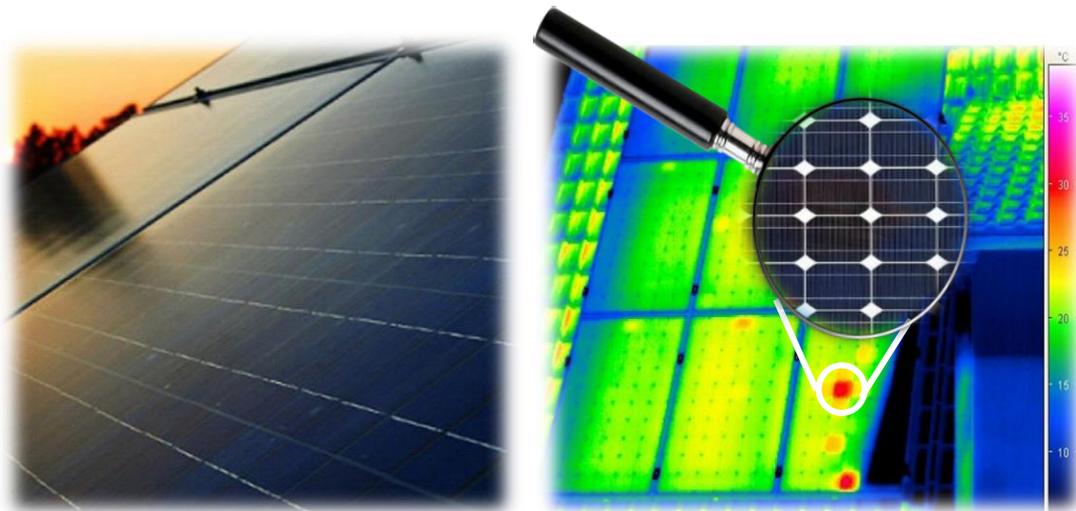


**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**

**Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação**



## **ANÁLISE E SIMULAÇÃO DE PONTOS QUENTES EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**

**Ruben Serra dos Anjos**

(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
**Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia**

**Orientadores:**

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes  
Doutor Mário Rui Melício da Conceição

**Júri:**

**Presidente:**

Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

**Vogais:**

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes  
Doutora Susana Margarida da Silva Vieira

**Dezembro de 2016**

Dissertação realizada em regime de coorientação pelos orientadores:

**Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes**

Professor Coordenador com Agregação da

Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação do

**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**

e

**Doutor Mário Rui Melício da Conceição**

Professor Auxiliar com Agregação do Departamento de Física da

Escola de Ciências e Tecnologia da

**UNIVERSIDADE DE ÉVORA**

## Agradecimentos

*Ao meu orientador, Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor Coordenador com Agregação da Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, desejo expressar o meu agradecimento, pelos conselhos, linhas de orientação, conhecimentos transmitidos e pela elevada exigência e rigor que impôs no período em que decorreu o desenvolvimento desta dissertação de mestrado.*

*Ao meu orientador, Professor Doutor Mário Rui Melício da Conceição, Professor Auxiliar com Agregação do Departamento de Física da Escola de Ciências e Tecnologia da Universidade de Évora, desejo expressar o meu reconhecimento e agradecer pela sua total disponibilidade ao longo de todo o processo, pelo apoio, incentivo, paciência, imediata prontidão na cedência de documentação necessária e por todas as horas que dedicou à orientação desta dissertação de mestrado.*

*A todos os Professores do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, desejo expressar o meu agradecimento pelos conhecimentos transmitidos ao longo dos 5 anos que estive nesta “casa” que me formou tanto a nível profissional como a nível pessoal.*

*À minha família, em especial aos meus pais, desejo expressar o meu profundo agradecimento por me terem inculcido o gosto pela contínua e constante aprendizagem e pelo apoio incondicional, compreensão, incentivo e motivação que me transmitiram ao longo de todo o meu percurso académico.*

*Aos meus amigos, em especial ao Bruno Pinto e ao Nelson Feliciano que percorreram esta longa caminhada de 5 anos sempre ao meu lado e que permitiram que todo este percurso académico no Instituto Superior de Engenharia de Lisboa fosse mais fácil e divertido graças ao enorme companheirismo, partilha de experiências e conhecimentos.*

*A todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram de alguma forma para a elaboração desta dissertação de mestrado.*

## Resumo

*Esta dissertação aborda a análise e simulação de pontos quentes em painéis fotovoltaicos. Os pontos quentes são um fenómeno de falha que causa perdas de eficiência energética e degradação física dos painéis fotovoltaicos. Esta falha resulta da dissipação da energia que ocorre quando células ou módulos fotovoltaicos que constituem o sistema ficam inversamente polarizados. A polarização inversa surge na maioria das vezes como consequência do sombreamento que ocorre devido à deposição de poeiras, dejetos de pássaros, folhas, neve ou efeito de sombra provocado por edificações ou arvoredos próximos. O sombreamento pode ser parcial ou total relativamente a uma célula ou a um módulo fotovoltaico. Quando uma célula ou módulo sombreado fica inversamente polarizado passa a assumir um comportamento de carga, começando a dissipar energia elétrica e a aumentar de temperatura. O objetivo desta dissertação consiste em analisar e simular em MATLAB/Simulink o comportamento dos pontos quentes utilizando um modelo elétrico e um modelo térmico. O modelo elétrico é utilizado para analisar as perdas de energia elétrica que ocorrem quando um módulo fotovoltaico sombreado está em condições de ponto quente, usando as curvas características I-V e P-V do sistema fotovoltaico. O modelo térmico é utilizado para simular a evolução da temperatura do ponto quente ao longo do tempo utilizando os resultados provenientes do modelo elétrico. Ambos os modelos são utilizados em diferentes configurações do sistema fotovoltaico por forma a conhecer os aspetos característicos dos módulos fotovoltaicos que mais favorecem a formação de pontos quentes.*

## Palavras-chave

*Ponto quente*

*Sistemas fotovoltaicos*

*Deteção de falhas*

*Sombreamento*

*Polarização inversa*

*Dissipação de energia*

*Sobreaquecimento*

*Ponto de Máxima Potência*

*Tensão de rutura*

*Corrente de dissipação*

*Díodo de desvio*

*Simulação*

# Analysis and Simulation of Hot-spots in Photovoltaic Panels

## Abstract

*This dissertation addresses the analysis and simulation of hot-spots in photovoltaic (PV) panels. Hot-spots are a failure that causes losses of energy efficiency and physical degradation of PV panels. This failure results of power dissipation that occurs when PV cells or PV modules operate in reverse bias. The reverse bias appears most often as a result of shading that occurs due to the dust, bird droppings, leaves, snow or shadowing caused by near buildings or trees. The shading can be partial or full with respect to a PV cell or a PV module. When a shaded cell or a shaded module becomes reverse biased takes a load behavior and then beginning to dissipate electric power and increasing temperature. The aim of this dissertation is to analyze and simulate the behavior of the hot-spots using an electrical model and a thermal model in MATLAB/Simulink. The electrical model is used to analyze the electric power losses that occur when a shaded PV module is under hot-spot condition, using the I-V and P-V characteristic curves of the PV system. The thermal model is used to simulate the evolution of the hot-spot temperature over time using the results from the electrical model. Both models are used in different system configurations in order to know the characteristic aspects of PV modules more prone to the formation of hot-spots.*

## Keywords

*Hot-spot*

*PV systems*

*Fault Detection*

*Shading*

*Reverse bias*

*Power dissipation*

*Overheating*

*Maximum Power Point*

*Breakdown voltage*

*Leakage current*

*Bypass diode*

*Simulation*

# Índice

Lista de Figuras .....	IX
Lista de Tabelas .....	XV
Lista de Siglas e Abreviaturas .....	XVI
Lista de Variáveis .....	XVIII
<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. Enquadramento.....	2
1.2. Motivação.....	7
1.3. Estado da Arte .....	9
1.4. Organização do Texto .....	16
1.5. Notação Utilizada.....	17
<b>CAPÍTULO 2 – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....</b>	<b>18</b>
2.1. Silício e Junção P-N .....	19
2.2. Funcionamento .....	25
2.3. Tipos de Células .....	30
2.3.1. Células de Silício Cristalino .....	30
2.3.2. Células de Filme Fino.....	31
2.4. Custo de Produção e Eficiência.....	32
2.5. Circuito Equivalente.....	33
2.6. Constituição de um Painel Fotovoltaico .....	34
2.7. Condições de Teste e Operação .....	37
2.8. Parâmetros Elétricos.....	38
2.9. Curvas I-V e P-V.....	39
2.9.1. Ponto de Máxima Potência e Fator de Forma .....	40
2.9.2. Influência da Irradiação e da Temperatura .....	42
2.9.3. Influência das Resistências.....	45

<b>CAPÍTULO 3 – PONTOS QUENTES .....</b>	<b>48</b>
3.1. Introdução.....	49
3.2. Causas.....	54
3.3. Tensão de Rutura.....	55
3.4. Tipos de Pontos Quentes .....	57
3.5. Consequências .....	60
3.6. Proteção e Prevenção .....	61
3.6.1. Díodos de <i>Bypass</i> .....	62
3.6.2. Díodos de Bloqueio .....	65
3.6.3. Fusíveis de Proteção .....	66
3.6.4. Disposição dos Módulos .....	67
3.6.5. Valor da Resistência em Paralelo .....	68
3.7. Teste de Resistência a Pontos Quentes .....	70
3.8. Medição Termográfica .....	72
<b>CAPÍTULO 4 – MODELAÇÃO MATEMÁTICA.....</b>	<b>74</b>
4.1. Modelação de um Sistema Fotovoltaico .....	75
4.1.1. Polarização Direta .....	75
4.1.2. Polarização Inversa.....	79
4.2. Modelação Térmica de Pontos Quentes .....	82
<b>CAPÍTULO 5 – SISTEMA SIMULADO .....</b>	<b>89</b>
5.1. Configuração do Modelo Elétrico .....	90
5.2. Configuração do Modelo Térmico .....	106
<b>CAPÍTULO 6 – SIMULAÇÕES .....</b>	<b>112</b>
6.1. Caso de Estudo 1 – Análise das Curvas I-V e P-V .....	113
6.1.1. Sem Sombreamento.....	116
6.1.2. Com Sombreamento e Sem Díodo de <i>Bypass</i> .....	122
6.1.3. Com Sombreamento e Com Díodo de <i>Bypass</i> .....	128
6.1.4. Variação da Resistência $R_p$ .....	133
6.1.5. Variação da Tensão $V_{rutura}$ .....	138

<b>6.2.</b>	<b>Caso de Estudo 2 – Análise Térmica do MS.....</b>	<b>141</b>
<b>6.2.1.</b>	<b>Utilização do Díodo de <i>Bypass</i> .....</b>	<b>143</b>
<b>6.2.2.</b>	<b>Variação da Resistência <math>R_p</math> .....</b>	<b>145</b>
<b>6.2.3.</b>	<b>Variação da Tensão <math>V_{rutura}</math> .....</b>	<b>147</b>
<b>6.2.4.</b>	<b>Variação da Área <math>A_{PQ_{módulo}}</math> .....</b>	<b>149</b>
 <b>CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES .....</b>		<b>152</b>
<b>7.1.</b>	<b>Síntese e Contribuições .....</b>	<b>153</b>
<b>7.2.</b>	<b>Direções de Investigação.....</b>	<b>156</b>
 <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>157</b>

