidade, robustez, esforço computacional e simplicidade. Embora seja mais provável obter uma solução global com os métodos estocásticos, eles sofrem de algumas limitações.

Por exemplo, no caso do PSO clássico e do GA, eles mantêm uma tendência que se concentra em direção aos mínimos locais, já que o seu mecanismo elitista força a convergência prematura e o comportamento torna-se pior quando o algoritmo de otimização enfrenta funções multimodais [108]. Para mitigar essas desvantagens têm sido introduzidas várias variantes ao PSO, como é o caso do método *time varying acceleration coefficients PSO* (TVACPSO) proposto em [84]. Nesta abordagem, no sentido de mitigar a convergência prematura associada ao PSO, as constantes positivas de aceleração são modificadas durante o processo de otimização (o coeficiente de aceleração cognitivo é diminuído enquanto o coeficiente de aceleração social é aumentado). Os resultados obtidos são comparados com os algoritmos PSO convencional, *imperialistic competitive algorithm* (ICA), TLBO, *grey wolf optimization* (GWO), *water cycle algorithm* (WCA), *pattern search* (PS) e NRM.

Outro exemplo é o DE clássico que também sofre de algumas limitações, tais como: a configuração de parâmetros de DE é sensível; a escolha da estratégia de mutação ideal é difícil para um problema específico; DE é bom a explorar o espaço de procura, no entanto, é lento na exploração das soluções [115]. Portanto, existem várias variantes de DE avançadas disponíveis na literatura para remediar algumas das desvantagens do DE, como por exemplo o método *improved adaptive DE* (IADE) proposto em [98]. Os resultados obtidos foram comparados com outros métodos numéricos, nomeadamente PSO, GA, DE, *simulated annealing* (SA) e um método analítico.

Já outros métodos estocásticos, como por exemplo o SA e o HS, que apenas possuem um agente de procura, tornam estes métodos dependentes do posicionamento inicial [108].

3.4.3. Métodos Híbridos

Recentemente, os métodos híbridos surgiram no sentido de integrar as diferentes sinergias de ambas as metodologias (analítica e numérica), ou pela integração de diferentes algoritmos de otimização.

Por exemplo em [105] é proposto um método híbrido que combina um algoritmo determinístico Nelder-Mead simplex (NMS) com dois algoritmos estocásticos (ABC e eagle strategy (ES)), designado como EHA-NMS. Já em [79] é combinado o algoritmo LM com o algoritmo SA (LMSA). E em [104] é proposto um método híbrido que combina o algoritmo NMS com algoritmo modified PSO (MPSO), nomeado como NM-MPSO.

Embora muitos dos métodos híbridos sejam eficientes numa procura global requerem o ajuste de vários parâmetros, os quais devem ser ajustados experimentalmente ou através do método tentativa e erro, o que prejudica a sua eficácia e precisão. Além disso, requerem um elevado esforço computacional. Para mitigar o elevado esforço computacional vários autores, combinam métodos analíticos (expressões analíticas) com métodos numéricos.

Um exemplo, é proposto em [102] que combina expressões analíticas com o NMS, designado como A-bcNM. Já em [69] é proposto um método híbrido que também combina expressões analíticas com o método numérico, fireworks algorithm (FWA). Assim, a complexidade computacional é reduzida pela determinação analítica dos parâmetros I_{ph} , I_{01} e I_{02} , enquanto R_s , R_p , n_1 e n_2 são obtidos numericamente. Os resultados do FWA foram comparados com os algoritmos GA e PSO.

3.5. Variação dos Parâmetros Fotovoltaicos

Os parâmetros que descrevem o comportamento de uma célula PV são diferentes para cada tipo de tecnologia PV e até mesmo em cada célula, o que origina perdas por *mismatch* quando ligadas entre si, além disso, variam de acordo com a irradiância incidente e com a temperatura da célula. Particularmente em relação as resistências R_s e R_p foi referido, na subsecção 3.2.1, que ambas afetam a inclinação da curva característica I-V, como ilustra a Figura 3.11. Por um lado, devido a aumento de R_s e por outro devido à diminuição de R_p .

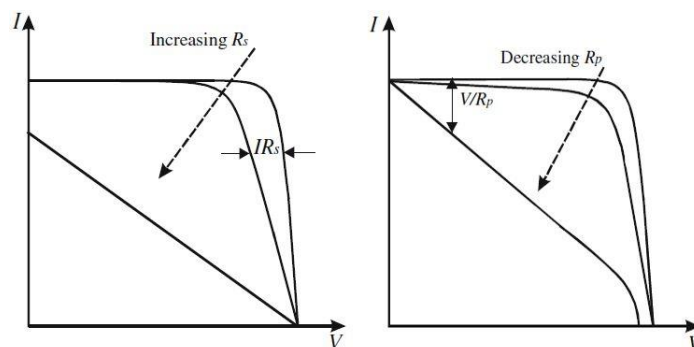


Figura 3.11 - Influência das resistências R_s e R_p na curva característica I-V [57].

Observa-se que R_s apresenta uma influência maior à direita do MPP, i.e., na região de tensão constante. Além disso, não tem efeito sobre a tensão V_{oc} , mas leva a uma diminuição da corrente I_{sc} . Porém R_p apresenta uma influência maior à esquerda do MPP, i.e., na região de corrente constante. Contrariamente à resistência R_s esta resistência não tem efeito sobre a corrente I_{sc} , mas leva a uma diminuição da tensão V_{oc} [57].

3.5.1. Variação Quantitativa

No sentido de analisar a variação dos parâmetros R_s , R_p e n quantitativamente foi novamente utilizado o módulo PV Sharp ND-R250A5 cujo as especificações técnicas são apresentadas no anexo A, Tabela A.1. Considerando para tal o modelo de um diodo e as equações (2.4), (3.18), (3.19), (3.22) e (3.23) de forma a determinar os valores dos cinco parâmetros. Cada um dos três parâmetros (R_s , R_p e n) foi variado independentemente, mantendo o valor dos restantes constante, i.e., igual ao determinado pelas respectivas equações. De forma, a garantir uma variação dos parâmetros dentro dos intervalos indicados na literatura para a tecnologia policristalina [66], [143], [144], a que pertence o respetivo módulo PV, foi considerada uma variação para R_s e para R_p de $\pm 80\%$ em relação ao valor determinado pelas equações (3.22) e (3.23), respetivamente. Já para n a variação considerada foi de $\pm 40\%$ em relação ao valor determinado pela equação (3.19). Após determinados os valores dos parâmetros recorreu-se ao NRM para estimar o valor da corrente em cada uma das diferentes situações. Os resultados são apresentados pelas Figuras 3.12 a 3.17, onde a linha preta corresponde ao valor do respetivo parâmetro sem qualquer variação (i.e., determinado pela referida equação), já a linha vermelha e a linha verde correspondem à variação acima e abaixo desse valor, respetivamente.

Considerando a variação de R_s , Figuras 3.12 e 3.13, observa-se uma influência significativa em ambas as curvas características I-V e P-V que acaba por deslocar o MPP, quer seja pelo aumento ou pela diminuição de R_s .

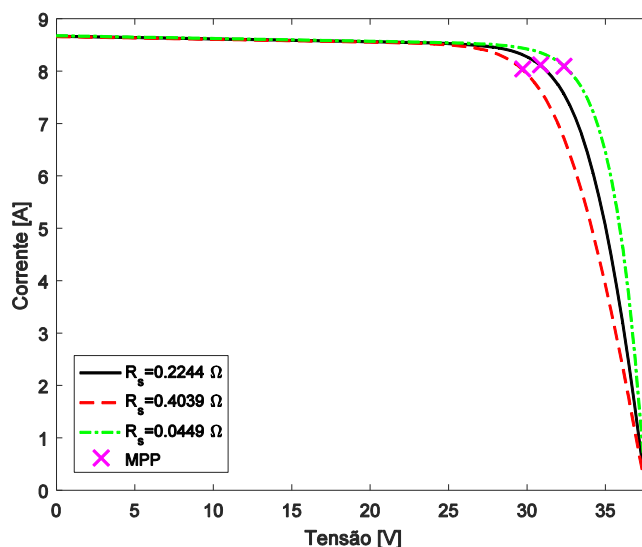


Figura 3.12 - Curvas características I-V obtidas pela variação de R_s .

Tal como esperado, a inclinação da curva caraterística varia bastante à direita do MPP e a diminuição do valor de R_s , ao contrário do aumento, contribui consideravelmente para uma potência máxima superior.

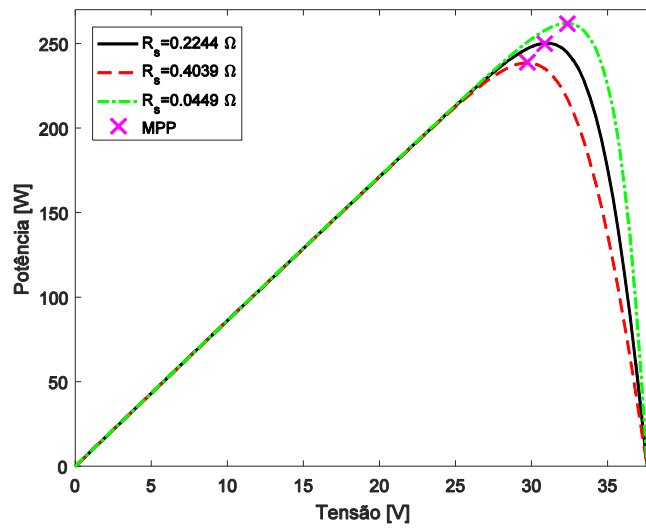


Figura 3.13 - Curvas caraterísticas P-V obtidas pela variação de R_s .

Relativamente à variação de R_p , Figuras 3.14 e 3.15, também é observada uma deslocação do MPP em ambas as curvas caraterísticas I-V e P-V, mas menos significativa. Isto porque só se verifica um deslocamento considerável do MPP pela diminuição de R_p . O que justifica o porquê de algumas abordagens da literatura considerarem que $R_p \rightarrow \infty$ negligenciando o seu valor.

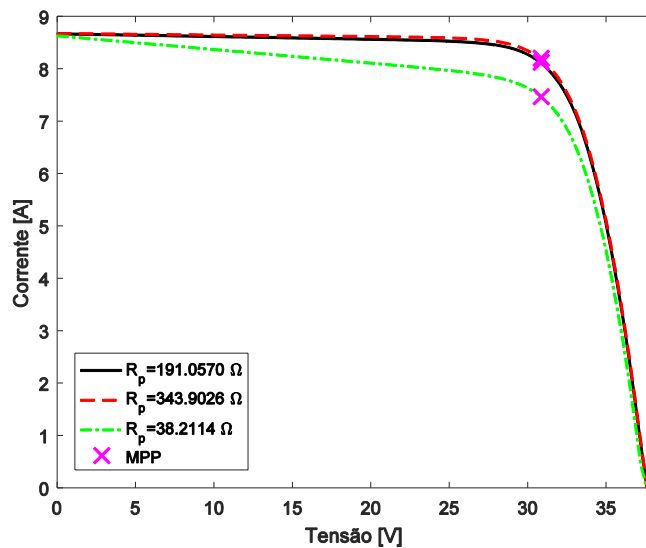


Figura 3.14 - Curvas caraterísticas I-V obtidas pela variação de R_p .

Em concordância com o que já foi referido antes, a variação de R_p , leva a que a inclinação da curva caraterística varie principalmente à esquerda do MPP. Uma vez que foi considerada uma variação de $\pm 80\%$ pode-se concluir que qualquer valor de R_p acima do valor ótimo afeta

ligeiramente a potência máxima. No entanto, qualquer valor de R_p abaixo do valor ótimo leva a uma diminuição significativa da potência máxima.

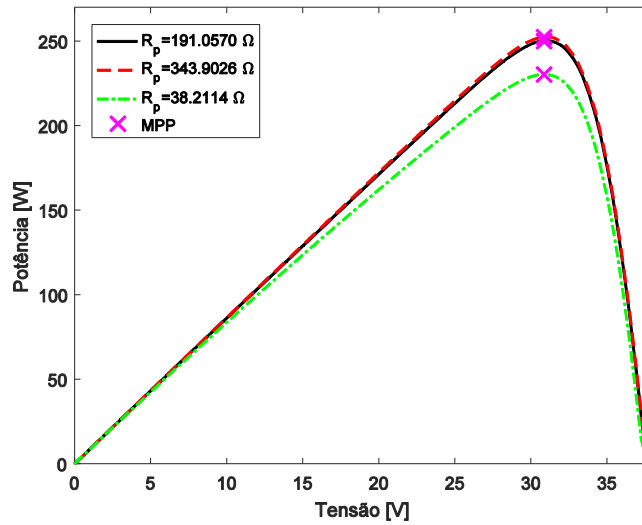


Figura 3.15 - Curvas características P-V obtidas pela variação de R_p .

Finalmente, considerando a variação de n , Figuras 3.16 e 3.17, verifica-se uma influência significativa em ambas as curvas características I-V e P-V, a qual se traduz no deslocamento do MPP, quer seja pelo aumento ou pela diminuição de n .

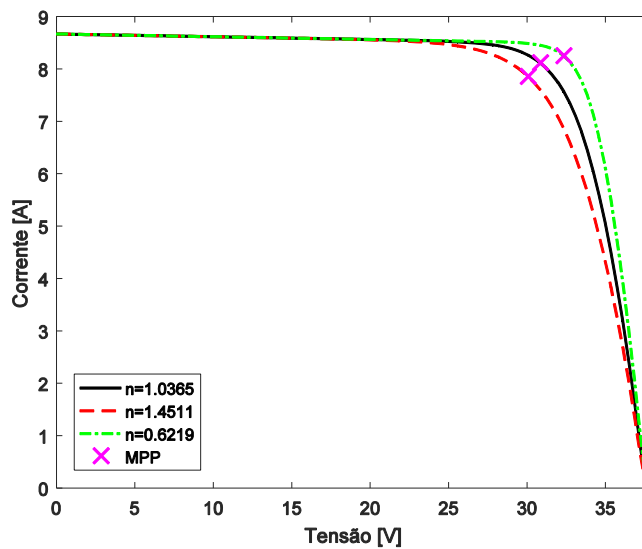


Figura 3.16 - Curvas características I-V obtidas pela variação de n .

Contrariamente às resistências R_s e R_p o fator de idealidade do diodo n não afeta as curvas características I-V e P-V antes ou depois do MPP. Em vez disso, um aumento ou diminuição de n faz com que a área em redor do MPP tenha uma extensão maior.

Essa área em torno do MPP pode ser aumentada adicionando outro diodo em paralelo, o que leva ao modelo de dois diodos. Para um aumento ainda maior, vários diodos podem ser

adicionados em série formando uma *string* ou várias conectadas em paralelo, o que resulta no modelo de díodo multidimensão [66].

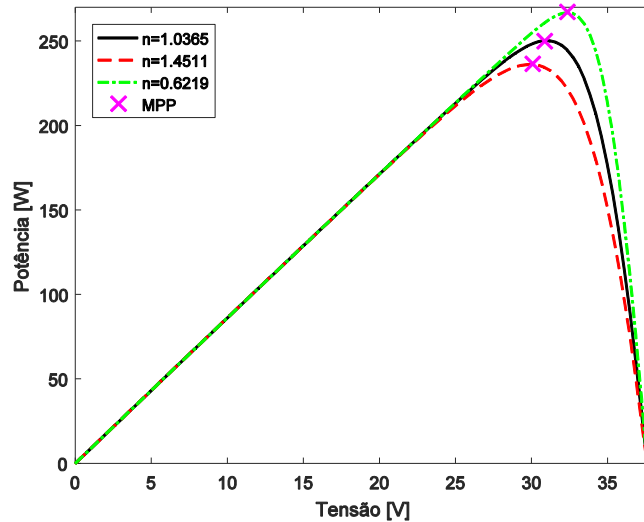


Figura 3.17 - Curvas características P-V obtidas pela variação de n .

Resumindo, a variação de R_s e R_p permite ajustar a inclinação das curvas características à direita e à esquerda do MPP, respetivamente. Se as curvas características I-V ou P-V não estiverem dentro da região de cobertura do modelo PV, a variação de n pode ser utilizada como outro grau de liberdade para ajustar as respetivas curvas [66].

3.5.2. Variação com a Irradiância e Temperatura

Perceber como os parâmetros PV variam em relação aos níveis de irradiância e temperatura é fundamental quando se pretende estimar a corrente das células ou módulos PV. Nesse sentido, foi realizando um estudo da variação dos parâmetros do modelo de um díodo sob diferentes condições de funcionamento, semelhante ao realizado em [63].

Considerou-se uma vez mais o módulo PV Sharp ND-R250A5 (anexo A, Tabela A.1) para o qual foram medidas experimentalmente 130 curvas características ao longo de um dia típico, entre as 7 horas e as 19 horas do dia 15 de julho de 2017, de forma a serem consideradas as mais diversas condições de funcionamento, especialmente baixas irradiâncias e temperaturas elevadas. Os respetivos dados experimentais foram obtidos com um intervalo de 5 minutos, entre o fim e o início de cada medição, segundo o procedimento descrito no anexo A. Os quais compreendem um intervalo de irradiância entre os 29 W/m^2 e os 1023 W/m^2 , e um intervalo de temperatura entre os $19 \text{ }^\circ\text{C}$ e os $68 \text{ }^\circ\text{C}$. Importa referir que, durante a medição das várias curvas tanto a irradiância como a temperatura se mantiveram estáveis, apresentando uma variação média de 4.4 W/m^2 e de $0.24 \text{ }^\circ\text{C}$, respetivamente.

A Figura 3.18 apresenta as séries temporais de G e T registadas durante o ensaio experimental de aquisição das várias curvas características, a partir do local de instalação do módulo PV. No entanto, os dados da temperatura ambiente T_a , apresentados nessa figura são

uma aproximação em cada hora desse dia, uma vez que, não foi possível realizar um registo completo. O que também não é relevante, uma vez que não são utilizados na extração dos parâmetros. O facto das curvas de temperatura se cruzarem no início e no fim do ensaio pode despertar a atenção, mas justifica-se por o sol ainda não estar e já não estar a incidir diretamente no módulo, ou seja, no início ainda estava à temperatura ambiente e no fim já tinha dissipado o calor armazenado.

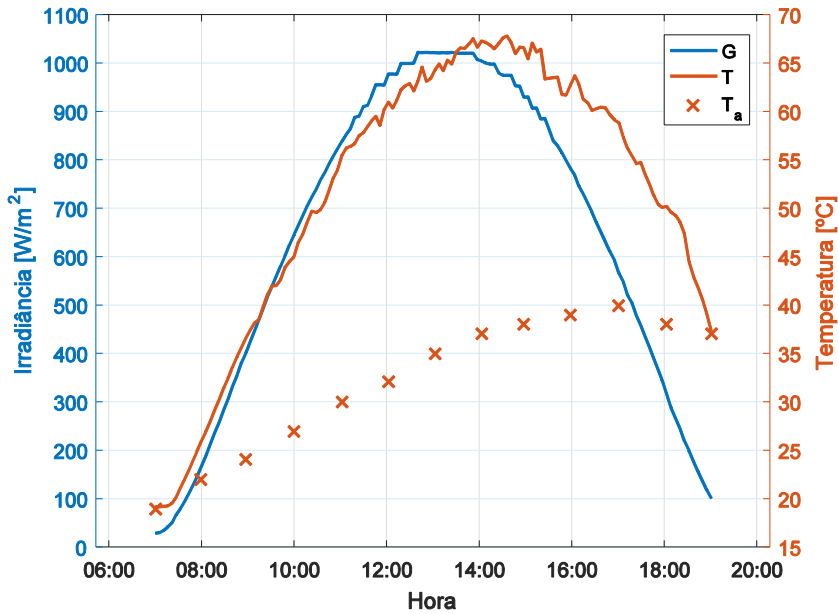


Figura 3.18 - Irradiância incidente (G), temperatura do módulo PV (T) e temperatura ambiente (T_a) ao longo do dia.

Posto isto, as Figuras 3.19 e 3.20, apresentam respetivamente as várias curvas características I-V e P-V. O MPP encontra-se assinalado em cada uma das curvas, permitindo assim, fazer algumas observações.

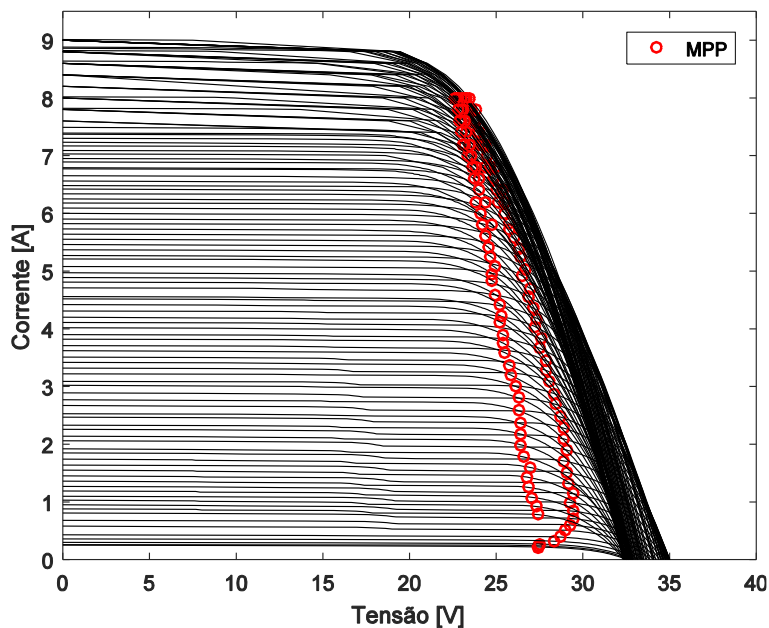


Figura 3.19 - Curvas características I-V ao longo do dia.

Verifica-se que a primeira curva adquirida atingiu uma potência máxima de 6.05 W, tendo esta aumentado a um ritmo mais lento ao início devido à intensidade da irradiância. A curva com maior potência registou um valor de 187.44 W e a última curva medida registou um valor de 21.4 W. No entanto, aquilo que importa destacar é o facto do MPP ter começado a deslocar-se para a esquerda, deslocamento esse que resulta da queda de tensão devido ao aumento da temperatura do módulo PV, a qual foi consideravelmente maior durante a tarde. Em consequência dessa queda de tensão verifica-se uma diminuição da potência máxima. A ligeira inclinação para a esquerda dos pontos MPP ocorre devido à influência pouco significativa da irradiância sobre a tensão.

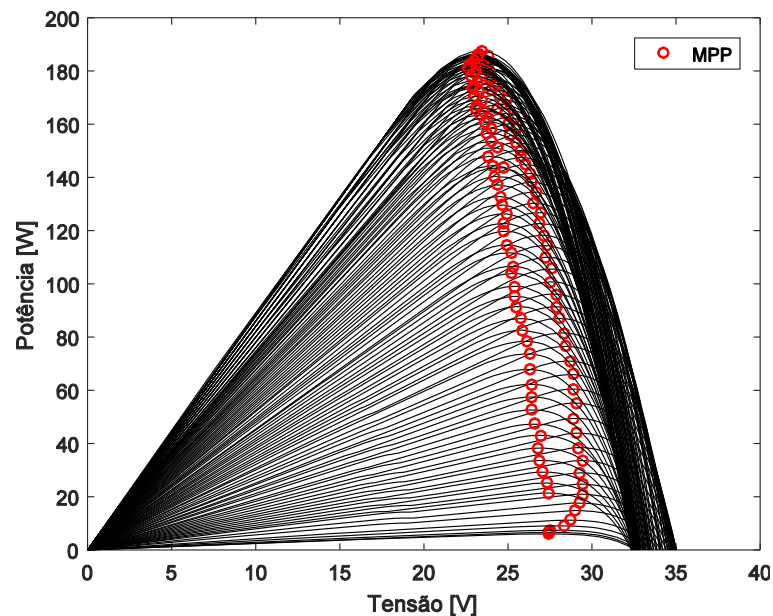


Figura 3.20 - Curvas características P-V ao longo do dia.

Após a aquisição dos dados experimentais, e de forma a tornar possível o estudo da variação dos parâmetros PV com a irradiância e com a temperatura, procedeu-se à extração dos mesmos para cada uma das curvas medidas, através de um novo método proposto na subsecção 4.4.1.

Os parâmetros ótimos do modelo de um diodo obtidos para cada uma das curvas são apresentados na Figura 3.21. A variação desses parâmetros ao longo do dia reflete a dinâmica do módulo PV considerado, sob as diferentes condições de funcionamento a que esteve sujeito, a qual não é visível a partir das curvas características I-V estáticas.

Concretamente, em relação à variação dos parâmetros PV ao longo do dia, notando que o valor da corrente medido no início do ensaio é inferior ao medido no final, uma análise da Figura 3.21 permite verificar que:

- I_{ph} apresenta uma variação proporcional com a irradiância, ou seja, aumenta e diminui consoante a intensidade desta;

- I_0 quase não varia nos períodos em que a temperatura é baixa, mas aumenta significativamente e varia bastante quando a temperatura é elevada (intervalo entre as 10 e as 17 horas);
- n inicialmente diminui com o aumento da irradiância num intervalo relativamente curto, a partir do qual, mantém uma tendência de aumento com a intensidade desta;
- R_s apresenta uma variação uniforme com exceção dos períodos de menor irradiância, onde o seu valor é maior;
- R_p apresentou uma variação instável, fixando-se maioritariamente em valores máximos, porém para as irradiâncias mais baixas e também para as mais elevadas fixou-se em valores mínimos.

Importa notar que, se o ensaio tivesse terminado um pouco mais tarde presumivelmente o simétrico do perfil inicial das curvas de n , R_s e R_p ter-se-ia verificado.

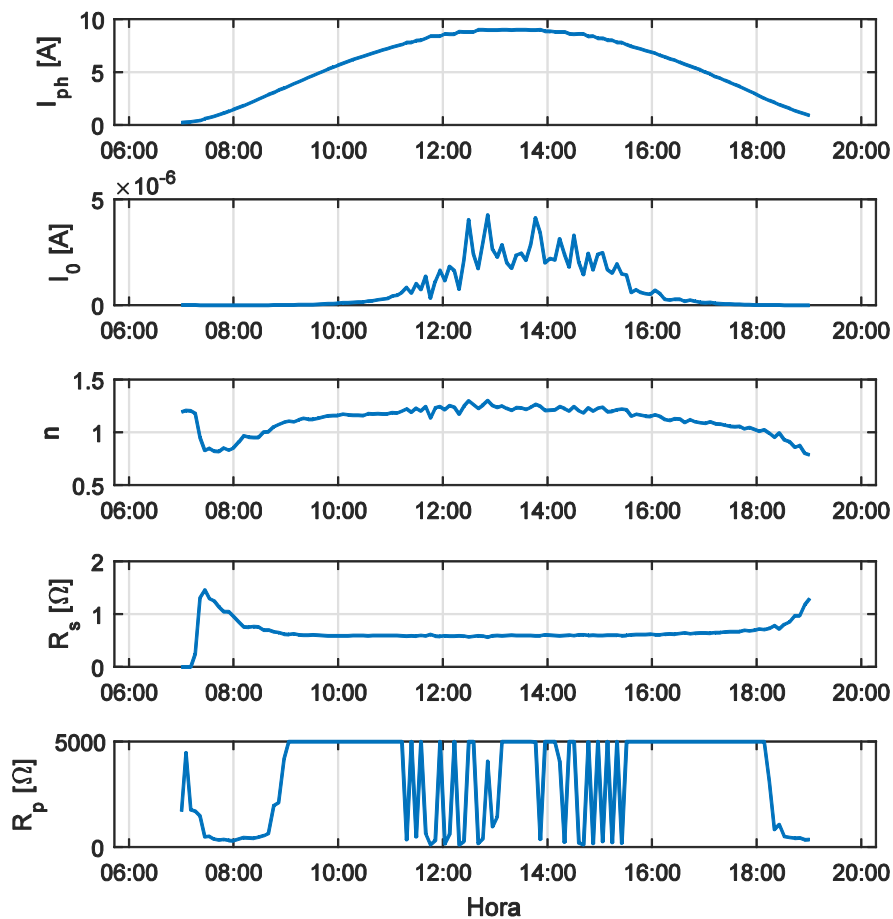


Figura 3.21 - Parâmetros do modelo de um díodo para o módulo PV Sharp ND-R250A5 ao longo do dia.

Uma análise mais consistente da variação dos parâmetros PV com a irradiância e a temperatura pode ser realizada observando as Figuras 3.22 a 3.26.

Deste modo, na Figura 3.22, constata-se que a variação proporcional entre I_{ph} e a intensidade da irradiância G apresenta uma distribuição linear.

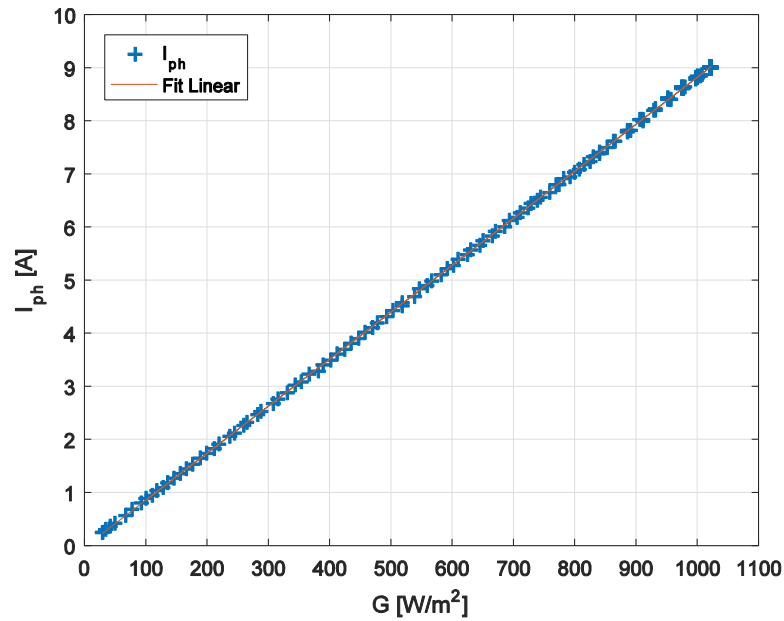


Figura 3.22 - Variação proporcional entre I_{ph} e G .

Já pela Figura 3.23 conclui-se que I_0 mantém um valor constante até cerca de 40 °C, aumentando ligeiramente até aos 60 °C. A partir dessa temperatura verifica-se um aumento acentuado. Esta tendência crescente do valor de I_0 com o aumento da temperatura do módulo é concordante com a literatura [63], [145].

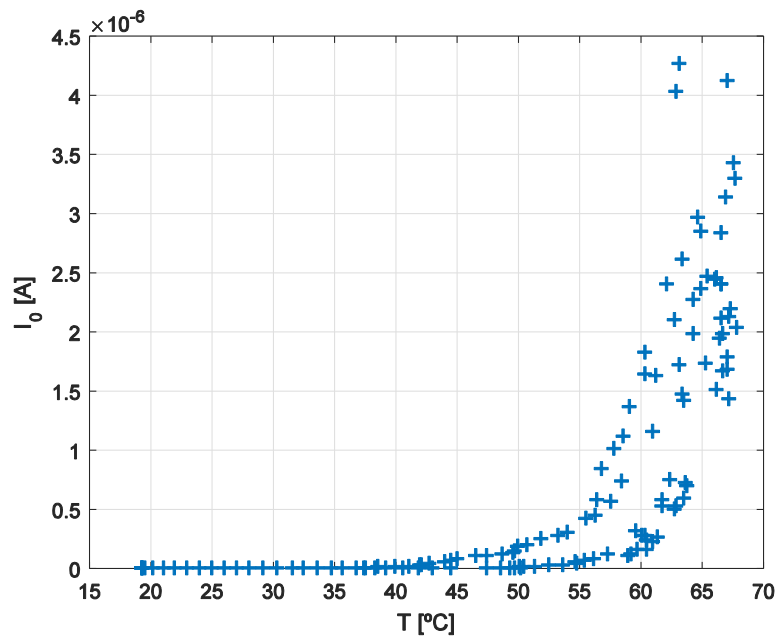


Figura 3.23 - Variação de I_0 em função de T .

Relativamente à variação de n , Figura 3.24, verificou-se que este até 100 W/m^2 diminuiu com o aumento da irradiância, a partir desse ponto mantém uma tendência crescente. Esta diminuição inicial seguida de um aumento tem sido mencionada na literatura [146].

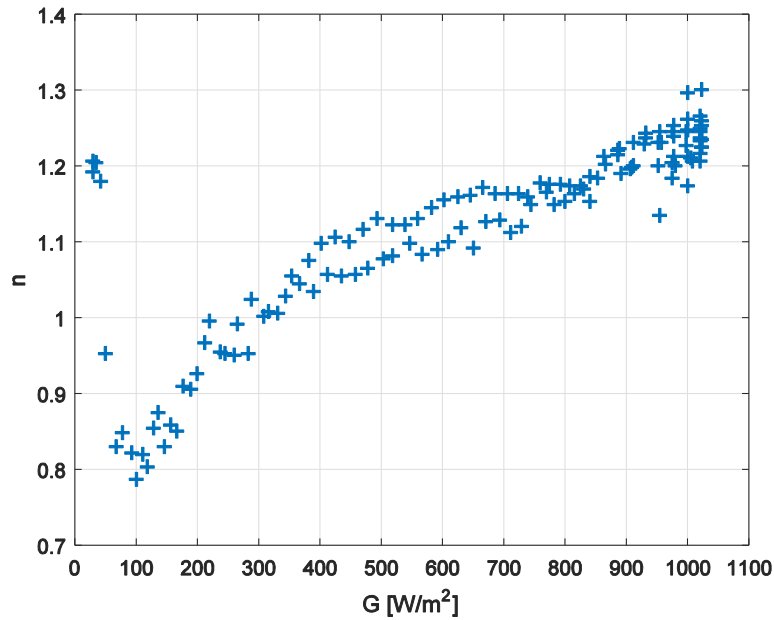


Figura 3.24 - Variação de n em função de G .

Contrariamente, ao que tem sido verificado por alguns autores [57] para a tecnologia policristalina, neste caso particular, conclui-se que R_s diminui com o aumento da irradiância, como mostra a Figura 3.25.