## Lista de Figuras

<b>Figura 1.1</b> – Potência instalada de energias renováveis em Portugal.....	3
<b>Figura 1.2</b> – Classificação dos países da UE na integração de FER .....	4
<b>Figura 1.3</b> – Disponibilidade da radiação solar na Europa.....	5
<b>Figura 1.4</b> – Disponibilidade da radiação solar em Portugal .....	5
<b>Figura 2.1</b> – Representação de uma estrutura sólida de Si cristalino .....	19
<b>Figura 2.2</b> – Ligação covalente quebrada e surgimento do par elétron livre / lacuna ...	20
<b>Figura 2.3</b> – Dopagem de um cristal de Si tendo como dopante o P.....	21
<b>Figura 2.4</b> – Dopagem de um cristal de Si tendo como dopante o B .....	22
<b>Figura 2.5</b> – Migração de elétrons livres do Si tipo “N” para o Si tipo “P” .....	23
<b>Figura 2.6</b> – Representação da camada de depleção .....	24
<b>Figura 2.7</b> – Funcionamento de uma célula fotovoltaica de Si cristalino ligada a uma carga elétrica externa .....	26
<b>Figura 2.8</b> – Espectro eletromagnético .....	28
<b>Figura 2.9</b> – Célula de m-Si.....	30
<b>Figura 2.10</b> – Célula de p-Si.....	30
<b>Figura 2.11</b> – Célula de a-Si .....	31
<b>Figura 2.12</b> – Célula de CdTe.....	31
<b>Figura 2.13</b> – Célula de CIS/CIGS .....	31
<b>Figura 2.14</b> – Circuito equivalente da célula fotovoltaica com duas resistências e um díodo .....	33
<b>Figura 2.15</b> – Representação esquemática da hierarquia dos sistemas fotovoltaicos....	35
<b>Figura 2.16</b> – Representação das ligações de um módulo fotovoltaico constituído por 36 células em série.....	35
<b>Figura 2.17</b> – Constituição de um módulo fotovoltaico de Si cristalino .....	36
<b>Figura 2.18</b> – Curva $I_S$ -V de uma célula ou módulo fotovoltaico .....	39
<b>Figura 2.19</b> – Curva $I_D$ -V de uma célula ou módulo fotovoltaico.....	39
<b>Figura 2.20</b> – Curva I-V de uma célula ou módulo fotovoltaico.....	39
<b>Figura 2.21</b> – Curva P-V de uma célula ou módulo fotovoltaico.....	40
<b>Figura 2.22</b> – Curvas I-V e P-V com identificação do PMP .....	41

<b>Figura 2.23</b> – Determinação do fator de forma na curva I-V .....	41
<b>Figura 2.24</b> – Influência da variação de $G$ na curva I-V de uma célula ou módulo com $T = 25^{\circ}\text{C}$ .....	43
<b>Figura 2.25</b> – Influência da variação de $T$ na curva I-V de uma célula ou módulo com $G = 1000 \text{ W/m}^2$ .....	44
<b>Figura 2.26</b> – Influência da variação de $R_S$ e $R_P$ na curva I-V de uma célula ou módulo em relação a uma curva I-V ideal .....	45
<b>Figura 2.27</b> – Influência da variação de $R_S$ na curva I-V de uma célula ou módulo com $R_P = \infty$ .....	46
<b>Figura 2.28</b> – Influência da variação de $R_P$ na curva I-V de uma célula ou módulo com $R_S = 0 \Omega$ .....	46
<b>Figura 2.29</b> – Obtenção dos valores de $R_S$ e $R_P$ através da análise da curva I-V .....	47
<b>Figura 3.1</b> – Associação série de uma célula não sombreada com uma célula sombreada .....	49
<b>Figura 3.2</b> – Associação série de uma célula diretamente polarizada com uma célula inversamente polarizada em situação de máxima dissipação de energia .....	51
<b>Figura 3.3</b> – Determinação do ponto de funcionamento da curva I-V em função da carga $R_C$ .....	51
<b>Figura 3.4</b> – Diferentes estados de iluminação e sombreamento de uma célula fotovoltaica .....	52
<b>Figura 3.5</b> – Curva I-V da célula não sombreada .....	52
<b>Figura 3.6</b> – Curva I-V da célula parcialmente e totalmente sombreada .....	52
<b>Figura 3.7</b> – Sombreamento provocado pela deposição de neve .....	54
<b>Figura 3.8</b> – Sombreamento provocado por arvoredos próximos .....	54
<b>Figura 3.9</b> – Curva I-V do díodo que representa a junção P-N de uma célula fotovoltaica de Si .....	55
<b>Figura 3.10</b> – Curva I-V que caracteriza o comportamento direto e inverso de uma célula ou módulo fotovoltaico parcialmente sombreado sem proteção .....	56
<b>Figura 3.11</b> – Associação série das células de um módulo com uma célula sombreada ou danificada .....	57
<b>Figura 3.12</b> – Representação dos limites de tensão inversa e corrente para classificação do tipo de célula em polarização inversa .....	58
<b>Figura 3.13</b> – Curvas I-V numa situação de máxima dissipação de energia numa célula Y do tipo A .....	59

<b>Figura 3.14</b> – Curvas I-V numa situação de máxima dissipação de energia numa célula Y do tipo B .....	59
<b>Figura 3.15</b> – Aspeto físico de uma célula fotovoltaica m-Si em condições de ponto quente .....	61
<b>Figura 3.16</b> – Aspeto físico de uma célula fotovoltaica p-Si em condições de ponto quente .....	61
<b>Figura 3.17</b> – Associação série de uma célula diretamente polarizada com uma célula inversamente polarizada protegidas com um <i>DB</i> cada.....	62
<b>Figura 3.18</b> – Representação esquemática de um módulo fotovoltaico sombreado protegido com dois <i>DB</i> .....	63
<b>Figura 3.19</b> – Diferença entre as curva I-V de uma célula ou módulo com e sem <i>DB</i> .....	64
<b>Figura 3.20</b> – Associação mista de módulos fotovoltaicos com utilização de <i>DB</i> e <i>DBL</i> .....	65
<b>Figura 3.21</b> – Associação mista de módulos fotovoltaicos com fusíveis de proteção ..	66
<b>Figura 3.22</b> – Módulo fotovoltaico sombreado devido a deposição de uma camada de neve: (a) módulo na posição horizontal; (b) módulo na posição vertical.....	67
<b>Figura 3.23</b> – Câmaras termográficas.....	73
<b>Figura 3.24</b> – Medição termográfica terrestre .....	73
<b>Figura 3.25</b> – Medição termográfica aérea recorrendo a <i>drones</i> .....	73
<b>Figura 3.26</b> – Identificação de um ponto quente num módulo fotovoltaico através de uma imagem termográfica terrestre.....	73
<b>Figura 3.27</b> – Identificação de pontos quentes num conjunto de módulos de uma central fotovoltaica através de uma imagem termográfica aérea .....	73
<b>Figura 4.1</b> – Circuito equivalente de um módulo fotovoltaico inversamente polarizado .....	79
<b>Figura 4.2</b> – Célula fotovoltaica sombreada com identificação da área sujeita a ponto quente .....	82
<b>Figura 4.3</b> – Modelo térmico .....	83
<b>Figura 5.1</b> – Configuração em <i>Simulink</i> do módulo não sombreado. ....	91
<b>Figura 5.2</b> – Configuração em <i>Simulink</i> do módulo sombreado. ....	92
<b>Figura 5.3</b> – Configuração do bloco que determina as curvas I-V e P-V.....	93
<b>Figura 5.4</b> – Configuração do bloco 1 que determina a fonte de tensão DC variável... 93	

<b>Figura 5.5</b> – Configuração da parte do circuito do módulo que não depende do nível de sombreamento.....	94
<b>Figura 5.6</b> – Configuração do bloco 2 que determina a corrente $I_S$ . .....	95
<b>Figura 5.7</b> – Configuração do bloco 3 que representa a junção P-N.....	96
<b>Figura 5.8</b> – Configuração do bloco 5 que determina o potencial térmico $V_T$ . .....	97
<b>Figura 5.9</b> – Configuração do bloco 6 que determina o fator de idealidade $m'$ . .....	98
<b>Figura 5.10</b> – Configuração do bloco 7 que engloba o bloco 9 e o bloco 10 que determinam a corrente $I_0$ . .....	99
<b>Figura 5.11</b> – Configuração do bloco 9 que determina a corrente $I_0^r$ . .....	100
<b>Figura 5.12</b> – Configuração do bloco 10 que determina a corrente $I_0$ . .....	101
<b>Figura 5.13</b> – Configuração do bloco 8 que determina a corrente $I_D$ .....	102
<b>Figura 5.14</b> – Configuração do bloco 4 de um módulo diretamente polarizado. ....	103
<b>Figura 5.15</b> – Configuração do bloco 4 de um módulo inversamente polarizado.....	104
<b>Figura 5.16</b> – Configuração do bloco 11 que determina a corrente $I_{PQ}$ . .....	105
<b>Figura 5.17</b> – Configuração em <i>Simulink</i> do módulo sujeito a ponto quente.....	106
<b>Figura 5.18</b> – Configuração do bloco 12 que determina a temperatura $T_{PQ}$ para $t < t_{PQ}$ .....	108
<b>Figura 5.19</b> – Configuração do bloco 13 que determina a temperatura $T_{PQ}$ para $t \geq t_{PQ}$ .....	109
<b>Figura 5.20</b> – Configuração do bloco 14 que determina a contribuição i) para a formação do ponto quente do módulo. ....	110
<b>Figura 5.21</b> – Configuração do bloco 15 que determina a contribuição ii) para a formação do ponto quente do módulo. ....	111
<b>Figura 6.1</b> – Curva I-V do MNS.....	116
<b>Figura 6.2</b> – Curva P-V do MNS.....	117
<b>Figura 6.3</b> – Curva I-V da <i>string</i> de dois MNS. ....	118
<b>Figura 6.4</b> – Curva P-V da <i>string</i> de dois MNS. ....	118
<b>Figura 6.5</b> – Curva I-V da associação em paralelo de dois MNS.....	119
<b>Figura 6.6</b> – Curva P-V da associação em paralelo de dois MNS.....	119
<b>Figura 6.7</b> – Curva I-V do painel fotovoltaico composto por 2X2 MNS.....	120
<b>Figura 6.8</b> – Curva P-V do painel fotovoltaico composto por 2X2 MNS.....	121
<b>Figura 6.9</b> – Curvas I-V do MS sem diodo de <i>bypass</i> . .....	123

<b>Figura 6.10</b> – Curvas P-V do MS sem díodo de <i>bypass</i> .	123
<b>Figura 6.11</b> – Curvas I-V da <i>string</i> de 1 MNS e 1 MS sem díodo de <i>bypass</i> .	125
<b>Figura 6.12</b> – Curvas P-V da <i>string</i> de 1 MNS e 1 MS sem díodo de <i>bypass</i> .	125
<b>Figura 6.13</b> – Curvas I-V da associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS sem díodo de <i>bypass</i> .	127
<b>Figura 6.14</b> – Curvas P-V da associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS sem díodo de <i>bypass</i> .	127
<b>Figura 6.15</b> – Curvas I-V do MS com díodo de <i>bypass</i> .	129
<b>Figura 6.16</b> – Curvas P-V do MS com díodo de <i>bypass</i> .	129
<b>Figura 6.17</b> – Curvas I-V da <i>string</i> de 1 MNS e 1 MS com díodo de <i>bypass</i> .	130
<b>Figura 6.18</b> – Curvas P-V da <i>string</i> de 1 MNS e 1 MS com díodo de <i>bypass</i> .	131
<b>Figura 6.19</b> – Curvas I-V a associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS com díodo de <i>bypass</i> .	132
<b>Figura 6.20</b> – Curvas P-V a associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS com díodo de <i>bypass</i> .	133
<b>Figura 6.21</b> – Curvas I-V do MNS com diferentes valores de $R_p$ .	134
<b>Figura 6.22</b> – Curvas P-V do MNS com diferentes valores de $R_p$ .	134
<b>Figura 6.23</b> – Curvas I-V do MS-P sem díodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $R_p$ .	135
<b>Figura 6.24</b> – Curvas P-V do MS-P sem díodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $R_p$ .	136
<b>Figura 6.25</b> – Curvas I-V da <i>string</i> de 1 MNS e 1 MS-P sem díodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $R_p$ .	137
<b>Figura 6.26</b> – Curvas P-V da <i>string</i> de 1 MNS e 1 MS-P sem díodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $R_p$ .	137
<b>Figura 6.27</b> – Curvas I-V do MS-P sem díodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $V_{rutura}$ .	138
<b>Figura 6.28</b> – Curvas P-V do MS-P sem díodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $V_{rutura}$ .	139
<b>Figura 6.29</b> – Curvas I-V da <i>string</i> de 1 MNS e 1 MS-P sem díodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $V_{rutura}$ .	140
<b>Figura 6.30</b> – Curvas P-V da <i>string</i> de 1 MNS e 1 MS-P sem díodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $V_{rutura}$ .	140
<b>Figura 6.31</b> – Curvas da evolução temporal da temperatura $T_{PQ}$ do MS-P com e sem de díodo de <i>bypass</i> .	144

<b>Figura 6.32</b> – Curvas da evolução temporal da temperatura $T_{PQ}$ do MS-T com e sem diodo de <i>bypass</i> . .....	144
<b>Figura 6.33</b> – Curvas da evolução temporal da temperatura $T_{PQ}$ do MS-P sem diodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $R_p$ . .....	146
<b>Figura 6.34</b> – Curvas da evolução temporal da temperatura $T_{PQ}$ do MS-T sem diodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $R_p$ . .....	146
<b>Figura 6.35</b> – Curvas da evolução temporal da temperatura $T_{PQ}$ do MS-P sem diodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $V_{rutura}$ . .....	148
<b>Figura 6.36</b> – Curvas da evolução temporal da temperatura $T_{PQ}$ do MS-T sem diodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $V_{rutura}$ . .....	148
<b>Figura 6.37</b> – Curvas da evolução temporal da temperatura $T_{PQ}$ do MS-P sem diodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $A_{PQmódulo}$ . .....	150
<b>Figura 6.38</b> – Curvas da evolução temporal da temperatura $TPQ$ do MS-T sem diodo de <i>bypass</i> e com diferentes valores de $A_{PQmódulo}$ . .....	150

## Lista de Tabelas

<b>Tabela 2.1</b> – Balanço energético médio de uma célula fotovoltaica de Si cristalino ....	29
<b>Tabela 2.2</b> – Eficiências máximas das células fotovoltaicas, segundo dados de 2014..	32
<b>Tabela 2.3</b> – Condições de teste e operação de células e módulos fotovoltaicos.....	37
<b>Tabela 3.1</b> – Efeitos provocados pelo aumento da temperatura do ponto quente .....	60
<b>Tabela 6.1</b> – Valores dos parâmetros do <i>Isofotón I-53</i> fornecidos pelo fabricante .....	113
<b>Tabela 6.2</b> – Valores de $R_p$ e $R_s$ do <i>Isofotón I-53</i> .....	114
<b>Tabela 6.3</b> – Valores dos parâmetros constantes .....	114
<b>Tabela 6.4</b> – Valores de $V_{rutura}$ , $a$ e $b$ .....	115
<b>Tabela 6.5</b> – Valores dos parâmetros utilizados na simulação do modelo térmico.....	141

## Lista de Siglas e Abreviaturas

<b>a-Si</b>	Silício Amorfo
<b>B</b>	Boro
<b>CA</b>	Corrente Alternada
<b>CC</b>	Corrente Contínua
<b>CdTe</b>	Telureto de Cádmio
<b>CTCT</b>	<i>Complex Total Cross Tied Array</i>
<b>CIGS</b>	Disselenieto de Cobre, Índio e Gálio
<b>CIS</b>	Disselenieto de Cobre e Índio
<b>D</b>	Díodo
<b>DB</b>	Díodo de <i>Bypass</i>
<b>DBL</b>	Díodo de Bloqueio
<b>DL</b>	Decreto-Lei
<b>DMPPT</b>	<i>Distributed Maximum Power Point Tracking</i>
<b>EN</b>	<i>European Norm</i>
<b>ENE</b>	Estratégia Nacional para a Energia
<b>EVA</b>	<i>Ethylene Vinyl Acetate</i>
<b>FER</b>	Fontes de Energia Renováveis
<b>FF</b>	Fator de Forma
<b>Ge</b>	Germânio
<b>GEE</b>	Gases de Efeito de Estufa
<b>HSS</b>	<i>Hot-Spot Supression</i>
<b>IEC</b>	<i>International Electrotechnical Comission</i>
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<b>ISEL</b>	Instituto Superior de Engenharia de Lisboa
<b>I-V</b>	Corrente – Tensão
<b>m-Si</b>	Silício Monocristalino
<b>MNS</b>	Módulo Não Sombreado
<b>MPPT</b>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
<b>MS</b>	Módulo Sombreado
<b>MS-P</b>	Módulo Parcialmente Sombreado
<b>MS-T</b>	Módulo Totalmente Sombreado

<b>NCS</b>	Número de Células em Série
<b>NOCT</b>	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
<b>P</b>	Fósforo
<b>p-Si</b>	Silício Policristalino
<b>P-N</b>	Positivo – Negativo
<b>P-V</b>	Potência – Tensão
<b>PMP</b>	Ponto de Máxima Potência
<b>PV</b>	<i>Photovoltaic</i>
<b>RESP</b>	Rede Elétrica de Serviço Público
<b>Si</b>	Silício
<b>Si-MG</b>	Silício de Grau Metalúrgico
<b>STC</b>	<i>Standard Test Condition</i>
<b>TLM</b>	<i>Transmission Line Matrix</i>
<b>UE</b>	União Europeia

## Lista de Variáveis

$A_{célula}$	Área total da célula, medida em [ $m^2$ ]
$A_{módulo}$	Área útil do módulo, i.e., área total do conjunto de células que constituem o módulo, medida em [ $m^2$ ]
$A_{PQ}$	Área da célula sujeita a ponto quente, medida em [ $m^2$ ]
$A_{PQmódulo}$	Área do módulo sujeita a ponto quente, medida em [ $m^2$ ]
$C_{THcélula}$	Capacitância térmica da área da célula sombreada que não fica sujeita a ponto quente, medida em [ $^{\circ}Cs/W$ ]
$C_{THmódulo}$	Capacitância térmica da área do módulo sombreado que não fica sujeita a ponto quente, medida em [ $^{\circ}Cs/W$ ]
$C_{THPQ}$	Capacitância térmica da área da célula sujeita a ponto quente, medida em [ $^{\circ}Cs/W$ ]
$C_{THPQmódulo}$	Capacitância térmica da área do módulo sujeita a ponto quente, medida em [ $^{\circ}Cs/W$ ]
$E_g$	Hiato de energia do silício, <b>1,12 eV</b>
$f_c$	Frequência de corte, i.e., a frequência mínima necessária para que ocorra o efeito fotoelétrico, medida em [ <b>Hz</b> ]
$G$	Irradiação solar na célula ou módulo em condições reais de funcionamento, medida em [ <b>W/m<sup>2</sup></b> ]
$G^r$	Irradiação solar na célula ou módulo em condições STC, <b>1000 W/m<sup>2</sup></b>
$G_{somb}$	Irradiação solar na célula ou módulo sombreado em condições de ponto quente, medida em [ <b>W/m<sup>2</sup></b> ]
$h$	Constante de Planck, <b>4,14 10<sup>-15</sup> eVs</b>
$I$	Corrente gerada pela célula ou módulo, medida em [ <b>A</b> ]
$I_0$	Corrente inversa máxima de saturação do diodo $D$ que representa a junção P-N em condições reais de funcionamento, medida em [ <b>A</b> ]
$I_0^r$	Corrente inversa máxima de saturação do diodo $D$ que representa a junção P-N em condições STC, medida em [ <b>A</b> ]
$I_{CC}$	Corrente de curto-circuito em condições reais de funcionamento, medida em [ <b>A</b> ]
$I_{CC}^r$	Corrente de curto-circuito em condições STC, medida em [ <b>A</b> ]
$I_D$	Corrente que passa no diodo $D$ que representa a junção P-N da célula ou módulo, medida em [ <b>A</b> ]

$I_{MAX}^r$	Corrente à potência máxima da célula ou módulo condições STC, medida em [A]
$I_{MAX}$	Corrente à potência máxima da célula ou módulo em condições reais de funcionamento, medida em [A]
$I_P$	Corrente que passa na resistência $R_P$ , medida em [A]
$I_{PMP}$	Corrente no ponto de máxima potência da célula ou módulo, medida em [A]
$I_S$	Corrente fotogerada na célula ou módulo, medida em [A]
$k$	Condutividade térmica do vidro, medida em [W/m°C]
$K$	Constante de Boltzmann, $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K
$l$	Espessura do vidro, medida em [m]
$m$	Fator de idealidade do conjunto total de células que constituem o módulo
$m'$	Fator de idealidade de cada célula que constitui o módulo
$NCS$	Número de células em série no módulo
$P$	Potência da célula ou módulo, medida em [W]
$P_{diss}$	Potência dissipada na resistência $R_P$ , medida em [W]
$P_{MAX}^r$	Potência máxima da célula ou módulo em condições STC, medida em [W]
$P_{PMP}$	Potência no ponto de máxima potência da célula ou módulo, medida em [W]
$q$	Carga elétrica do eletrão, $1,6 \cdot 10^{-19}$ C
$R_P$	Resistência em paralelo, medida em [ $\Omega$ ]
$R_S$	Resistência em série, medida em [ $\Omega$ ]
$R_{THcélula}$	Resistência térmica da área da célula sombreada que não fica sujeita a ponto quente, medida em [°C/W]
$R_{THmódulo}$	Resistência térmica da área do módulo sombreado que não fica sujeita a ponto quente, medida em [°C/W]
$R_{THPQ}$	Resistência térmica da área da célula sujeita a ponto quente, medida em [°C/W]
$R_{THPQmódulo}$	Resistência térmica da área do módulo sujeita a ponto quente, medida em [°C/W]
$T$	Temperatura absoluta da célula ou módulo em condições reais de funcionamento, medida em [K]
$T^r$	Temperatura da célula ou módulo em condições STC, <b>298,15 K</b>