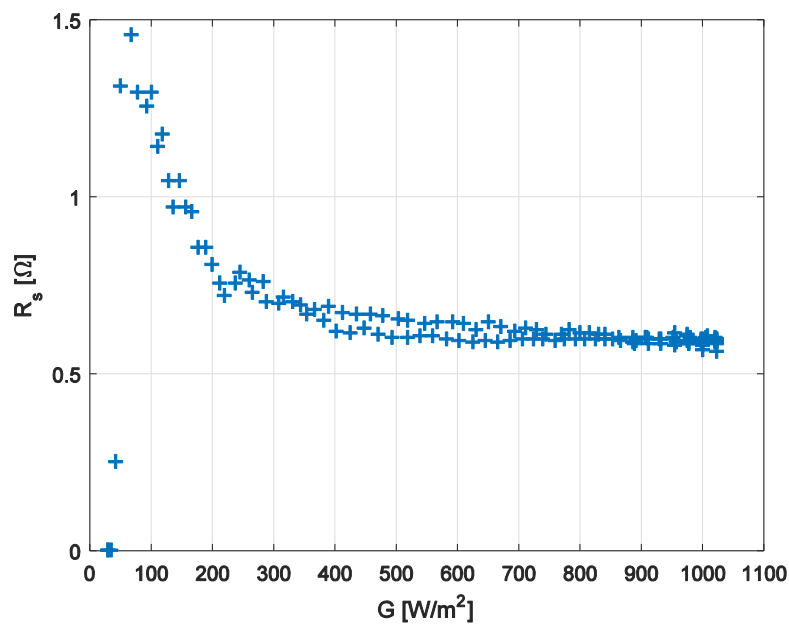


Figura 3.25 - Variação de R_s em função de G .

Finalmente, em relação a variação de R_p a Figura 3.26 não permite uma boa conclusão, uma vez que, na grande maioria dos níveis de irradiância a solução encontrada coincide com o valor máximo permitido, enquanto nos níveis mais baixos e elevados de irradiância a solução de R_p apontou para valores mínimos.

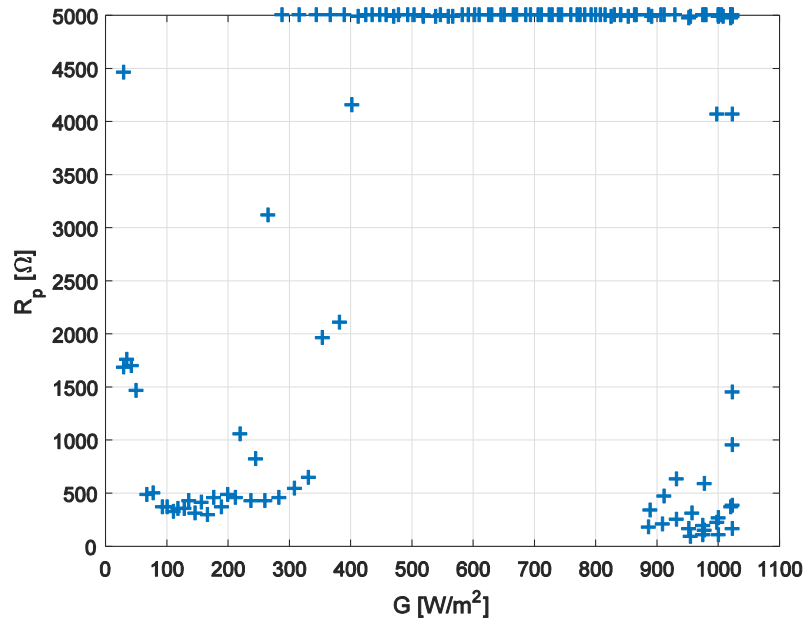


Figura 3.26 - Variação de R_p em função de G .

Resumindo, de acordo com a análise efetuada, conclui-se que todos os parâmetros PV variam consideravelmente, quer seja em relação à irradiância incidente ou em relação à temperatura a que as células ou módulos PV são sujeitos.

3.6. Métodos de Extrapolação dos Parâmetros Fotovoltaicos

Um dos grandes desafios relacionados com a determinação dos parâmetros PV, surge quando não são conhecidos dados experimentais, e se pretende determinar os valores ótimos dos parâmetros em condições de funcionamento específicas, i.e., fora da STC.

Deste modo, e tentando reformular a seguinte afirmação “os parâmetros determinados a partir dos *datasheets* só são válidos sob a STC” (subsecção 3.3.1), foram propostos alguns métodos na literatura para extrapolar os valores dos parâmetros para fora da STC. Nomeadamente, o método de Blaesser [147], o método de Anderson [148] e o método de Marion [149], sendo que cada um sofre de algumas limitações, como o facto de só serem válidos em determinados intervalos de irradiância e temperatura. Consideram-se a seguir os dois últimos.

O procedimento destes métodos de extrapolação consiste basicamente em duas etapas. Inicialmente, são extrapolados para uma determinada irradiância e temperatura, os pontos característicos SC, OC e MPP, fornecidos nos *datasheets*, através de equações matemáticas que se baseiam nos valores de irradiância e temperatura considerados na STC (1000 W/m² e 25 °C)

e nos pretendidos. Posteriormente, são extrapolados os parâmetros do modelo matemático considerado para esses mesmos níveis de irradiância e temperatura.

Método de Anderson: pode ser utilizado para irradiâncias de 100 W/m² a 1000 W/m² e para temperaturas de 25 °C a 75 °C. Os novos valores da corrente de curto-circuito, da tensão de circuito-aberto, e da corrente e tensão no MPP são obtidos pelas equações (3.36), (3.37), (3.38) e (3.39), respetivamente.

$$I_{sc,NEW} = \frac{I_{sc,STC}}{(1 + \alpha_i \times (T_{STC} - T_{NEW})) \times \frac{G_{STC}}{G_{NEW}}} \quad (3.36)$$

$$V_{oc,NEW} = \frac{V_{oc,STC}}{(1 + \alpha_v \times (T_{STC} - T_{NEW})) \times \left(1 + \delta \times \log\left(\frac{G_{STC}}{G_{NEW}}\right)\right)} \quad (3.37)$$

onde, δ é igual a 0.085 para sc-Si, 0.110 para mc-Si e 0.063 para a-Si.

$$I_{MPP,NEW} = I_{MPP} \times \left(\frac{I_{sc,NEW}}{I_{sc,STC}}\right) \quad (3.38)$$

$$V_{MPP,NEW} = V_{MPP} \times \left(\frac{V_{oc,NEW}}{V_{oc,STC}}\right) \quad (3.39)$$

Método de Marion: permite intervalos maiores que o anterior, i.e., irradiâncias de 100 W/m² a 1200 W/m² e temperaturas de 0 °C a 80 °C. Os novos valores da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito-aberto são obtidos pelas equações (3.40) e (3.41), respetivamente. Já os valores da corrente e tensão no MPP são obtidos como no método anterior, equações (3.38) e (3.39).

$$I_{sc,NEW} = \frac{G_{NEW}}{G_{STC}} \times I_{sc,STC} \times (1 + \alpha_i \times (T_{NEW} - T_{STC})) \quad (3.40)$$

$$V_{oc,NEW} = V_{oc,STC} \times (1 + \alpha_v \times (T_{NEW} - T_{STC})) \times \left(1 + \delta \times \log\left(\frac{G_{NEW}}{G_{STC}}\right)\right) \quad (3.41)$$

No que respeita, à extrapolação dos parâmetros PV, têm sido várias as abordagens apresentadas na literatura [150]-[152], que consideram de uma forma simples ou mais complexa a dependência dos parâmetros em relação à irradiância e temperatura.

Deste modo, para extrapolar a corrente fotoelétrica I_{ph} pode ser utilizada a equação (2.8), apresentada na secção 2.4, pois já considera essa dependência. Assim como, podem ser utilizadas as equações (3.20), (3.21) e (2.4), por essa ordem, para extrapolar a corrente inversa de saturação do diodo I_0 . No entanto, para extrapolar o fator de idealidade do diodo n é comum utilizar a equação (3.42), já para extrapolar as resistências R_s e R_p as equações (3.43) e (3.44).

$$n = n_{STC} \times \frac{T_{NEW}}{T_{STC}} \quad (3.42)$$

$$R_s = R_{s,STC} - \left(\frac{n \times V_t}{I_0} \times \exp\left(-\frac{V_{oc,NEW}}{n \times V_t}\right) \right) \quad (3.43)$$

$$R_p = R_{p,STC} \times \left(\frac{G_{STC}}{G_{NEW}} \right) \quad (3.44)$$

No sentido de implementar um dos métodos de extrapolação, o método de Marion foi selecionado, por admitir intervalos das condições de funcionamento maiores. Considerou-se de novo o módulo PV Sharp ND-R250A5 (anexo A, Tabela A.1), cujo os parâmetros PV na STC foram determinados na subsecção 3.3.3 (Tabela 3.1). O método de extrapolação foi implementado numa primeira fase na condição NOCT, no sentido de comparar os valores extrapolados com os valores disponibilizados no *datasheet* nessa condição de funcionamento, permitindo assim, avaliar a precisão do método de extrapolação. Observando a Tabela 3.2 verifica-se que os valores são aceitáveis, com exceção do valor de V_{oc} , que apresentou um erro maior.

Tabela 3.2 - Pontos caraterísticos na condição NOCT para o módulo PV Sharp ND-R250A5.

Valores do <i>datasheet</i>				
$I_{sc,NOCT}=7.0$ [A]	$V_{oc,NOCT}=36.7$ [V]	$I_{MPP,NOCT}=6.5$ [A]	$V_{MPP,NOCT}=27.7$ [V]	$P_{MPP,NOCT}=180.2$ [W]
Valores extrapolados				
$I_{sc,NEW}=7.003$ [A]	$V_{oc,NEW}=33.962$ [V]	$I_{MPP,NEW}=6.535$ [A]	$V_{MPP,NEW}=27.9$ [V]	$P_{MPP,NEW}=182.4$ [W]

Posteriormente, o método de extrapolação foi utilizado em vários níveis de irradiância, mantendo a temperatura constante (25 °C), bem como em vários níveis de temperatura mantendo a irradiância constante (1000 W/m²). Desta forma, foi possível modelar a caraterística I-V para diferentes condições de funcionamento e comprovar a influência destes dois fatores no desempenho dos dispositivos PV, mencionada na secção 2.4.

As Figuras 3.27 e 3.28 apresentam as curvas caraterísticas I-V e P-V modeladas para vários níveis de irradiância, nomeadamente 200 W/m², 400 W/m², 600 W/m², 800 W/m² e 1000 W/m². A relação proporcional entre a irradiância incidente e a corrente produzida é claramente visível, bem como a influência pouco significativa sobre a tensão.

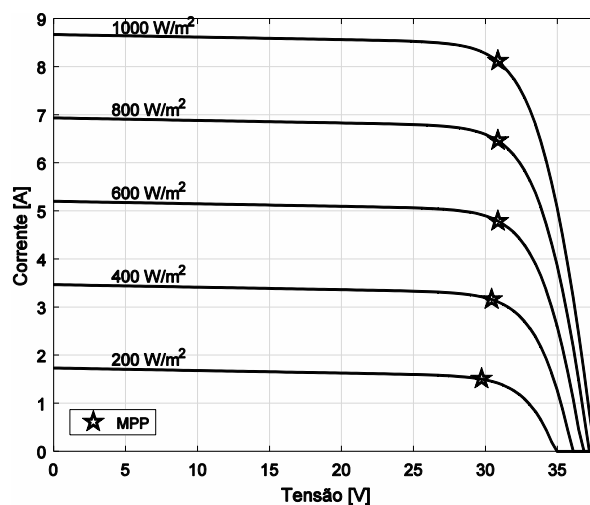


Figura 3.27 - Curvas caraterísticas I-V em diferentes níveis de irradiância.

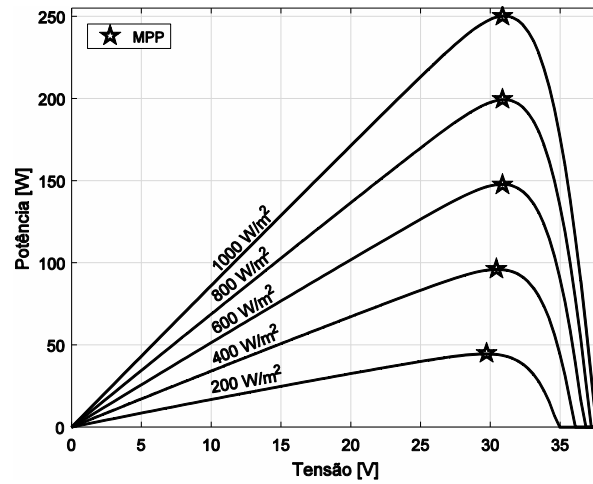


Figura 3.28 - Curvas caraterísticas P-V em diferentes níveis de irradiância.

Já as Figuras 3.29 e 3.30 apresentam as curvas caraterísticas I-V e P-V modeladas para vários níveis de temperatura, nomeadamente 25 °C, 40 °C, 55 °C, 65 °C e 75 °C. A queda de tensão relacionada com o aumento de temperatura é bem visível, pois para a temperatura mais elevada cai abaixo do 30 V. O ligeiro aumento de I_{sc} também é notável, mas insuficiente para compensar os 75 W de perda de potência verificados com a temperatura mais elevada.

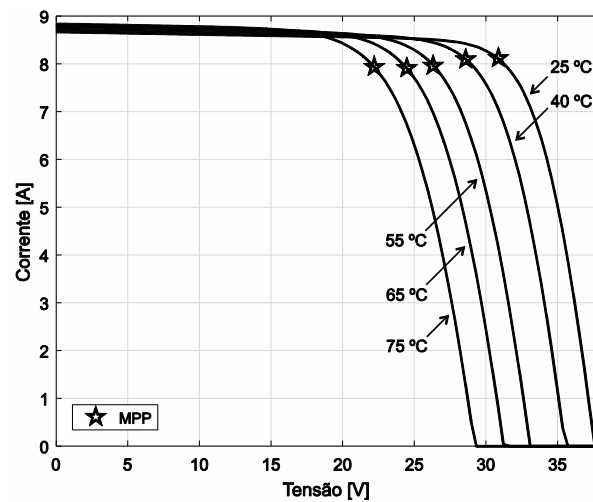


Figura 3.29 - Curvas caraterísticas I-V em diferentes níveis de temperatura.

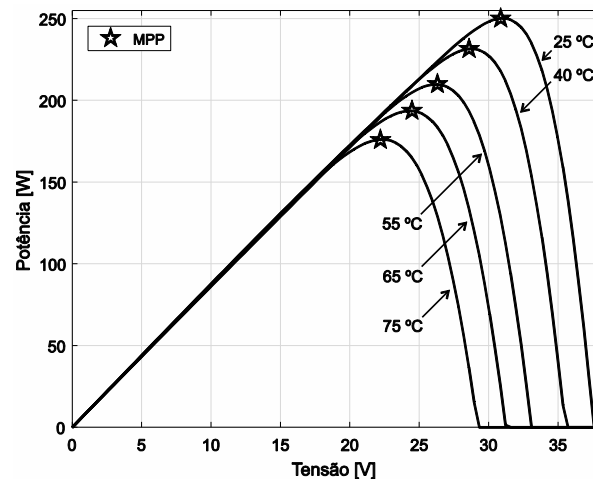


Figura 3.30 - Curvas caraterísticas P-V em diferentes níveis de temperatura.

3.7. Funcionamento em Condições de Irradiância Não Uniforme

Com o objetivo de analisar o comportamento dos dispositivos PV em condições de irradiância não uniforme, ou seja, quando estão sombreados, e de perceber como tal fenómeno (já descrito na secção 2.5) pode influenciar o desempenho em termos de energia produzida, o módulo PV Sharp ND-R250A5 foi submetido a tais condições. Importa referir que, este é um módulo relativamente bem preparado face aos mais comuns no mercado, pois possui três díodos de *bypass*, um por cada uma das três *strings* de vinte células que compõem o módulo PV, no sentido de minimizar a influência do sombreamento.

Deste modo, foram conduzidas cinco situações de sombreamento distintas, que permitiram sombrear apenas uma das *strings*, bem como duas em simultâneo ou ainda as três. As várias situações de sombreamento foram realizadas depois do meio dia solar, e são descritas abaixo:

- Somb 1: Área sombreada \approx 0.55 células da 1ª *string*; $G = 1022 \text{ W/m}^2$; $T = 69.37 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Somb 2: Área sombreada \approx 0.5 células da 1ª *string* + 0.5 células da 2ª *string*; $G = 989 \text{ W/m}^2$; $T = 69.83 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Somb 3: Área sombreada \approx 2.2 células da 1ª *string* + 0.8 células da 2ª *string* + 0.5 células da 3ª *string*; $G = 905 \text{ W/m}^2$; $T = 68.46 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Somb 4: Área sombreada \approx 3 células da 1ª *string* + 1.2 células da 2ª *string* + 0.5 células da 3ª *string*; $G = 700 \text{ W/m}^2$; $T = 57.33 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Somb 5: Área sombreada \approx 1.2 células da 1ª *string* + 1.2 células da 2ª *string* + 1.2 células da 3ª *string*; $G = 568 \text{ W/m}^2$; $T = 60.02 \text{ }^\circ\text{C}$.

Para tornar mais perceptível a área que foi sombreada, em cada uma dessas situações, a Figura 3.31 apresenta o módulo PV quando sujeito a condições de irradiância não uniforme.



Figura 3.31 - Módulo PV em condições de irradiância não uniforme.

Para cada uma das diferentes situações foram obtidas as curvas caraterísticas I-V e P-V, Figuras 3.32 e 3.33, as quais permitem visualizar pelo menos dois díodos de *bypass* em funcionamento. O facto de não ter sido atingida a corrente de curto-circuito é uma limitação do equipamento de medida utilizado. Em qualquer das situações foi verificada uma boa reação por parte dos díodos, na verdade basta uma pequena área ser sombreada numa única *string*, para que o respetivo diódo entre em funcionamento, como na primeira situação (Somb 1).

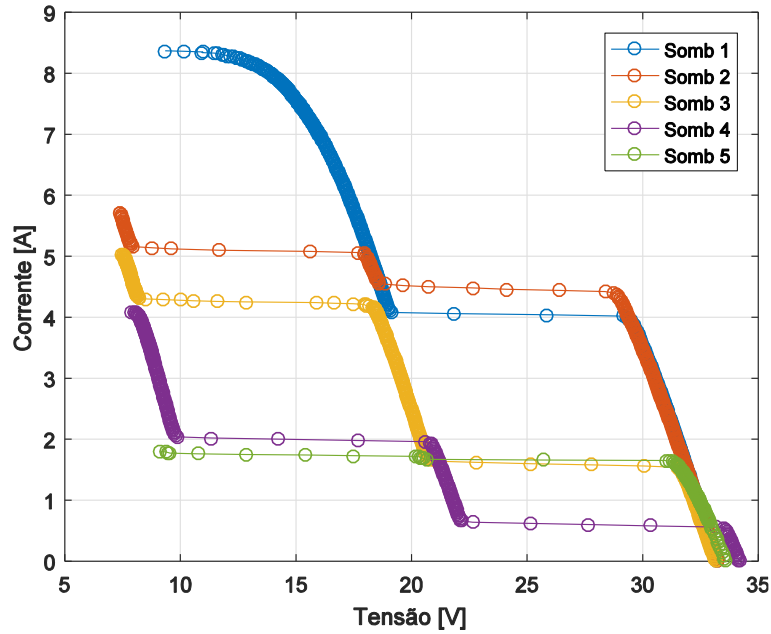


Figura 3.32 - Curvas caraterísticas I-V com díodos de *bypass* ativos.

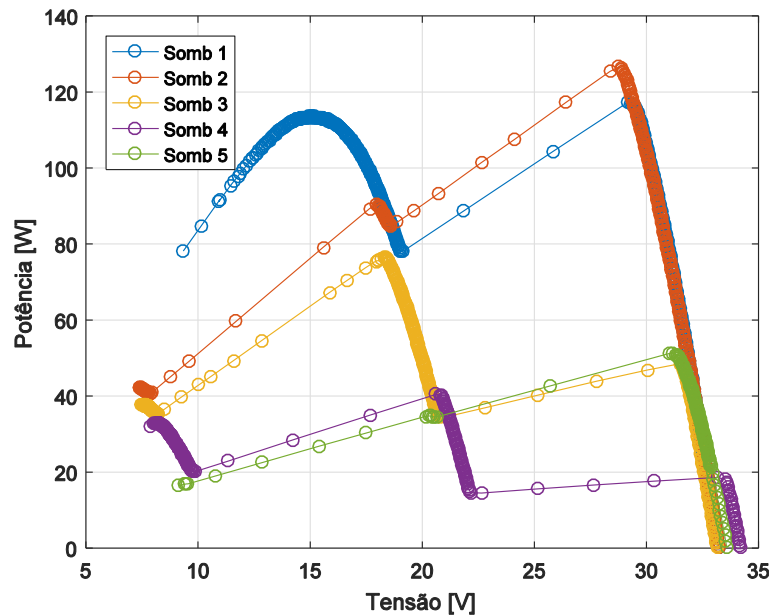


Figura 3.33 - Curvas caraterísticas P-V com díodos de *bypass* ativos.

Relativamente, à potência produzida verifica-se uma grande redução, pois à medida que os díodos de *bypass* ficam ativos as *strings* vão sendo retiradas de funcionamento. O que faz com que o módulo PV passe a funcionar com dois ou ainda três pontos de potência máxima.

CAPÍTULO

4

Algoritmos de Otimização

Neste capítulo são apresentados os algoritmos de otimização bio inspirados que vão ser utilizados, sendo descrito o seu funcionamento. De seguida, são desenvolvidos os novos métodos propostos, que permitem determinar os parâmetros PV.

4.1. Introdução

Nos últimos anos têm sido muitos os algoritmos de otimização propostos na literatura inspirados na natureza sob o grande guarda-chuva da computação evolucionária. Normalmente, baseados em populações de indivíduos (potenciais soluções candidatas) que cooperam entre si com o objetivo de encontrar soluções suficientemente boas para os mais variados problemas do mundo real, à custa a minimização ou maximização de uma OF.

De um modo geral, a maioria dos algoritmos de otimização bio inspirados são originalmente projetados para resolver problemas de otimização de um único objetivo sem restrições. Sendo, posteriormente estudados e modificados para se adequarem à resolução de outros tipos de problemas, tais como problemas de otimização de um único objetivo de restrição, problemas de otimização multiobjetivo, problemas de otimização multiobjetivo de restrição e problemas de otimização combinatória [153].

Com propósito da sua implementação, para resolver problemas relacionados com a modelação matemática de sistemas PV, nomeadamente, estimar com precisão os parâmetros desconhecidos que caracterizam os vários modelos matemáticos, são apresentados no presente capítulo três algoritmos de otimização bio inspirados. Em particular, o algoritmo glowworm swarm optimization (GSO), o algoritmo particle swarm optimization (PSO) e o algoritmo guaranteed convergence particle swarm optimization (GCPSO).

Concretamente, o algoritmo GSO foi selecionado pela sua particular característica de procurar simultaneamente múltiplas soluções ótimas de funções multimodais, i.e., pela capacidade de localizar com precisão múltiplas soluções ótimas ou a solução ótima global, independentemente das condições iniciais. Permitindo, assim, demonstrar que para resolver o problema de determinação dos parâmetros PV, o qual possui várias soluções ótimas, a melhor solução é utilizar algoritmos de otimização bio inspirados. Facto esse que levou à seleção do algoritmo PSO por possuir um mecanismo de procura robusto e eficiente que mantém a diversidade, e é capaz de encontrar uma solução global de otimização com alta probabilidade. Apesar de ser eficiente no processo de convergência, sofre de algumas limitações, como a estagnação do enxame de partículas e a convergência prematura. No sentido de mitigar essas desvantagens, e de determinar os parâmetros PV com maior precisão, foi também selecionado o algoritmo GCPSO que evita a convergência prematura e a estagnação do exame de partículas, garantindo sempre a convergência para um mínimo, podendo este, ser, ou não, o mínimo global.

4.2. Glowworm Swarm Optimization

O algoritmo GSO [153], [154] é inspirado no comportamento dos insetos coleóptera (vagalume ou pirilampos), que produzem uma substância bioluminescente designada por luciferina, utilizada para atrair as fêmeas. Os machos são tão mais atraentes quanto maior for a quantidade de luciferina. A ideia por de trás do algoritmo, é evoluir os agentes (pirilampos) com menor

atributo de luciferina em direção aos agentes com maior nível de luciferina. No entanto, cada agente é dotado com um mecanismo comportamental, que lhe permite interagir seletivamente com os seus agentes vizinhos, e decidir o seu progresso em cada iteração. Esse nível de luciferina é calculado através da equação (4.1), onde: l_t e l_{t-1} são os valores de luciferina no instante t e no instante $t-1$, respetivamente; ρ é a taxa de decadência da luciferina, cujo o valor se encontra no intervalo $0 \leq \rho \leq 1$; δ é um fator de ponderação do valor da OF do agente i no instante t .

$$l_t = (1 - \rho) \times l_{t-1} + \delta \times OF(x_i(t)) \quad (4.1)$$

Como referido anteriormente, cada agente é dotado de um mecanismo comportamental, que influência o seu campo de perceção, o qual é circunscrito por um círculo de raio r_{t+1}^i dado pela equação (4.2), que é ajustado em cada iteração.

$$r_{t+1}^i = \min \left\{ r_{max}, \max \{ 0, r_t^i + B \times (n_t - N_i(t)) \} \right\} \quad (4.2)$$

em que,

$$N_i(t) = \{ j : d_{ij} < r_t^i; l_i < l_j \} \quad (4.3)$$

A vizinhança do agente i é formada pelos agentes j cujas distâncias são menores que r_t^i , e o seu atributo de luciferina seja maior que a quantidade de luciferina do agente i . A equação (4.3) representa o número de vizinhos no instante t , onde d_{ij} é a distância euclidiana entre os dois agentes i e j .

Com o objetivo de controlar o número de vizinhos, são introduzidas duas constantes na equação (4.2), nomeadamente n_t e r_{max} . Esses dois parâmetros permitem movimentos baseados em informação local (i.e., com um raio de perceção pequeno), separando os agentes em subgrupos que convergem para múltiplos ótimos locais da OF ou, em vez disso, permitem movimentos baseados em informação global (i.e., com um raio de perceção grande), que levam os agentes a convergir para um ótimo global da OF.

No algoritmo dito clássico, se um agente não possui dentro do seu raio de perceção outro agente, ele vai permanecer na sua posição até que um agente, com melhor atributo de luciferina, entre no seu raio de perceção. No entanto, no algoritmo implementado, isso não acontece, ele irá mover-se de forma aleatória em função de um outro agente. O movimento de cada agente ocorre em função do seu campo de perceção e também da função de probabilidade descrita pela equação (4.4), onde $p_{ij}(t)$ é a probabilidade do agente i escolher o agente j , pertencente ao seu campo de perceção.

$$p_{ij}(t) = \frac{l_j(t) - l_i(t)}{\sum_{k \in N_i(t)} l_k(t) - l_i(t)} \quad (4.4)$$

Após a seleção em função da equação (4.4), os agentes devem atualizar a sua nova posição através da equação (4.5), onde s é um fator ponderação da amplitude do passo que o agente i dará na direção do agente j .

$$x_i(t+1) = x_i(t) + s \left(\frac{x_j(t) - x_i(t)}{\|x_j(t) - x_i(t)\|} \right) \quad (4.5)$$

4.2.1. Implementação

O algoritmo GSO foi implementado para determinar os parâmetros ótimos do modelo de um díodo, que caracteriza o módulo PV Sharp ND-R250A5, a partir da informação disponibilizada no *datasheet*. Deste modo, foi concebido um novo método híbrido que determina, na STC, os parâmetros I_0 e I_{ph} analiticamente, pelas equações (2.4) e (2.8), respetivamente. E os parâmetros n , R_s e R_p numericamente à custa de uma OF, dada pela equação (4.6).

$$OF = \left| P_{MPP,STC} - P_{MPP,(n,R_s,R_p)} \right| + \left| V_{MPP,STC} - V_{MPP,(n,R_s,R_p)} \right| + \left| I_{MPP,STC} - I_{MPP,(n,R_s,R_p)} \right| \quad (4.6)$$

A função W de Lambert foi utilizada de forma a tornar a equação do circuito equivalente explícita, permitindo assim estimar a corrente.

Foram obtidas dez soluções ótimas para o valor dos parâmetros do respetivo módulo PV, que permitiram concluir que: (i) determinar os parâmetros PV é um problema multimodal muito difícil, já que o algoritmo convergiu para vários mínimos locais; (ii) para o módulo PV considerado, o aumento do valor de n e a diminuição do valor de R_s , aproximam a solução da solução ótima global; (iii) o valor de R_p pode ser considerado infinito, mas do ponto de vista da precisão pode não ser uma boa prática, uma vez que, para alguns valores de n e R_s não pode ser considerado infinito; (iv) uma vez que, as melhores soluções ótimas são alcançadas, a resolução do sistema de equações pode não ser uma boa opção, pois irá convergir para uma solução próxima à condição inicial e esta pode não ser a solução ideal; (v) de acordo com o que foi referido, a melhor opção para determinar os parâmetros PV, é claramente através da implementação de algoritmos de otimização.

A implementação do algoritmo GSO levou à elaboração de um artigo científico intitulado “*Glowworm Swarm Optimization for Photovoltaic Model Identification*”, que foi apresentado na conferência International Young Engineers Forum on Electrical and Computer Engineering (YEF-ECE) na Costa de Caparica em 5 de maio de 2017. O artigo elaborado foi publicado pelo IEEE e incluído na Biblioteca Digital IEEE Xplore (DOI: 10.1109/YEF-ECE.2017.7935641), podendo ser consultado no anexo B da presente dissertação.

4.3. Particle Swarm Optimization

O algoritmo PSO, inicialmente proposto por [155] é inspirado em princípios de cooperação e comportamento em sociedade. Possui uma população de partículas, onde cada partícula representa uma possível solução. Associada a cada uma dessas partículas existe uma posição e uma velocidade. A velocidade é ajustada através de uma equação de atualização que considera

o histórico das experiências individuais e coletivas, ou seja, a experiência da própria partícula e a experiência das outras partículas presentes na população.

A ideia é evoluir as partículas de maneira a que estas explorem um espaço de procura multidimensional em busca de uma solução ótima. O conceito do algoritmo consiste, a cada iteração, em avaliar o desempenho de cada partícula da população através de uma OF pré-definida e mudar a velocidade de cada partícula em direção ao seu melhor desempenho até ao momento ($pbest$), bem como em direção ao melhor desempenho de todas as outras partículas presentes na população ($gbest$). Assim, para um espaço de procura multidimensional, o movimento de cada partícula é expresso pelas equações (4.7) e (4.8).

$$v_{p,d}(t+1) = \omega v_{p,d}(t) + c_1 r_1 (pbest_{p,d}(t) - x_{p,d}(t)) + c_2 r_2 (gbest_d - x_{p,d}(t)) \quad (4.7)$$

$$x_{p,d}(t+1) = x_{p,d}(t) + v_{p,d}(t+1) \quad (4.8)$$

onde d representa a dimensão do espaço de procura, p o número da partícula da população N_p , t a iteração atual, ω o peso de inércia, r_1 e r_2 são números aleatórios com uma distribuição uniforme pertencentes ao intervalo $[0,1]$ (caraterística estocástica), $pbest_{p,d}(t)$ é a melhor posição individual encontrada pela partícula p até ao momento, $gbest_d$ é a melhor posição de todas as partículas presentes na população até ao momento, c_1 e c_2 são constantes positivas de aceleração usadas para ajustar as contribuições cognitivas e sociais na atualização das velocidades, $v_{p,d}$ e $x_{p,d}$ representam a velocidade e a posição da partícula p , respetivamente.

Na literatura podem ser encontradas diversas variantes com maior ou menor aceitação e complexidade, com o objetivo de melhorar o desempenho do algoritmo, uma descrição dessas variantes pode ser encontrada em [156].

Uma variante bastante referenciada na literatura especializada é o PSO com fator de constrição, proposto por [157], que faz uso de um fator de constrição, em que, a velocidade é restringida por uma constante X . A equação de atualização das velocidades passa a ser expressa pela equação (4.9).

$$v_{p,d}(t+1) = X \left(v_{p,d}(t) + c_1 r_1 (pbest_{p,d}(t) - x_{p,d}(t)) + c_2 r_2 (gbest_d - x_{p,d}(t)) \right) \quad (4.9)$$

onde, $X = \frac{2\gamma}{|2 - \gamma - \sqrt{\gamma(\gamma - 4)}|}$ e $\varphi = c_1 + c_2$ com $\varphi > 4$.

Um valor indicado por [157] é de $\varphi = 4.1$, que corresponde a $c_1 = c_2 = 2.05$ e $\gamma = 1$ que determina $X \approx 0.729$.

O uso desta variante evita que as velocidades das partículas divirjam, garantindo assim, a convergência do algoritmo ($v_{p,d}(t) = 0$). No entanto, essa convergência, não garante uma solução ótima. Além disso, se a posição da partícula p , coincidir na iteração t , com a melhor posição global $gbest(t)$, i.e., $x_p(t) = pbest_p(t) = gbest(t)$ a atualização da velocidade da partícula torna-se totalmente dependente apenas do termo $Xv_{p,d}(t)$ que tende para zero. Desta forma,

se a velocidade da partícula p for um valor próximo de zero, a partícula ficará praticamente imobilizada, resultando num fenómeno designado de estagnação [158], [159]. Por outro lado, se a condição, $x_p(t)=pbest_p(t)=gbest(t)$, ocorre e persiste por um número sucessivo de iterações, pode resultar num outro fenómeno designado por convergência prematura [158], [160].

4.3.1. Implementação

De forma semelhante ao anterior, também o algoritmo PSO, foi implementado para determinar os parâmetros ótimos do modelo de um diodo a partir da informação disponibilizada pelos fabricantes. Neste caso foi utilizado o módulo PV Kyocera KC85T e os parâmetros do modelo matemático foram determinados, na STC, também segundo uma metodologia híbrida. No entanto, a função W de Lambert foi substituída pelo NRM, uma vez que, este é mais rápido a estimar a corrente.

O método da função W Lambert que permite determinar os parâmetros PV pela equação (3.24) também foi implementado, no sentido de comparar os seus resultados com os obtidos pelo método proposto.

A comparação de resultados demonstrou uma grande melhoria em termos de precisão por parte do método proposto, pois o valor da OF foi consideravelmente inferior. O que resultou em diferenças evidentes nos valores dos parâmetros PV determinados por ambos. Em termos de convergência, o método proposto, convergiu em 179 iterações, o que corresponde a um tempo de execução de 25.32 segundos. Face à sua fácil implementação e aos resultados obtidos, conclui-se que este método, possui grande flexibilidade, simplicidade e precisão, podendo ser aplicado a qualquer modelo matemático, tanto na STC como fora dela. Desta forma, a presente metodologia mostrou ser melhor que os métodos clássicos a determinar os parâmetros PV.