$T_{amb}$	Temperatura ambiente, medida em [°C]
$T_{célula}$	Temperatura da área da célula sombreada que não fica sujeita a ponto quente, medida em [°C]
$T_{PQ}$	Temperatura da área sujeita a ponto quente, medida em [°C]
$t_{PQ}$	Instante de tempo a partir do qual ocorre sombreamento, medido em [s]
$V$	Tensão aos terminais da célula ou módulo, medida em [V]
$V_C$	Tensão aos terminais da carga, medida em [V]
$V_{CA}^r$	Tensão em circuito aberto em condições STC, medida em [V]
$V_{CA}$	Tensão em circuito aberto em condições reais de funcionamento, medida em [V]
$V_D$	Tensão aos terminais do díodo $D$ que representa a junção P-N, medida em [V]
$V_{DB}$	Tensão aos terminais do díodo de <i>bypass</i> , medida em [V]
$V_{MAX}^r$	Tensão à potência máxima da célula ou módulo em condições STC, medida em [V]
$V_{MAX}$	Tensão à potência máxima da célula ou módulo em condições reais de funcionamento, medida em [V]
$V_{PMP}$	Tensão no ponto de máxima potência da célula ou módulo, medida em [V]
$V_{Rp}$	Tensão aos terminais da resistência $R_p$ , medida em [V]
$V_{Rs}$	Tensão aos terminais da resistência $R_s$ , medida em [V]
$V_T$	Potencial térmico, medido em [V]
$V_T^r$	Potencial térmico em condições STC, medido em [V]
$Z$	Impedância da carga, medida em [ $\Omega$ ]
$\alpha$	Coefficiente que representa a variação da corrente de curto-circuito com a temperatura, medido em [A/K]
$\beta$	Coefficiente que representa a variação da tensão em circuito aberto com a temperatura, medido em [V/K]
$\gamma$	Fator que expressa o nível de sombreamento da célula ou módulo
$\eta$	Eficiência de conversão da radiação solar em energia elétrica, medida em [%]
$\rho$	Densidade do vidro, medida em [Kg/m <sup>3</sup> ]
$\zeta$	Calor específico do vidro, medido em [J/Kg°C]
$\phi$	Função trabalho ou hiato de energia, i.e, a energia mínima necessária para remover um eletrão da sua ligação atómica, medida em [eV]

---

---

# CAPÍTULO

# 1

---

---

## INTRODUÇÃO

*Neste capítulo é apresentado o enquadramento ao tema da dissertação, a motivação que levou à escolha do tema, o estado da arte, a organização do texto e a notação utilizada.*

## 1.1. Enquadramento

A crise petrolífera de 1973 foi o ponto de partida para se começar a tomar consciência da escassez dos recursos energéticos e sobretudo da grande dependência dos combustíveis fósseis que constituem uma fonte finita de energia [1]. Com o aumento do preço do barril de petróleo e com o exponencial aumento dos níveis de consumo energético por parte da população mundial, houve uma imediata necessidade de procura por novas fontes de energia alternativas ao petróleo, ao carvão e ao gás natural [1]. É neste cenário de mudança que surge o interesse pela exploração das fontes de energia renováveis (FER), virtualmente inesgotáveis e com a simultânea função de minimização dos impactos ambientais provocados pelo excessivo uso de combustíveis fósseis [1].

A exploração das FER tem um contributo no âmbito da sustentabilidade ambiental no sentido em que é produzida energia elétrica de forma “limpa”, contrariamente ao que acontece na produção de energia elétrica através da queima de combustíveis fósseis no seguimento da qual ocorre emissões de gases de efeito de estufa (GEE) para a atmosfera [2]. As elevadas quantidades de dióxido de carbono e de outros gases poluentes para a atmosfera potenciam o aquecimento global que vem afetando o planeta e que constitui uma preocupação que não deve ser ignorada [2].

A Conferência de Quioto, realizada em 11 de dezembro de 1997, foi uma das primeiras iniciativas internacionais levadas a cabo com o objetivo de estabelecer metas de emissões de GEE para a atmosfera, na qual os países aderentes se comprometeram a reformar os setores da energia e transportes, a promover a utilização de FER e a mitigar a emissão antropogénica de gases de GEE em 8% entre 2008 e 2012 relativamente a 1990 [3].

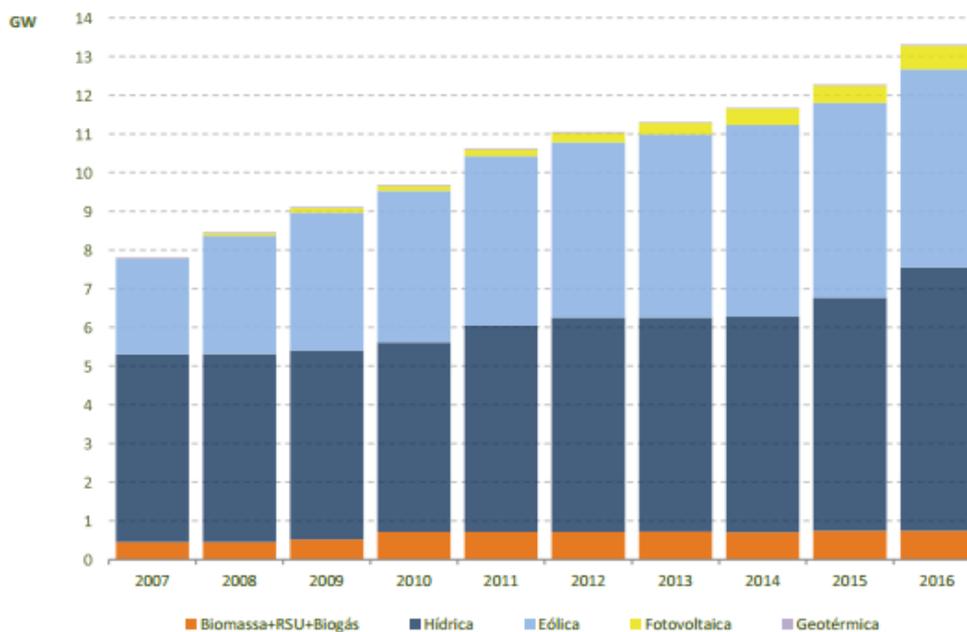
Um melhor aproveitamento das FER constitui um interesse estratégico que deve ser explorado no sentido de se desenvolverem cada vez mais tecnologias inovadoras de FER e se promover a sua implementação em parques eletroprodutores convenientemente localizados [2]. É importante que os órgãos governamentais promovam a diversificação da matriz energética de carácter renovável através da criação de políticas fiscais atrativas [2]. Neste sentido, a União Europeia (UE) tem proativamente promovido a adoção de políticas energéticas no âmbito da iniciativa Energia – 2020 [4]. Esta iniciativa, tendo como referência o ano de 1990, propõe alcançar até 2020 os objetivos de:

- Reduzir a emissão antropogénica de GEE em 20%;
- Reduzir o consumo energético através de 20% de eficiência energética;
- Assegurar 20% das necessidades energéticas a partir de FER.

Relativamente a Portugal, novas medidas estratégicas foram adotadas para o sistema energético com a aprovação da resolução do Conselho de Ministros 29/2010, de 15 de abril, que estabeleceu a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020) [5]. Com a aplicação da ENE 2020 é expectável que se alcance os resultados que a seguir se identificam:

- Reduzir a dependência energética externa para 74% em 2020, passando a produzir através das FER o equivalente a 31% da energia final consumida;
- Cumprir os compromissos assumidos no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas, permitindo que, em 2020, 60% da eletricidade produzida tenha origem em FER e que o consumo de energia final diminua em 20%;
- Reduzir em 25% o saldo importador energético com a energia produzida a partir de FER.

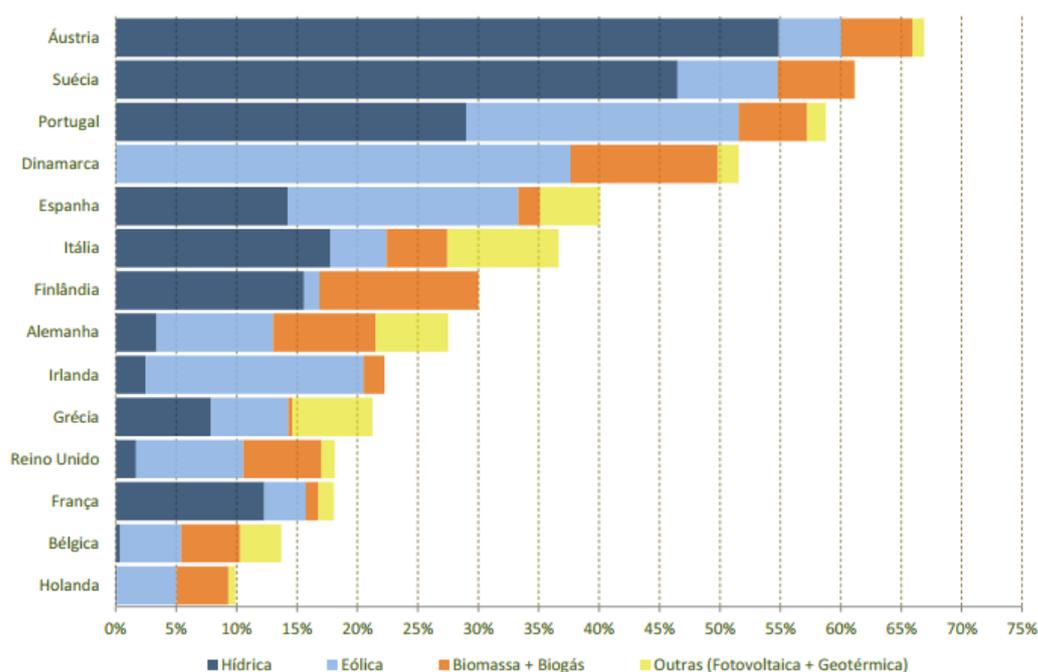
A ENE 2020 tem permitido uma intensificação e diversificação da matriz energética nacional com recurso a FER [6], como é apresentado na Figura 1.1.



**Figura 1.1** – Potência instalada de energias renováveis em Portugal [6].

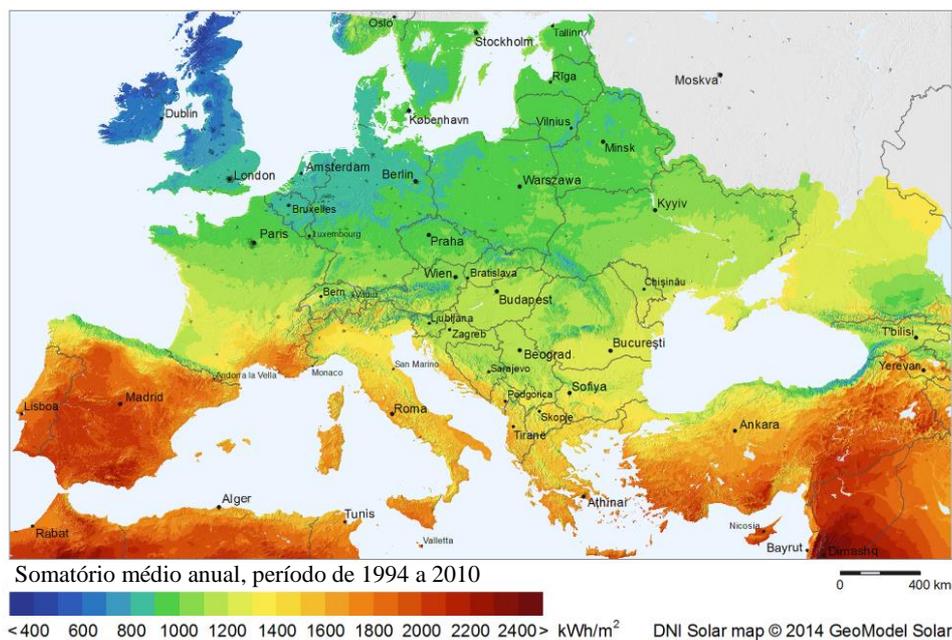
A Figura 1.1 mostra que a potência instalada de energias renováveis tem vindo a aumentar progressivamente, sendo que de 2007 a julho de 2016 a tecnologia com maior crescimento em potência instalada foi a eólica com o valor de 2,6 GW [6]. No entanto em termos relativos a tecnologia que mais cresceu foi a fotovoltaica, tendo evoluído de um valor de potência instalada residual para um valor de 612 MW [6].

Em 2014, Portugal foi o terceiro país da União Europeia com maior integração de energias renováveis na produção de energia elétrica [6], como é apresentado na Figura 1.2.



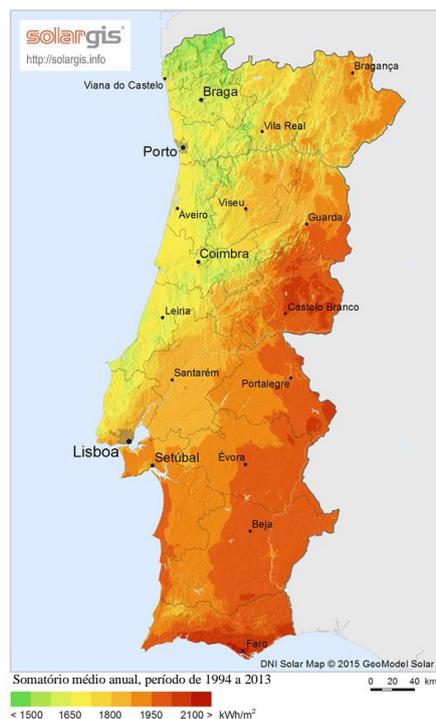
**Figura 1.2** – Classificação dos países da UE na integração de FER [6].

A energia proveniente da radiação solar, para além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, constitui uma fonte energética abundante e de elevado potencial que pode ser aproveitada para produção de eletricidade mediante um processo de captação e conversão levado a cabo por células fotovoltaicas [7]. A energia obtida através da conversão direta da radiação solar em eletricidade constitui a energia fotovoltaica [7]. Para além da produção de energia elétrica, a radiação solar pode ser aproveitada também para produção de energia térmica mediante a utilização de coletores solares, através dos quais é possível, por exemplo, aquecer a água utilizável em residências [7]. A disponibilidade de radiação solar incidente em toda a Europa e particularmente em Portugal é apresentada na Figura 1.3 e na Figura 1.4, respetivamente.



**Figura 1.3** – Disponibilidade da radiação solar na Europa [8].

A Figura 1.3 mostra que Portugal é um dos países da Europa que recebe índices mais elevados de radiação solar por unidade de superfície, facto que resulta da sua posição subtropical [2]. A elevada disponibilidade de radiação solar em Portugal continental e a constante evolução tecnológica permitem antever enormes potencialidades para o aproveitamento deste recurso energético, o que permitirá alcançar uma maior independência energética para o país [2].



**Figura 1.4** – Disponibilidade da radiação solar em Portugal [8].

A tecnologia associada à energia fotovoltaica tem vindo a evoluir no sentido da obtenção de um menor custo de produção e de uma maior eficiência na conversão da radiação solar em energia elétrica [9]. Tendo como referência o ano de 2010, é expectável uma redução de 60% dos custos de produção e um aumento de 30% na eficiência deste tipo de tecnologia a nível europeu até 2020 [9]. Os equipamentos fotovoltaicos têm vindo a ser incorporados de forma crescente em edifícios residenciais e industriais no sentido de dar resposta aos consumos efetuados no próprio local da instalação do equipamento [10]. A utilização da tecnologia fotovoltaica tem assumido também um papel importante ao nível de produções de grande escala em centrais para fornecimento de energia elétrica à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) [1].

De maneira a contribuir para o melhoramento da qualidade de serviço dos equipamentos fotovoltaicos é essencial o desenvolvimento de estudos em torno dos fatores de risco que sejam prejudiciais para o funcionamento deste tipo de equipamentos. Os progressos que têm havido em torno da realização de testes de qualificação nos equipamentos fotovoltaicos ainda não conferem a confiabilidade do produto por toda a sua vida útil [11]. Um dos principais motivos de preocupação a ter em conta no que respeita à ocorrência de falhas em painéis fotovoltaicos é o surgimento de pontos quentes [12].

Os pontos quentes são situações de falha que podem ocorrer por diversos motivos de defeito, no entanto maioritariamente das vezes surgem em situações onde se verifica o sombreamento de células ou módulos fotovoltaicos associados em série [12]. A ocorrência de pontos quentes provoca a redução da eficiência do sistema fotovoltaico devido ao aumento de temperatura que surge como consequência da dissipação de energia que ocorre no módulo sombreado [12]. Em caso extremo, a formação de um ponto quente pode levar à danificação permanente das células fotovoltaicas que constituem o módulo sombreado. É essencial compreender e simular o comportamento destes fenómenos de ponto quente de modo a ser possível ajudar a adotar soluções para evitar ou mitigar os seus efeitos adversos [12].

Esta dissertação está assim enquadrada no âmbito da análise e simulação de pontos quentes em painéis fotovoltaicos. Através da utilização de um modelo elétrico para obtenção das curvas I-V e P-V e conseqüente aplicação de um modelo térmico, é avaliado o intervalo de tempo máximo em que um módulo fotovoltaico de uma associação de módulos em série pode permanecer em condição de ponto quente sem sofrer danos físicos permanentes. Várias configurações de parâmetros são testadas de maneira a averiguar quais as características de um sistema fotovoltaico que mais promovem a formação de pontos quentes.

## 1.2. Motivação

Desde 2013 que cerca de metade da energia elétrica produzida em Portugal depende de FER, no entanto em maio de 2016 o país atingiu mais uma meta importante uma vez que conseguiu satisfazer durante quatro dias seguidos, todo o consumo nacional através de energia elétrica produzida internamente por centrais de FER [13]. Este feito retrata o esforço contínuo que o país tem vindo a fazer no sentido de deslocar o consumo para as energias renováveis de maneira a minimizar as importações e a dependência que ainda existe de combustíveis de origem fóssil contribuindo também para a minimização das emissões de GEE para a atmosfera [13].

Este trabalho de dissertação tendo como foco o tema das energias renováveis e indo ao encontro das tendências da atualidade, acabou por incidir particularmente sobre a tecnologia fotovoltaica. A energia solar que a Terra recebe proveniente do sol representa mais de 15000 vezes o consumo energético mundial por ano [14]. A tecnologia fotovoltaica constitui assim um dos meios de produção de energia elétrica que mais tem evoluído ano após ano, pelo que atualmente já é considerada como uma tecnologia relativamente madura [15]. Em Portugal, a procura por equipamentos fotovoltaicos foi potenciada com a aprovação do DL n.º 153/2014 de 20 de outubro relativo ao autoconsumo [16], que veio permitir que as entidades particulares e empresariais consumam a própria energia elétrica que produzem sem necessidade de a vender à RESP [17].

Novas centrais fotovoltaicas têm vindo a ser implantadas em ambiente nacional de modo a beneficiar da privilegiada posição geográfica do país para o aproveitamento da radiação solar para produção de energia elétrica para fornecimento à RESP [18]. Em 2015 foram instaladas no país seis novas centrais fotovoltaicas com mais de 250kW de potência instalada, três no distrito de Beja e outras três no distrito de Faro [18].

Com o intuito de divulgar e reforçar os conhecimentos que têm vindo a ser tomados pela comunidade científica atual relativamente à energia fotovoltaica, este trabalho de dissertação incide sobre as falhas nos painéis fotovoltaicos, nomeadamente os pontos quentes. Atualmente o estudo dos pontos quentes em painéis fotovoltaicos tem vindo a ser investigado devido à enorme necessidade que existe de se arranjam soluções por forma a evitar ou mitigar o seu efeito negativo sobre a eficiência global dos sistemas fotovoltaicos [19]. Outro motivo pelo qual este tema de dissertação foi tomado em conta é o facto de poder contribuir de alguma forma para a minimização da escassez de documentação atualmente existente em língua portuguesa relativamente aos pontos quentes.

Para compreender o fenómeno dos pontos quentes é essencial primeiramente tomar conhecimento acerca da metodologia necessária para se modelar um sistema fotovoltaico. Através da modelação é possível analisar e simular a influência que cada um dos parâmetros inerentes ao sistema fotovoltaico tem na evolução de um ponto quente que se possa formar [20]. Assim, mediante a realização deste tipo de estudos é possível contribuir para o avanço da tecnologia fotovoltaica uma vez que são propostas configurações de parâmetros que podem evitar ou mitigar os efeitos adversos provocados pelos pontos quentes. Desta forma a eficiência dos sistemas fotovoltaicos pode ser preservada durante mais tempo e um maior tempo de vida útil do equipamento é atingido.

### 1.3. Estado da Arte

A utilização de painéis fotovoltaicos para produção de energia elétrica a partir da radiação solar é uma prática cada vez mais em voga nos dias de hoje. Esta é uma prática utilizada tanto em ambientes de microprodução para habitações particulares, como em grandes centrais com produções de energia na ordem dos MW para fornecimento de energia elétrica à RESP [1]. Apesar da aposta massiva em sistemas fotovoltaicos ser uma realidade relativamente recente, a descoberta do método de conversão da energia luminosa em elétrica já advém da década de trinta do século XIX [21].

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 pelo físico francês Edmund Becquerel (1820-1891) que verificou que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas a uma radiação luminosa [21].

Em 1905, Albert Einstein (1879-1955) explica o efeito fotoelétrico descoberto em 1887 por Henrich Hertz (1857-1894) [22]. O efeito fotoelétrico constitui, conjuntamente com o efeito fotovoltaico, a base teórica necessária para a explicação do funcionamento de uma célula fotovoltaica [22]. A primeira célula fotovoltaica “moderna” surge apenas em 1954 por Pearson (1905-1987), Chapin (1906-1995) e Fuller (1902-1994) após desenvolverem algumas investigações em torno da dopagem do silício [21]. Esta primeira célula fotovoltaica possuía um rendimento de cerca de 4% [21]. Seguidamente, começaram a ser construídas células fotovoltaicas com melhores eficiências, o que permitiu numa primeira fase a sua adoção em alguns programas espaciais norte-americanos [21]. Só mais tarde a partir dos finais da década de 90 é que começou a surgir de forma exponencial a tecnologia fotovoltaica como uma solução de mercado através da comercialização de painéis fotovoltaicos à escala mundial [21]. É a partir deste momento que começa também a haver uma maior investigação em torno dos problemas de falha associados aos sistemas fotovoltaicos como é o caso do fenómeno dos pontos quentes, descrito pela primeira vez em 1969 [23].

Em [24] é apresentada uma metodologia de teste no sentido de avaliar se um módulo fotovoltaico de silício monocristalino está devidamente protegido contra o efeito dos pontos quentes. A metodologia consiste na identificação do valor da resistência em paralelo do circuito equivalente de cada uma das células do módulo e na determinação das condições de sombreamento que podem levar aos piores casos de dissipação de energia.

Em [25] são descritos testes no sentido de avaliar as alterações dos parâmetros característicos mais importantes de um módulo fotovoltaico comercial constituído por 36 células em série, face às variações da taxa de sombreamento numa das células. Na realização dos testes são observadas alterações significativas do ponto de máxima potência (PMP) com apenas uma das células do módulo sombreada. É verificado que numa situação em que existe uma célula totalmente sombreada, é obtida uma diminuição da energia produzida pelo módulo em 32,5%.