Também neste caso foi elaborado um artigo científico intitulado “*Particle Swarm Optimization for Photovoltaic Model Identification*”, igualmente apresentado na conferência International Young Engineers Forum on Electrical and Computer Engineering (YEF-ECE) na Costa de Caparica em 5 de maio de 2017. O artigo elaborado foi publicado pelo IEEE e incluído na Biblioteca Digital IEEE Xplore (DOI: 10.1109/YEF-ECE.2017.7935640), podendo ser consultado no anexo C da presente dissertação.

4.4. Guaranteed Convergence Particle Swarm Optimization

O algoritmo GCPSO proposto por [159], surgiu como uma variante do PSO clássico, no sentido de mitigar as desvantagens que lhe estão associadas. Nesta variante a equação da

velocidade da melhor partícula global ($gbest(t)$) é alterada de modo a evitar a estagnação e a convergência prematura do enxame de partículas [158].

Deste modo, a velocidade da melhor partícula global é dada pela equação (4.10).

$$v_{\psi,d}(t+1) = -x_{\psi,d} + gbest_d + Xv_{\psi,d}(t) + \rho(t)(1 - 2r_1) \quad (4.10)$$

onde ψ é o índice da melhor partícula global, sendo a posição da melhor partícula global dada pela equação (4.11).

$$x_{\psi,d}(t+1) = gbest_d + Xv_{\psi,d}(t) + \rho(t)(1 - 2r_1) \quad (4.11)$$

onde $\rho(t)$ é um fator de escala que controla o diâmetro da área de procura em redor da melhor posição global, e é expresso pela equação (4.12).

$$\rho(t) = \begin{cases} 2 \rho(t) \rightarrow \text{sucessos} > S_c \\ 0.5 \rho(t) \rightarrow \text{insucessos} > f_c \\ \rho(t) \rightarrow \text{outro caso} \end{cases} \quad (4.12)$$

onde sucessos e insucessos são contadores que determinam o número de sucessos e insucessos consecutivos na minimização da OF, S_c e f_c são parâmetros limite ajustáveis desses contadores, normalmente $S_c=15$ e $f_c=5$. O valor inicial padrão do fator de escala é definido como $\rho(0)=1$ [159].

Este mecanismo controla o diâmetro da área de procura em redor da melhor posição global, i.e., quando o contador de sucessos ultrapassa o seu limite, o diâmetro da área de procura é dilatado (duplicado), obrigando a partícula a procurar numa região afastada da melhor posição global. No caso contrário, sempre que o contador de insucessos é ultrapassado o diâmetro da área de procura é restringido, obrigando a partícula a procurar numa região próxima da melhor posição global. A cada iteração e sempre que a melhor posição global atual é melhorada, incrementa-se o contador de sucessos e zera-se o contador de insucessos, caso contrário, incrementa-se o contador de insucessos e zera-se o contador de sucessos. Já para as restantes partículas da população as velocidades e as posições são atualizadas de acordo com as equações (4.7) e (4.8), respetivamente.

4.4.1. Implementação

Contrariamente aos dois algoritmos anteriores, o algoritmo GCPSO, foi aplicado para determinar os parâmetros PV a partir dos dados experimentais e em diferentes níveis de irradiância e temperatura, i.e., fora da STC.

Portanto, foi desenvolvido um novo método numérico baseado no algoritmo GCPSO para extrair os parâmetros dos modelos matemáticos das células e dos módulos PV sob diferentes condições de funcionamento, o qual é designado na presente dissertação como método GCPSO.

No sentido de validar o seu desempenho, o método GCPSO, é comparado com vários métodos analíticos, numéricos e híbridos propostos na literatura. A respetiva validação

considera três casos de estudo distintos. Em particular, os dois primeiros apresentam grande relevância na literatura e têm sido amplamente utilizados pelos investigadores, para diversas comparações. O terceiro foi realizado em ambiente experimental, com o objetivo de testar o método proposto numa aplicação real. Os resultados são apresentados no Capítulo 5.

Formulação do Problema

Particularmente, o presente problema visa a extração dos parâmetros $\tau = [I_{ph}, I_0, n, R_s, R_p]$ para o modelo de um diodo e $\tau = [I_{ph}, I_{01}, I_{02}, n_1, n_2, R_s, R_p]$ para o modelo de dois diodos, à custa da OF selecionada que consiste no RMSE entre os valores medidos experimentalmente e estimados. O problema é formulado como a minimização desse erro, expressa pela equação (4.13), sujeito às restrições impostas pelos limites das variáveis (parâmetros τ do modelo em consideração).

$$\text{Min OF}(\tau) = \text{Min} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (I_i - \hat{I}_{(V_i, \tau)})^2} \quad (4.13)$$

em que para o modelo de um diodo $\tau \in R_+^5$ e para o modelo de dois diodos $\tau \in R_+^7$.

Teoricamente, a OF deve ter valor zero quando os valores exatos dos parâmetros são obtidos. Uma vez que os modelos estão bem especificados e nenhuma informação está disponível sobre os valores precisos dos parâmetros do modelo, o grau de correspondência depende apenas dos dados experimentais. Portanto, qualquer redução no valor da OF (RMSE) é significativa porque resulta na melhoria do conhecimento sobre os valores reais dos parâmetros [95], [115].

Deste modo, para o modelo de um diodo, os valores ótimos dos cinco parâmetros desconhecidos são obtidos estimando os valores de corrente (através do NRM) que produzam o menor erro. Sendo, os parâmetros limitados dentro dos intervalos indicados na Tabela (4.1). Os limites foram escolhidos de maneira a incluir várias tecnologias PV e em conformidade com a literatura, de acordo com o respetivo caso de estudo (célula ou módulo): Caso de estudo 1-módulo PV Photowatt-PWP201; Caso de estudo 2-célula PV RTC France; Caso de estudo 3-módulo PV Sharp ND-R250A5.

Tabela 4.1 - Intervalo dos parâmetros para o modelo de um diodo nos 3 casos de estudo considerados.

Parâmetros	Caso de estudo 1		Caso de estudo 2		Caso de estudo 3	
	Limite inferior	Limite superior	Limite inferior	Limite superior	Limite inferior	Limite superior
I_{ph} [A]	0	1.2	0	1	0	10
I_0 [A]	1E-12	1E-5	1E-12	1E-5	1E-12	1E-5
n	0.5	2.5	0.5	2.5	0.5	2.5
R_s [Ω]	0.001	2	0.001	0.5	0.001	2
R_p [Ω]	0.001	5000	0.001	100	0.001	5000

Já para o modelo de dois diodos, os valores ótimos dos sete parâmetros desconhecidos são obtidos da mesma forma, no entanto são limitados dentro dos intervalos indicados na Tabela

(4.2). Também neste caso os limites foram escolhidos de maneira a incluir várias tecnologias PV e em conformidade com a literatura, e de acordo com o respetivo caso de estudo.

Tabela 4.2 - Intervalo dos parâmetros para o modelo de dois díodos nos 3 casos de estudo considerados.

Parâmetros	Caso de estudo 1		Caso de estudo 2		Caso de estudo 3	
	Limite inferior	Limite superior	Limite inferior	Limite superior	Limite inferior	Limite superior
I_{ph} [A]	0	1.2	0	1	0	10
I_{01} [A]	1E-12	1E-5	1E-12	1E-5	1E-12	1E-5
I_{02} [A]	1E-12	1E-5	1E-12	1E-5	1E-12	1E-5
n_1	0.5	2.5	0.5	2.5	0.5	2.5
n_2	0.5	2.5	0.5	2.5	0.5	2.5
R_s [Ω]	0.001	2	0.001	0.5	0.001	2
R_p [Ω]	0.001	5000	0.001	100	0.001	5000

Método GCPSO

A Figura 4.1 apresenta o fluxograma do método GCPSO proposto, onde primeiro são inicializadas todas as variáveis e todos os parâmetros referentes ao método GCPSO, como por exemplo, a dimensão do problema (d), os limites inferiores e superiores, o número de partículas pertencentes à população (N_p), o número de iterações máximas permitidas ($itermax$), as constantes de aceleração (c_1 e c_2), o fator de inércia (ω), os contadores de sucessos e insucessos (S_c e f_c). Como apresentado pelas Tabelas 4.1 e 4.2, os parâmetros PV foram limitados em cada caso de estudo para os modelos de um díodo e dois díodos respetivamente. Os parâmetros ajustáveis do método GCPSO foram definidos do seguinte modo: $c_1=1$, $c_2=2$ e $\omega=0.55$.

Finalizadas as inicializações das variáveis e dos parâmetros, o método GCPSO realiza o posicionamento inicial das partículas (foram utilizadas $20 \times d$ partículas). O procedimento utilizado combina um posicionamento seletivo com um posicionamento aleatório, o posicionamento seletivo foi realizado colocando 2^d partículas nos vértices do espaço de procura (i.e., uma partícula em cada um dos vértices do espaço de procura) e as restantes partículas foram posicionadas de forma aleatória.

Posteriormente, para cada partícula p da população N_p , a corrente estimada $\hat{I}_{(V_i, \tau)}$ é obtida através do NRM, fluxograma da Figura 3.8, para cada conjunto de pontos (I_i, V_i) medidos experimentalmente. O desempenho de cada partícula é avaliado através da OF selecionada que consiste no RMSE entre os valores medidos e estimados, sendo o problema formulado como a minimização desse erro, expressa pela equação (4.13), sujeito às restrições impostas pelos limites das variáveis (Tabelas 4.1 e 4.2).

De seguida, é determinado o melhor desempenho até ao momento de cada partícula ($pbest$), o melhor desempenho global de todas as partículas da população até ao momento ($gbest$) e atualizados os contadores que determinam o número de sucessos e insucessos consecutivos na minimização da OF (S_c e f_c).

O movimento de cada partícula, pertencente à população (i.e., nova velocidade e nova posição) é realizado como descrito anteriormente e detalhado nas secções 4.3 e 4.4. Deste modo, a velocidade e a posição da melhor partícula pertencente à população ($gbest$) são

atualizadas pelas equações (4.10) e (4.11), respetivamente. Já para as restantes partículas da população as velocidades e as posições são atualizadas de acordo com as equações (4.7) e (4.8), respetivamente.

No entanto, para prevenir que as partículas viagem para fora do espaço de procura, durante as sucessivas iterações, foi implementada a estratégia hiperbólica proposta por [161]. Nesta estratégia, caso, algum dos limites (limite inferior ou superior) seja ultrapassado, o movimento da partícula é modificado garantindo que o novo posicionamento se encontra dentro do espaço de procura. Esse procedimento é expresso pelas equações (4.14) e (4.15).

$$v_{p,d}(t+1) = \frac{v_{p,d}(t+1)}{1 + \left| \frac{v_{p,d}(t+1)}{x_{d,max} - x_{p,d}} \right|} \text{ se } v_{p,d}(t+1) > 0 \quad (4.14)$$

$$v_{p,d}(t+1) = \frac{v_{p,d}(t+1)}{1 + \left| \frac{v_{p,d}(t+1)}{x_{p,d} - x_{d,min}} \right|} \text{ se } v_{p,d}(t+1) < 0 \quad (4.15)$$

O critério de paragem engloba duas estratégias distintas, sendo utilizada aquela, que reunir em primeiro lugar as condições impostas. Uma dessas estratégias consiste num número máximo de iterações permitidas, $itermax=10000$. Já a outra, consiste em $N_p - 1$ partículas se encontrem posicionadas numa região definida pela equação (4.16), que corresponde a $v_{p,d}(t)=0$.

$$gbest_d - gbest_d \times 0.000001 \leq pbest_{p,d}(t) \leq gbest_d + gbest_d \times 0.000001 \quad (4.16)$$

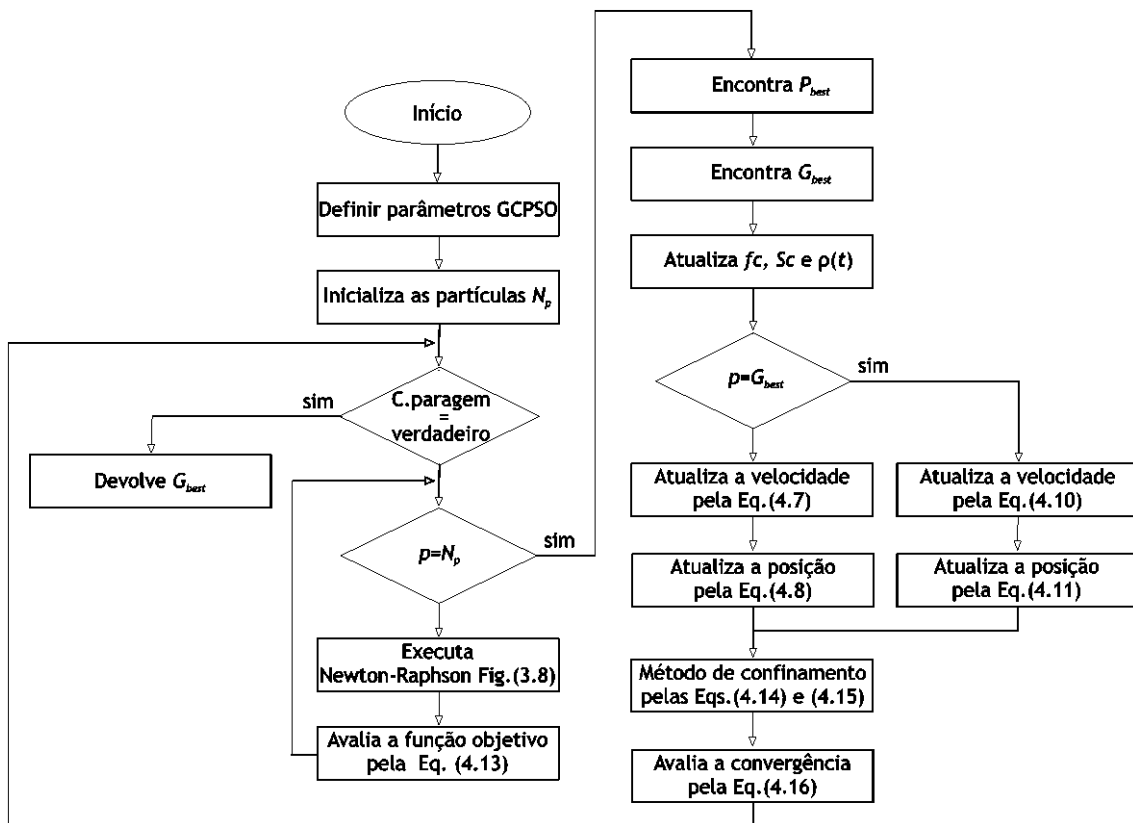


Figura 4.1 - Fluxograma do método GCP SO.

CAPÍTULO 5

Simulação e Resultados Experimentais

Neste capítulo o método GCPSO proposto é validado em três casos de estudo na extração dos parâmetros PV dos modelos de um e dois a partir de dados experimentais. Os resultados são comparados com vários métodos analíticos, numéricos e híbridos presentes na literatura.

5.1. Introdução

No seguimento da implementação do método GCPSO (subsecção 4.4.1) para extração dos parâmetros desconhecidos dos modelos de um e dois díodos a partir dos dados experimentais, são apresentados e comparados no presente capítulo, os resultados alcançados a fim de avaliar o desempenho do método.

Deste modo, para validar o método proposto foram utilizados dados experimentais de três casos de estudo distintos, adquiridos sob condições particulares de irradiância e temperatura. Os dados escolhidos para os dois primeiros casos de estudo foram propostos inicialmente por [83] e têm sido amplamente utilizados pelos investigadores [59], [63], [67], [77]-[81], [84]-[109], [115], [116], [121]-[142] para testar a eficiência e robustez dos métodos para extração dos parâmetros PV. Já os dados para o terceiro caso de estudo são dados reais, que foram medidos experimentalmente, no sentido de testar o método proposto numa aplicação real.

Em particular, o caso de estudo 1 refere-se ao módulo PV Photowatt-PWP201 com 36 células de silício policristalino ligadas em série, funcionando sob uma irradiância de 1000 W/m^2 a uma temperatura de $45 \text{ }^\circ\text{C}$ [83]. Já o caso de estudo 2 refere-se a uma célula PV RTC France de silício comercial com 57 mm de diâmetro, funcionando sob uma irradiância de 1000 W/m^2 a uma temperatura de $33 \text{ }^\circ\text{C}$ [83]. Segundo [78], para o caso de estudo 1, os valores dos pontos característicos são $I_{sc}=1.0317 \text{ [A]}$, $V_{oc}=16.7785 \text{ [V]}$, $I_{mpp}=0.9120 \text{ [A]}$ e $V_{mpp}=12.6490 \text{ [V]}$; e para o caso de estudo 2, os valores dos pontos característicos são $I_{sc}=0.7605 \text{ [A]}$, $V_{oc}=0.5727 \text{ [V]}$, $I_{mpp}=0.6755 \text{ [A]}$ e $V_{mpp}=0.4590 \text{ [V]}$. Finalmente, o caso de estudo 3 refere-se ao módulo PV Sharp ND-R250A5 com 60 células de silício policristalino ($156.5 \text{ mm} \times 156.5 \text{ mm}$) ligadas em série, funcionando sob uma irradiância de 1040 W/m^2 a uma temperatura de $59 \text{ }^\circ\text{C}$. No entanto, são ainda consideradas mais quatro condições de funcionamento, em diferentes níveis de irradiância e temperatura. Para o caso de estudo 3, os valores dos pontos característicos são $I_{sc}=8.68 \text{ [A]}$, $V_{oc}=37.6 \text{ [V]}$, $I_{mpp}=8.10 \text{ [A]}$ e $V_{mpp}=30.9 \text{ [V]}$, segundo o fabricante [162].

O desempenho do método GCPSO é comparado com vários métodos analíticos, numéricos e híbridos anteriormente documentados na literatura. Para cada caso de estudo foram realizadas 100 *runs* independentes, tanto para o modelo de um díodo como para o modelo de dois díodos. As tarefas de computação foram implementadas utilizando ambiente Matlab®, num computador com processador Intel® Xeon® E5-1620 @3.60 GHz CPU, 8 GB RAM e sistema operativo Windows 7 Professional 64-bit.

5.2. Caso de Estudo 1: Módulo PV Photowatt-PWP201

Com base nos dados experimentais do módulo PV Photowatt-PWP201 (1000 W/m^2 a $45 \text{ }^\circ\text{C}$) foram extraídos para o modelo de um díodo os cinco parâmetros desconhecidos e para o modelo de dois díodos os sete parâmetros desconhecidos. A curva experimental utilizada contém 26 pares de dados I-V. Os resultados obtidos têm em conta as 100 *runs* realizadas para ambos os

modelos, no entanto apenas são apresentados os valores dos parâmetros para a melhor *run*, bem como os valores da corrente estimada, da OF (RMSE) e do erro absoluto individual (IAE) dado pela equação (5.1).

$$IAE = |I_i - \hat{I}_{(V_i, \tau)}| \tag{5.1}$$

5.2.1. Resultados para o Modelo de Um Díodo

Para o modelo de um díodo, os valores dos parâmetros extraídos na melhor *run* são apresentados na Tabela 5.1. Uma vez que a precisão dos modelos é muito sensível aos valores dos parâmetros, os parâmetros são apresentados com oito casas decimais. Na Tabela 5.1 são também apresentados os valores correspondentes à variação da OF e ao esforço computacional (número de iterações e tempo de execução) considerando todas as *runs* efetuadas. O valor da OF obtido que corresponde à melhor solução é de 2.046535E-3, sendo a sua distribuição mostrada na Figura 5.1. É claramente visível a elevada precisão obtida pelo método proposto na determinação dos parâmetros PV, uma vez que a maior distribuição dos valores da OF (RMSE) se encontra próxima ao valor mínimo com uma variação máxima inferior a 9.6E-10 e um desvio padrão (STD) de 1.105194E-10. O método GCP SO convergiu num mínimo de 274 iterações e numa média de 7469 iterações, o que corresponde a um tempo de execução de 6 segundos e 111 segundos, respetivamente. Este valor médio do tempo de execução pode ser significativamente reduzido (cerca de 20% menos), sendo menos exigente no critério de paragem. A tolerância do critério de paragem apresenta uma influência negligenciável sobre a precisão do método, resultando apenas numa maior distribuição dos valores de RMSE (variação máxima). A Figura 5.1 mostra ainda a distribuição do tempo de execução das várias *runs*.

Tabela 5.1 - Resultados obtidos pelo método GCP SO para o modelo de um díodo do módulo PV.

Melhor solução dos parâmetros		OF (RMSE)		Iterações		Tempo [s]	
I_{ph} [A]	1.03238232	Min	2.046535E-3	Min	274	Min	6
I_0 [μ A]	2.51292213	Média	2.046535E-3	Média	7469	Média	111
n	1.31730484	Max	2.046536E-3	Max	9728	Max	144
R_s [Ω]	1.23928820	STD	1.105194E-10				
R_p [Ω]	744.71663500						

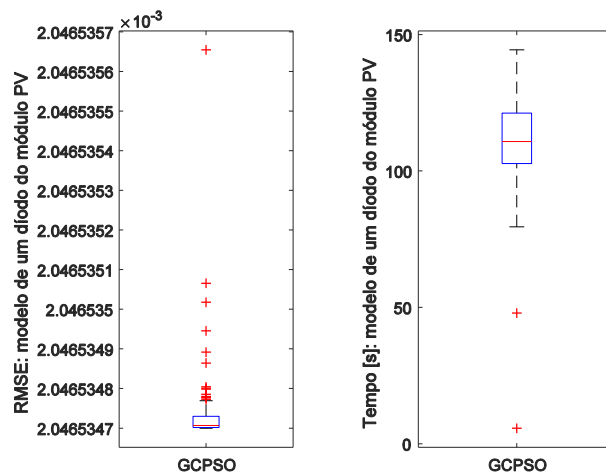


Figura 5.1 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 *runs* obtidas pelo método GCP SO com o modelo de um díodo do módulo PV.

De forma a avaliar a correspondência da solução encontrada, a corrente foi estimada com os valores dos parâmetros obtidos, e o erro em relação à corrente experimental foi contabilizado pelo IAE para cada um dos 26 pontos da curva, bem como pelo AE na Tabela 5.2. Observa-se que os valores de ambas as correntes estão muito próximos, o que prova que os parâmetros extraídos pelo método proposto são precisos.

Tabela 5.2 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCPSO para o modelo de um diodo do módulo PV.

Ponto	V_{medido} [V]	I_{medido} [A]	$I_{estimado}$ [A]	IAE
1	-1.9426	1.0345	1.03327235	0.00122765
2	0.1248	1.0315	1.03049501	0.00100499
3	1.8093	1.0300	1.02821732	0.00178268
4	3.3511	1.0260	1.02608951	0.00008951
5	4.7622	1.0220	1.02402618	0.00202618
6	6.0538	1.0180	1.02185493	0.00385493
7	7.2364	1.0155	1.01923669	0.00373669
8	8.3189	1.0140	1.01554897	0.00154897
9	9.3097	1.0100	1.00973271	0.00026729
10	10.2163	1.0035	1.00014469	0.00335531
11	11.0449	0.9880	0.98450343	0.00349657
12	11.8018	0.9630	0.96001259	0.00298741
13	12.4929	0.9255	0.92378195	0.00171805
14	12.6490	0.9120	0.91310304	0.00110304
15	13.1231	0.8725	0.87355763	0.00105763
16	14.2221	0.7265	0.72863146	0.00213146
17	14.6995	0.6345	0.63671422	0.00221422
18	15.1346	0.5345	0.53548792	0.00098792
19	15.5311	0.4275	0.42822974	0.00072974
20	15.8929	0.3185	0.31785192	0.00064808
21	16.2229	0.2085	0.20698924	0.00151076
22	16.5241	0.1010	0.09761539	0.00338461
23	16.7987	-0.0080	-0.00861679	0.00061679
24	17.0499	-0.1110	-0.11098759	0.00001241
25	17.2793	-0.2090	-0.20860098	0.00039902
26	17.4885	-0.3030	-0.30089158	0.00210842
AE				0.04400032

5.2.2. Resultados para o Modelo de Dois Diodos

A Tabela 5.3 apresenta, para o modelo de dois díodos, os valores dos parâmetros extraídos na melhor *run* e os valores correspondentes à variação da OF e ao esforço computacional. Observa-se que o valor da OF que corresponde à melhor solução é de $2.046535E-3$, tal como para o modelo de um diodo. A distribuição da OF (RMSE) é mostrada na Figura 5.2 e apresenta uma variação máxima inferior a $1.7E-9$ e um STD de $1.673103E-10$, valores ligeiramente superiores quando comparados ao modelo anterior. Verifica-se que o modelo de dois díodos requer mais iterações, o que resulta num maior tempo de execução. Isso é facilmente justificável pelo aumento da complexidade do modelo, ou seja, pelo aumento do número de parâmetros. A Figura 5.2 mostra também a distribuição do tempo de execução, com um tempo mínimo de 87 segundos e um tempo médio de 189 segundos (Tabela 5.3).

Tabela 5.3 - Resultados obtidos pelo método GCPSO para o modelo de dois díodos do módulo PV.

Melhor solução dos parâmetros		OF (RMSE)		Iterações		Tempo [s]	
I_{ph} [A]	1.03238233	Min	2.046535E-3	Min	3712	Min	87
I_{01} [μ A]	2.51291639	Média	2.046535E-3	Média	8185	Média	189
I_{02} [μ A]	1.00005742E-6	Max	2.046536E-3	Max	10000	Max	234
n_1	1.31730465	STD	1.673103E-10				

n_2	1.31693992
R_s [Ω]	1.23928840
R_p [Ω]	744.71539851

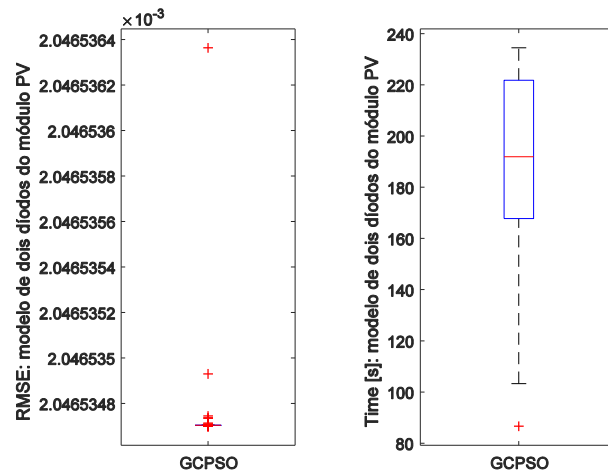


Figura 5.2 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 runs obtidas pelo método GCP SO com o modelo de dois díodos do módulo PV.

Tal como anteriormente, também para este modelo é avaliada a correspondência da solução obtida através do IAE e do AE na Tabela 5.4. Os resultados mostram que os parâmetros extraídos são precisos.

Tabela 5.4 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCP SO para o modelo de dois díodos do módulo PV.

Ponto	V_{medido} [V]	I_{medido} [A]	$I_{estimado}$ [A]	IAE
1	-1.9426	1.0345	1.03327237	0.00122763
2	0.1248	1.0315	1.03049502	0.00100498
3	1.8093	1.0300	1.02821733	0.00178267
4	3.3511	1.0260	1.02608951	0.00008951
5	4.7622	1.0220	1.02402618	0.00202618
6	6.0538	1.0180	1.02185493	0.00385493
7	7.2364	1.0155	1.01923669	0.00373669
8	8.3189	1.0140	1.01554896	0.00154896
9	9.3097	1.0100	1.00973271	0.00026729
10	10.2163	1.0035	1.00014469	0.00335531
11	11.0449	0.9880	0.98450343	0.00349657
12	11.8018	0.9630	0.96001259	0.00298741
13	12.4929	0.9255	0.92378195	0.00171805
14	12.6490	0.9120	0.91310304	0.00110304
15	13.1231	0.8725	0.87355764	0.00105764
16	14.2221	0.7265	0.72863147	0.00213147
17	14.6995	0.6345	0.63671423	0.00221423
18	15.1346	0.5345	0.53548792	0.00098792
19	15.5311	0.4275	0.42822973	0.00072973
20	15.8929	0.3185	0.31785192	0.00064808
21	16.2229	0.2085	0.20698924	0.00151076
22	16.5241	0.1010	0.09761539	0.00338461
23	16.7987	-0.0080	-0.00861679	0.00061679
24	17.0499	-0.1110	-0.11098759	0.00001241
25	17.2793	-0.2090	-0.20860098	0.00039902
26	17.4885	-0.3030	-0.30089157	0.00210843
AE				0.04400032

Porém, se forem alargados os intervalos considerados na Tabela 4.2 (limites inferiores e superiores), permitindo soluções com menor valor da corrente inversa de saturação do díodo e consequentemente um menor valor do fator de idealidade, i.e., se os limites inferiores dos parâmetros I_{01} e I_{02} forem considerados como $1E-15$ [A], os parâmetros extraídos apresentam

uma melhoria em termos de precisão à custa de um maior esforço computacional, sendo o valor do RMSE de $1.987323E-3$. Neste caso, os parâmetros assumem os seguintes valores: $I_{ph} = 1.03253598$ [A], $I_{o1} = 1.00000000E-9$ [μ A], $I_{o2} = 2.14177230$ [μ A], $n_1 = 0.53704938$, $n_2 = 1.30688884$, $R_s = 1.34130267$ [Ω] e $R_p = 739.77796511$ [Ω].

5.3. Caso de Estudo 2: Célula PV RTC France

Neste segundo caso de estudo, e à semelhança do caso anterior, com base nos dados experimentais da célula PV RTC France (1000 W/m^2 a $33 \text{ }^\circ\text{C}$), foram extraídos para ambos os modelos de um e dois díodos os cinco e os sete parâmetros desconhecidos, respetivamente. A curva medida experimentalmente inclui 26 pares de dados I-V. Tal como anteriormente, são considerados para ambos os modelos os resultados das 100 *runs* realizadas, sendo apresentados os parâmetros obtidos, a corrente estimada e os erros (RMSE, IAE e AE) para a melhor *run*.

5.3.1. Resultados para o Modelo de Um Díodo

A Tabela 5.5 apresenta os valores dos parâmetros extraídos na melhor *run* para o modelo de um díodo e os valores da variação da OF e do esforço computacional. O valor da OF obtido que corresponde à melhor solução é de $7.730063E-4$, sendo a sua distribuição mostrada na Figura 5.3. É visível que o método proposto também obtém elevada precisão na determinação dos parâmetros desconhecidos para uma célula PV, tendo a distribuição dos valores da OF (RMSE) apresentado uma variação máxima inferior a $2.2E-10$ e um STD de $4.055839E-11$. O método GCPSO convergiu num mínimo de 4185 iterações e numa média de 6690 iterações, o que corresponde a um tempo de execução de 61 segundos e 98 segundos, respetivamente. A Figura 5.3 mostra também a distribuição do tempo de execução.

Tabela 5.5 - Resultados obtidos pelo método GCPSO para o modelo de um díodo da célula PV.

Melhor solução dos parâmetros		OF (RMSE)		Iterações		Tempo [s]	
I_{ph} [A]	0.76078796	Min	$7.730063E-4$	Min	4185	Min	61
I_o [μ A]	$3.10685316E-1$	Média	$7.730063E-4$	Média	6690	Média	98
n	1.47726802	Max	$7.730065E-4$	Max	9217	Max	135
R_s [Ω]	0.03654694	STD	$4.055839E-11$				
R_p [Ω]	52.88987895						

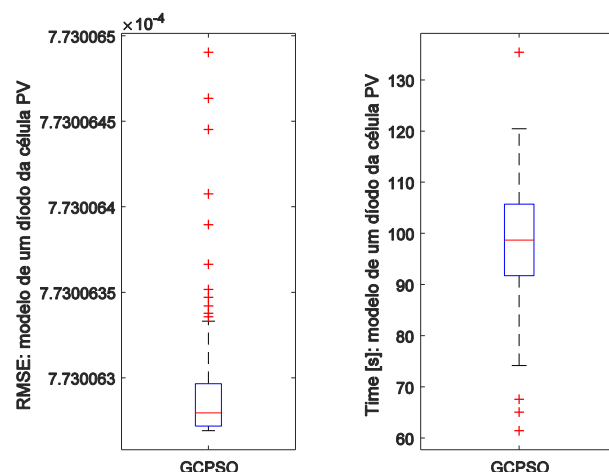


Figura 5.3 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 *runs* obtidas pelo método GCPSO com o modelo de um díodo da célula PV.

O erro entre a corrente estimada com base nos parâmetros extraídos e a corrente experimental é contabilizado pelo IAE e pelo AE para a curva de 26 pontos na Tabela 5.6. De acordo, com os erros obtidos verifica-se boa precisão dos parâmetros extraídos.

Tabela 5.6 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCPSO para o modelo de um diodo da célula PV.

Ponto	V_{medido} [V]	I_{medido} [A]	$I_{estimado}$ [A]	IAE
1	-0.2057	0.7640	0.76414945	0.00014945
2	-0.1291	0.7620	0.76270214	0.00070214
3	-0.0588	0.7605	0.76137377	0.00087377
4	0.0057	0.7605	0.76015450	0.00034550
5	0.0646	0.7600	0.75903905	0.00096095
6	0.1185	0.7590	0.75801075	0.00098925
7	0.1678	0.7570	0.75704570	0.00004570
8	0.2132	0.7570	0.75608483	0.00091517
9	0.2545	0.7555	0.75502235	0.00047765
10	0.2924	0.7540	0.75359736	0.00040264
11	0.3269	0.7505	0.75132726	0.00082726
12	0.3585	0.7465	0.74730534	0.00080534
13	0.3873	0.7385	0.74008463	0.00158463
14	0.4137	0.7280	0.72742619	0.00057381
15	0.4373	0.7065	0.70702593	0.00052593
16	0.4590	0.6755	0.67540033	0.00009967
17	0.4784	0.6320	0.63099815	0.00100185
18	0.4960	0.5730	0.57217470	0.00082530
19	0.5119	0.4990	0.49953898	0.00053898
20	0.5265	0.4130	0.41348487	0.00048487
21	0.5398	0.3165	0.31716154	0.00066154
22	0.5521	0.2120	0.21201673	0.00001673
23	0.5633	0.1035	0.10263675	0.00086325
24	0.5736	-0.0100	-0.00929831	0.00070169
25	0.5833	-0.1230	-0.12436133	0.00136133
26	0.5900	-0.2100	-0.20910169	0.00089831
AE				0.01763274

5.3.2. Resultados para o Modelo de Dois Diodos

A Tabela 5.7 apresenta os valores dos parâmetros extraídos na melhor *run* para o modelo de dois diodos e os valores correspondentes à variação da OF e ao esforço computacional. Neste caso, o valor da OF obtido que corresponde à melhor solução é de $7.182745E-4$, verificando-se uma melhoria significativa em termos de precisão quando comparado com o modelo de um diodo. A Figura 5.4 mostra a distribuição da OF (RMSE) com uma variação máxima inferior a $2.3E-5$ e um STD de $5.371802E-6$, bem como a distribuição do tempo de execução. É claramente notável que a variação da OF é significativamente superior em comparação com o modelo de um diodo, assim como o esforço computacional. Em parte, isso deve-se ao aumento da complexidade do modelo, mas o facto de nas 100 *runs* realizadas o valor da OF compreender um intervalo mais alargado (admitindo um maior número de soluções) e de o método GCPSO ter parado sempre às 10000 iterações, prova que este é um problema com maior grau de dificuldade. A Figura 5.4 mostra ainda a distribuição do tempo de execução.

Tabela 5.7 - Resultados obtidos pelo método GCPSO para o modelo de dois diodos da célula PV.

Melhor solução dos parâmetros		OF (RMSE)		Iterações		Tempo [s]	
I_{ph} [A]	0.76082957	Min	$7.182745E-4$	Min	10000	Min	216
I_{01} [μ A]	$1.34115647E-1$	Média	$7.301380E-4$	Média	10000	Média	218
I_{02} [μ A]	8.04178313	Max	$7.417141E-4$	Max	10000	Max	232
n_1	1.40305708	STD	$5.371802E-6$				

n_2	2.49999996
R_s [Ω]	0.03796891
R_p [Ω]	60.99951742

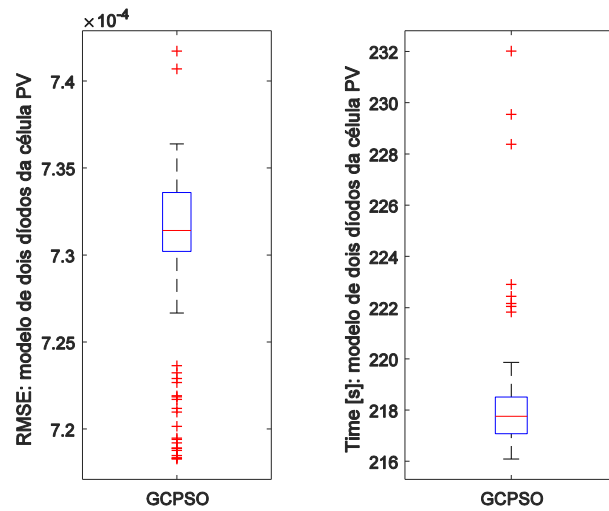


Figura 5.4 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 runs obtidas pelo método GCP SO com o modelo de dois díodos da célula PV.

Na Tabela 5.8, tal como para o modelo anterior, é contabilizado o erro entre a corrente estimada e a corrente experimental pelo IAE e pelo AE. Os resultados comprovam a superior precisão do modelo de dois díodos em comparação com o modelo de um díodo.

Tabela 5.8 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCP SO para o modelo de dois díodos da célula PV.

Ponto	V_{medido} [V]	I_{medido} [A]	$I_{estimado}$ [A]	IAE
1	-0.2057	0.7640	0.76373397	0.00026603
2	-0.1291	0.7620	0.76247778	0.00047778
3	-0.0588	0.7605	0.76132264	0.00082264
4	0.0057	0.7605	0.76025716	0.00024284
5	0.0646	0.7600	0.75927129	0.00072871
6	0.1185	0.7590	0.75834088	0.00065912
7	0.1678	0.7570	0.75742995	0.00042995
8	0.2132	0.7570	0.75646431	0.00053569
9	0.2545	0.7555	0.75532477	0.00017523
10	0.2924	0.7540	0.75374667	0.00025333
11	0.3269	0.7505	0.75126593	0.00076593
12	0.3585	0.7465	0.74702000	0.00052000
13	0.3873	0.7385	0.73963270	0.00113270
14	0.4137	0.7280	0.72693729	0.00106271
15	0.4373	0.7065	0.70666283	0.00016283
16	0.4590	0.6755	0.67529075	0.00020925
17	0.4784	0.6320	0.63115804	0.00084196
18	0.4960	0.5730	0.57250485	0.00049515
19	0.5119	0.4990	0.49987476	0.00087476
20	0.5265	0.4130	0.41367676	0.00067676
21	0.5398	0.3165	0.31713725	0.00063725
22	0.5521	0.2120	0.21179816	0.00020184
23	0.5633	0.1035	0.10233092	0.00116908
24	0.5736	-0.0100	-0.00953539	0.00046461
25	0.5833	-0.1230	-0.12434530	0.00134530
26	0.5900	-0.2100	-0.20877906	0.00122094
AE				0.01637239

Tal como no modelo de dois díodos, no caso de estudo 1, se forem alargados os intervalos considerados na Tabela 4.2 (limites inferiores e superiores), permitindo soluções com maior valor da corrente inversa de saturação do díodo e consequentemente um maior valor do fator

de idealidade, i.e., se os limites superiores dos parâmetros I_{01} e I_{02} forem considerados como $1E-4$ [A] e dos parâmetros n_1 e n_2 forem considerados como 4, os parâmetros extraídos apresentam ainda melhor precisão à custa de um maior esforço computacional, sendo o valor do RMSE de $6.981985E-4$. Neste caso, os parâmetros assumem os seguintes valores: $I_{ph} = 0.76089001$ [A], $I_{01} = 1.86575085E-1$ [μ A], $I_{02} = 79.0948424$ [μ A], $n_1 = 1.42962880$, $n_2 = 3.99999992$, $R_s = 0.03772848$ [Ω] e $R_p = 68.02434161$ [Ω].

Nesta situação, a solução encontra-se dentro dos intervalos indicados por alguns autores, como por exemplo em [87], onde é indicado que o fator de idealidade do díodo pode ser aumentado até 4. Já em [163] é indicado que o fator de idealidade do díodo pode assumir valores entre [0.5, 5] dependendo da tecnologia PV.

5.4. Caso de Estudo 3: Teste Experimental do Módulo PV Sharp

Para o presente caso de estudo, os parâmetros desconhecidos dos modelos de um e dois díodos foram extraídos com base nos dados experimentais do módulo PV Sharp ND-R250A5 (1040 W/m^2 a $59 \text{ }^\circ\text{C}$). A curva experimental utilizada contém 36 pares de dados I-V e foi medida em ambiente experimental através de uma carga eletrónica AC/DC programável, com uma variação máxima da irradiância de 5 W/m^2 e da temperatura de $1.41 \text{ }^\circ\text{C}$. Os valores da irradiância e da temperatura foram medidos com o sensor de irradiância solar Ingenieurbüro Si-13TC-T, como ilustrado na Figura 5.5. Neste caso de estudo, são ainda consideradas mais quatro curvas experimentais sob diferentes condições de irradiância e temperatura (223 W/m^2 a $41 \text{ }^\circ\text{C}$; 437 W/m^2 a $52 \text{ }^\circ\text{C}$; 646 W/m^2 a $61 \text{ }^\circ\text{C}$; 836 W/m^2 a $61 \text{ }^\circ\text{C}$), adquiridas da mesma forma. Para cada uma das curvas e dos modelos foram considerados os resultados das 100 *runs* realizadas. Particularmente, para a curva (1040 W/m^2 a $59 \text{ }^\circ\text{C}$) são apresentados para a melhor *run* os valores dos parâmetros e a corrente estimada. Adicionalmente, neste caso de estudo (subsecção 5.5.3) os resultados foram também avaliados pelo erro sistemático médio (MBE) dado pela equação (5.2) e pelo erro quadrático médio (MSE) dado pela equação (5.3).

$$\text{MBE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (I_i - \hat{I}_{(V_i, \tau)}) \quad (5.2)$$

$$\text{MSE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (I_i - \hat{I}_{(V_i, \tau)})^2 \quad (5.3)$$



Figura 5.5 - Ambiente experimental exterior.

5.4.1. Resultados para o Modelo de Um Díodo

Para o modelo de um díodo, os valores dos parâmetros extraídos na melhor *run* e os valores que correspondem à variação da OF e ao esforço computacional são apresentados na Tabela 5.9. O valor da OF obtido, que corresponde à melhor solução, é de $7.697717E-3$ e a sua distribuição possui uma variação máxima inferior a $1.4E-9$ e um STD de $2.395516E-10$, a qual é mostrada na Figura 5.6. O método GCP SO convergiu num mínimo de 1631 iterações e numa média de 4014 iterações, o que corresponde a um tempo de execução de 28 segundos e 70 segundos, respetivamente. O tempo máximo de execução foi de 93 segundos e a sua distribuição encontra-se na Figura 5.6.

Tabela 5.9 - Resultados obtidos pelo método GCP SO para o modelo de um díodo do módulo PV Sharp.

Melhor solução dos parâmetros		OF (RMSE)		Iterações		Tempo [s]	
I_{ph} [A]	9.14486543	Min	$7.697717E-3$	Min	1631	Min	28
I_0 [μ A]	$9.95854017E-1$	Média	$7.697717E-3$	Média	4014	Média	70
n	1.20657909	Max	$7.697719E-3$	Max	5300	Max	93
R_s [Ω]	0.59187049	STD	$2.395516E-10$				
R_p [Ω]	4999.99999998						

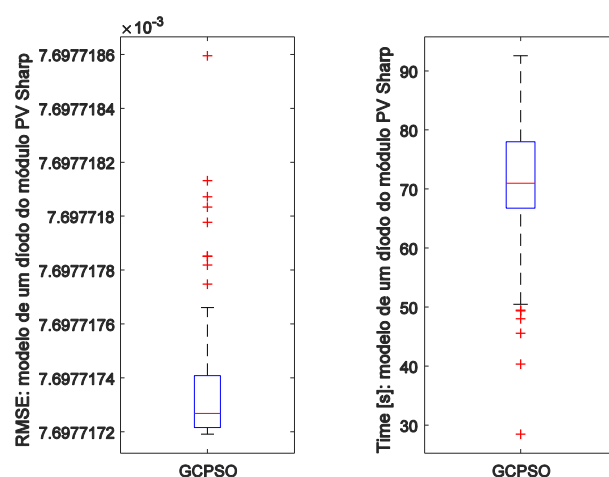


Figura 5.6 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 *runs* obtidas pelo método GCP SO com o modelo de um díodo do módulo PV Sharp.

A corrente foi estimada com os valores dos parâmetros obtidos e o erro em relação à corrente experimental é contabilizado pelo IAE e pelo AE, para os 36 pontos da curva na Tabela 5.10. Os resultados apresentam boa correspondência o que prova a precisão dos parâmetros.

Tabela 5.10 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCP SO para o modelo de um díodo do módulo PV Sharp.

Ponto	V_{medido} [V]	I_{medido} [A]	$I_{estimado}$ [A]	IAE
1	0.0000	9.1500	9.14377047	0.00622953
2	7.7100	9.1400	9.14168233	0.00168233
3	10.9800	9.1200	9.13887739	0.01887739
4	14.5500	9.1100	9.12574851	0.01574851
5	16.3600	9.1000	9.10450087	0.00450087
6	18.0000	9.0700	9.06168663	0.00831337
7	19.1500	9.0200	9.00539847	0.01460153
8	20.0400	8.9500	8.93702852	0.01297148
9	20.8700	8.8600	8.84484259	0.01515741
10	21.6700	8.7300	8.72087510	0.00912490
11	22.3600	8.5800	8.57859883	0.00140117
12	23.0200	8.4000	8.40537373	0.00537373

13	23.6200	8.2000	8.21159590	0.01159590
14	24.1500	8.0000	8.00863240	0.00863240
15	24.6100	7.8000	7.80668549	0.00668549
16	25.0200	7.6000	7.60570866	0.00570866
17	25.3900	7.4000	7.40703581	0.00703581
18	25.7500	7.2000	7.19787656	0.00212344
19	26.3800	6.8000	6.79445213	0.00554787
20	26.9400	6.4000	6.39677884	0.00322116
21	27.4600	6.0000	5.99588450	0.00411550
22	27.9400	5.6000	5.60010457	0.00010457
23	28.4000	5.2000	5.19888971	0.00111029
24	28.8400	4.8000	4.79618216	0.00381784
25	29.2500	4.4000	4.40523919	0.00523919
26	29.6600	4.0000	4.00005387	0.00005387
27	30.0500	3.6000	3.60219710	0.00219710
28	30.4400	3.2000	3.19293749	0.00706251
29	30.8100	2.8000	2.79474323	0.00525677
30	31.1700	2.4000	2.39857399	0.00142601
31	31.5200	2.0000	2.00561158	0.00561158
32	31.8800	1.6000	1.59384801	0.00615199
33	32.2200	1.2000	1.19829368	0.00170632
34	32.5500	0.8000	0.80851159	0.00851159
35	32.8900	0.4000	0.40119395	0.00119395
36	33.2200	0.0000	0.00058606	0.00058606
AE				0.21867809

De forma a validar a eficácia do método proposto, em vários níveis de irradiância e temperatura, as quatro curvas experimentais referidas anteriormente (223 W/m² a 41 °C; 437 W/m² a 52 °C; 646 W/m² a 61 °C; 836 W/m² a 61 °C), são também aqui utilizadas. As Figuras 5.7 e 5.8 apresentam, para o modelo de um díodo, as curvas características I-V e P-V bem como o valor da OF (RMSE) obtido para cada uma das curvas consideradas. Verifica-se uma boa correspondência entre a curva experimental e a curva estimada, nas diferentes condições de funcionamento, sendo o valor do RMSE da mesma ordem de grandeza em todas as curvas. Assim, podemos afirmar que independentemente dos níveis de irradiância e temperatura, o método proposto mantém uma excelente precisão e eficácia na extração dos parâmetros PV. As figuras mostram ainda os pontos característicos estimados, nomeadamente o ponto de máxima potência, o ponto de curto-circuito e o ponto de circuito-aberto.

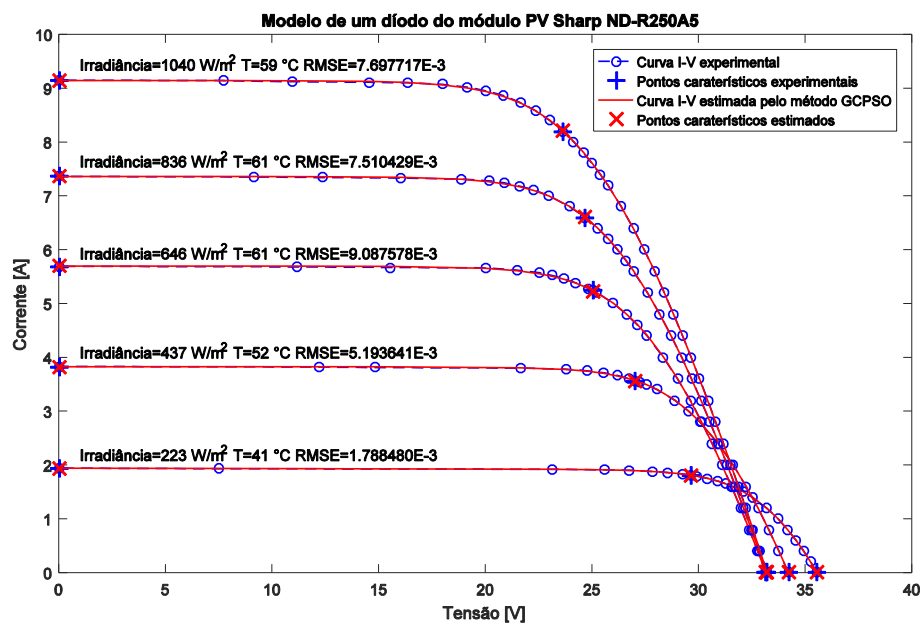


Figura 5.7 - Comparação das características I-V entre os dados experimentais e os dados simulados obtidos pelo método GCPSO com o modelo de um díodo do módulo PV Sharp.

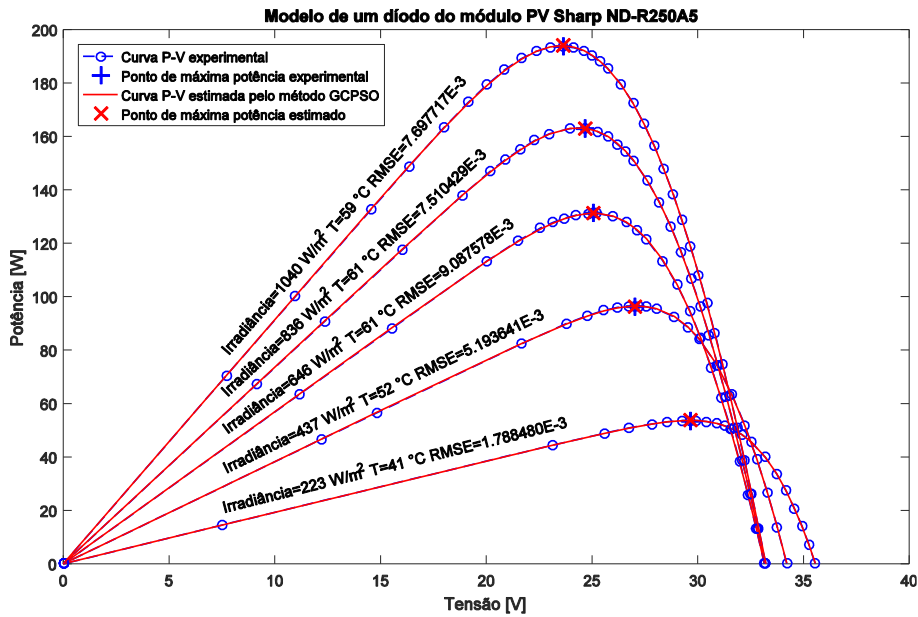


Figura 5.8 - Comparação das características P-V entre os dados experimentais e os dados simulados obtidos pelo método GCPSO com o modelo de um diodo do módulo PV Sharp.

Por outro lado, em relação ao desempenho do método GCPSO considerando as diferentes condições de funcionamento, a Figura 5.9 mostra a distribuição do valor da OF (RMSE), bem como a distribuição do tempo de execução para as 100 *runs* efetuadas na extração dos parâmetros do modelo de um diodo para cada curva, nos respectivos níveis de irradiação e temperatura. Tal como as Figuras 5.7 e 5.8 mostraram antes, comprova-se que mesmo nas baixas irradiações, onde a variação do RMSE é maior, o método proposto apresentou excelente eficácia. Verifica-se ainda um maior tempo de execução para as baixas irradiações o que prova que a extração dos parâmetros PV nessas condições é um problema ainda mais difícil.

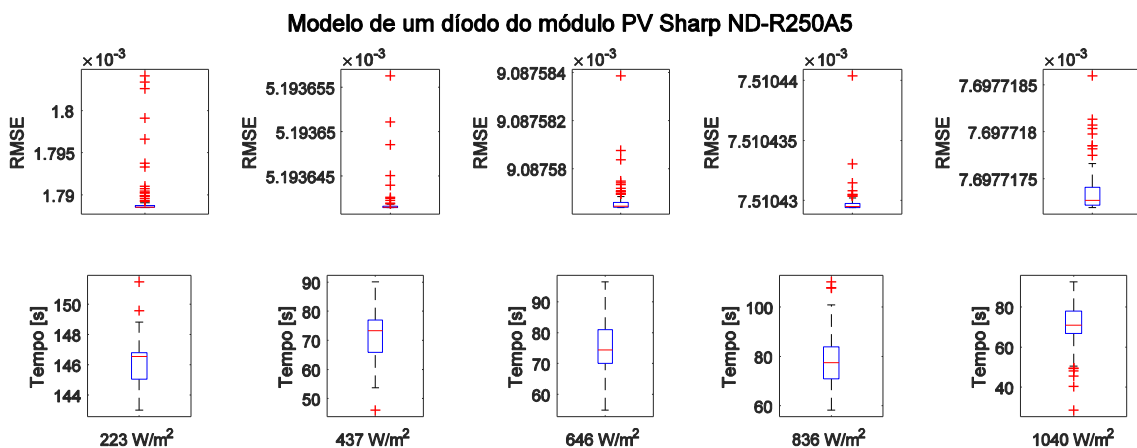


Figura 5.9 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 *runs* obtidas pelo método GCPSO com o modelo de um diodo do módulo PV Sharp em diferentes condições de irradiação e temperatura.

5.4.2. Resultados para o Modelo de Dois Diodos

A Tabela 5.11 apresenta os valores dos parâmetros extraídos na melhor *run* para o modelo de dois diodos, assim como os valores correspondentes à variação da OF e ao esforço computacional. Observa-se que o valor da OF obtido que corresponde à melhor solução é de

7.697717E-3, ou seja, é similar ao obtido com o modelo anterior. A Figura 5.10 mostra a distribuição da OF (RMSE) que apresenta uma variação máxima inferior a 1.4E-8 e um STD de 1.857038E-9, valores ligeiramente superiores quando comparados ao modelo de um díodo. Face à complexidade associada ao respetivo modelo, o esforço computacional aumentou uma vez que o método GCP SO convergiu num mínimo de 2357 iterações e numa média de 4336 iterações, o que corresponde a um tempo de execução de 65 segundos e 119 segundos, respetivamente. A Figura 5.10 mostra ainda a distribuição do tempo de execução para as 100 runs efetuadas.

Tabela 5.11 - Resultados obtidos pelo método GCP SO para o modelo de dois díodos do módulo PV Sharp.

Melhor solução dos parâmetros		OF (RMSE)		Iterações		Tempo [s]	
I_{ph} [A]	9.14486539	Min	7.697717E-3	Min	2357	Min	65
I_{01} [μ A]	2.16048575E-1	Média	7.697718E-3	Média	4336	Média	119
I_{02} [μ A]	7.79803743E-1	Max	7.697731E-3	Max	10000	Max	289
n_1	1.20657913	STD	1.857038E-9				
n_2	1.20657891						
R_s [Ω]	0.59187053						
R_p [Ω]	4999.99999996						

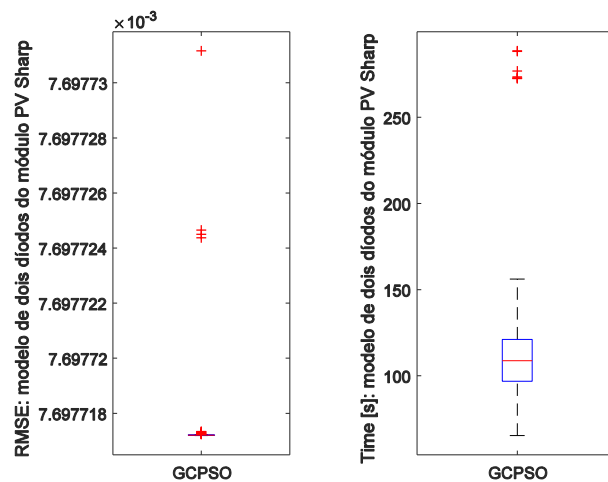


Figura 5.10 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 runs obtidas pelo método GCP SO com o modelo de dois díodos do módulo PV Sharp.

Tal como anteriormente, também para o presente modelo é avaliada a correspondência da solução obtida através do IAE e do AE na Tabela 5.12. Os resultados indicam que os parâmetros extraídos são precisos.

Tabela 5.12 - Resultado do ajuste de curva obtido pelo método GCP SO para o modelo de dois díodos do módulo PV Sharp.

Ponto	V_{medido} [V]	I_{medido} [A]	$I_{estimado}$ [A]	IAE
1	0.0000	9.1500	9.14377043	0.00622957
2	7.7100	9.1400	9.14168229	0.00168229
3	10.9800	9.1200	9.13887736	0.01887736
4	14.5500	9.1100	9.12574848	0.01574848
5	16.3600	9.1000	9.10450085	0.00450085
6	18.0000	9.0700	9.06168662	0.00831338
7	19.1500	9.0200	9.00539847	0.01460153
8	20.0400	8.9500	8.93702853	0.01297147
9	20.8700	8.8600	8.84484261	0.01515739
10	21.6700	8.7300	8.72087513	0.00912487
11	22.3600	8.5800	8.57859886	0.00140114
12	23.0200	8.4000	8.40537377	0.00537377
13	23.6200	8.2000	8.21159594	0.01159594
14	24.1500	8.0000	8.00863243	0.00863243
15	24.6100	7.8000	7.80668552	0.00668552
16	25.0200	7.6000	7.60570868	0.00570868

17	25.3900	7.4000	7.40703583	0.00703583
18	25.7500	7.2000	7.19787657	0.00212343
19	26.3800	6.8000	6.79445213	0.00554787
20	26.9400	6.4000	6.39677884	0.00322116
21	27.4600	6.0000	5.99588449	0.00411551
22	27.9400	5.6000	5.60010455	0.00010455
23	28.4000	5.2000	5.19888970	0.00111030
24	28.8400	4.8000	4.79618214	0.00381786
25	29.2500	4.4000	4.40523917	0.00523917
26	29.6600	4.0000	4.00005385	0.00005385
27	30.0500	3.6000	3.60219709	0.00219709
28	30.4400	3.2000	3.19293748	0.00706252
29	30.8100	2.8000	2.79474322	0.00525678
30	31.1700	2.4000	2.39857398	0.00142602
31	31.5200	2.0000	2.00561158	0.00561158
32	31.8800	1.6000	1.59384802	0.00615198
33	32.2200	1.2000	1.19829370	0.00170630
34	32.5500	0.8000	0.80851162	0.00851162
35	32.8900	0.4000	0.40119399	0.00119399
36	33.2200	0.0000	0.00058611	0.00058611
AE				0.21867817

Tal como para o modelo de um diodo, também neste modelo, a eficácia do método proposto é validada em vários níveis de irradiância e temperatura. As Figuras 5.11 e 5.12 apresentam as curvas características I-V e P-V, bem como o valor da OF (RMSE) obtido para as várias curvas consideradas, com o modelo de dois diodos. Uma vez mais, verifica-se boa correspondência entre a curva experimental e a curva estimada, nas diferentes condições de funcionamento, sendo também o valor do RMSE da mesma ordem de grandeza em todas as curvas. Também neste caso podemos afirmar, que o método proposto mantém uma excelente precisão e eficácia independentemente dos níveis de irradiância e temperatura. Particularmente, para a curva de 223 W/m^2 a 41°C o modelo de dois diodos obtém superior precisão ($\text{RMSE} = 1.774694\text{E-}3$) quando comparado com o modelo de um diodo ($\text{RMSE} = 1.788480\text{E-}3$), o que indica que este modelo é mais preciso em irradiâncias baixas, como normalmente referido na literatura. São ainda mostrados nas figuras os pontos característicos estimados, nomeadamente o ponto de máxima potência, o ponto de curto-circuito e o ponto de circuito-aberto.

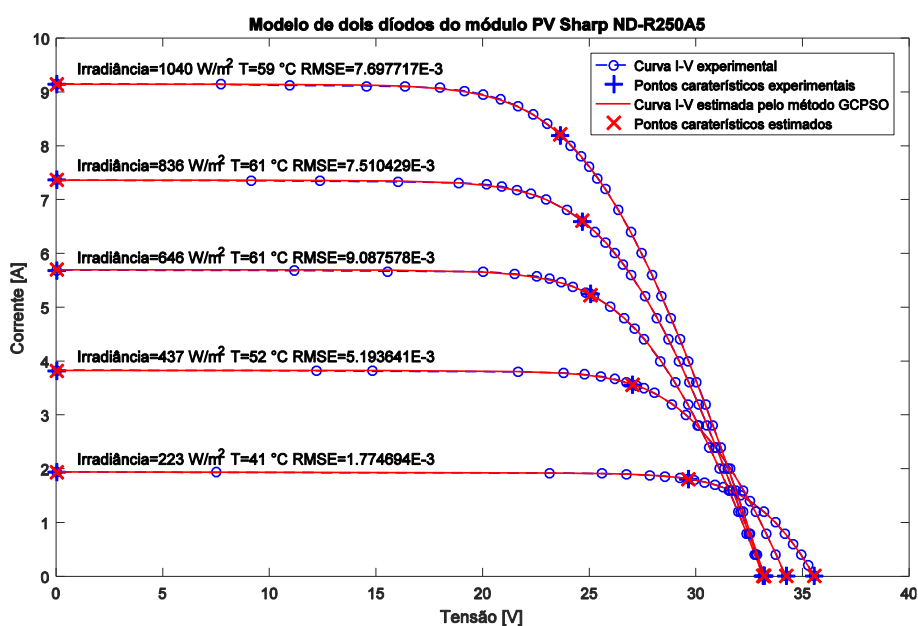


Figura 5.11 - Comparação das características I-V entre os dados experimentais e os dados simulados obtidos pelo método GCP SO com o modelo de dois diodos do módulo PV Sharp.

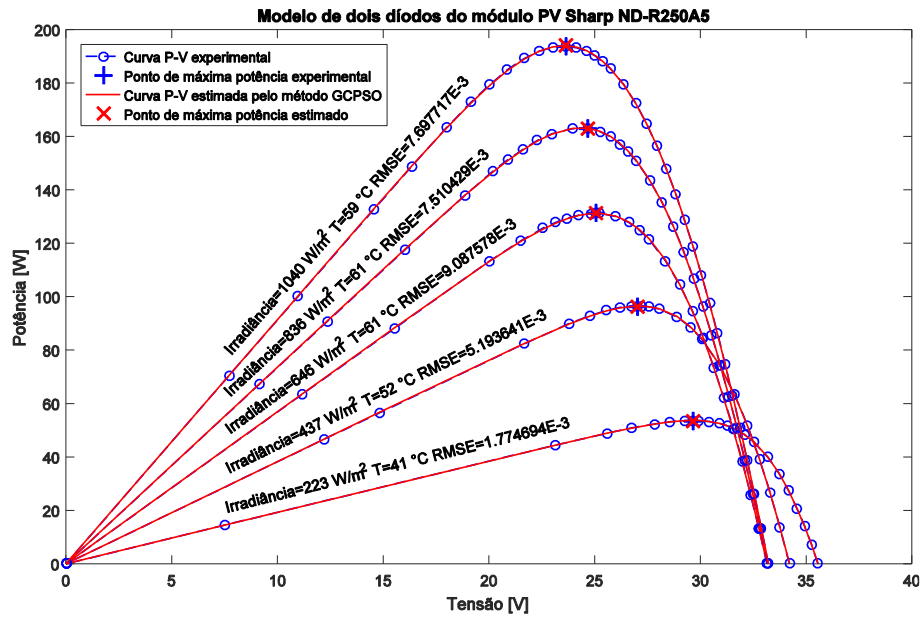


Figura 5.12 - Comparação das características P-V entre os dados experimentais e os dados simulados obtidos pelo método GCP SO com o modelo de dois díodos do módulo PV Sharp.

A Figura 5.13 mostra a distribuição do valor da OF (RMSE) e do tempo de execução das 100 *runs* efetuadas na extração dos parâmetros do modelo de dois díodos, também para as várias curvas sob as diferentes condições de funcionamento. Também para este modelo, como indicado pelas Figuras 5.11 e 5.12, é comprovada a eficácia do método GCP SO nos vários níveis de irradiância e temperatura. Verifica-se também uma maior variação do RMSE e um maior tempo de execução para as baixas irradiâncias. O aumento da complexidade do modelo de dois díodos é claramente visível pelo aumento dos tempos de execução, porém oferece uma maior precisão em determinados níveis de irradiância.

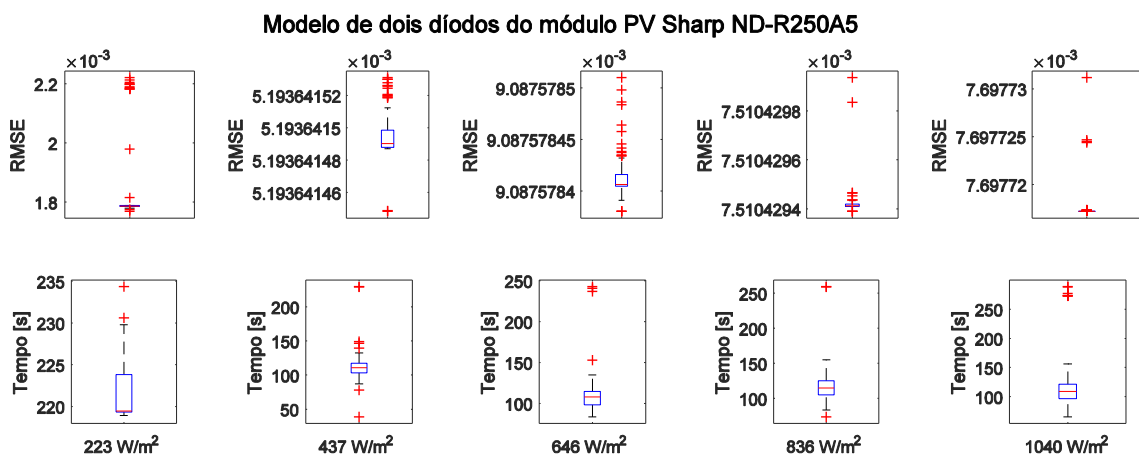


Figura 5.13 - Distribuição do RMSE e do tempo de execução das 100 *runs* obtidas pelo método GCP SO com o modelo de dois díodos do módulo PV Sharp em diferentes condições de irradiância e temperatura.

5.5. Comparação de Resultados

Nesta secção são comparados os resultados obtidos nos diferentes casos de estudo, assim como, é realizada a comparação entre o método proposto e os vários métodos considerados, anteriormente documentados na literatura, a nível de desempenho e precisão.

5.5.1. Comparação de Resultados para o Caso de Estudo 1

A extração dos parâmetros PV com o método GCPSO no caso de estudo 1, apresenta similar precisão para ambos os modelos, sendo o valor de RMSE correspondente a $2.046535E-3$. Em relação ao esforço computacional verificou-se que este foi maior para o modelo de dois díodos, quando comparado com o modelo de um díodo. Em concreto para o modelo de um díodo o mínimo foi de 274 iterações e a média foi de 7469 iterações, o que corresponde a um tempo de execução de 6 segundos e 111 segundos, respetivamente. Já para o modelo de dois díodos o mínimo foi de 3712 iterações e a média foi de 8185 iterações, o que corresponde a um tempo de execução de 87 segundos e 189 segundos, respetivamente. Tendo em conta, a natureza numérica do método, tanto para o modelo de um díodo como para o modelo de dois díodos o esforço computacional é aceitável, sendo similar a outros métodos numéricos.

Para avaliar o desempenho e a precisão do método proposto foi utilizado o coeficiente de determinação (R^2), expresso pela equação (5.4), que indica a qualidade do *fitness* entre a curva medida e estimada [164], [165].

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (I_i - \hat{I}_{(V_i, \tau)})^2}{\sum_{i=1}^N (I_i - \bar{I}_i)^2} \quad (5.4)$$

onde \bar{I}_i é a média aritmética da corrente medida, i.e., $\bar{I}_i = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i$.