Em [26] é proposta uma topologia para tentar resolver o desequilíbrio na captação de energia no caso de existirem pontos quentes em sistemas fotovoltaicos com elevado número módulos em série. Esta solução consiste na adoção de circuitos independentes de realimentação (*feedback circuits*) a ser implementados em cada associação de módulos fotovoltaicos em série. Os circuitos de realimentação apenas operam no caso de existência de sombreamento, permitindo a reposição da energia perdida nos circuitos correspondentes aos módulos que estão sombreados. Através da adoção desta topologia é possível que cada módulo fotovoltaico opere no PMP, sendo mais fácil atingir este ponto em módulos conectados em paralelo do que em série.

Em [27] é apresentado um estudo em torno do impacto do sombreamento parcial no desempenho de módulos fotovoltaicos. Um módulo fotovoltaico constituído por 36 células em série é simulado em PSPICE com o objetivo de analisar a dissipação de energia que ocorre no módulo quando algumas células estão parcialmente sombreadas.

Em [19] é descrito um sistema termográfico projetado para uso na fabricação de módulos fotovoltaicos. Este sistema promove o controlo de qualidade através da análise de fatores económicos que levam à triagem das células fotovoltaicas a serem introduzidas no mercado. A triagem é efetuada no sentido em que se dá uma procura por fontes de falha e degradação dos módulos fotovoltaicos bem como de defeitos devido a pontos quentes.

Em [28] é apresentado um “teste de falha” a ser efetuado em módulos fotovoltaicos, onde são aplicados ciclos térmicos constantes e variáveis para verificar a capacidade resistiva em condições de ponto quente. Este teste consiste no cumprimento de um protocolo de ensaio onde são submetidos à falha, módulos de silício monocristalino e módulos de silício policristalino.

Em [29] é apresentado um novo tipo de conexão entre associações mistas de células fotovoltaicas, *Complex Total Cross Tied Array* (CTCT), por forma a ser possível detetar a localização de falhas na estrutura dos módulos fotovoltaicos. Quando células fotovoltaicas são montadas segundo esta estrutura, é possível detetar a localização exata das mesmas em condições de ponto quente. Esta deteção ocorre através da implementação de sensores de corrente.

Em [30] é apresentado um estudo acerca do efeito do sombreamento causado pela acumulação de poeiras na superfície de módulos fotovoltaicos. Este estudo concluiu que a redução do desempenho dos módulos é maior quanto maior a quantidade de poeiras acumuladas e menor o ângulo de inclinação. Quanto à probabilidade de se originarem pontos quentes como consequência do surgimento de poeiras, foi verificado que o risco é maior numa configuração horizontal dos módulos do que numa configuração vertical.

Em [20] é apresentado um modelo que avalia o comportamento térmico de células fotovoltaicas sombreadas em condições de ponto quente. Este modelo pode ser usado para avaliar o máximo intervalo de tempo no qual uma célula pode permanecer sob condições de ponto quente sem sofrer danos permanentes. O modelo em causa levou a concluir que uma célula parcialmente sombreada entra em condições de ponto quente mais rapidamente do que uma célula totalmente sombreada. Neste sentido, conjuntos de séries de módulos compostos por células de pequenas dimensões devem ser preferíveis face a conjuntos de séries de módulos compostos por células maiores.

Em [31] é apresentado um estudo empírico acerca do surgimento da polarização inversa e aumento da temperatura a que uma série de células em condições de sombreamento parcial fica sujeita. Este estudo aborda ainda os parâmetros da tensão de rutura, da temperatura face à quantidade de células em série e da tensão das células à máxima potência. Estes parâmetros podem servir de critério para a simulação de testes de fabrico relativamente à resistência a pontos quentes.

Em [32] é proposta uma alternativa ao uso do diodo de *bypass* que é a solução mais conhecida atualmente para combater a formação de pontos quentes. Esta alternativa consiste na adoção de um circuito de eletrónica de potência através do qual é possível recuperar a energia produzida pelo módulo que está sombreado. A adoção deste circuito proporciona uma significativa melhoria ao nível da eficiência do sistema (aproximadamente 97%) comparativamente ao uso do diodo. A vantagem do uso deste circuito é mais evidente quando o sistema fica sujeito a drásticas condições de sombreamento parcial. Financeiramente, é expectável que a energia recuperada possa compensar o custo dos demais componentes necessários para implementação do adicional circuito de potência.

Em [33] é descrito um protótipo de um sistema com um algoritmo capaz de executar *online* e em tempo real, o diagnóstico e prognóstico de pontos quentes num painel fotovoltaico. O diagnóstico consiste na identificação dos parâmetros térmicos e elétricos do sistema para detetar pontos quentes em fase ainda prematura e compreender as causas da sua origem. O prognóstico consiste na previsão da evolução futura dos pontos quentes.

Em [34] é apresentado um modelo a utilizar em módulos fotovoltaicos para evitar a formação de pontos quentes sem a necessidade de uso de díodos de *bypass*. Este modelo de *Hot-Spot Supression* (HSS) faz a comparação entre a tensão de funcionamento, a corrente e a temperatura, por forma a determinar os módulos fotovoltaicos em condições de sombreamento. É ainda efetuado um trabalho conjunto com o algoritmo do *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) no sentido de se procurar obter o PMP.

Em [35] é apresentado um modelo auto-calibrado para controlo dos módulos fotovoltaicos. Este modelo necessita apenas de informação genérica acerca do módulo, não integrando sensores de temperatura uma vez que se adapta às variações da própria temperatura e irradiação. O modelo tem por objetivo o controlo do PMP e a definição das zonas de proteção para a anulação dos pontos quentes. A velocidade e precisão do algoritmo inerente a este modelo melhora a eficiência do sistema fotovoltaico, obtendo altos níveis de desempenho do MPPT e assegurando o controlo e proteção do módulo fotovoltaico.

Em [36] é apresentado um estudo que investiga a caracterização dos parâmetros em corrente alternada (CA) para deteção do sombreamento parcial em associações série de células. Estes parâmetros em análise são a resistência em série, a resistência em paralelo e a capacitância em paralelo. No estudo é apresentado um modelo dinâmico de células fotovoltaicas em que são descritos os efeitos da polarização da tensão, irradiação e temperatura. Segundo os resultados experimentais, a variação da polarização da tensão tem um efeito maior sobre as resistências e capacitância das células do que as variações na irradiação. É ainda reforçada a ideia de que o aumento da capacitância é um indicador da presença de sombreamento.

Em [12] é apresentado um estudo que investiga a forma como a reversibilidade das características I-V e o número de células em série afetam a probabilidade de formação de pontos quentes. No seguimento da investigação é apresentado um modelo elétrico e um modelo térmico com o objetivo de modelar e simular o comportamento inverso da característica I-V de três células fotovoltaicas de silício policristalino quando sombreadas. Estes modelos têm como variáveis, os níveis de sombreamento e a quantidade de células associadas em série com a célula sombreada. Segundo os resultados experimentais, as séries com menor quantidade de células têm associado um menor risco de formação de pontos quentes.

Em [37] é apresentado um estudo que investiga o efeito dos pontos quentes em módulos fotovoltaicos de silício de grau metalúrgico (Si-MG). Estes módulos são desenhados e fabricados com base em células de diferentes tensões de rutura. No seguimento da investigação são efetuados testes por forma a analisar o desempenho dos módulos para as piores condições de ponto quente. O procedimento de ensaio utilizado implementa padrões internacionais de módulos fotovoltaicos para testes de ponto quente.

Em [38] é apresentada uma alternativa aos díodos de *bypass* para uso em painéis fotovoltaicos. Esta alternativa consiste na adoção de transístores bipolares a operar na banda de saturação para funcionar como sistema de derivação para subsecções de painéis fotovoltaicos em caso de condições de sombreamento ou situações de avaria. Estes transístores são acionados automaticamente por um circuito constituído apenas por um conjunto de dois MOSFETs.

Em [23] é analisado o desempenho de um sistema *Power Point Tracking Distributed* (DMPPT) comparativamente com o desempenho de um sistema MPPT no que respeita à mitigação das falhas por pontos quentes em sistemas fotovoltaicos. A representação das curvas I-V para diferentes condições de sombreamento mostram que quando adotado o DMPPT o sistema fotovoltaico está menos sujeito a pontos quentes.

Em [39] é apresentado um estudo sobre o efeito causado nas características I-V e P-V de um conjunto de painéis fotovoltaicos quando sujeitos a uma radiação não uniforme. Este estudo é baseado num modelo que utiliza díodos de *bypass* para proteção dos painéis fotovoltaicos contra a formação de pontos quentes. Devido à presença dos díodos de *bypass* são verificados múltiplos “degraus” nas curvas I-V e P-V quando o conjunto de painéis é sujeito a uma radiação não uniforme.

Em [40] é apresentada um método para identificar os cinco parâmetros de modelação de sistemas fotovoltaicos. A identificação dos parâmetros é feita recorrendo a um processo de otimização em linguagem de programação GAMS com o objetivo de construir as curvas I-V e P-V dos sistemas fotovoltaicos.

Em [41] é apresentado o *Transmission Line Matrix* (TLM), que consiste num método tridimensional utilizado em células fotovoltaicas com o objetivo de mapear a temperatura na superfície de um painel fotovoltaico inversamente polarizado. Foram considerados modelos de dois tipos de células de silício: policristalino e amorfo. Nestes modelos é calculada a temperatura da junção P-N com o objetivo de localizar os pontos quentes do painel. Este método é bastante eficiente no que diz respeito a estabilidade, incorporação de materiais com propriedades não lineares e possibilidade de funcionar em complexas geometrias de painéis fotovoltaicos.

Em [42] é efetuado um estudo em painéis fotovoltaicos por forma a demonstrar a inapropriada utilização dos díodos de *bypass* na prevenção da formação de pontos quentes. Neste estudo são abordados outros métodos existentes de prevenção em alternativa aos díodos de *bypass*, sendo estes métodos: a utilização de interruptores de *bypass* ativos, a utilização de células de baixas tensões de rutura, e ainda a possibilidade de monitorização dos módulos fotovoltaicos levando a cabo medidas de deteção e proteção.

Em [43] são revistos e discutidos os mecanismos de degradação que têm lugar nos módulos fotovoltaicos e as suas relações de causa-efeito são evidenciadas. É também demonstrada a existência de uma espécie de ligação direta entre o envelhecimento não uniforme e o desagrupamento das células fotovoltaicas.

Em [44] é modelado o comportamento térmico de células fotovoltaicas que são sujeitas a condições de sombreamento e que dão origem a pontos quentes. O modelo levou a concluir que uma célula parcialmente sombreada entra em condições de ponto quente mais rapidamente do que uma célula totalmente sombreada. É proposto ainda um esquema de deteção de pontos quentes que permite identificar o módulo fotovoltaico que está em condição de ponto quente. Este esquema é utilizado para evitar a permanente danificação das células e a conseqüente redução da eficiência do módulo fotovoltaico.

Em [45] é proposta uma configuração de inversor de cinco níveis monofásico tolerante a falhas. Este inversor deve ser utilizado em sistemas fotovoltaicos como alternativa aos convencionais inversores de dois níveis que costumam fornecer à saída uma tensão com um considerável conteúdo harmónico. A configuração proposta garante o balanceamento da energia entre as fontes que ajudam na redução de carga desigual das baterias, em condições de sombreamento parcial ou ponto quente nos painéis fotovoltaicos.

Em [46] é apresentado um método de deteção de pontos quentes em associações série de células fotovoltaicas através da caracterização dos parâmetros em CA. A deteção de pontos quentes pode ser conseguida com duas medições de frequência: uma em alta frequência 50kHz na região capacitiva e outra em baixa frequência 50Hz na região da impedância. Os resultados experimentais demonstram que quando uma série de células fotovoltaicas é controlada por um MPPT, a ocorrência de ponto quente numa única célula provoca um aumento da capacitância em paralelo e um aumento da impedância.