Para ambos os modelos o valor de R^2 é de 0.999979, o que indica elevada consistência entre os valores medidos e estimados.

A aptidão do método GCPSO para encontrar soluções de elevada precisão foi comprovada por uma variação máxima da OF inferior a $9.6E-10$ e um STD de $1.105194E-10$ para o modelo de um díodo. Já para o modelo de dois díodos esses valores foram de $1.7E-9$ e de $1.673103E-10$, respetivamente. Esses resultados mostram a capacidade do método proposto para evitar a convergência prematura e a estagnação do exame de partículas, garantindo sempre a convergência para um mínimo.

A Tabela 5.13 mostra o elevado desempenho e precisão do método GCPSO quando comparado com vários métodos analíticos, numéricos e híbridos documentados na literatura, referente ao modelo de um díodo. Nessa tabela podemos verificar que em relação ao valor da OF, o desempenho e precisão do método GCPSO é apenas igualado por três métodos existentes na literatura. No entanto, ao contrário do método proposto, em ambos os três métodos os

autores recorrem a refinamentos, i.e., posicionamentos iniciais seletivos, para alcançar o melhor valor de RMSE documentado na literatura até ao momento [78], [90]. Nos métodos RF 1C e RF 1D foi utilizada a função não linear de mínimos quadrados do *software* Matlab (*lsqnonlin*) com as soluções obtidas pelos métodos RF 1A e RF 1B, respetivamente. No método RSS 1(b) foi utilizada a mesma função, mas com a solução obtida pelo método RSS 1(a). O método proposto garante elevado desempenho e precisão na minimização do RMSE entre os dados simulados e experimentais, mas não garante valores mínimos para os outros índices de desempenho (ξ , MAE e AE). Em termos do melhor valor de ξ este foi obtido pelo método RSS 1(b). Em relação ao melhor valor do MAE este foi obtido através do método ER-WCA e por último, em relação ao melhor valor do AE este foi obtido pelo método FPA.

Considerando a respetiva comparação, o método proposto, que não recorre a qualquer tipo de refinamento, alcança o melhor valor de RMSE documentado na literatura, obtendo mesmo o melhor valor quando comparado com métodos que não recorrem a refinamento.

Tabela 5.13 - Comparação dos resultados obtidos com os encontrados na literatura para o modelo de um diodo (Photowatt-PWP201). ND significa não disponível.

Método	AE	MAE	ξ	OF (RMSE)
GCPSO	4.400032E-2	1.692320E-3	1.983653E-3	2.046535E-3
RF 1C [78]	ND	1.6917E-3	1.9837E-3	2.0465E-3
RF 1D [78]	ND	1.6917E-3	1.9837E-3	2.0465E-3
RSS 1(b) [90]	ND	ND	1.9836E-3	2.0465E-3
RSS 1(a) [90]	ND	ND	1.9839E-3	2.0468E-3
rbcNM (explicit) [88]	ND	ND	1.9899E-3	2.0530E-3
TVACPSO [84]	ND	ND	1.9899E-3	2.0530E-3
FPA [135]	1.5971E-2	ND	1.9915E-3	2.0547E-3
MVO [86]	ND	1.6629E-3	2.0133E-3	2.0771E-3
RF 1A [78]	ND	1.6425E-3	2.0525E-3	2.1176E-3
DET [138]	3.6610E-2	ND	2.0655E-3	2.1310E-3
RF 1B [78]	ND	1.6060E-3	2.0884E-3	2.1547E-3
PPSO (b) [136]	4.5185E-2 ^a	1.6715E-3	2.1268E-3	2.1943E-3 ^a
LM [89]	ND	ND	2.2003E-3	2.2700E-3
ER-WCA [142]	ND	1.5829E-3	2.2834E-3	2.3558E-3
NM-MPSO [104]	ND	ND	2.2840E-3	2.3564E-3
IADDE [98]	ND	ND	2.3263E-3	2.4000E-3
ABC-DE [87]	ND	ND	2.3263E-3	2.4000E-3
Rcr-IJADE [115]	4.1773E-2	ND	2.3505E-3	2.4250E-3
MPCOA [132]	3.9770E-2	ND	2.3505E-3	2.4250E-3
EHA-NMS [105]	4.1788E-2	ND	2.3505E-3	2.4250E-3
rbcNM (implicit) [88]	ND	ND	2.3506E-3	2.4251E-3
GOFPANM [107]	ND	ND	2.3506E-3	2.4251E-3
SATLBO [127]	ND	ND	2.3506E-3	2.4251E-3
CARO [133]	4.1970E-2	ND	2.3524E-3	2.4270E-3
CS [166]	ND	1.7284E-3	2.3553E-3	2.4300E-3
LI [63]	ND	1.8461E-3	2.4016E-3	2.4777E-3
SA [96]	5.0710E-2	2.0300E-3	2.5783E-3	2.6600E-3
Método em [67]	ND	ND	2.8500E-3	ND
PS [95], [97]	5.6883E-2	2.2753E-3 ^b	2.9557E-3	3.0494E-3 ^b
Método em [85]	6.0079E-2 ^a	2.3107E-3 ^a	3.3466E-3	3.4527E-3 ^a
TLBO (a) [124]	1.1556E-1 ^a	4.4447E-3 ^a	5.3216E-3	5.4902E-3 ^a
Método em [93]	1.3185E-1 ^a	5.0710E-3 ^a	5.5719E-3	5.7485E-3 ^a
Método em [91]	ND	3.4840E-3	5.9416E-3	6.1300E-3
CPSO [101]	ND	5.0670E-3	6.0521E-3	6.2440E-3
Método em [92]	1.4648E-1 ^a	5.6337E-3 ^a	6.1454E-3	6.3402E-3 ^a
GA [95]	1.5348E-1	6.1392E-3 ^b	6.7684E-3	6.9829E-3 ^b
Método em [94]	2.4111E-1 ^a	9.2735E-3 ^a	1.0772E-2	1.1114E-2 ^a
Método em [59]	9.4383E-1 ^a	3.6301E-2 ^a	3.8528E-2	3.9750E-2 ^a
NRM [83]	ND	ND	7.5652E-1	7.8050E-1

^a Valor obtido pelo NRM através das equações (3.32) e (3.33) com base nos parâmetros da respetiva referência.

^b Valor obtido pelos valores de corrente estimados pela respetiva referência.

Na Tabela 5.14 podemos verificar o desempenho do método GCPSO quando comparado com dois métodos numéricos e um híbrido documentados na literatura, referente ao modelo de dois díodos. Uma vez mais verifica-se o excelente desempenho do método proposto, permitindo obter os melhores valores de RMSE, ξ e AE. Em relação ao melhor valor de MAE este foi obtido através do método PPSO (b).

Para o modelo de dois díodos, o método proposto obtém o melhor valor de RMSE, de acordo com a comparação, nunca antes obtido na literatura.

Tabela 5.14 - Comparação dos resultados obtidos com os encontrados na literatura para o modelo de dois díodos (Photowatt-PWP201). ND significa não disponível.

Método	AE	MAE	ξ	OF (RMSE)
GCPSO	4.400032E-2	1.692320E-3	1.983653E-3	2.046535E-3
TVACPSO [84]	ND	ND	1.9899E-3	2.0530E-3
PPSO (b) [136]	4.5185E-2 ^a	1.6716E-3	2.1268E-3	2.1943E-3 ^a
ABC-DE [87]	ND	ND	2.3263E-3	2.4000E-3

^a Valor obtido pelo NRM através das equações (3.34) e (3.35) com base nos parâmetros da respectiva referência.

5.5.2. Comparação de Resultados para o Caso de Estudo 2

O método GCPSO no caso de estudo 2 obteve uma maior precisão para o modelo de dois díodos quando comparado com o modelo de um díodo, i.e., um valor de RMSE de 7.182745E-4 e de 7.730063E-4, respetivamente.

No entanto em relação ao esforço computacional, este é maior para o modelo de dois díodos. Em concreto verificou-se que o método GCPSO atingiu sempre o número máximo de iterações permitidas ($itermax = 10000$), a que corresponde um tempo de execução médio de 218 segundos. Já para o modelo de um díodo o mínimo foi de 4185 iterações e a média foi de 6690 iterações, o que corresponde a um tempo de execução de 61 segundos e 98 segundos, respetivamente.

Da análise dos resultados podemos concluir que para o modelo de dois díodos, a extração dos parâmetros PV, apresenta uma maior complexidade. O que também se pode observar pelo STD, sendo este de 5.371802E-6 para o modelo de dois díodos e de 4.055839E-11 para o modelo de um díodo.

Em relação ao R^2 o valor, para o modelo de um díodo, é de 0.999993 e para o modelo de dois díodos é de 0.999994. De acordo com estes valores, verifica-se que ambos os modelos apresentam elevada consistência entre os valores medidos e estimados.

A Tabela 5.15 mostra o desempenho e precisão do método GCPSO quando comparado com vários métodos analíticos, numéricos e híbridos documentados na literatura, referente ao modelo de um díodo. Nessa tabela podemos verificar que em relação ao valor de RMSE e ξ o desempenho do método GCPSO é igualado por seis métodos existentes na literatura, concretamente, os métodos RF 2D (só em relação ao valor de RMSE), TVACPSO, FPA, rbcNM (explicit), RSS 2(a) e RSS 2(b), sendo os menores valores de RMSE e ξ obtidos pelo método

BPFPA. Em relação ao melhor valor de MAE este foi obtido pelo método RF 2D e por último, o melhor valor de AE foi obtido pelo método FPA.

Tabela 5.15 - Comparação dos resultados obtidos com os encontrados na literatura para o modelo de um diodo (RTC France). ND significa não disponível.

Método	AE	MAE	ξ	OF (RMSE)
GCP SO	1.763274E-2	6.781821E-4	1.016445E-3	7.730063E-4
BPFPA [106]	ND	ND	9.5595E-4	7.2700E-4
RF 2D [78]	ND	6.7810E-4	1.0167E-3	7.7301E-4
TVACPSO [84]	ND	ND	1.0164E-3	7.7301E-4
FPA [135]	1.5971E-2	ND	1.0164E-3	7.7301E-4
rbcNM (explicit) [88]	ND	ND	1.0164E-3	7.7301E-4
RSS 2(a) [90]	ND	ND	1.0164E-3	7.7301E-4
RSS 2(b) [90]	ND	ND	1.0164E-3	7.7301E-4
RF 2B [78]	ND	6.9732E-4	1.1631E-3	8.8437E-4
DET [138]	ND	ND	1.2229E-3	9.3000E-4
MPCOA [132]	ND	ND	1.2420E-3	9.4457E-4
CS [123], [166]	ND	6.8091E-4	1.2965E-3	9.8600E-4
Rcr-IJADE [115]	1.7704E-2	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
STLBO [125]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
A-bcNM [102]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
rbcNM (implicit) [88]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
CSO [139]	ND	6.7968E-4	1.2965E-3	9.8602E-4
NM-MPSO [104]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
EHA-NMS [105]	1.7704E-2	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
ABC-DE [87]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
MPSO [87]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
DE (b) [137]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
ER-WCA [142]	ND	6.7985E-4	1.2965E-3	9.8602E-4
GOFPANM [107]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
PCE [141]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
SATLBO [127]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
PSO-TVIWAC [99]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
CWOA [108]	ND	8.2800E-4	1.2965E-3	9.8602E-4
CIABC [109]	ND	ND	1.2965E-3	9.8602E-4
MSSO [116]	ND	ND	1.2966E-3	9.8607E-4
BMO [122]	ND	ND	1.2966E-3	9.8608E-4
MABC [130]	ND	ND	1.2966E-3	9.8610E-4
PPSO (b) [136]	ND	6.8384E-4	ND	ND
MVO [86]	ND	7.0922E-4	ND	ND
ABC [128]	ND	8.3034E-4	1.2969E-3	9.8629E-4
BBO-M [131]	ND	ND	1.2970E-3	9.8634E-4
LMSA [79]	2.1510E-2	ND	1.2970E-3	9.8640E-4
CARO [133]	ND	ND	1.2974E-3	9.8665E-4
PPSO (a) [100]	ND	ND	1.2978E-3	9.8700E-4
GOTLBO [126]	ND	ND	1.2984E-3	9.8744E-4
TLBO (b) [125]	ND	ND	1.2997E-3	9.8845E-4
IADE [98]	ND	ND	1.3005E-3	9.8900E-4
GGHS [121]	ND	ND	1.3031E-3	9.9097E-4
ABSO [77]	ND	ND	1.3034E-3	9.9124E-4
IGHS [121]	ND	ND	1.3058E-3	9.9306E-4
HS [121]	ND	ND	1.3085E-3	9.9510E-4
DE (a) [131]	ND	ND	1.3149E-3	1.0000E-3
IABC [129]	ND	ND	1.3149E-3	1.0000E-3
QPSO [140]	ND	ND	1.3149E-3	1.0000E-3
LI [63]	ND	8.5202E-4	1.3870E-3	1.0548E-3
Método em [85]	2.7110E-2 ^a	1.0427E-3 ^a	1.9791E-3	1.5051E-3 ^a
SA [96]	3.7120E-2	1.4300E-3	2.2880E-3	1.7400E-3
Método em [59]	4.6875E-2 ^a	1.8029E-3 ^a	3.1031E-3	2.3599E-3 ^a
BBO [131]	ND	ND	3.1295E-3	2.3800E-3
PS+GRG [103]	ND	ND	3.4320E-3	2.6100E-3
CPSO [101]	ND	1.6800E-3	3.4845E-3	2.6500E-3
PS [95], [97]	5.5993E-2	2.1536E-3 ^b	3.7538E-3	2.8547E-3 ^b
Método em [94]	4.5101E-2 ^a	1.7346E-3 ^a	3.8286E-3	2.9117E-3 ^a
Método em [91]	ND	1.7860E-3	4.1565E-3	3.1610E-3
GA [95]	8.1320E-2	3.1277E-3 ^b	6.2671E-3	4.7661E-3 ^b
TLBO (a) [124]	9.6653E-2 ^a	3.7174E-3 ^a	7.6994E-3	5.8554E-3 ^a
Método em [80]	9.6830E-2 ^a	3.7242E-3 ^a	7.7144E-3	5.8668E-3 ^a
Método em [93]	9.7847E-2 ^a	3.7634E-3 ^a	7.7948E-3	5.9279E-3 ^a
Método em [92]	1.0124E-1 ^a	3.8939E-3 ^a	8.0406E-3	6.1149E-3 ^a
RF 2C [78]	ND	7.2064E-3	1.1785E-2	8.9605E-3
NRM [83]	ND	ND	1.2750E-2	9.6964E-3

RF 2A [78]	ND	9.4014E-3	1.4979E-2	1.1388E-2
MBA [134]	1.1569 ^a	4.4495E-2 ^a	1.0020E-1	7.6204E-2 ^a

^a Valor obtido pelo NRM através das equações (3.32) e (3.33) com base nos parâmetros da respectiva referência.

^b Valor obtido pelos valores de corrente estimados pela respectiva referência.

A Tabela 5.16 mostra o desempenho e precisão do método GCPSO quando comparado com vários métodos numéricos e híbridos documentados na literatura, referente ao modelo de dois díodos. Os resultados são evidentes e demonstram que o método proposto obtém os melhores valores de RMSE, ξ , MAE e AE, que de acordo com as comparações, nunca antes tinham sido obtidos na literatura para o modelo de dois díodos neste caso de estudo.

Tabela 5.16 - Comparação dos resultados obtidos com os encontrados na literatura para o modelo de dois díodos (RTC France). ND significa não disponível.

Método	AE	MAE	ξ	OF (RMSE)
GCPSO	1.637239E-2	6.297073E-4	9.444766E-4	7.182745E-4
BPFPA [106]	ND	ND	9.5069E-4	7.2300E-4
LBER [81]	ND	ND	9.7560E-4	7.4195E-4
TVACPSO [84]	ND	ND	9.7784E-4	7.4365E-4
FPA [135]	1.7298E-2	ND	1.0312E-3	7.8425E-4
MPCOA [132]	ND	ND	1.2119E-3	9.2163E-4
DET [138]	ND	ND	1.2150E-3	9.2400E-4
DE (b) [137]	ND	ND	1.2901E-3	9.8113E-4
ABC-DE [87]	ND	ND	1.2919E-3	9.8246E-4
MPSO [87]	ND	ND	1.2919E-3	9.8247E-4
Rcr-IJADE [115]	1.7709E-2	ND	1.2919E-3	9.8248E-4
STLBO [125]	ND	ND	1.2919E-3	9.8248E-4
EHA-NMS [105]	1.7318E-2	ND	1.2919E-3	9.8248E-4
PCE [141]	ND	ND	1.2919E-3	9.8248E-4
GOFPANM [107]	ND	ND	1.2919E-3	9.8248E-4
ER-WCA [142]	ND	6.6519E-4	1.2919E-3	9.8248E-4
A-bcNM [102]	ND	ND	1.2919E-3	9.8250E-4
NM-MPSO [104]	ND	ND	1.2919E-3	9.8250E-4
PPSO (b) [136]	ND	6.6415E-4	ND	ND
CSO [139]	ND	6.6682E-4	1.2919E-3	9.8252E-4
CARO [133]	ND	ND	1.2920E-3	9.8260E-4
BMO [122]	ND	ND	1.2921E-3	9.8262E-4
CIABC [109]	ND	ND	1.2921E-3	9.8262E-4
BBO-M [131]	ND	ND	1.2922E-3	9.8272E-4
CWOA [108]	ND	8.1900E-4	1.2922E-3	9.8272E-4
MABC [130]	ND	ND	1.2923E-3	9.8276E-4
SATLBO [127]	ND	ND	1.2923E-3	9.8280E-4
MSSO [116]	ND	ND	1.2923E-3	9.8281E-4
GOTLBO [126]	ND	ND	1.2928E-3	9.8318E-4
ABSO [77]	ND	ND	1.2931E-3	9.8344E-4
ABC [128]	ND	8.2918E-4	1.2968E-3	9.8619E-4
IGHs [121]	ND	ND	1.2970E-3	9.8635E-4
TLBO (b) [125]	ND	ND	1.3084E-3	9.9507E-4
DE (a) [131]	ND	ND	1.3149E-3	1.0000E-3
IABC [129]	ND	ND	1.3149E-3	1.0000E-3
GGHS [121]	ND	ND	1.4070E-3	1.0700E-3
HS [121]	ND	ND	1.6568E-3	1.2600E-3
BBO [131]	ND	ND	2.1039E-3	1.6000E-3
SA [96]	3.5870E-2	1.3792E-3 ^b	2.4096E-3	1.8325E-3 ^b
PS [97]	5.0586E-2	1.9456E-3 ^b	3.7919E-3	2.8838E-3 ^b
MBA [134]	1.2084 ^a	4.6478E-2 ^a	1.0273E-1	7.8125E-2 ^a

^a Valor obtido pelo NRM através das equações (3.34) e (3.35) com base nos parâmetros da respectiva referência.

^b Valor obtido pelos valores de corrente estimados pela respectiva referência.

5.5.3. Comparação de Resultados para o Caso de Estudo 3

Considerando o caso de estudo 3, os valores de RMSE obtidos em ambos os modelos, para as várias curvas, são similares com exceção da curva de 223 W/m² a 41 °C, onde o modelo de

dois díodos apresentou menor erro. Observando a Tabela 5.17, o mesmo se verifica para os valores de ξ , MSE e SSE. Em relação aos valores de MBE estes são inferiores para o modelo de dois díodos. Já os valores de MAE e AE são inferiores para o modelo de um díodo à exceção dos correspondentes à curva de 223 W/m² a 41 °C. Deste modo, para o respetivo caso de estudo, conclui-se que o modelo de dois díodos não apresenta benefícios em termos de precisão em elevadas irradiâncias, igualando o modelo de um díodo. Para esses níveis de irradiância o modelo de dois díodos apresenta mesmo erros maiores de MAE e AE. Porém, em baixas irradiâncias o modelo de dois díodos obtém valores inferiores em todos os erros considerados, mostrando ser mais preciso nestas condições de funcionamento.

Tabela 5.17 - Erros obtidos para as respetivas curvas experimentais do módulo PV Sharp pelo método GCPSO (Apenas os valores destacados em itálico diferem entre os modelos e são os valores mais baixos).

Curva	AE	MAE	MBE	SSE	MSE	ξ	OF (RMSE)
Modelo de um díodo							
<u>1040</u> 59	2.186781E-1	6.074391E-3	2.741125E-9	2.133175E-3	5.925485E-5	8.868338E-4	7.697717E-3
<u>836</u> 61	1.792197E-1	5.781282E-3	3.742071E-9	1.748603E-3	5.640655E-5	8.652568E-4	7.510429E-3
<u>646</u> 61	2.092356E-1	7.749467E-3	8.596958E-10	2.229770E-3	8.258408E-5	1.046956E-3	9.087578E-3
<u>437</u> 52	9.710421E-2	4.221922E-3	-2.099184E-8	6.204000E-4	2.697391E-5	5.983458E-4	5.193641E-3
<u>223</u> 41	3.446437E-2	1.498451E-3	-1.545270E-7	7.356920E-5	3.198661E-6	2.060461E-4	1.788480E-3
Modelo de dois díodos							
<u>1040</u> 59	2.186782E-1	6.074394E-3	-1.106996E-9	2.133175E-3	5.925485E-5	8.868338E-4	7.697717E-3
<u>836</u> 61	1.792201E-1	5.781292E-3	8.056755E-10	1.748603E-3	5.640655E-5	8.652568E-4	7.510429E-3
<u>646</u> 61	2.092358E-1	7.749473E-3	-1.221245E-9	2.229770E-3	8.258408E-5	1.046956E-3	9.087578E-3
<u>437</u> 52	9.710455E-2	4.221937E-3	-2.578434E-9	6.204000E-4	2.697391E-5	5.983458E-4	5.193641E-3
<u>223</u> 41	3.279016E-2	1.425659E-3	-2.061582E-8	7.243940E-5	3.149539E-6	2.044578E-4	1.774694E-3

CAPÍTULO

6

Modelo de Díodo Multidimensão Modificado

Neste capítulo é proposto um novo modelo matemático, designado como modelo de díodo de multidimensão modificado. Sendo descrita a sua implementação e realizada a respetiva validação em três fases distintas. Primeiro o modelo é validado pelos três casos de estudo do Capítulo 5. Seguindo-se, uma segunda validação que engloba várias condições de funcionamento, em diferentes irradiâncias e temperaturas, a terceira validação, avalia o modelo em várias tecnologias PV.

6.1. Introdução

A presente dissertação tem vindo a demonstrar que caracterizar o comportamento das células e dos módulos PV não é uma tarefa propriamente fácil, a qual acaba por ser influenciada pela informação disponível, pelo modelo matemático considerado e ainda pelo método utilizado para determinar os parâmetros PV.

Particularmente, em relação aos modelos matemáticos têm sido desenvolvidas várias abordagens na literatura, tal como a secção 3.2 mostrou anteriormente, no sentido de encontrar o modelo que melhor caracterize cada uma das tecnologias PV independentemente das condições de funcionamento.

Perante tal preocupação, o presente capítulo propõe um novo modelo matemático, que consiste numa modificação do modelo de diodo multidimensão, apresentado a subsecção 3.2.5. De forma a validar o respetivo modelo foram considerados os três casos de estudo utilizados anteriormente no Capítulo 5, e ainda 10 curvas características medidas em condições particulares de irradiância e temperatura, apresentadas no anexo A. Já para validar o modelo proposto em diferentes tecnologias PV foram considerados seis módulos PV distintos.

6.2. Modificação do Modelo de Diodo Multidimensão

Considerando o facto de quando são adicionados mais díodos ao circuito equivalente de uma célula ou módulo PV, existirem ganhos em termos de precisão, para níveis de irradiância mais baixos e também quando se pretende caracterizar outras tecnologias para além das mais comuns (monocristalina e policristalina), procedeu-se a modificação do modelo de diodo multidimensão proposto por [65], [66]. Nesse modelo, o número de díodos no circuito é dado por $nx \times m$, o que significa que o modelo pode considerar um maior número de díodos, tanto em paralelo como em série, quando comparado por exemplo ao modelo de um diodo. No entanto, não permite ter um número de díodos diferente nas várias *strings* de díodos conectadas em paralelo, i.e., o número de díodos em série vai ser sempre igual nas diferentes *strings* conectadas em paralelo.

Deste modo, a modificação proposta ao modelo de diodo multidimensão consiste em fazer variar o número de díodos em série nas diferentes *strings* conectadas em paralelo, variando também o número de *strings*. O objetivo é ter um modelo que ajuste o número de díodos no circuito, para assim, encontrar a configuração que melhor descreve uma determinada célula ou módulo PV. Para tal são admitidos no máximo nove díodos, ou seja, $nx=3$ e $m=3$, assegurando desta forma, as considerações por parte dos vários modelos da literatura: efeito por correntes de difusão na junção PN; efeito de recombinação na região espaço-carga; recombinação de Auger; efeito de recombinação nas regiões de defeito e de limites de grãos.

A Figura 6.1 apresenta o modelo de diodo multidimensão modificado, que permite considerar desde um diodo até um máximo de nove díodos. No total são consideradas 19 configurações diferentes para o respetivo modelo, apresentadas pela Figura 6.2, de forma a incluir todas as possibilidades e a evitar repetições. Para facilitar a identificação das várias configurações as três *strings* foram definidas com Ramo 1, Ramo 2 e Ramo 3. Sendo, cada configuração nomeada pelo número de díodos presentes em cada ramo. Por exemplo a 19ª configuração é identificada da seguinte forma: 3-3-3 (nº díodos ramo 1 - nº díodos ramo 2 - nº díodos ramo 3).

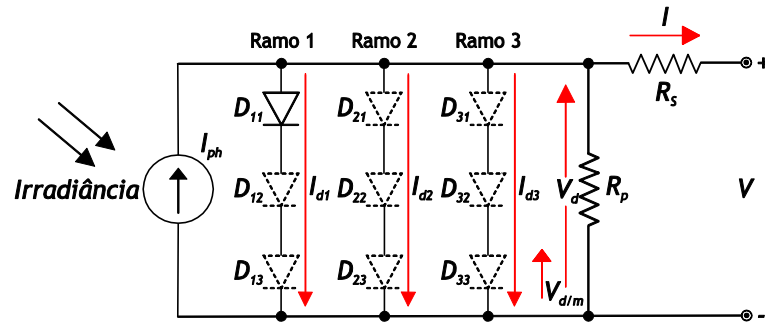


Figura 6.1 - Circuito equivalente para o modelo matemático de diodo multidimensão modificado.

A semelhança do modelo original, também no modelo proposto, se considera apenas uma corrente de diodo e uma corrente inversa de saturação por *string*. No entanto, no modelo original foram realizadas simplificações de forma a reduzir a dimensão do problema. Em particular, a corrente inversa de saturação é determinada analiticamente em função do fator de idealidade, da corrente I_{sc} e da tensão V_{oc} , para uma determinada temperatura, i.e., é necessário conhecer à priori I_{sc} e V_{oc} para essa temperatura, permitindo apenas determinar os parâmetros PV através do *datasheet*. No modelo de diodo multidimensão modificado essa simplificação não acontece, podendo o modelo ser aplicado para qualquer condição de funcionamento, sem qualquer conhecimento prévio, ou seja, tanto permite determinar os parâmetros PV através do *datasheet* como através dos dados experimentais.

Deste modo, o número de parâmetros do modelo de diodo multidimensão modificado é obtido da seguinte forma: $3+2 \times D_{total} - (D_{total} - D_{paralelo})$, onde D_{total} é o número total de díodos e $D_{paralelo}$ é o número de díodos em paralelo. O que resulta para o modelo mais complexo em quinze parâmetros desconhecidos $\tau = [I_{ph}, I_{01}, I_{02}, I_{03}, n_1, n_2, n_3, n_4, n_5, n_6, n_7, n_8, n_9, R_s, R_p]$.

Aplicando as leis de Kirchhoff ao circuito da Figura 6.1, a equação que descreve a corrente do circuito (I) é dada pela equação (6.1).

$$I = I_{ph} - \sum_{i=1}^{nx} I_{0i} \left[\exp \left(\sum_{j=1}^m \frac{V + I \times R_s}{n_{ij} \times V_t \times m} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (6.1)$$

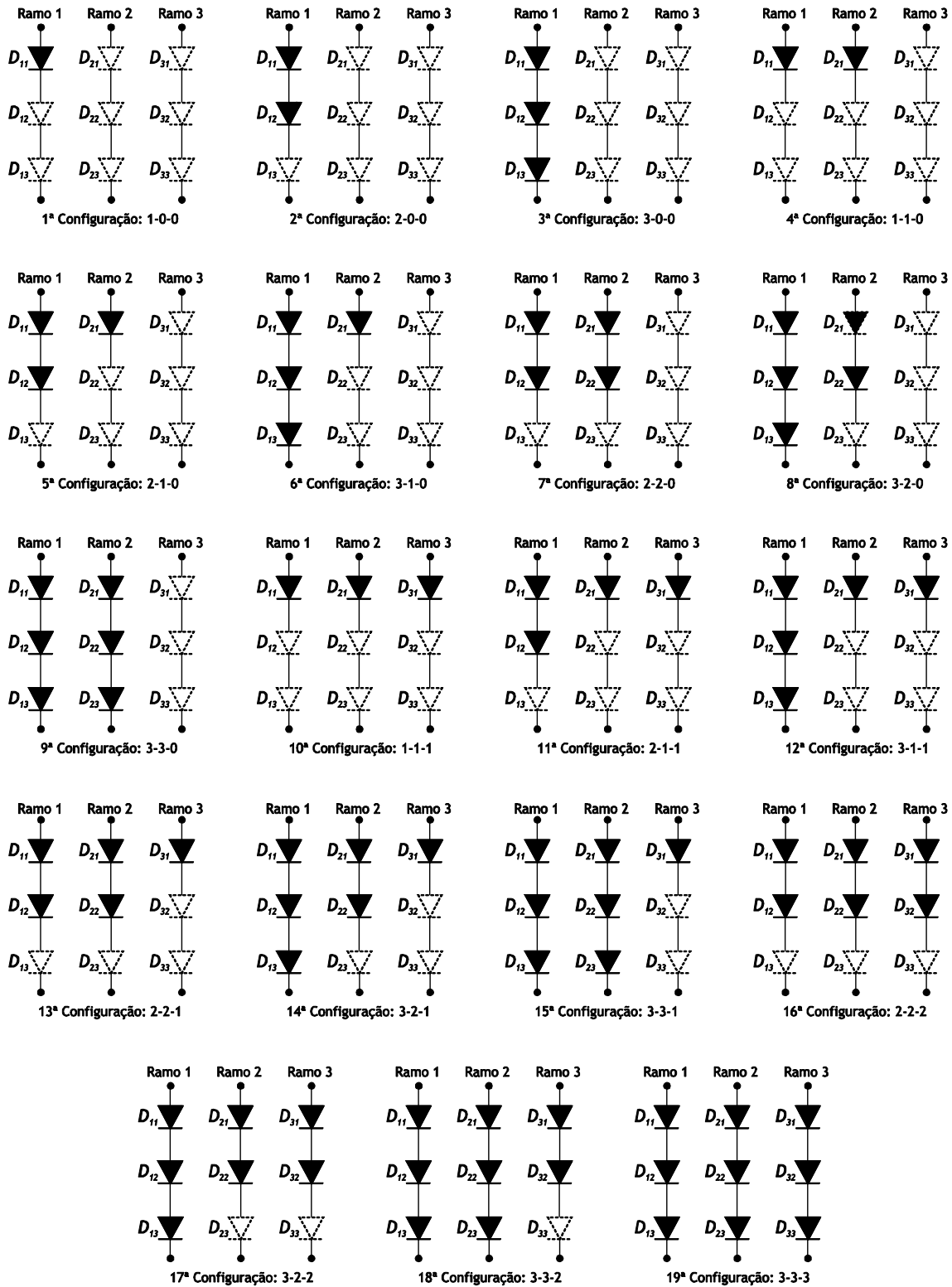


Figura 6.2 - Diferentes configurações do modelo matemático de díodo multidimensão modificado.

6.3. Implementação do Modelo

O modelo de díodo multidimensão modificado foi implementado de forma semelhante aos modelos de um e dois díodos no método GCPSo (subsecção 4.4.1), a partir de dados

experimentais, visando a extração dos parâmetros do modelo à custa da mesma OF, que consiste na minimização do RMSE entre os valores medidos experimentalmente e estimados, dada pela equação (4.13).

Deste modo, os valores ótimos dos parâmetros desconhecidos foram também aqui obtidos estimando os valores de corrente através do NRM, para o qual foi utilizada a condição de paragem $|f(\hat{I}_{(V_i, \tau)})| < 10^{-5}$. Cada um dos parâmetros foi limitado em concordância com as Tabelas 4.1 e 4.2, pois basta adicionar os limites de I_0 e n para os díodos em falta.

De forma a tornar possível a simulação das várias configurações, consideradas para o modelo proposto, o algoritmo PSO foi utilizado em conjunto com o método GCPSO. Em concreto numa primeira fase o algoritmo PSO foi utilizado para correr as 19 configurações, enquanto o método GCPSO foi utilizado para determinar os parâmetros ótimos correspondentes a cada uma dessas configurações. Posteriormente, o algoritmo PSO foi utilizado para correr as 19 configurações, bem como para avaliar a solução obtida pelo método GCPSO em cada uma das configurações, devolvendo no final a melhor solução, i.e., a configuração que melhor caracteriza o problema em causa.

6.4. Validação do Modelo

Como foi referido antes, o modelo de diodo multidimensão modificado foi validado pelos três casos de estudo utilizados no Capítulo 5. Assim como, por 10 curvas características medidas experimentalmente em diferentes condições de funcionamento (Figura A.3 do anexo A). O modelo proposto foi ainda validado em seis tecnologias PV, nomeadamente mc-Si, sc-Si, CIS, HIT, CdS/CdTe e a-Si a partir de dados experimentais. A que correspondem os respetivos módulos PV: Kyocera KC200GT [167], Shell SM55 [168], Shell ST40 [169], Sanyo HIP-200NHE1 [170], First Solar FS-272 e Uni-Solar US-32 [171]. Importa referir que para simplificar a apresentação e análise dos resultados, devido às extensas comparações realizadas, apenas é apresentado o RMSE resultante com base nos parâmetros obtidos.

6.4.1. Pelos Três Casos de Estudo

No sentido de avaliar a precisão do modelo proposto, nos três casos de estudo, procedeu-se à extração dos parâmetros PV para cada uma das 19 configurações. Foram realizadas 5 *runs* para cada um dos casos de estudo, cujo a distribuição do RMSE é apresentada nas Figuras 6.3, 6.4 e 6.5. As quais permitem comparar as diferentes configurações, bem como identificar aquela que melhor descreve o respetivo caso de estudo, i.e., que apresenta maior precisão.

A Figura 6.3 apresenta, para o caso de estudo 1, um resultado semelhante para as várias configurações com exceção da configuração 3-3-3 que obteve uma precisão consideravelmente superior, quando comparada às restantes configurações.

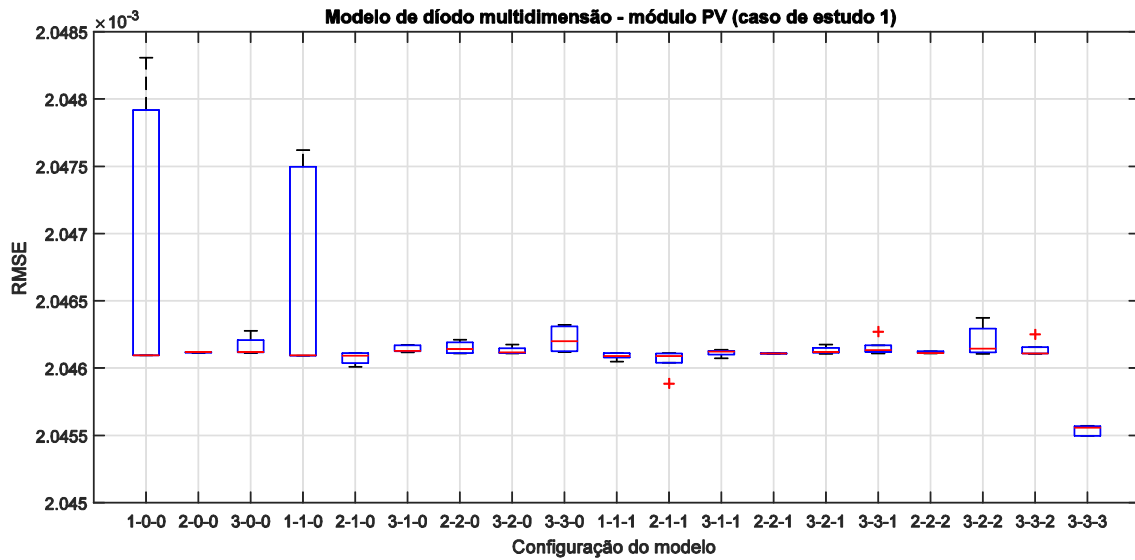


Figura 6.3 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para o módulo PV.

Já para o caso de estudo 2, a Figura 6.4, mostra que qualquer configuração que admita diodos em paralelo obtém uma solução mais precisa, em comparação com as que não admitem. Neste caso a configuração que obteve em média melhor precisão foi a configuração 2-2-2.

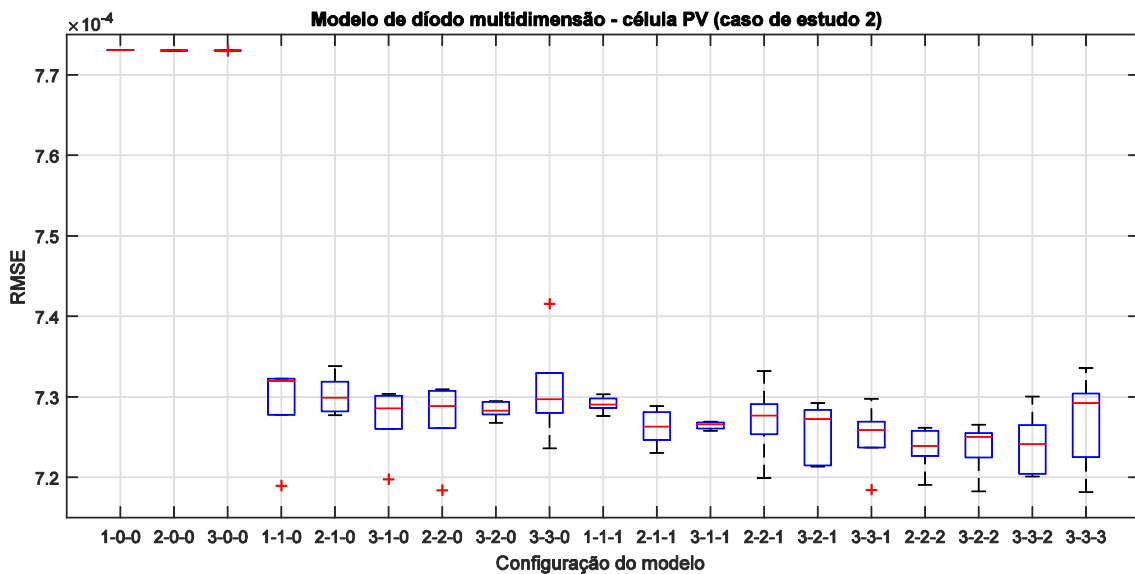


Figura 6.4 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a célula PV.

Relativamente, ao caso de estudo 3, a Figura 6.5, mostra uma grande variedade nas soluções obtidas por cada configuração. Sendo, as configurações 3-2-0, 3-1-1 e 2-2-1 as mais precisas. No entanto, a que apresentou uma variação do RMSE menor foi a configuração 2-2-1, o que permite concluir que está é a melhor para caracterizar o respetivo caso de estudo.

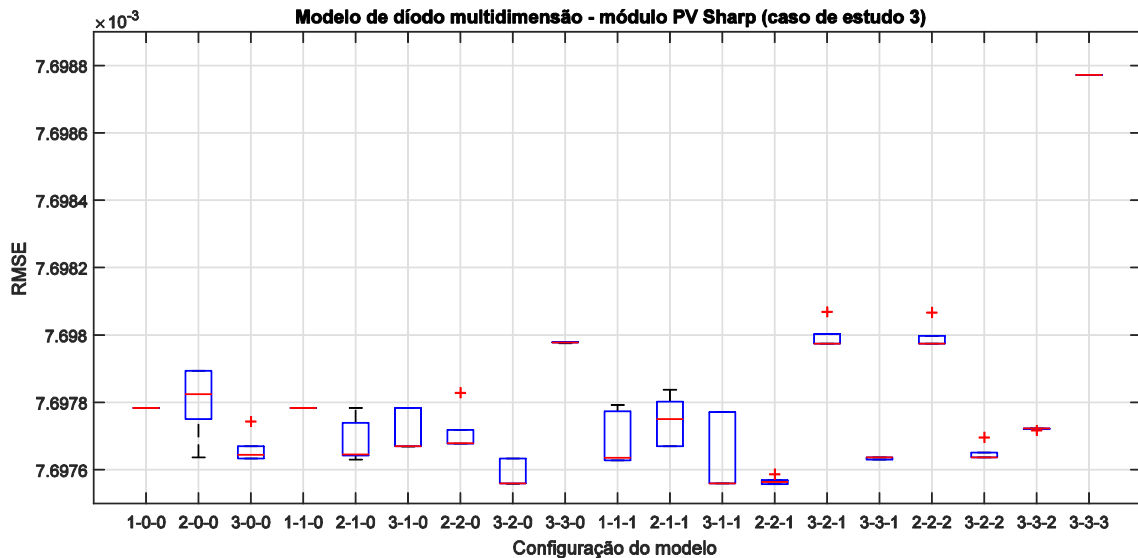


Figura 6.5 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para o módulo PV Sharp.

Desta forma, verifica-se que o modelo de diodo multidimensão modificado permite caracterizar com maior precisão, qualquer que seja o problema considerado, uma vez que este testa as várias configurações possíveis e devolve a solução mais precisa.

6.4.2. Em Diferentes Condições de Funcionamento

Com o propósito de avaliar a precisão do modelo proposto em diferentes condições de funcionamento, também neste caso, se procedeu à extração dos parâmetros PV para cada uma das 19 configurações. Deste modo, foram utilizadas 10 curvas características que compreendem intervalos de irradiância e temperatura alargados, para assim, se conseguir concluir o desempenho do modelo perante as mais variadas condições de funcionamento. Foram realizadas 3 *runs* para cada uma das curvas consideradas, cujo a distribuição do RMSE é apresentada pelas Figuras 6.6 a 6.15.

Desta forma, observando as Figuras 6.6 e 6.7, que correspondem a níveis de irradiância mais baixos verifica-se que, a adição de díodos em série, contribui significativamente para uma melhoria em termos de precisão. Particularmente, a Figura 6.7 apresenta uma tendência decrescente para o valor de RMSE à medida que vão sendo introduzidos mais díodos no circuito. Em qualquer das situações a configuração 3-3-3 foi a que permitiu obter um melhor resultado.

No entanto, as Figuras 6.8 e 6.9, onde o nível de irradiância foi maior (343 W/m² e 437 W/m², respetivamente) mostram que para essas condições de funcionamento as melhores configurações foram 1-0-0, 1-1-0 e 1-1-1, as quais correspondem aos modelos de um, dois e três díodos. Portanto, a adição de díodos em série nem sempre é uma boa opção, limitação essa, que pode ser superada pelo modelo proposto, uma vez que este testa as várias configurações e devolve a solução da configuração mais precisa. Caracterizando assim o funcionamento de uma célula ou módulo PV em quaisquer condições de irradiância e temperatura.

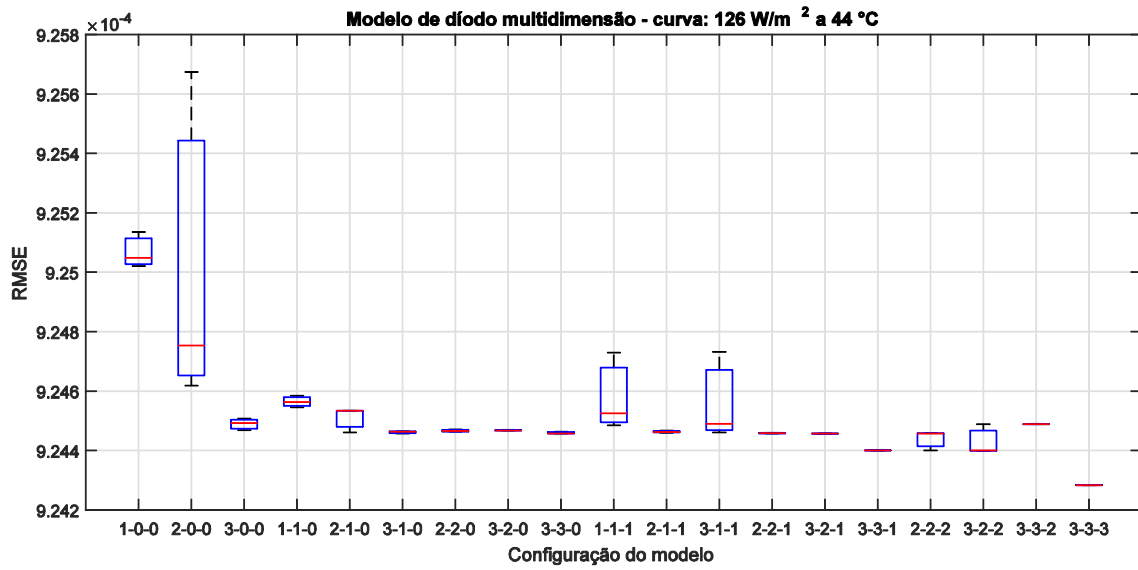


Figura 6.6 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 126 W/m² a 44 °C.

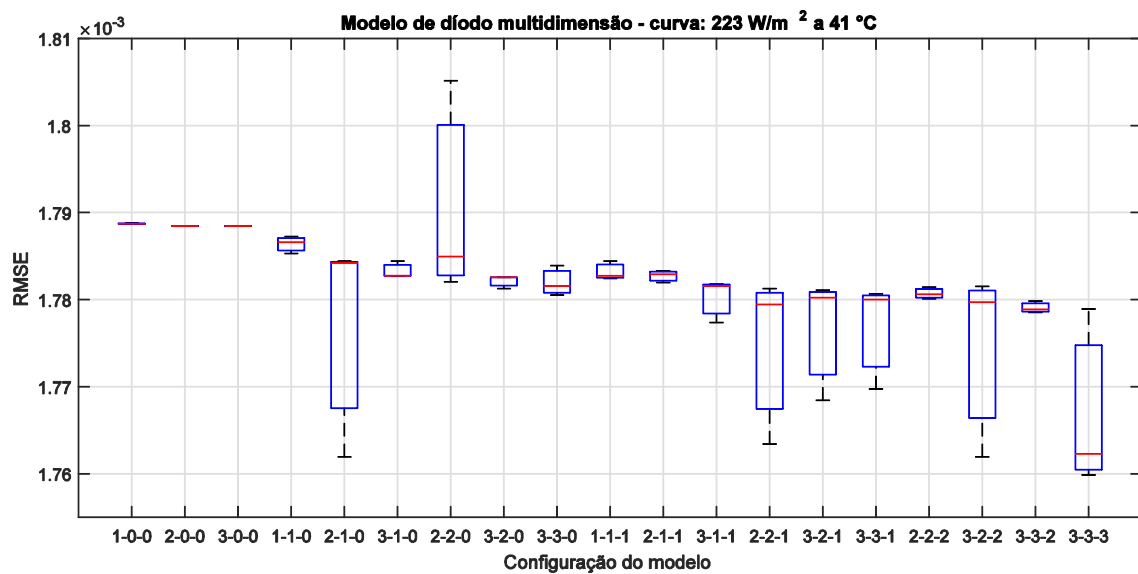


Figura 6.7 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 223 W/m² a 41 °C.

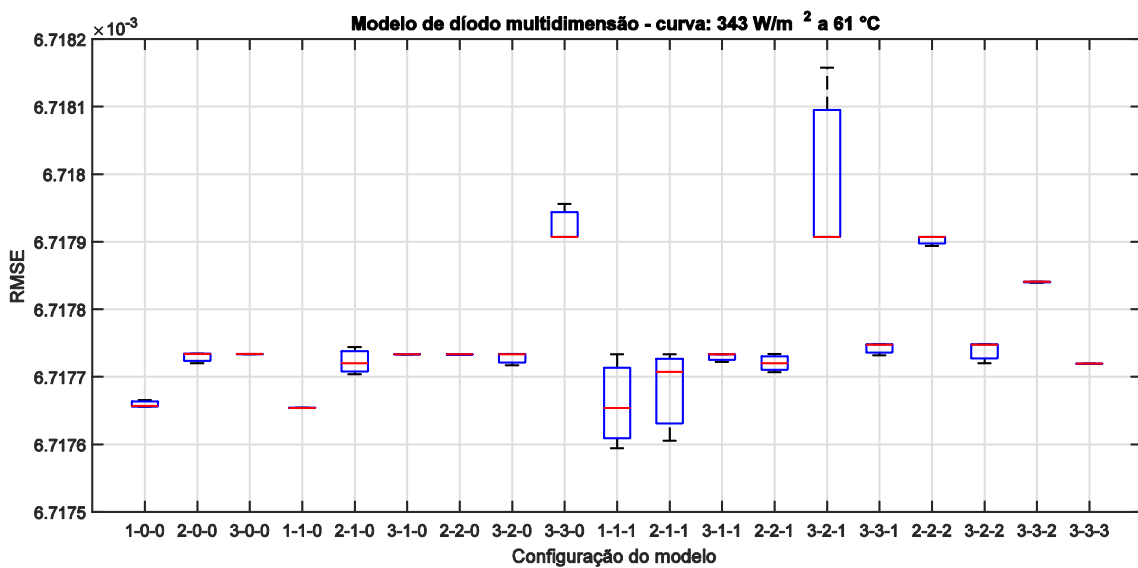


Figura 6.8 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 343 W/m² a 61 °C.

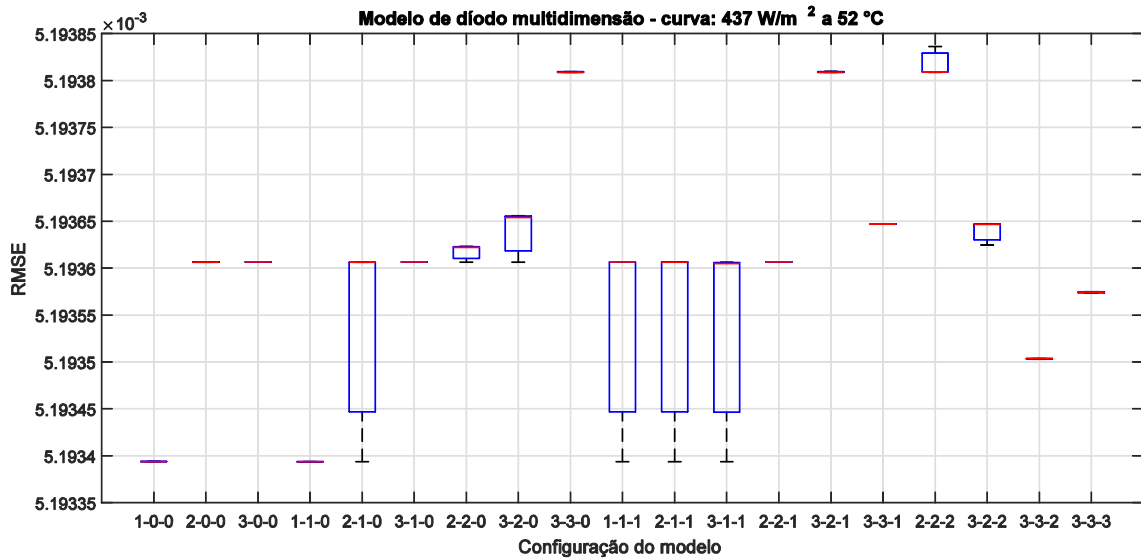


Figura 6.9 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 437 W/m² a 52 °C.

Já para a condição de funcionamento da Figura 6.10 verifica-se que a adição de díodos em série voltou a ter uma contribuição positiva em termos de precisão. Na verdade, as configurações que correspondem aos modelos de um e dois díodos (1-0-0 e 1-1-0) foram as que tiveram o maior valor de RMSE, sendo que todas as restantes apresentaram um menor valor. Neste caso, a configuração mais precisa foi a 3-3-2.

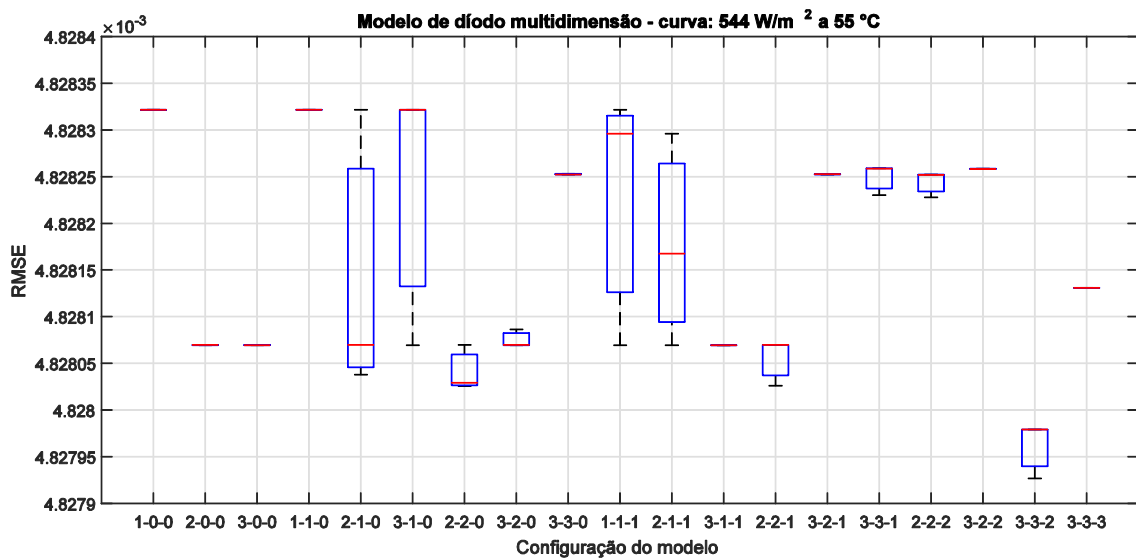


Figura 6.10 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 544 W/m² a 55 °C.

Porém, na Figura 6.11 os resultados mostram contribuições positivas e negativas por parte da associação de díodos em série, face aos modelos de um e dois díodos. Nessa figura, observa-se que algumas configurações obtêm valores bastante similares entre elas, como por exemplo as configurações 3-0-0, 3-1-0, 3-2-0, 3-1-1 e 2-2-1 com uma distribuição do RMSE muito próxima ao valor mínimo.

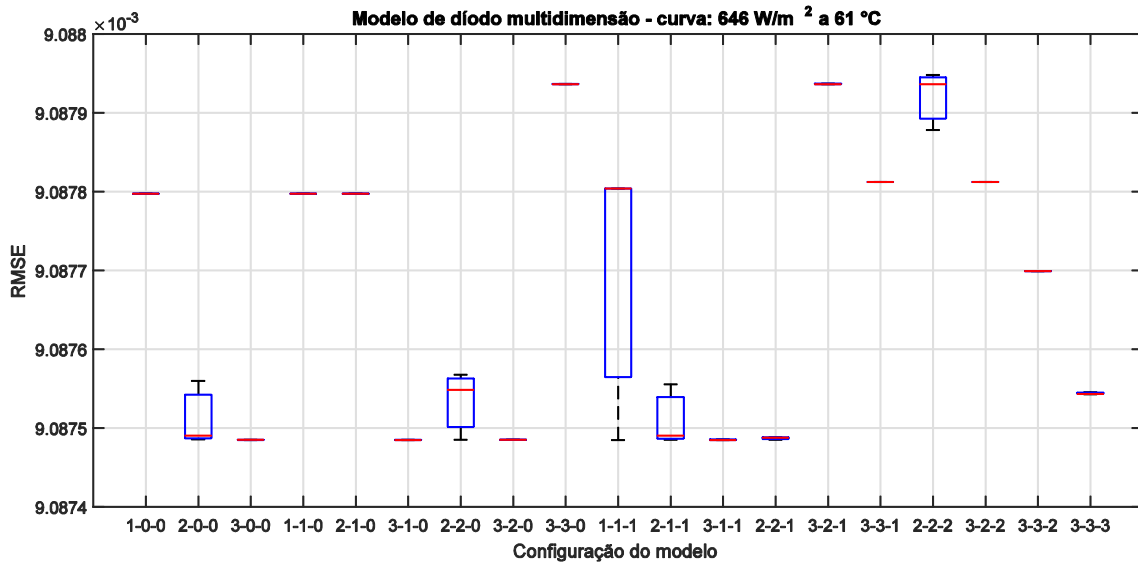


Figura 6.11 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 646 W/m² a 61 °C.

As Figuras 6.12 e 6.13 correspondem a níveis de irradiação e temperatura mais elevados, para as quais é visível uma maior dispersão das soluções obtidas pelas várias configurações. Em concreto apenas as configurações 3-2-0, 3-1-1, 2-2-1 e 3-3-2 obtiveram um valor médio de RMSE inferior ao dos modelos de um e dois díodos, mostrando serem mais precisas para a situação de funcionamento da Figura 6.12. Já para a situação de funcionamento da Figura 6.13 as configurações 3-2-0, 3-1-1, 2-2-1-e 3-3-3 foram as mais precisas.

Finalmente, as Figuras 6.14 e 6.15, que correspondem a uma irradiância de 924 W/m² e 1040 W/m² respetivamente, mostram que a configuração 3-3-3, a qual mostrou ser mais precisa em baixas irradiâncias é agora a menos precisa em irradiâncias elevadas. Tal como as Figuras 6.12 e 6.13 já tinham indicado, foi comprovado pelas Figuras 6.14 e 6.15 que as configurações mais precisas, em irradiâncias elevadas, são as configurações 3-2-0 e 2-2-1.

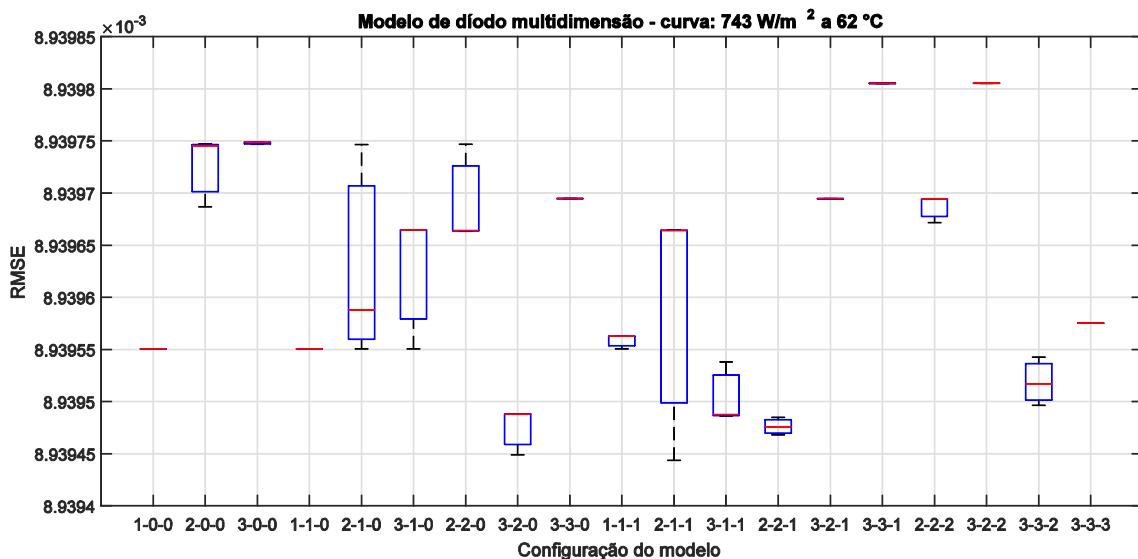


Figura 6.12 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 743 W/m² a 62 °C.

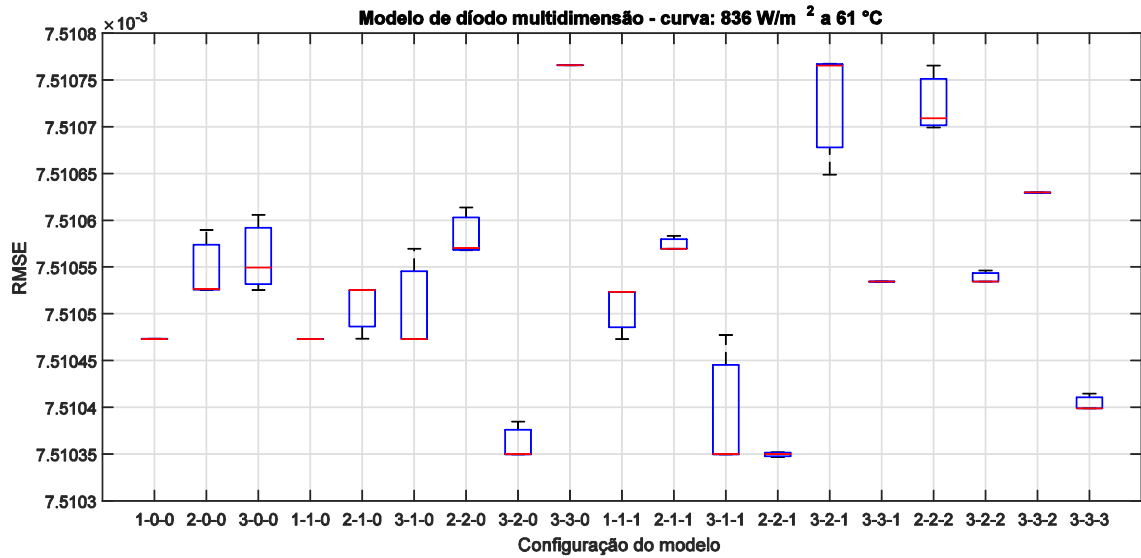


Figura 6.13 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 836 W/m² a 61 °C.

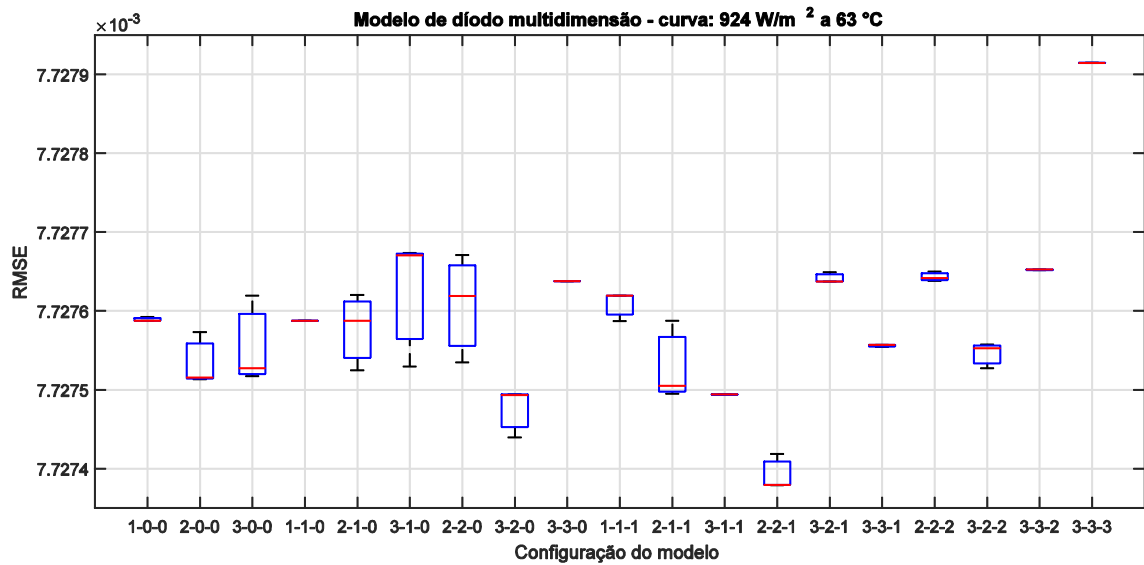


Figura 6.14 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 924 W/m² a 63 °C.

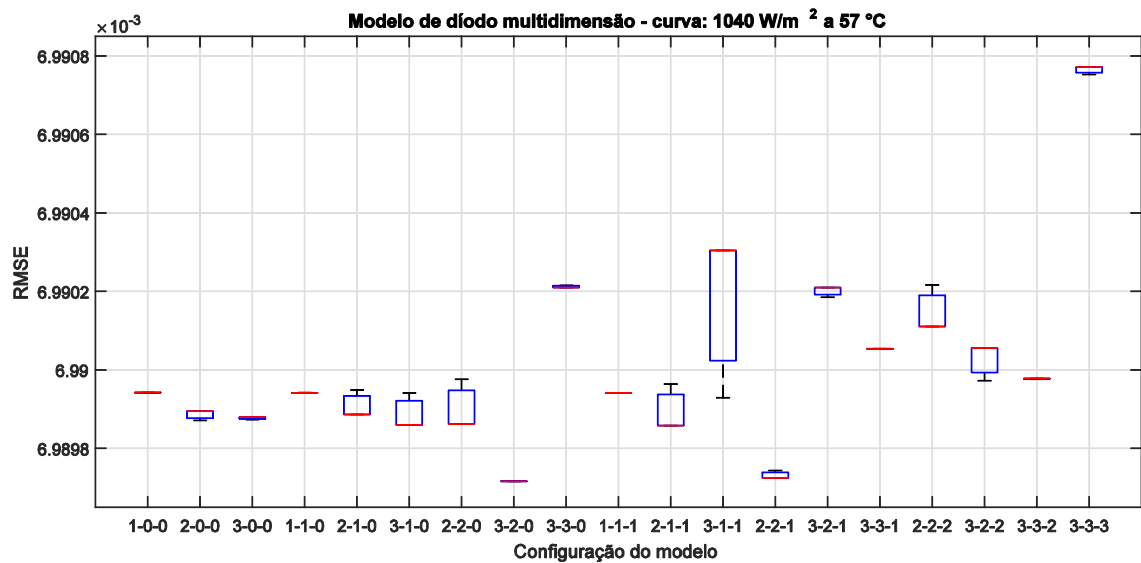


Figura 6.15 - Distribuição do RMSE das várias configurações do modelo para a curva 1040 W/m² a 57 °C.

Tendo em consideração os resultados apresentados, conclui-se claramente que, para cada condição de funcionamento existe uma determinada configuração do modelo que melhor se adapta, i.e., que caracteriza de uma forma mais precisa o comportamento das células ou módulos PV.

6.4.3. Em Diferentes Tecnologias Fotovoltaicas

O desempenho do modelo proposto foi ainda avaliado em seis tecnologias PV diferentes, onde mais uma vez, se procedeu à extração dos parâmetros PV para cada uma das 19 configurações. Para cada um dos módulos PV de diferente tecnologia foram realizadas 3 *runs*, no entanto apenas são apresentados os valores de RMSE correspondentes a melhor *run*.

A Figura 6.16 apresenta o resultado obtido por cada uma das configurações para o módulo PV policristalino. Verifica-se que a maioria das configurações obtém um valor de RMSE inferior ao obtido pelos modelos de um e dois díodos. A configuração que obteve menor valor de RMSE foi a configuração 3-3-3.

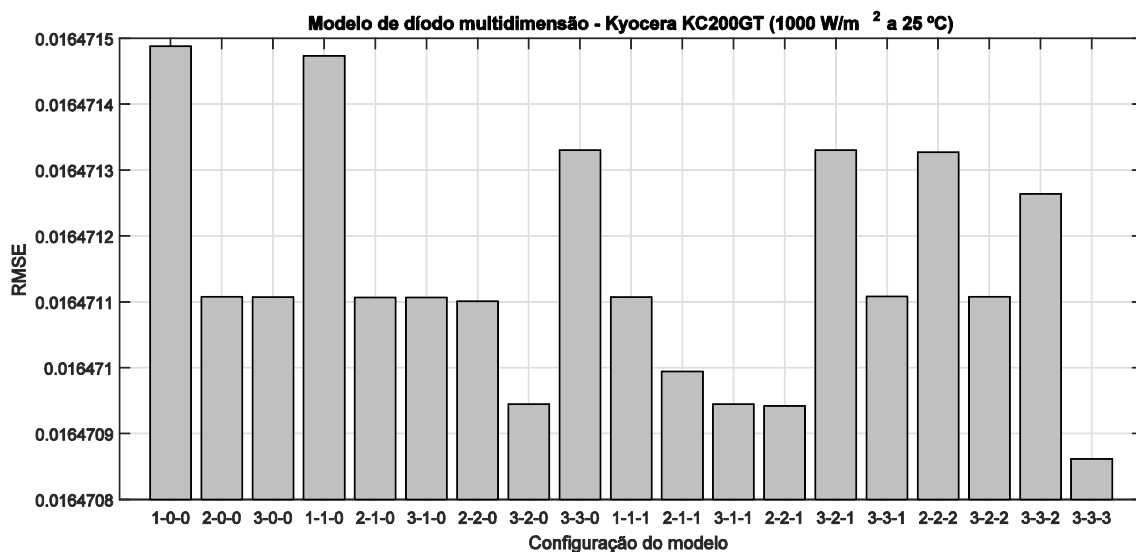


Figura 6.16 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia mc-Si.