Em [47] é apresentado um método heurístico para identificar os cinco parâmetros de modelação de sistemas fotovoltaicos, requerendo apenas os parâmetros referentes às condições de circuito aberto, curto-circuito e máxima potência. A partir da identificação destes parâmetros são construídas as curvas I-V e P-V para sistemas fotovoltaicos monocristalinos, policristalinos e amorfo. Também as curvas I-V e P-V sob condições de sombreamento parcial são obtidas a partir destes parâmetros. A modelação da célula fotovoltaica através da representação de um circuito equivalente é utilizada por forma a conseguir uma aceitável aproximação das curvas I-V no PMP. Através desta modelação é possível simular um sistema fotovoltaico em condições de sombreamento.

## 1.4. Organização do Texto

Esta dissertação está organizada em sete Capítulos distintos, contabilizando o Capítulo 1 relativo à introdução. No Capítulo 2 é feito um breve enquadramento acerca dos sistemas fotovoltaicos. No Capítulo 3 são apresentadas as causas e consequências da formação de pontos quentes em painéis fotovoltaicos. No Capítulo 4 é apresentada a modelação matemática do problema em estudo. No Capítulo 5 é apresentado o sistema simulado em ambiente computacional com base na modelação do Capítulo 4. No Capítulo 6 são apresentados e comentados os resultados obtidos nas simulações efetuadas com o objetivo de estudar os pontos quentes. No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões e possíveis direções de investigação. Seguidamente é apresentada uma descrição mais pormenorizada de cada capítulo.

No Capítulo 2 são apresentadas a constituição e funcionamento dos sistemas fotovoltaicos; as principais tecnologias de células fotovoltaicas atualmente existentes no mercado e respetivas eficiências e custos associados; o circuito equivalente das células usado nesta dissertação para efeitos de modelação; as diferentes formas como as células podem estar associadas; e as diferentes condições de teste e operação que estabelecem os parâmetros elétricos de um sistema fotovoltaico. São ainda interpretadas as curvas características I-V e P-V que caracterizam os sistemas fotovoltaicos.

No Capítulo 3 são apresentadas a introdução ao tema dos pontos quentes; a forma como os pontos quentes atuam com base em diferentes características de células; as causas do aparecimento dos pontos quentes e as consequências que acarretam para os sistemas fotovoltaicos; as medidas de proteção e prevenção atualmente existentes para evitar ou mitigar os efeitos adversos dos pontos quentes; e o método mais utilizado para deteção e medição de pontos quentes.

No Capítulo 4 são apresentados o modelo elétrico e o modelo térmico utilizados para efetuar a simulação dos pontos quentes em sistemas fotovoltaicos. Os dados resultantes da utilização do modelo elétrico constituem as entradas do modelo térmico que permite analisar a evolução da temperatura do ponto quente de um módulo fotovoltaico sombreado ao longo do tempo.

No Capítulo 5 são apresentadas as configurações dos blocos mais importantes para a simulação dos pontos quentes em painéis fotovoltaicos em código *MATLAB/Simulink*, cujo comportamento dinâmico é estudado nos Capítulos anteriores.

No Capítulo 6 são apresentadas os casos de estudo e os resultados obtidos, recorrendo a simulações computacionais realizadas em *MATLAB/Simulink* de modo a analisar o comportamento dos pontos quentes em sistemas fotovoltaicos através da utilização do modelo elétrico e do modelo térmico.

Por fim, no Capítulo 7 é enunciada a síntese do trabalho e são apresentadas as principais conclusões que se extraíram da investigação desenvolvida em torno dos pontos quentes. São também apresentadas algumas direções em que pode ser desenvolvida investigação de interesse no que respeita ao tema dos pontos quentes em painéis fotovoltaicos.

## **1.5. Notação Utilizada**

Em cada um dos capítulos desta dissertação é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspetos comuns a todos os capítulos. Contudo, quando necessário, em cada um dos capítulos é utilizada uma notação apropriada. As expressões matemáticas, figuras e tabelas são identificadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respetivo. A identificação de expressões matemáticas é efetuada através de informação numérica por ordem crescente entre parênteses curvos () e a identificação de referências bibliográficas é efetuada através de parênteses retos [].

---

# CAPÍTULO

# 2

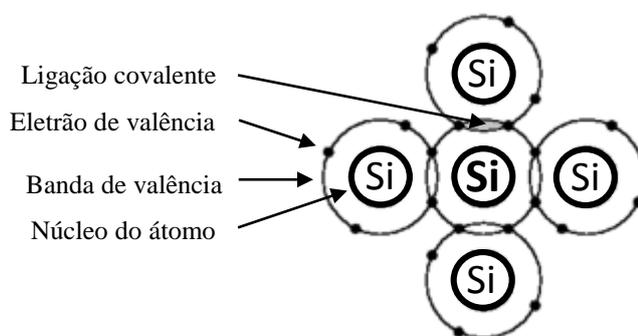
---

## SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

*Neste capítulo são apresentadas a constituição e funcionamento dos sistemas fotovoltaicos; as principais tecnologias de células fotovoltaicas atualmente existentes no mercado e respectivas eficiências e custos associados; o circuito equivalente das células usado nesta dissertação para efeitos de modelação; as diferentes formas como as células podem estar associadas; e as diferentes condições de teste e operação que estabelecem os parâmetros elétricos de um sistema fotovoltaico. São ainda interpretadas as curvas características I-V e P-V que caracterizam os sistemas fotovoltaicos.*

## 2.1. Silício e Junção P-N

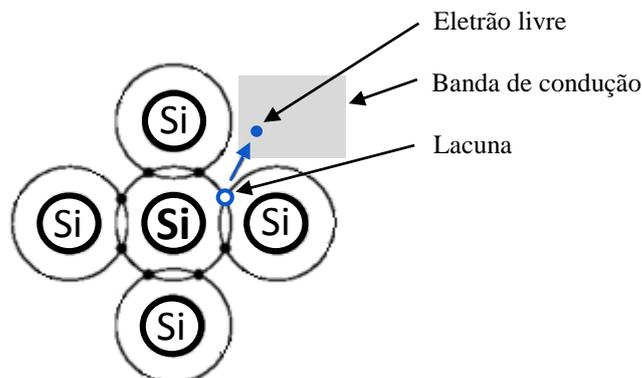
As células fotovoltaicas são normalmente constituídas por uma junção P-N criada a partir de silício (Si) cristalino [1]. Para compreender a função do Si e o surgimento do efeito fotovoltaico numa célula, é importante fazer primeiramente uma abordagem ao modelo de átomo proposto por Bohr [1]. O modelo de Bohr afirma que ao redor do núcleo de um átomo existem eletrões que permanecem em órbitas com diferentes níveis de energia [1]. As órbitas mais internas estão associadas aos eletrões com menos energia e as órbitas mais externas estão associadas aos eletrões com mais energia [1]. O Si, sendo um material semiconductor, é uma substância cujos átomos possuem quatro eletrões na banda de valência, i.e., possui quatro eletrões na órbita mais externa [1]. A formação de uma estrutura sólida de Si cristalino ocorre quando os eletrões da órbita externa de cinco átomos de Si interagem entre si através de quatro ligações covalentes [48]. Como resultado desta interação, o átomo central passa então a integrar mais quatro eletrões compartilhados pelos outros átomos, aglomerando um total de oito eletrões na banda de valência [48]. A representação de uma estrutura sólida de Si cristalino é apresentada na Figura 2.1.



**Figura 2.1** – Representação de uma estrutura sólida de Si cristalino [48].

Com o aumento da temperatura, as ligações covalentes que constituem a estrutura sólida do Si cristalino podem receber energia suficiente para se quebrarem [48]. Quando as ligações covalentes se quebram, os eletrões das ligações quebradas ficam livres da atração do núcleo que os mantém presos na banda de valência do seu respetivo átomo [48]. Estes eletrões passam então a ser designados por eletrões livres, uma vez que transitam para uma órbita superior designada de banda de condução, na qual se conseguem movimentar livremente [48].

Ao transitar para a banda de condução, cada eletrão (negativamente carregado) deixa na banda de valência uma zona de vazio com carga positiva, designada por lacuna [48]. A ligação covalente quebrada e o surgimento do par eletrão livre / lacuna é apresentado na Figura 2.2.



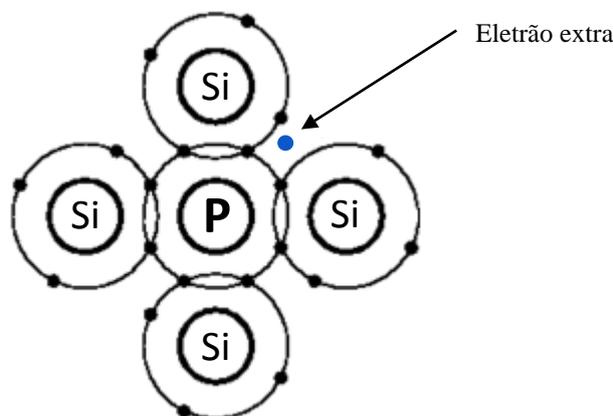
**Figura 2.2** – Ligação covalente quebrada e surgimento do par eletrão livre / lacuna [48].

O aparecimento de um eletrão livre com bastante energia na banda de condução não significa o surgimento de uma corrente elétrica [1]. Isto porque surgem de imediato outras lacunas provocadas pela saída de mais eletrões da banda de valência, o que leva a que haja recombinações [1]. As recombinações consistem num processo no qual o eletrão livre perde energia sob a forma de calor e deixa a banda de condução para retornar à banda de valência [1]. Assim, para que exista geração de corrente elétrica através de cristais sólidos de Si, é necessário que haja um processo que acelere a saída dos eletrões livres da banda de condução do cristal para um circuito elétrico externo [1]. Isso pode ser conseguido com a aplicação de um campo elétrico permanente. Na maioria das células fotovoltaicas, este campo elétrico permanente é garantido através da adequada dopagem do Si que constitui a junção P-N [1].

O processo de dopagem de um cristal de Si consiste na inserção controlada de impurezas com o intuito de alterar a produção de eletrões livres e lacunas. As impurezas utilizadas na dopagem do cristal de Si podem ser de dois tipos: impurezas doadoras de eletrões e impurezas aceitadoras de eletrões [1]. A adição de impurezas doadoras constitui uma dopagem com excesso de eletrões livres e a adição de impurezas aceitadoras constitui uma dopagem com excesso de lacunas [1].

A adição de impurezas doadoras ao cristal de Si consiste na inclusão de átomos com cinco elétrons na banda de valência, como é o exemplo do fósforo (P) [1]. O átomo de P ao ser adicionado ao cristal de Si, entra no lugar do átomo central e absorve as suas quatro ligações covalentes, deixando de fora um elétron extra que fica fracamente ligado ao núcleo [1]. No caso do elétron extra receber uma pequena quantidade de energia térmica, rapidamente a ligação ao seu núcleo é quebrada e o elétron é libertado e direcionado para a banda de condução [1]. A partir da dopagem com P resulta um elétron livre remanescente que não pode sofrer recombinação devido à inexistência de lacunas na banda de valência [1].