Para o módulo PV monocristalino, a Figura 6.17, mostra que qualquer configuração que admita díodos em paralelo oferece uma melhoria em termos do valor de RMSE, no entanto verifica-se que essas configurações obtiveram valores de RMSE muito similares com exceção da configuração 3-2-2 que apresentou o melhor resultado. Os valores similares de RMSE devem-se ao facto de a adição de díodos em série não ter apresentado uma contribuição significativa.

A Figura 6.18 apresenta os resultados para o módulo PV CIS, onde mais uma vez a adição de díodos em paralelo contribui para o aumento da precisão. Destacam-se neste caso as configurações 2-2-2 e 3-2-2, uma vez que foram as que obtiveram menor valor de RMSE.

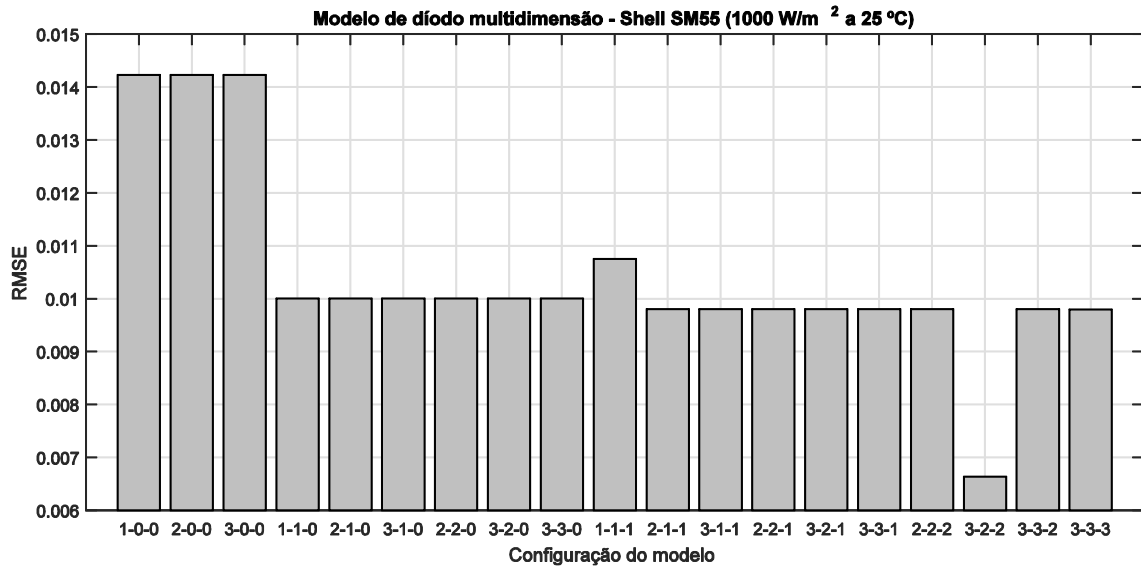


Figura 6.17 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia sc-Si.

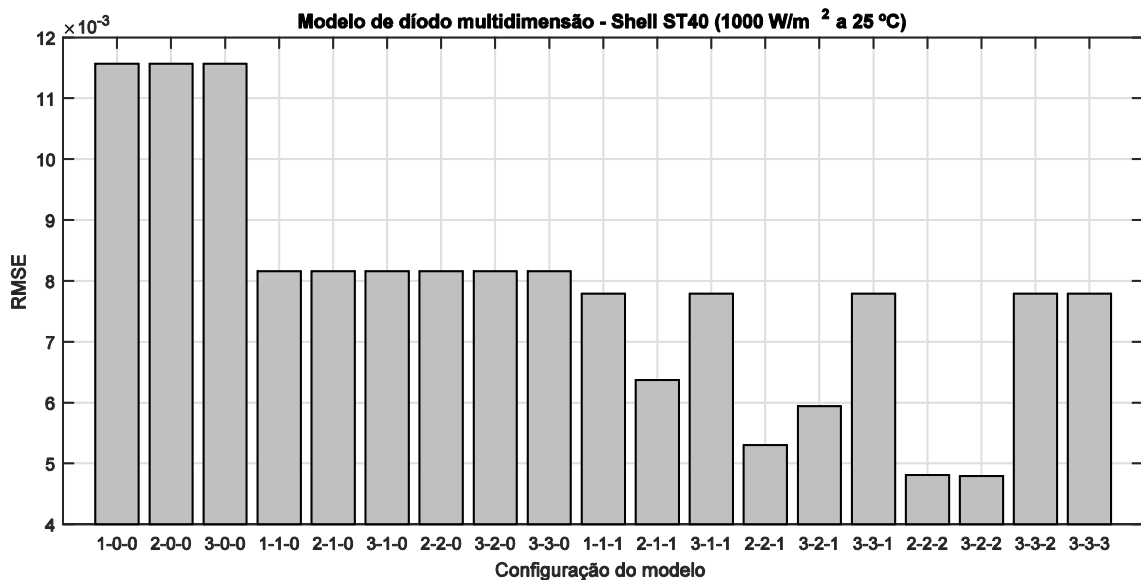


Figura 6.18 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia CIS.

Relativamente ao módulo PV HIT, a Figura 6.19, mostra que a maioria das configurações com exceção das 3-2-1, 3-3-1, 2-2-2, 3-2-2 e 3-3-3 apresentam um valor de RMSE similar, enquanto as mencionadas apresentam uma redução significativa desse valor. Sendo, a configuração 3-2-2 a que apresentou um melhor resultado. Já para o módulo PV Cds/CdTe, Figura 6.20, os resultados obtidos demonstram que tanto a adição de díodos em paralelo com em série, com exceção das configurações 2-0-0 e 3-0-0, permite obter melhores valores de RMSE. Neste caso, a configuração mais precisa foi a 2-2-2 seguindo-se a configuração 2-2-1. Finalmente, para o módulo PV amorfo, Figura 6.21, os resultados mostram que algumas configurações não acrescentam qualquer melhoria quando comparadas aos modelos de um e dois díodos. Já a configuração 3-1-1 apresenta uma melhoria considerável.

E suma, conclui-se que o modelo de diodo multidimensão modificado permite caraterizar com maior precisão o comportamento de qualquer tecnologia PV.

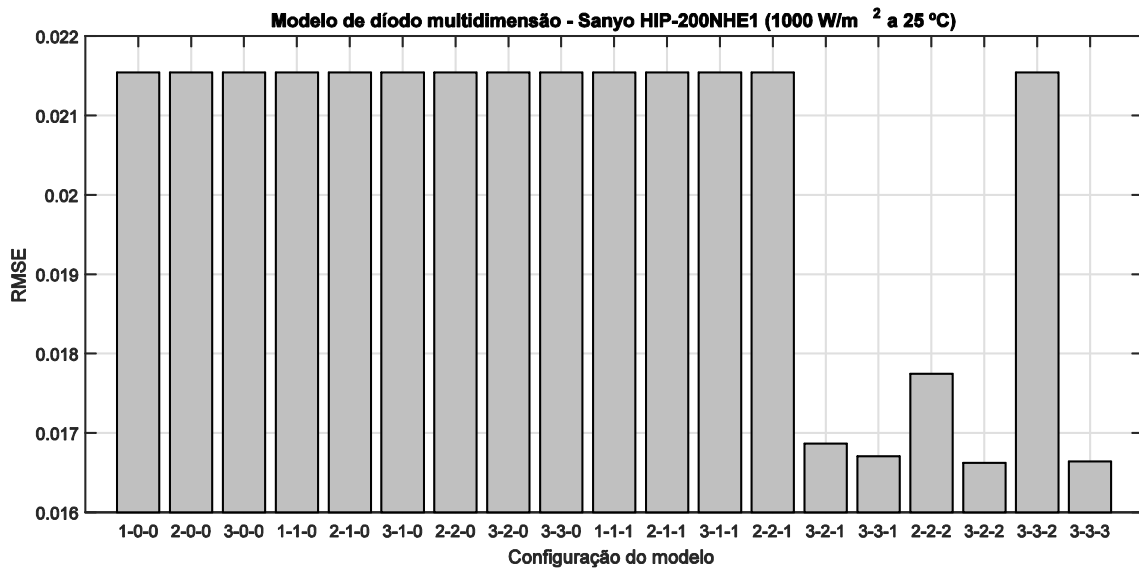


Figura 6.19 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia HIT.

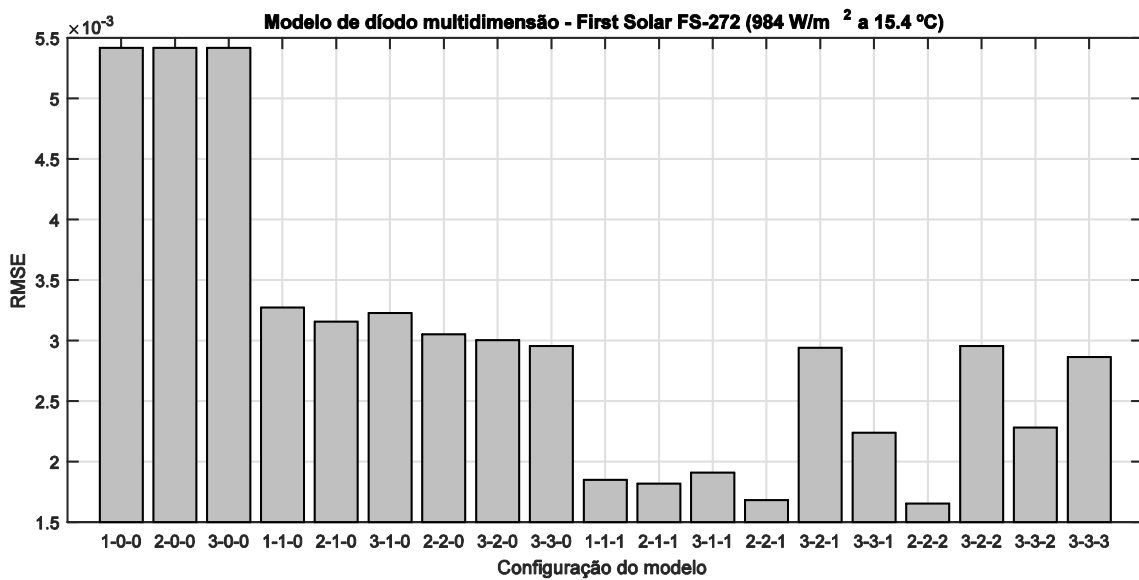


Figura 6.20 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia Cds/CdTe.

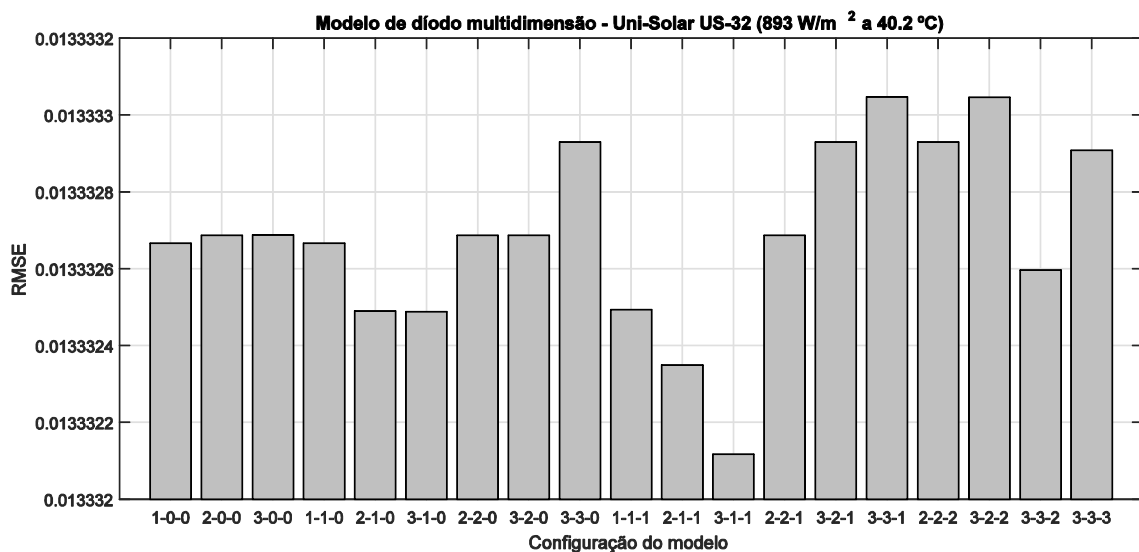


Figura 6.21 - Melhor RMSE em cada uma das configurações do modelo para a tecnologia a-Si.

CAPÍTULO

7

Conclusão

Neste capítulo são enunciadas as principais conclusões do trabalho realizado e sugeridas direções de investigação para desenvolvimentos futuros.

7.1. Considerações Finais

A energia solar PV é sem dúvida uma das fontes de energia elétrica com maior potencial de crescimento no futuro, na qual se deposita uma grande confiança, no sentido de que possa vir a assegurar grande parte das necessidades energéticas do nosso país. Trata-se de uma tecnologia relativamente bem desenvolvida, pois a diversidade de tecnologias e sistemas para aproveitamento da energia solar é relevante. Porém, ainda não foi encontrada uma tecnologia com uma eficiência satisfatória, uma vez que a máxima atingida foi de 46%. Sendo que as tecnologias mais comuns no mercado rondam os 15% a 25%. Também o custo desta tecnologia tem sido um entrave para um maior crescimento da potência instalada. Facto esse que tem vindo a ser contrariado nos últimos anos, uma vez que o preço dos módulos PV tem vindo a reduzir, sendo esperada uma queda de 63% entre 2010 e 2020. Também o novo regime de produção distribuída, em vigor desde 2015, tem contribuído para o aumento da utilização de sistemas solares PV, já que esse regime veio permitir aos consumidores a utilização da energia para consumo próprio, bem como para venda.

Relativamente, à modelação matemática das células e módulos PV as abordagens presentes na literatura são inúmeras, visando com maior ou menor complexidade caracterizar o comportamento real destes sistemas. No entanto, o problema da caracterização das células e módulos PV é um problema deveras difícil, para além de depender das condições de funcionamento que variam a cada instante (irradiância e temperatura), também sofre da limitação associada à equação que descreve a corrente do circuito equivalente, pois trata-se de uma equação implícita que admite múltiplas soluções ótimas. Esse elevado grau de dificuldade é perceptível pela quantidade de modelos matemáticos apresentados, assim como pela grande variedade de métodos analíticos, numéricos e híbridos que visam determinar de uma forma mais prática e precisa os parâmetros PV que descrevem esses modelos. Para ultrapassar a limitação da equação é comum realizar simplificações ou aproximações em determinados pontos das curvas características, no entanto isso pode resultar em soluções que se situam longe da solução ótima global. Por outro lado, pode ser utilizada a função W de Lambert que torna a equação explícita, ou ainda recorrer a métodos numéricos como o método de Newton-Raphson.

No que respeita à determinação ou extração dos parâmetros PV existem duas formas distintas de o fazer, i.e., podem ser determinados através da informação disponibilizada pelos fabricantes nos *datasheets* ou então através de dados experimentais, nomeadamente a partir de uma curva característica I-V ou P-V que tenha sido medida experimentalmente. Em qualquer das situações é comum determinar os parâmetros PV à custa de uma função objetivo predefinida que consiste na minimização do erro entre os pontos estimados e os pontos conhecidos, sejam ele retirados do *datasheet* ou medidos.

No sentido de analisar a influência dos parâmetros PV, nas curvas características I-V e P-V, foi realizada uma variação quantitativa dos parâmetros R_s , R_p e n , a qual permitiu concluir que

a variação das resistências R_s e R_p permite ajustar a inclinação das curvas características à direita e à esquerda do MPP, respetivamente. Já a variação do fator de idealidade do diodo n permite outro grau de liberdade que ajusta a área em redor do MPP, no caso das curvas não estarem dentro da região de cobertura do respetivo modelo PV. Área essa que pode ser aumentada pela inclusão de mais díodos no circuito.

Por outro lado, com o propósito de analisar a dependência dos parâmetros PV, em relação a irradiância e a temperatura, foi realizado um estudo da variação dos parâmetros com as condições de funcionamento. O qual permitiu concluir que: (i) a corrente I_{ph} apresenta uma variação proporcional com a irradiância, ou seja, aumenta e diminui consoante a intensidade desta; (ii) a corrente inversa de saturação I_0 quase não varia nos períodos em que a temperatura é baixa, mas aumenta significativamente e varia bastante quando a temperatura é elevada; (iii) o fator de idealidade n inicialmente diminui com o aumento da irradiância num intervalo relativamente curto, a partir do qual, mantém uma tendência de aumento com a intensidade desta; (iv) a resistência R_s apresenta uma variação uniforme com exceção dos períodos de menor irradiância, onde o seu valor é maior; (v) a resistência R_p apresentou uma variação instável, fixando-se maioritariamente em valores máximos, porém para as irradiâncias mais baixas e também para as mais elevadas fixou-se em valores mínimos. Em suma, os parâmetros PV variam consideravelmente, quer seja em relação à irradiância incidente ou em relação à temperatura a que as células ou módulos PV são sujeitos.

Posteriormente, foi realizada a extrapolação dos parâmetros PV para vários níveis de irradiância mantendo a temperatura constante, e para vários níveis de temperatura mantendo a irradiância constante, o que permitiu modelar as curvas características I-V e P-V, para essas condições de funcionamentos específicas. Deste modo, verificou-se a influência significativa (proporcional) da irradiância incidente sobre a corrente produzida e pouco significativa sobre a tensão. Já a influência da temperatura leva a um ligeiro aumento da corrente, mas resulta numa queda acentuada da tensão diminuindo consideravelmente a potência resultante.

Numa vertente um pouco mais prática, com o intuito de analisar o funcionamento de um módulo PV sob condições de irradiância não uniforme, foram conduzidas algumas situações de sombreamento. As quais permitiram visualizar os díodos de *bypass* em funcionamento, levando o respetivo módulo a funcionar com dois e ainda três pontos de potência máxima.

Com o propósito de estimar com precisão os parâmetros desconhecidos dos vários modelos matemáticos, foram desenvolvidos três novos métodos para determinar os valores ótimos dos respetivos parâmetros baseados em algoritmos de otimização bio inspirados.

No primeiro método foi utilizado o algoritmo GSO para determinar os parâmetros do modelo de um diodo a partir da informação disponibilizada pelo fabricante do módulo PV considerado, o que levou à obtenção de várias soluções ótimas para o respetivo problema. Pelas quais se conclui que determinar os parâmetros PV é um problema multimodal difícil, já que o algoritmo convergiu para vários mínimos locais. Face a esse resultado conclui-se que a melhor solução

para determinar os parâmetros PV é utilizar algoritmos de otimização bio inspirados que permitam encontrar a solução global com alta probabilidade.

Já no segundo método proposto foi utilizado o algoritmo PSO para determinar os parâmetros PV ótimos, também para o modelo de um díodo, e a partir da informação do respectivo fabricante. Neste caso, o método da função W Lambert foi também implementado e as soluções obtidas por ambos foram comparadas. Conclui-se que o método proposto apresenta uma grande melhoria em termos de precisão, pois o erro obtido foi consideravelmente inferior, evidenciando assim, ser melhor que os métodos clássicos a determinar os parâmetros PV.

O terceiro método proposto, baseia-se no algoritmo GCPSO e visa determinar os parâmetros PV de forma rápida e precisa. O método GCPSO foi aplicado para extração dos parâmetros dos modelos de um e dois díodos a partir dos dados experimentais. A principal vantagem é a capacidade para evitar a convergência prematura na otimização de funções objetivo complexas e multimodais, como é o caso da função para determinar os parâmetros PV. Este método diferencia-se do anterior não só por evitar a convergência prematura, mas também pela capacidade para evitar a estagnação do exame de partículas, garantindo a convergência para um mínimo. Esta distinção acontece devido ao facto da equação da velocidade da melhor partícula global ser alterada por um fator de escala que controla o diâmetro da área de procura em redor da melhor posição global. Outra distinção do método proposto é a capacidade de encontrar soluções de elevada precisão requerendo um esforço computacional reduzido, devido ao alto desempenho de convergência. Também a simplicidade e programação fácil tornam o método proposto muito útil para aplicações reais de otimização de sistemas solares PV.

A validação do método GCPSO foi efetuada através de três casos de estudo diferentes, dois são amplamente utilizados pelos investigadores na literatura e o terceiro foi realizado em ambiente experimental, no sentido de testar o método proposto numa implementação real. Os resultados do método proposto foram comparados com os de vários métodos analíticos, numéricos e híbridos anteriormente documentados na literatura. Particularmente, no caso de estudo 1, para o modelo de um díodo, o método proposto iguala o melhor valor de RMSE documentado na literatura, obtendo mesmo o melhor valor quando comparado com métodos que não recorrem a refinamento. Para o modelo de dois díodos, o método proposto obtém o melhor valor de RMSE quando comparado com os resultados apresentados na literatura. Em relação ao caso de estudo 2, para o modelo de um díodo, o valor de RMSE obtido está entre os melhores apresentados na literatura. Já para o modelo de dois díodos, o método proposto também obtém os melhores valores de RMSE, ξ , MAE e AE quando comparados com os resultados apresentados na literatura. Finalmente, no caso de estudo 3, o método proposto obteve elevado desempenho e precisão, para ambos os modelos, tanto em níveis de irradiância e temperatura elevados como baixos, i.e., sob quaisquer condições de funcionamento. Os resultados obtidos revelaram uma maior complexidade na extração dos parâmetros PV para o modelo de dois díodos. No entanto, o modelo de dois díodos obteve superior precisão em irradiâncias baixas quando comparado com o modelo de um díodo. Pelas extensas comparações conclui-se que o

método proposto permite determinar de forma eficiente e precisa os parâmetros dos modelos matemáticos que caracterizam as células e os módulos PV.

Para finalizar, foi proposto um novo modelo de díodo multidimensão, que compreende uma modificação ao original, permitindo variar o número de díodos em série nas diferentes *strings* conectadas em paralelo, variando também o número de *strings*. O objetivo consiste em ter um modelo capaz de ajustar o número de díodos no circuito, para assim, encontrar a configuração que melhor descreve uma determinada célula ou módulo PV, independentemente das condições de funcionamento. No modelo original, a corrente inversa de saturação é determinada analiticamente, o que limita esse modelo a determinar os parâmetros PV, apenas com o conhecimento da informação disponibilizada no *datasheet*. No modelo proposto isso não acontece, podendo ser utilizando para determinar os parâmetros PV, tanto pelo *datasheet* como pelos dados experimentais.

O modelo proposto foi validado em diversas condições de funcionamento e também em várias tecnologias PV. Os resultados permitem concluir que este modelo caracteriza com maior precisão o comportamento das células e módulos PV, em diferentes condições de funcionamento e de diferentes tecnologias, uma vez que testa as várias configurações possíveis e devolve a solução mais precisa. No entanto, a sua implementação é complexa devido ao aumento do número de parâmetros e sobretudo a quantidade que configurações, exigindo desta forma um elevado esforço computacional. Apesar disso, apresenta um grande potencial em termos de precisão.

7.2. Direções de Investigação

É possível estabelecer um conjunto de direções de investigação, quer no âmbito desta dissertação, uma vez que a mesma não esgota os assuntos nela abordados, quer no que concerne a novas perspetivas, que a própria dissertação deixa antever, como direções para futuras investigações e desenvolvimentos. Assim, salientam-se as seguintes direções de investigação:

- Otimizar os métodos desenvolvidos na presente dissertação, incorporando novos algoritmos de otimização bio inspirados, ou substituindo os atuais, no sentido de reduzir o esforço computacional e tentar encontrar soluções ainda mais precisas;
- Otimizar o algoritmo referente a implementação do modelo de díodo de multidimensão, de forma a reduzir a complexidade de cálculo e a permitir um menor esforço computacional;
- Desenvolver novas funções objetivo, que permitam determinar os parâmetros PV através da informação disponibilizada pelos fabricantes;
- Aplicar os métodos e o modelo desenvolvido na extração dos parâmetros PV de tecnologias mais recentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] C. Pires, “Portugal um país com imensa energia,” *Diário de Notícias*, 2012. [Online]. Available: <http://www.dn.pt/revistas/nm/interior/portugal-um-pais-com-imensa-energia-2546081.html>. [Accessed: 23-Aug-2017].
- [2] Observador, “Portugal usou apenas energias renováveis durante quatro dias consecutivos,” 2016. [Online]. Available: <http://observador.pt/2016/05/18/portugal-usou-apenas-energias-renovaveis-durante-quatro-dias-consecutivos/>. [Accessed: 23-Aug-2017].
- [3] APREN, “Energias Renováveis - Dados Técnicos,” 2017. [Online]. Available: <http://www.apren.pt/pt/>. [Accessed: 20-Aug-2017].
- [4] DGEG, “Estatísticas Rápidas - Renováveis,” 2017. [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>. [Accessed: 20-Aug-2017].
- [5] C. Europeia, “Estratégia Europa 2020,” 2010. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/european-semester/framework/europe-2020-strategy_pt. [Accessed: 24-Aug-2017].
- [6] D. da República, “Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril,” 2010. [Online]. Available: <http://www.icnf.pt/portal/icnf/legisl/legislacao/2010/resolucao-do-conselho-de-ministros-n.o-29-2010-de-15-de-abril.-d.r.-n.o-73-serie-i>. [Accessed: 24-Aug-2017].
- [7] PVGIS, “Solar radiation and PV maps - Europe,” *Comissão Europeia*, 2012. [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/countries/countries-europe.htm>. [Accessed: 24-Aug-2017].
- [8] REN 21, “Renewables: Global Status Report,” *Renewable Energy Policy Network*, 2017.
- [9] V. M., “Roll-Array - Painéis fotovoltaicos num formato super inovador,” *Pplware*, 2016. [Online]. Available: <https://pplware.sapo.pt/gadgets/high-tech/rollarray-paineis-fotovoltaicos-num-formato-super-inovador/>. [Accessed: 24-Aug-2017].
- [10] P. Energia, “Telhas solares fotovoltaicas uma aposta no futuro,” 2017. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/telhas-solares-fotovoltaicas-aposta-futuro/>. [Accessed: 24-Aug-2017].
- [11] Tesla, “Tesla Solar Roof,” 2017. [Online]. Available:

- https://www.tesla.com/pt_PT/solarroof. [Accessed: 24-Aug-2017].
- [12] Greenpeace, “Solar Generation 6 - Executive Summary,” *EPIA*, 2010.
- [13] Bloomberg, “Solar Could Beat Coal to Become the Cheapest Power on Earth,” 2017. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-03/for-cheapest-power-on-earth-look-skyward-as-coal-falls-to-solar>. [Accessed: 24-Aug-2017].
- [14] CEAC, “Energia Fotovoltaica - Novos Painéis mais Eficientes e mais Estéticos,” 2016. [Online]. Available: http://www.ceac.pt/forum_energia_fotovoltaica/. [Accessed: 25-Aug-2017].
- [15] A. Lusa, “Governo autoriza novas 14 centrais solares fotovoltaicas num investimento de 381 milhões de euros,” *Observador*, 2017. [Online]. Available: <http://observador.pt/2017/08/26/governo-autoriza-novas-14-centrais-solares-fotovoltaicas-num-investimento-de-381-milhoes-de-euros/>. [Accessed: 28-Aug-2017].
- [16] M. Prado, “Conglomerado chinês constrói em Alcoutim a maior central solar do país,” *Expresso*, 2017. [Online]. Available: <http://expresso.sapo.pt/economia/2017-03-01-Conglomerado-chines-constroio-em-Alcoutim-a-maior-central-solar-do-pais>. [Accessed: 25-Aug-2017].
- [17] NewEsc, “O maior campo de energia solar está na Índia,” 2016. [Online]. Available: <https://newesc.pt/maior-campo-energia-solar-esta-na-india/>. [Accessed: 25-Aug-2017].
- [18] M. Bandeira, “Maior central solar flutuante do mundo já produz energia,” *O Jornal Económico*, 2017. [Online]. Available: <http://www.jornaleconomico.sapo.pt/noticias/flutua-e-vai-produzir-energia-esta-e-a-maior-central-solar-do-mundo-164648>. [Accessed: 25-Aug-2017].
- [19] R. Notícias, “Plataforma flutuante fotovoltaica testada na barragem do Alto Rabagão,” 2017. [Online]. Available: https://www.rtp.pt/noticias/pais/plataforma-flutuante-fotovoltaica-testada-na-barragem-do-alto-rabagao_v977517. [Accessed: 25-Aug-2017].
- [20] R. Antunes, “Energia solar vai ultrapassar a capacidade da nuclear no próximo ano,” *Visão*, 2017. [Online]. Available: <http://visao.sapo.pt/actualidade/sociedade/2017-08-23-Energia-solar-vai-ultrapassar-a-capacidade-da-nuclear-no-proximo-ano>. [Accessed: 28-Aug-2017].
- [21] M. do A. Ordenamento do Território e Energia, “Decreto-Lei n.º 153/2014,” *Diário da República 1.ª série N.º 202*, pp. 5298-5311, 2014.
- [22] M. do A. Ordenamento do Território e Energia, “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída,” *Governo de Portugal*, 2014.
- [23] A. Brito, “Mais de oito mil portugueses produzem luz para autoconsumo,” *Público*, 2017. [Online]. Available: <https://www.publico.pt/2017/02/20/economia/noticia/mais-de-oito-mil-portugueses-produzem-luz-para-autoconsumo-1762590>. [Accessed: 30-Aug-2017].
- [24] GREENPRO, “Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação,” *ALTENER*, 2004.
- [25] J. L. Morais, *Sistemas Fotovoltaicos da Teoria à Prática*. Porto: Publindústria, 2009.
- [26] Y. V. de Abreu, M. A. G. Oliveira, and S. M.-G. Guerra, “Energia, Economia, Rotas Tecnológicas,” 2010. [Online]. Available: <http://www.eumed.net/libros-gratis/2010e/827/Efeito-Fotovoltaico.htm>. [Accessed: 06-Mar-2017].
- [27] Electrónica, “Painel Solar Fotovoltaico.” [Online]. Available: <https://www.electronica-pt.com/content/view/271/>. [Accessed: 06-Mar-2017].
- [28] C. Rodrigues, “Centrais solares fotovoltaicas ligadas à rede eléctrica,” INETI, 2008.
- [29] F. Pereira and M. Oliveira, *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*. Porto: Publindústria, 2011.
- [30] A. Cotar and A. Filcic, “Photovoltaic Systems,” *IRENA*, pp. 1-29, 2012.

- [31] Wikipedia, "From a solar cell to a PV system." [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Photovoltaic_system#/media/File:From_a_solar_cell_to_a_PV_system.svg. [Accessed: 10-Aug-2017].
- [32] IRENA, "Solar Photovoltaics," *International Renewable Energy Agency*, vol. 1, no. 4/5, 2012.
- [33] C. Energia, "Células Fotovoltaicas." [Online]. Available: <http://www.ccbs-energia.pt/formacao-tecnica/solar-fotovoltaico/celulas-fotovoltaicas>. [Accessed: 06-Mar-2017].
- [34] M. Gratzel, "Photoelectrochemical cells," *Nature*, vol. 414, pp. 338-344, 2001.
- [35] D. S. Leite, "Potential Induced Degradation of Photovoltaic Cells," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [36] T. Saga, "Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production," *NPG Asia Mater.*, vol. 2, no. 3, pp. 96-102, 2010.
- [37] Fraunhofer, "Current and Future Cost of Photovoltaics," *Institute for Solar Energy Systems*, 2015.
- [38] P. Energia, "Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares," 2011. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituintes-de-paineis-solares/>. [Accessed: 06-Mar-2017].
- [39] S. Miranda, "Degradação Induzida pelo Potencial-Técnicas de Mitigação ao Nível do Módulo Fotovoltaico," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [40] E. Informative, "Types of Solar Panels: Monocrystalline, Polycrystalline and Thin-Film," 2015. [Online]. Available: <http://energyinformative.org/best-solar-panel-monocrystalline-polycrystalline-thin-film/>. [Accessed: 06-Mar-2017].
- [41] J. P. G. Alves, "Requisitos para a Certificação PV," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.
- [42] C. F. Câmara, "Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica," Universidade Federal de Lavras, 2011.
- [43] P. Magazine, "Efficiency of photovoltaic technology," 2015. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.com/2015/12/08/solar-frontier-hits-22-3-on-cigs-cell_100022342/. [Accessed: 06-Mar-2017].
- [44] S. F. A. C. Viana, "Modelação de Micro-Sistemas Híbridos Fotovoltaicos/Eólicos para Produção Descentralizada," Instituto Superior Técnico, 2010.
- [45] NREL, "Best Research-Cell Efficiencies," 2017. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart.png>. [Accessed: 11-May-2017].
- [46] P. P. Electronics, "Perovskite solar cells," 2016. [Online]. Available: <https://www.plusplasticelectronics.com/energy/perovskite-solar-cells-coming-to-market-in-2017,-s>. [Accessed: 06-Mar-2017].
- [47] S. S. Shin *et al.*, "Colloidally prepared La-doped BaSnO₃ electrodes for efficient, photostable perovskite solar cells," *Science (80-.)*, vol. 356, no. 6334, pp. 167-171, 2017.
- [48] M. C. Brito and K. Lobato, "Progressos recentes em energia solar fotovoltaica," *Gaz. Física*, vol. 35, no. 2, pp. 13-18, 2013.
- [49] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, *Power electronics and control techniques for maximum energy harvesting in photovoltaic systems*. Boca Raton: CRC Press, 2012.
- [50] J. Carneiro, "Módulos Fotovoltaicos: Características e Associações," Universidade do Minho, 2010.
- [51] P. Solar, "Passo a Passo da Fabricação do Painel Solar," 2016. [Online]. Available:

- <http://www.portalsolar.com.br/passo-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>. [Accessed: 12-Aug-2017].
- [52] R. Anjos, “Análise e Simulação de Pontos Quentes em Painéis Fotovoltaicos,” Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2016.
- [53] B. B. Pannebakker, A. C. de Waal, and W. G. J. H. M. van Sark, “Photovoltaics in the shade: one bypass diode per solar cell revisited,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, pp. 1-14, 2017.
- [54] Zodiac, “Photovoltaic Solar Power System,” 2017. [Online]. Available: <http://zodiacenergy.com/services/solar-energy/photovoltaic-solar-power-system/>. [Accessed: 31-Aug-2017].
- [55] P. Carvalho, “Modelação e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos,” Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2013.
- [56] Pv. SA, “PVsyst user’s manual,” 2014. [Online]. Available: http://www.pvsyst.com/images/pdf/PVsyst_Tutorials.pdf. [Accessed: 20-Aug-2017].
- [57] M. C. Di Piazza and G. Vitale, *Photovoltaic Sources - Modeling and Emulation*. London: Springer, 2013.
- [58] G. Ciulla, V. Lo Brano, V. Di Dio, and G. Cipriani, “A comparison of different one-diode models for the representation of I-V characteristic of a PV cell,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 684-696, 2014.
- [59] M. Chegaar, Z. Ouennoughi, and A. Hoffmann, “A new method for evaluating illuminated solar cell parameters,” *Solid. State. Electron.*, vol. 45, no. 2, pp. 293-296, 2001.
- [60] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, 2009.
- [61] D. S. H. Chan and J. C. H. Phang, “Analytical methods for the extraction of solar-cell single- and double-diode model parameters from I-V characteristics,” *IEEE Trans. Electron Devices*, vol. 34, no. 2, pp. 286-293, 1987.
- [62] K. Ishaque, Z. Salam, and H. Taheri, “Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 2, pp. 586-594, 2011.
- [63] L. H. I. Lim, Z. Ye, J. Ye, D. Yang, and H. Du, “A Linear Identification of Diode Models from Single I-V Characteristics of PV Panels,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 7, pp. 4181-4193, 2015.
- [64] K. Nishioka, N. Sakitani, Y. Uraoka, and T. Fuyuki, “Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 91, no. 13, pp. 1222-1227, 2007.
- [65] J. J. Soon, K.-S. Low, and S. Ting Goh, “Multi-dimension diode photovoltaic (PV) model for different PV cell technologies,” in *IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 2014, pp. 2496-2501.
- [66] J. J. Soon and K.-S. Low, “Optimizing Photovoltaic Model for Different Cell Technologies Using a Generalized Multidimension Diode Model,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 10, pp. 6371-6380, 2015.
- [67] J. Cubas, S. Pindado, and M. Victoria, “On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior,” *J. Power Sources*, vol. 247, pp. 467-474, 2014.
- [68] J. A. Gow and C. D. Manning, “Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies,” *IEE Proc. - Electr. Power Appl.*, vol. 146, no. 2, pp. 193-200, 1999.
- [69] T. Sudhakar Babu, J. Prasanth Ram, K. Sangeetha, A. Laudani, and N. Rajasekar, “Parameter extraction of two diode solar PV model using Fireworks algorithm,” *Sol. Energy*, vol. 140, pp. 265-276, 2016.

- [70] V. Khanna, B. K. Das, D. Bisht, Vandana, and P. K. Singh, "A three diode model for industrial solar cells and estimation of solar cell parameters using PSO algorithm," *Renew. Energy*, vol. 78, pp. 105-113, 2015.
- [71] D. Allam, D. A. Yousri, and M. B. Eteiba, "Parameters extraction of the three diode model for the multi-crystalline solar cell/module using Moth-Flame Optimization Algorithm," *Energy Convers. Manag.*, vol. 123, pp. 535-548, 2016.
- [72] J. W. Bishop, "Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits," *Sol. Cells*, vol. 25, no. 1, pp. 73-89, 1988.
- [73] D. Sera, "Real-time Modelling, Diagnostics and Optimised MPPT for Residential PV Systems," Aalborg University, 2009.
- [74] M. Hejri, H. Mokhtari, M. R. Azizian, M. Ghandhari, and L. Soder, "On the Parameter Extraction of a Five-Parameter Double-Diode Model of Photovoltaic Cells and Modules," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 4, no. 3, pp. 915-923, 2014.
- [75] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "PV panel model based on datasheet values," in *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2007, pp. 2392-2396.
- [76] J. D. Bastidas-Rodriguez, G. Petrone, C. A. Ramos-Paja, and G. Spagnuolo, "A genetic algorithm for identifying the single diode model parameters of a photovoltaic panel," *Math. Comput. Simul.*, vol. 131, pp. 38-54, 2017.
- [77] A. Askarzadeh and A. Rezazadeh, "Artificial bee swarm optimization algorithm for parameters identification of solar cell models," *Appl. Energy*, vol. 102, pp. 943-949, 2013.
- [78] A. Laudani, F. Riganti Fulginei, and A. Salvini, "High performing extraction procedure for the one-diode model of a photovoltaic panel from experimental I-V curves by using reduced forms," *Sol. Energy*, vol. 103, pp. 316-326, 2014.
- [79] F. Dkhichi, B. Oukarfi, A. Fakkar, and N. Belbounaguia, "Parameter identification of solar cell model using Levenberg-Marquardt algorithm combined with simulated annealing," *Sol. Energy*, vol. 110, pp. 781-788, 2014.
- [80] Y. Chen, X. Wang, D. Li, R. Hong, and H. Shen, "Parameters extraction from commercial solar cells I-V characteristics and shunt analysis," *Appl. Energy*, vol. 88, no. 6, pp. 2239-2244, 2011.
- [81] X. Gao, Y. Cui, J. Hu, G. Xu, and Y. Yu, "Lambert W-function based exact representation for double diode model of solar cells: Comparison on fitness and parameter extraction," *Energy Convers. Manag.*, vol. 127, pp. 443-460, 2016.
- [82] V. Lo Brano and G. Ciulla, "An efficient analytical approach for obtaining a five parameters model of photovoltaic modules using only reference data," *Appl. Energy*, vol. 111, pp. 894-903, 2013.
- [83] T. Easwarakhanthan, J. Bottin, I. Bouhouch, and C. Boutrit, "Nonlinear Minimization Algorithm for Determining the Solar Cell Parameters with Microcomputers," *Int. J. Sol. Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 1-12, 1986.
- [84] A. R. Jordehi, "Time varying acceleration coefficients particle swarm optimisation (TVACPSO): A new optimisation algorithm for estimating parameters of PV cells and modules," *Energy Convers. Manag.*, vol. 129, pp. 262-274, 2016.
- [85] N. T. Tong and W. Pora, "A parameter extraction technique exploiting intrinsic properties of solar cells," *Appl. Energy*, vol. 176, pp. 104-115, 2016.
- [86] E. E. Ali, M. A. El-Hameed, A. A. El-Fergany, and M. M. El-Arini, "Parameter extraction of photovoltaic generating units using multi-verse optimizer," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 17, pp. 68-76, 2016.
- [87] O. Hachana, K. E. Hemsas, G. M. Tina, and C. Ventura, "Comparison of different metaheuristic algorithms for parameter identification of photovoltaic cell/module," *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 5, pp. 1-18, 2013.

- [88] G. Xian-Kun, Y. Chuan-An, G. Xiang-Chuan, and Y. Yong-Chang, "Accuracy comparison between implicit and explicit single-diode models of photovoltaic cells and modules," *Acta Phys. Sin.*, vol. 63, no. 17, pp. 1-10, 2014.
- [89] A. K. Tossa, Y. M. Soro, Y. Azoumah, and D. Yamegueu, "A new approach to estimate the performance and energy productivity of photovoltaic modules in real operating conditions," *Sol. Energy*, vol. 110, pp. 543-560, 2014.
- [90] A. A. Cardenas, M. Carrasco, F. Mancilla-David, A. Street, and R. Cardenas, "Experimental Parameter Extraction in the Single-Diode Photovoltaic Model via a Reduced-Space Search," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, no. 2, pp. 1468-1476, 2017.
- [91] K. Bouzidi, M. Chegaar, and A. Bouhemadou, "Solar cells parameters evaluation considering the series and shunt resistance," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 91, no. 18, pp. 1647-1651, 2007.
- [92] L. Peng, Y. Sun, Z. Meng, Y. Wang, and Y. Xu, "A new method for determining the characteristics of solar cells," *J. Power Sources*, vol. 227, pp. 131-136, 2013.
- [93] H. Fathabadi, "Novel neural-analytical method for determining silicon/plastic solar cells and modules characteristics," *Energy Convers. Manag.*, vol. 76, pp. 253-259, 2013.
- [94] A. A. El Tayyan, "An approach to extract the parameters of solar cells from their illuminated I-V curves using the Lambert W function," *Turkish J. Phys.*, vol. 39, pp. 1-15, 2015.
- [95] M. R. AlRashidi, M. F. AlHajri, K. M. El-Naggar, and A. K. Al-Othman, "A new estimation approach for determining the I-V characteristics of solar cells," *Sol. Energy*, vol. 85, no. 7, pp. 1543-1550, 2011.
- [96] K. M. El-Naggar, M. R. AlRashidi, M. F. AlHajri, and A. K. Al-Othman, "Simulated Annealing algorithm for photovoltaic parameters identification," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 1, pp. 266-274, 2012.
- [97] M. F. AlHajri, K. M. El-Naggar, M. R. AlRashidi, and A. K. Al-Othman, "Optimal extraction of solar cell parameters using pattern search," *Renew. Energy*, vol. 44, pp. 238-245, 2012.
- [98] L. L. Jiang, D. L. Maskell, and J. C. Patra, "Parameter estimation of solar cells and modules using an improved adaptive differential evolution algorithm," *Appl. Energy*, vol. 112, pp. 185-193, 2013.
- [99] N. F. Abdul Hamid, N. A. Rahim, and J. Selvaraj, "Solar cell parameters extraction using particle swarm optimization algorithm," in *IEEE Conference on Clean Energy and Technology (CEAT)*, 2013, pp. 461-465.
- [100] J. Ma, K. L. Man, T. O. Ting, N. Zhang, S. U. Guan, and P. W. H. Wong, "Accelerating Parameter Estimation for Photovoltaic Models via Parallel Particle Swarm Optimization," in *International Symposium on Computer, Consumer and Control*, 2014, pp. 175-178.
- [101] H. Wei, J. Cong, X. Lingyun, and S. Deyun, "Extracting solar cell model parameters based on chaos particle swarm algorithm," in *International Conference on Electric Information and Control Engineering*, 2011, pp. 398-402.
- [102] X. Gao, C. Yao, X. Gao, and Y. Yu, "Identification of solar cell model parameters by combining analytical method with Nelder-Mead simplex method," *Trans. Chinese Soc. Agric. Eng.*, vol. 30, no. 6, pp. 97-106, 2014.
- [103] Y. Yoon and Z. W. Geem, "Parameter Optimization of Single-Diode Model of Photovoltaic Cell Using Memetic Algorithm," *Int. J. Photoenergy*, vol. 2015, pp. 1-7, 2015.
- [104] N. F. Abdul Hamid, N. A. Rahim, and J. Selvaraj, "Solar cell parameters identification using hybrid Nelder-Mead and modified particle swarm optimization," *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 8, pp. 1-21, 2016.
- [105] Z. Chen, L. Wu, P. Lin, Y. Wu, and S. Cheng, "Parameters identification of photovoltaic models using hybrid adaptive Nelder-Mead simplex algorithm based on eagle strategy," *Appl. Energy*, vol. 182, pp. 47-57, 2016.

- [106] J. P. Ram, T. S. Babu, T. Dragicevic, and N. Rajasekar, "A new hybrid bee pollinator flower pollination algorithm for solar PV parameter estimation," *Energy Convers. Manag.*, vol. 135, pp. 463-476, 2017.
- [107] S. Xu and Y. Wang, "Parameter estimation of photovoltaic modules using a hybrid flower pollination algorithm," *Energy Convers. Manag.*, vol. 144, pp. 53-68, 2017.
- [108] D. Oliva, M. Abd El Aziz, and A. Ella Hassanien, "Parameter estimation of photovoltaic cells using an improved chaotic whale optimization algorithm," *Appl. Energy*, vol. 200, pp. 141-154, 2017.
- [109] D. Oliva, A. A. Ewees, M. A. El Aziz, A. E. Hassanien, and M. Pérez Cisneros, "A Chaotic Improved Artificial Bee Colony for Parameter Estimation of Photovoltaic Cells," *Energies*, vol. 10, no. 7, pp. 1-19, 2017.
- [110] S. Lun *et al.*, "An explicit approximate I-V characteristic model of a solar cell based on padé approximants," *Sol. Energy*, vol. 92, pp. 147-159, 2013.
- [111] S. Lun, C. Du, T. Guo, S. Wang, J. Sang, and J. Li, "A new explicit I-V model of a solar cell based on Taylor's series expansion," *Sol. Energy*, vol. 94, pp. 221-232, 2013.
- [112] A. Jain and A. Kapoor, "Exact analytical solutions of the parameters of real solar cells using Lambert W-function," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 81, no. 2, pp. 269-277, 2004.
- [113] C. Zhang, J. Zhang, Y. Hao, Z. Lin, and C. Zhu, "A simple and efficient solar cell parameter extraction method from a single current-voltage curve," *J. Appl. Phys.*, vol. 110, no. 6, pp. 1-7, 2011.
- [114] S. Lun, S. Wang, G. Yang, and T. Guo, "A new explicit double-diode modeling method based on Lambert W-function for photovoltaic arrays," *Sol. Energy*, vol. 116, pp. 69-82, 2015.
- [115] W. Gong and Z. Cai, "Parameter extraction of solar cell models using repaired adaptive differential evolution," *Sol. Energy*, vol. 94, pp. 209-220, 2013.
- [116] P. Lin, S. Cheng, W. Yeh, Z. Chen, and L. Wu, "Parameters extraction of solar cell models using a modified simplified swarm optimization algorithm," *Sol. Energy*, vol. 144, pp. 594-603, 2017.
- [117] A. Laudani and F. R. Fulginei, "Comments on 'An efficient analytical approach for obtaining a five parameters model of photovoltaic modules using only reference data' (Appl. Energy 111 (2013) 894-903)," *Appl. Energy*, vol. 129, pp. 395-397, 2014.
- [118] A. Laudani, F. Mancilla-David, F. Riganti-Fulginei, and A. Salvini, "Reduced-form of the photovoltaic five-parameter model for efficient computation of parameters," *Sol. Energy*, vol. 97, pp. 122-127, 2013.
- [119] J. A. Jervase, H. Bourdoucen, and A. Al-Lawati, "Solar cell parameter extraction using genetic algorithms," *Meas. Sci. Technol.*, vol. 12, no. 11, pp. 1922-1925, 2001.
- [120] M. Ye, X. Wang, and Y. Xu, "Parameter extraction of solar cells using particle swarm optimization," *J. Appl. Phys.*, vol. 105, no. 9, pp. 1-8, 2009.
- [121] A. Askarzadeh and A. Rezaadeh, "Parameter identification for solar cell models using harmony search-based algorithms," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 11, pp. 3241-3249, 2012.
- [122] A. Askarzadeh and A. Rezaadeh, "Extraction of maximum power point in solar cells using bird mating optimizer-based parameters identification approach," *Sol. Energy*, vol. 90, pp. 123-133, 2013.
- [123] J. Ma, T. O. Ting, K. L. Man, N. Zhang, S.-U. Guan, and P. W. H. Wong, "Parameter Estimation of Photovoltaic Models via Cuckoo Search," *J. Appl. Math.*, vol. 2013, pp. 1-8, 2013.
- [124] S. J. Patel, A. K. Panchal, and V. Kheraj, "Extraction of solar cell parameters from a single current-voltage characteristic using teaching learning based optimization algorithm," *Appl. Energy*, vol. 119, pp. 384-393, 2014.

- [125] Q. Niu, H. Zhang, and K. Li, "An improved TLBO with elite strategy for parameters identification of PEM fuel cell and solar cell models," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 8, pp. 3837-3854, 2014.
- [126] X. Chen, K. Yu, W. Du, W. Zhao, and G. Liu, "Parameters identification of solar cell models using generalized oppositional teaching learning based optimization," *Energy*, vol. 99, pp. 170-180, 2016.
- [127] K. Yu, X. Chen, X. Wang, and Z. Wang, "Parameters identification of photovoltaic models using self-adaptive teaching-learning-based optimization," *Energy Convers. Manag.*, vol. 145, pp. 233-246, 2017.
- [128] D. Oliva, E. Cuevas, and G. Pajares, "Parameter identification of solar cells using artificial bee colony optimization," *Energy*, vol. 72, pp. 93-102, 2014.
- [129] R. Wang, Y. Zhan, and H. Zhou, "Application of Artificial Bee Colony in Model Parameter Identification of Solar Cells," *Energies*, vol. 8, no. 8, pp. 7563-7581, 2015.
- [130] M. Jamadi, F. Merrikh-Bayat, and M. Bigdeli, "Very accurate parameter estimation of single- and double-diode solar cell models using a modified artificial bee colony algorithm," *Int. J. Energy Environ. Eng.*, vol. 7, no. 1, pp. 13-25, 2016.
- [131] Q. Niu, L. Zhang, and K. Li, "A biogeography-based optimization algorithm with mutation strategies for model parameter estimation of solar and fuel cells," *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 1173-1185, 2014.
- [132] X. Yuan, Y. Xiang, and Y. He, "Parameter extraction of solar cell models using mutative-scale parallel chaos optimization algorithm," *Sol. Energy*, vol. 108, pp. 238-251, 2014.
- [133] X. Yuan, Y. He, and L. Liu, "Parameter extraction of solar cell models using chaotic asexual reproduction optimization," *Neural Comput. Appl.*, vol. 26, no. 5, pp. 1227-1239, 2015.
- [134] A. El-Fergany, "Efficient Tool to Characterize Photovoltaic Generating Systems Using Mine Blast Algorithm," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 43, no. 8-10, pp. 890-901, 2015.
- [135] D. F. Alam, D. A. Yousri, and M. B. Eteiba, "Flower Pollination Algorithm based solar PV parameter estimation," *Energy Convers. Manag.*, vol. 101, pp. 410-422, 2015.
- [136] J. Ma, K. L. Man, S.-U. Guan, T. O. Ting, and P. W. H. Wong, "Parameter estimation of photovoltaic model via parallel particle swarm optimization algorithm," *Int. J. Energy Res.*, vol. 40, no. 3, pp. 343-352, 2016.
- [137] R. Tamrakar and A. Gupta, "Extraction of Solar Cell Modelling Parameters Using Differential Evolution Algorithm," *Int. J. Innov. Res. Electr. Electron. Instrum. Control Eng.*, vol. 3, no. 11, pp. 78-82, 2015.
- [138] C. Chellaswamy and R. Ramesh, "Parameter extraction of solar cell models based on adaptive differential evolution algorithm," *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 823-837, 2016.
- [139] L. Guo, Z. Meng, Y. Sun, and L. Wang, "Parameter identification and sensitivity analysis of solar cell models with cat swarm optimization algorithm," *Energy Convers. Manag.*, vol. 108, pp. 520-528, 2016.
- [140] R. Muralidharan, "Parameter extraction of solar photovoltaic cells and modules using current-voltage characteristics," *Int. J. Ambient Energy*, pp. 1-5, 2016.
- [141] Y. Zhang, P. Lin, Z. Chen, and S. Cheng, "A Population Classification Evolution Algorithm for the Parameter Extraction of Solar Cell Models," *Int. J. Photoenergy*, vol. 2016, pp. 1-16, 2016.
- [142] D. Kler, P. Sharma, A. Banerjee, K. P. S. Rana, and V. Kumar, "PV cell and module efficient parameters estimation using Evaporation Rate based Water Cycle Algorithm," *Swarm Evol. Comput.*, vol. 35, pp. 93-110, 2017.
- [143] A. Laudani, F. Riganti Fulginei, and A. Salvini, "Identification of the one-diode model for photovoltaic modules from datasheet values," *Sol. Energy*, vol. 108, pp. 432-446,

- 2014.
- [144] A. R. Jordehi, "Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 61, pp. 354-371, 2016.
 - [145] G. H. Yordanov, O.-M. Midtgård, and T. O. Saetre, "Series resistance determination and further characterization of c-Si PV modules," *Renew. Energy*, vol. 46, pp. 72-80, 2012.
 - [146] L. H. I. Lim, Z. Ye, J. Ye, D. Yang, and H. Du, "A linear method to extract diode model parameters of solar panels from a single I-V curve," *Renew. Energy*, vol. 76, pp. 135-142, 2015.
 - [147] G. Blaesser and E. Rossi, "Extrapolation of outdoor measurements of PV array I-V characteristics to standard test conditions," *Sol. Cells*, vol. 25, no. 2, pp. 91-96, 1988.
 - [148] A. J. Anderson, "Photovoltaic Translation Equations: A New Approach," *NREL*, no. January, 1996.
 - [149] B. Marion, "A method for modeling the current-voltage curve of a PV module for outdoor conditions," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 10, no. 3, pp. 205-214, 2002.
 - [150] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Sol. Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78-88, 2006.
 - [151] A. N. Celik and N. Acikgoz, "Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four-and five-parameter models," *Appl. Energy*, vol. 84, no. 1, pp. 1-15, 2007.
 - [152] S. Bogning Dongue, D. Njomo, and L. Ebengai, "A New Strategy for Accurately Predicting I - V Electrical Characteristics of PV Modules Using a Nonlinear Five-Point Model," *J. Energy*, vol. 2013, pp. 1-8, 2013.
 - [153] B. K. Panigrahi, Y. Shi, and M.-H. Lim, *Handbook of Swarm Intelligence: Concepts, Principles and Applications*, vol. 8. Berlin, Heidelberg: Springer, 2011.
 - [154] C. P. Lim, L. C. Jain, and S. Dehuri, *Innovations in Swarm Intelligence - Studies in Computational Intelligence*, vol. 248. Berlin, Heidelberg: Springer, 2009.
 - [155] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle swarm optimization," in *IEEE international conference on neural networks*, 1995, pp. 1942-1948.
 - [156] J. B. L. Fermeiro, J. A. N. Pombo, M. R. A. Calado, and S. J. P. S. Mariano, "A new controller for DC-DC converters based on particle swarm optimization," *Appl. Soft Comput.*, vol. 52, pp. 418-434, 2017.
 - [157] R. C. Eberhart and Y. Shi, "Comparing inertia weights and constriction factors in particle swarm optimization," in *Proceedings of the 2000 Congress on Evolutionary Computation*, 2000, pp. 84-88.
 - [158] F. van den Bergh, "An Analysis of Particle Swarm Optimizers," University of Pretoria, 2001.
 - [159] F. van den Bergh and A. P. Engelbrecht, "A new locally convergent particle swarm optimiser," in *IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, 2002, pp. 1-6.
 - [160] E. S. Peer, F. van den Bergh, and A. P. Engelbrecht, "Using neighbourhoods with the guaranteed convergence PSO," in *IEEE Swarm Intelligence Symposium*, 2003, pp. 235-242.
 - [161] M. Clerc, "Confinements and Biases in Particle Swarm Optimisation," *Sci. Non Linéaire*, vol. hal-001227, pp. 1-9, 2006.
 - [162] Sharp, "Sharp solar modules," *ND-R250A5*, 2012. [Online]. Available: http://upkeep.sharp.eu/cps/rde/xchg/eu/hs.xsl/-/html/product_details.htm?product=NDR250A5&cat=46005. [Accessed: 10-Apr-2017].
 - [163] E. Moshksar and T. Ghanbari, "Adaptive Estimation Approach for Parameter Identification of Photovoltaic Modules," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 7, no. 2, pp. 614-

- 623, 2017.
- [164] D. H. Muhsen, A. B. Ghazali, T. Khatib, and I. A. Abed, "Extraction of photovoltaic module model's parameters using an improved hybrid differential evolution/electromagnetism-like algorithm," *Sol. Energy*, vol. 119, pp. 286-297, 2015.
- [165] O. Mares, M. Paulescu, and V. Badescu, "A simple but accurate procedure for solving the five-parameter model," *Energy Convers. Manag.*, vol. 105, pp. 139-148, 2015.
- [166] J. Ma, "Optimization Approaches for Parameter Estimation and Maximum Power Point Tracking (MPPT) of Photovoltaic Systems," University of Liverpool, 2014.
- [167] Kyocera, "Kyocera KC200GT," 2017. [Online]. Available: <https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/KC200GT.pdf>. [Accessed: 30-Sep-2017].
- [168] Shell, "Shell SM55," 2002. [Online]. Available: http://www.atlantasolar.com/pdf/Shell/ShellSM55_USv1.pdf. [Accessed: 30-Sep-2017].
- [169] Shell, "Shell ST40," 2002. [Online]. Available: http://www.aet-service.com/pdf/shell/Shell-Solar_ST40.pdf. [Accessed: 30-Sep-2017].
- [170] Sanyo, "Sanyo HIP-200NHE1," 2006. [Online]. Available: http://www.posharp.com/Businesses/fb073528-9447-4391-88b2-6d363c88f4d0/Panel/NHE/HIP-200NHE1_E.pdf. [Accessed: 30-Sep-2017].
- [171] A. J. Bühler and A. Krenzinger, "Method for photovoltaic parameter extraction according to a modified double-diode model," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 5, pp. 884-893, 2013.

ANEXOS

Anexo A - Aquisição de Dados Experimentais

Alguns dos dados experimentais utilizados na presente dissertação foram adquiridos em ambiente experimental através de um dos módulos instalados na universidade, que foi instrumentado com um sensor de irradiância e temperatura como mostra a Figura A.1.



Figura A.1 - Módulos PV instalados na faculdade de engenharias da UBI.

Para tornar possível a aquisição dos dados experimentais foi necessário utilizar vários equipamentos, nomeadamente para impor a carga ao módulo PV e efetuar o registo dos valores de tensão e corrente, bem como para controlar as condições de funcionamento (irradiância e temperatura). Desta forma, foram utilizados os seguintes equipamentos:

- 1 módulo PV Sharp ND-R250A5: com 60 células de silício policristalino (156.5 mm × 156.5 mm) ligadas em série;
- 1 sensor de irradiância solar Ingenieurbüro Si-13TC-T: que mede a irradiância solar incidente em W/m^2 e a temperatura das células em $^{\circ}C$;
- 1 fonte de alimentação Matrix MPS-3002L-3: para alimentar o sensor de irradiância com uma tensão de 24 V;
- 1 microcontrolador Arduino ATmega 2560: para medir respetivamente os valores de tensão correspondentes à irradiância e temperatura à saída do sensor. Tendo sido necessário utilizar dois divisores de tensão com resistências de 9.09 k Ω (tolerância de $\pm 1\%$ e coeficiente de temperatura de 50 PPM/ $^{\circ}C$), para adaptar a tensão do sensor ao alcance do microcontrolador (5 V);
- 1 carga eletrónica AC/DC programável Chroma 63802 de 1.8 kW / 18 A / 350 V: para impor a carga ao módulo PV e traçar a curva característica I-V pela medição dos valores de tensão e corrente;

- 1 computador com o *software* Matlab: para controlar em simultâneo a carga eletrónica e o microcontrolador;
- 2 multímetros digitais: que foram utilizados para verificar a queda de tensão devido ao comprimento do cabo entre o exterior e o interior, que se mostrou negligenciável. E também para confirmar inicialmente os valores medidos pelo microcontrolador.

Importa ter conhecimento das especificações técnicas do módulo PV utilizado, bem como do sensor de irradiância, as quais são apresentadas nas Tabelas A.1 e A.2, respetivamente.

Tabela A.1 - Características elétricas do módulo PV Sharp ND-R250A5.

Especificações na STC			Especificações na NOCT		
I_{sc}	8.68	[A]	I_{sc}	7.0	[A]
V_{oc}	37.6	[V]	V_{oc}	36.7	[V]
I_{mpp}	8.10	[A]	V_{mpp}	27.7	[V]
V_{mpp}	30.9	[V]	P_{max}	180.2	[Wp]
P_{max}	250	[Wp]	$NOCT$	47.5	[°C]
η	15.2	[%]			
Coeficientes de temperatura					
I_{sc}	+0.038 % / °C		V_{oc}	-0.329 % / °C	
			P_{max}	-0.440 % / °C	

60 células policristalinas em série; 3 díodos de *bypass*.

Tabela A.2 - Sinal na saída do sensor Ingenieurbüro Si-13TC-T.

Irradiância			Temperatura da célula
0 V	a	10 V	2,268V+86,9mV/°C×T
0 W/m ²	a	1300 W/m ²	

A Figura A.2 mostra resumidamente os vários equipamentos em utilização durante o procedimento experimental de aquisição das curvas características I-V.

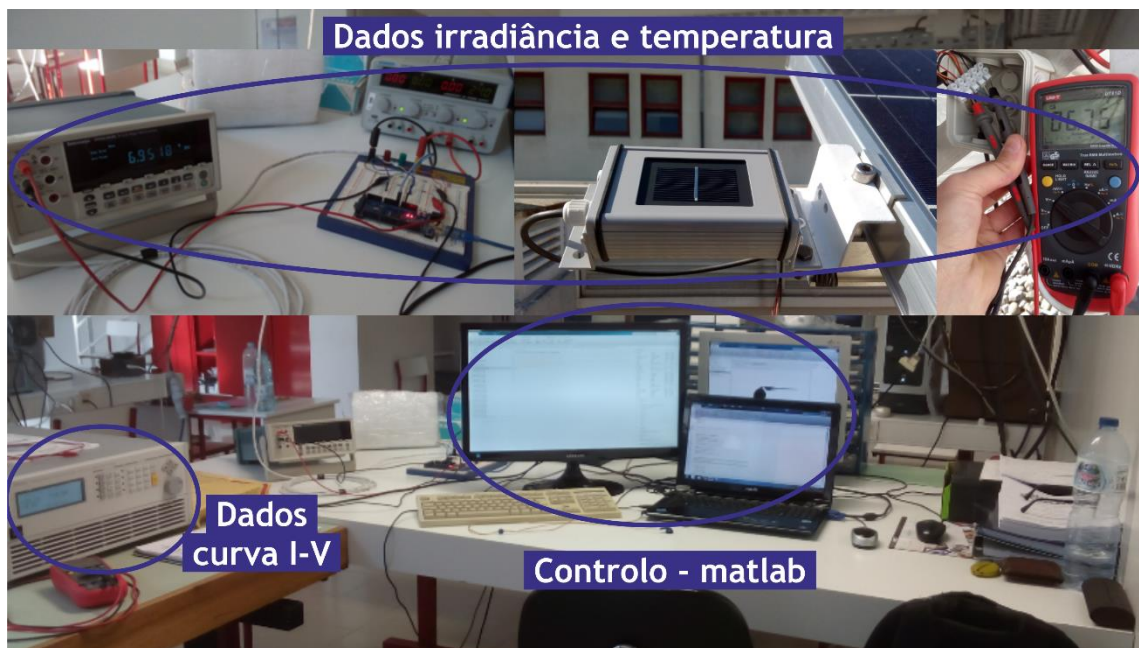


Figura A.2 - Equipamento utilizado na aquisição das curvas características I-V.

Depois de terem sido adquiridas várias curvas sob diferentes condições de operação, desde os níveis de irradiância mais baixos até aos mais elevados e em dias com diferente temperatura ambiente, foram selecionadas 10 curvas experimentais que caracterizam o funcionamento do respetivo módulo PV.

Deste modo, são apresentadas na Figura A.3, para cada uma das 10 condições de funcionamento, as curvas características I-V e P-V, assim como a variação da irradiância (G) e da temperatura da célula (T) ao longo do tempo de aquisição. O qual teve uma duração mínima de 30 segundos e máxima de 61 segundos para as 10 condições de funcionamento apresentadas. Na parte inferior dessa figura são ainda apresentados os valores médios de G e de T para cada uma das curvas respetivamente.

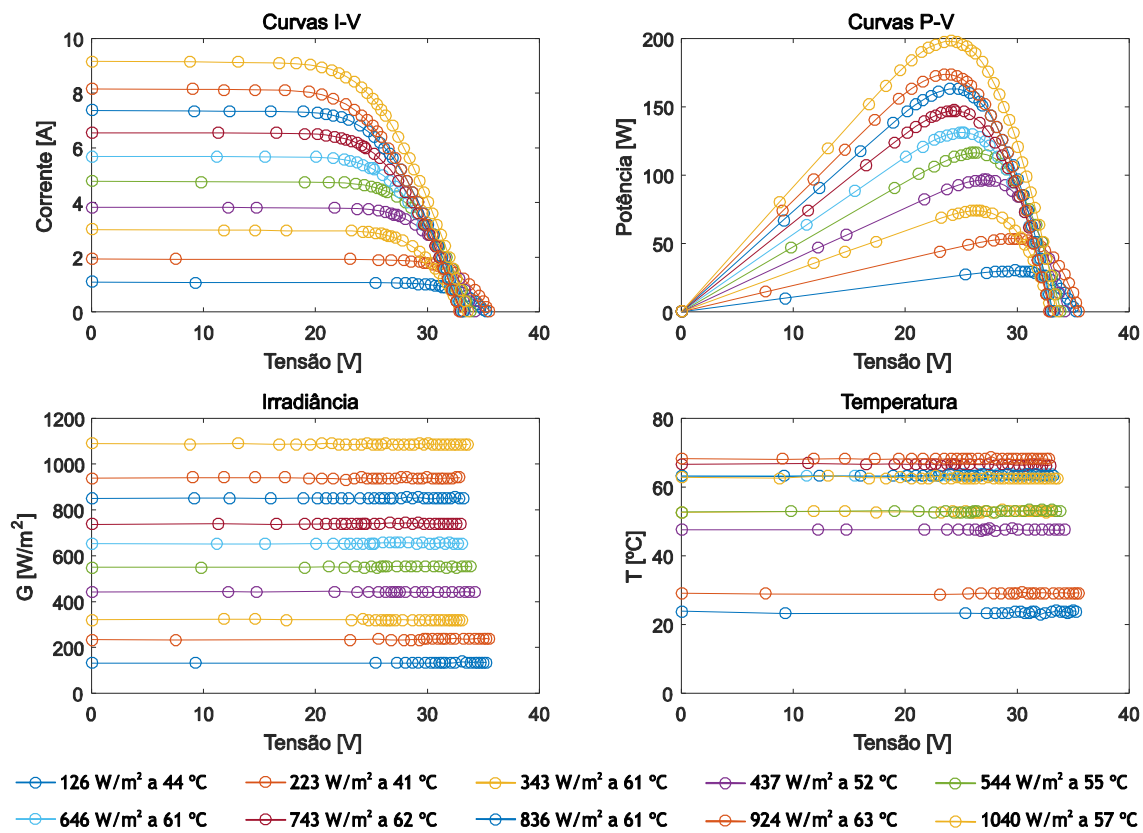


Figura A.3 - Curvas características I-V e P-V, variação de G e variação de T .

Anexo B - Artigo Científico (GSO)

Glowworm Swarm Optimization for Photovoltaic Model Identification

V. S. F. F., páginas numeradas de 59 a 64.

Anexo C - Artigo Científico (PSO)

Particle Swarm Optimization for Photovoltaic Model Identification

V. S. F. F., páginas numeradas de 53 a 58.