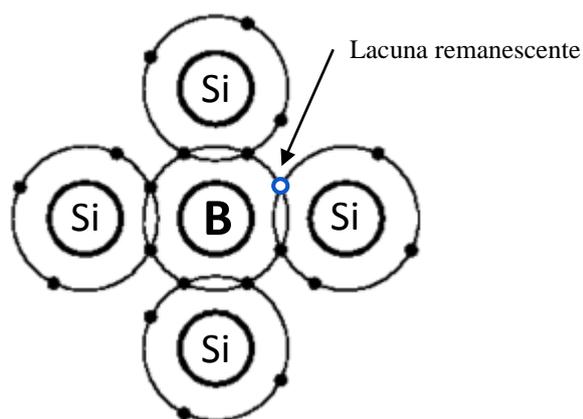
Deste modo, o P é considerado um material doador de elétrons, sendo designado por dopante do tipo “N” [1]. À temperatura ambiente, existe energia térmica suficiente para que praticamente todos os elétrons em excesso dos átomos de P do substrato “N” estejam livres [49]. O substrato resultante da dopagem com P é designado por Si tipo “N”, no qual se verifica um excedente de elétrons livres em relação à quantidade de lacunas [1]. A dopagem de um cristal de Si tendo como dopante o P é apresentado na Figura 2.3.



**Figura 2.3** – Dopagem de um cristal de Si tendo como dopante o P [48].

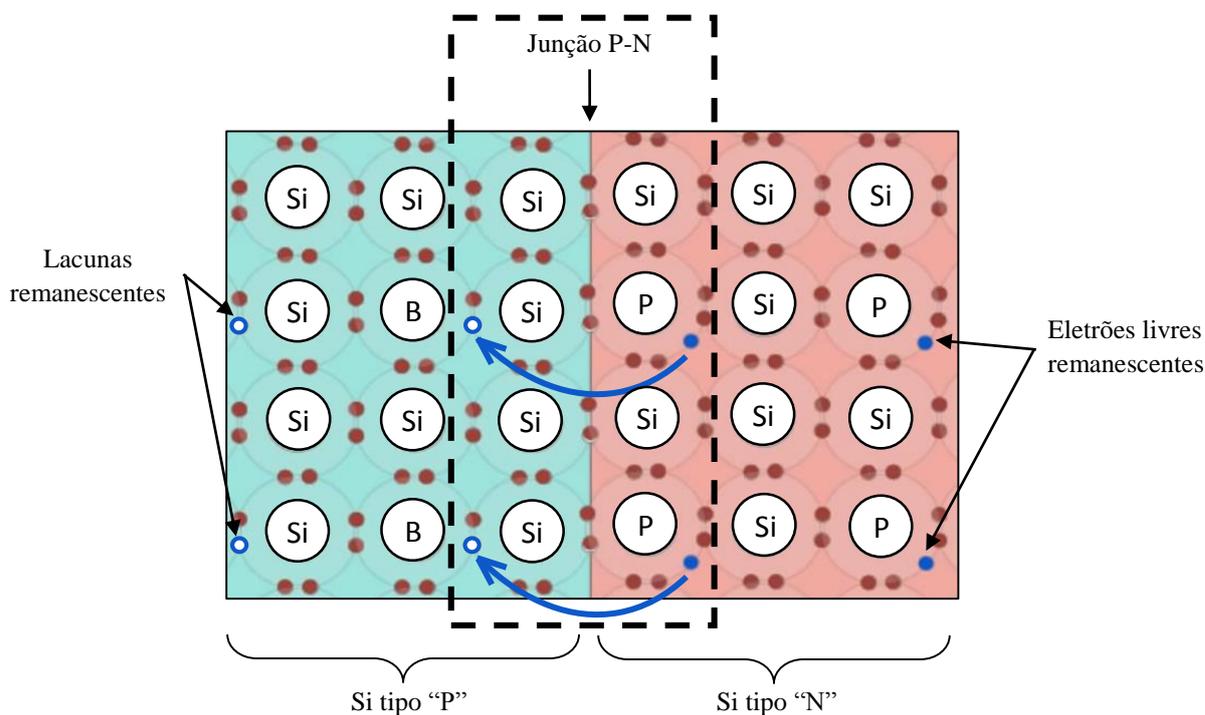
A adição de impurezas aceitadoras ao cristal de Si consiste na inclusão de átomos com três elétrons na banda de valência, como é o exemplo do boro (B) [1]. O átomo de B ao ser adicionado ao cristal de Si, entra no lugar do átomo central e consegue absorver apenas três ligações covalentes [1]. Assim fica uma lacuna remanescente na banda de valência [1]. De modo análogo ao que acontece na dopagem tipo “N”, com pouca energia térmica é possível que um elétron de um átomo vizinho de Si passe a preencher o espaço vazio da lacuna, voltando a criar no local da sua saída uma outra lacuna [1].

Deste modo, o B é considerado um material aceitador de elétrons, sendo designado por dopante do tipo “P”. O substrato resultante da dopagem com B é designado por Si tipo “P”, no qual se verifica um excedente de lacunas em relação à quantidade de elétrons livres [48]. A dopagem de um cristal de Si tendo como dopante o B é apresentado na Figura 2.4.



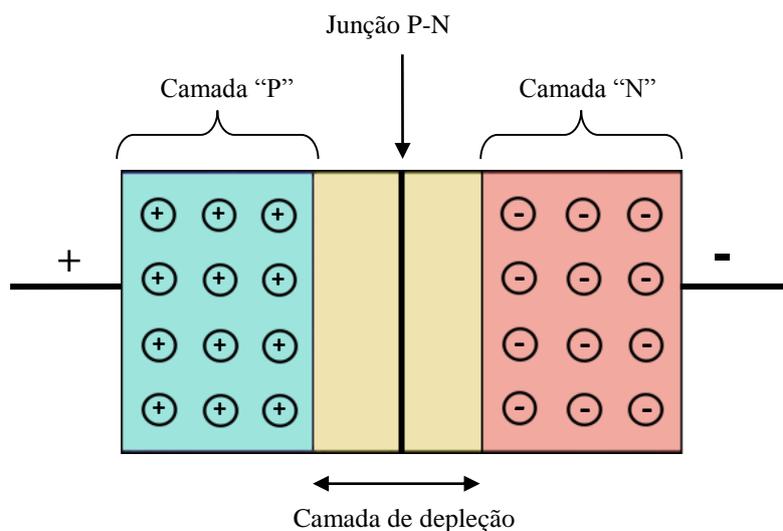
**Figura 2.4** – Dopagem de um cristal de Si tendo como dopante o B [48].

Individualmente o Si tipo “N” e o Si tipo “P” são substratos nos quais os átomos de Si contêm apenas carga neutra, uma vez que a quantidade de prótons dos núcleos atômicos é igual à quantidade de elétrons das suas órbitas [1]. No entanto, quando o Si tipo “N” é posto em contacto com o Si do tipo “P”, é formada uma zona de união designada por junção P-N. Na junção P-N os elétrons livres do material com dopagem do tipo “N” migram para o material com dopagem do tipo “P” com o objetivo de preencherem as lacunas que lá se encontram [1]. Apenas os elétrons livres mais próximos da região da junção P-N conseguem migrar. A migração de elétrons livres do Si do tipo “N” para o Si do tipo “P” é apresentada na Figura 2.5.



**Figura 2.5** – Migração de elétrons livres do Si tipo “N” para o Si tipo “P” [50].

A migração dos elétrons livres é designada por efeito de difusão [51]. A difusão promove o aparecimento de uma camada de depleção que aumenta a sua intensidade à medida que aumenta a migração de elétrons [51]. A camada de depleção é uma zona conjunta onde não existe nem elétrons livres nem lacunas remanescentes para serem ocupadas, i.e., não existem quer portadores de carga negativa, quer portadores de carga positiva [51]. Quando o efeito de difusão estabiliza, as cargas elétricas aprisionadas na camada de depleção formam um campo elétrico permanente designado por barreira de potencial [51]. A barreira de potencial impede a passagem de mais elétrons livres da camada “N” para a camada “P” da junção [51]. Assim a região da camada “N” que não chega a ceder elétrons fica negativamente carregada e a região da camada “P” que não chega a receber elétrons fica positivamente carregada [51]. A representação da camada de depleção é apresentada na Figura 2.6.



**Figura 2.6** – Representação da camada de depleção [51].

Com a definição dos polos positivo e negativo de uma célula fotovoltaica, estão as condições reunidas para que através da incidência de fótons de luz, seja possível o surgimento de uma diferença de potencial e a geração de corrente elétrica aos terminais da célula [1]. O fenómeno responsável pelo aparecimento de uma diferença de potencial aos terminais da célula fotovoltaica é denominado de efeito fotovoltaico [1].

Para além do Si, também o germânio (Ge) foi em tempos um material utilizado na constituição das células fotovoltaicas [10]. Comparativamente com o Si, o Ge é um material mais sensível à temperatura, mais escasso (só encontrado em depósitos de cobre, chumbo ou prata), e portanto mais caro [52]. Assim, o Ge acabou por entrar um pouco em desuso na indústria fotovoltaica, vigorando sobretudo os compostos de Si, que existem em grande escala na crosta terrestre [52]. Um dos principais motivos pelo qual o Si é um material com características apropriadas à constituição das células fotovoltaicas é o seu carácter semiconductor [48]. As células fotovoltaicas necessitam de ter uma junção P-N composta por materiais semicondutores porque estes têm a particularidade de necessitar apenas de uma pequena quantidade de energia para quebrar as ligações covalentes dos seus átomos.

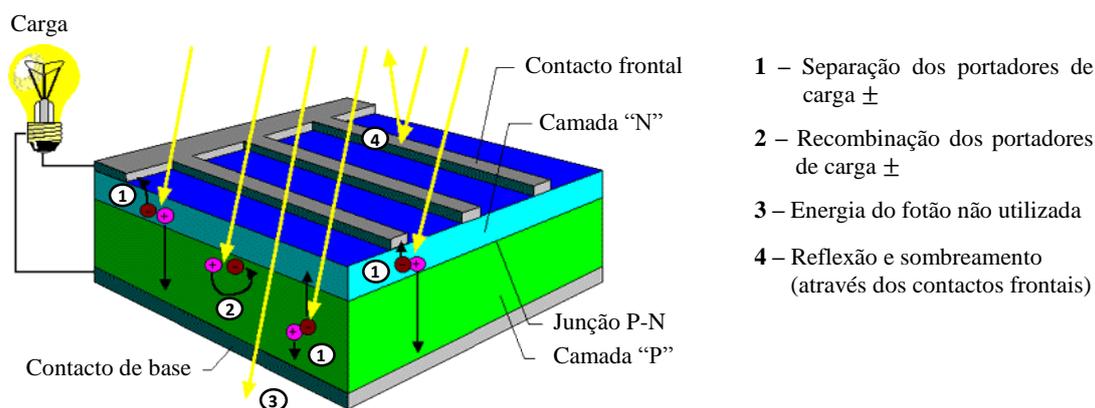
Os semicondutores não são bons nem maus condutores de eletricidade, a sua condutividade depende da temperatura à qual são submetidos [48]. A temperaturas muito baixas, os átomos dos materiais semicondutores são caracterizados por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por eletrões e uma banda de condução vazia, funcionando neste caso como isoladores [48]. Assim, quanto maior for a temperatura, maior é energia que é fornecida ao material semicondutor para vencer a força de atração dos eletrões da banda de valência ao núcleo. A energia mínima necessária para desprender os eletrões da sua ligação atómica é designada por hiato de energia ou *energy gap* [53]. À temperatura ambiente, o hiato de energia do Si é de 1,12eV e do Ge é de 0,67eV [54].

## 2.2. Funcionamento

A célula fotovoltaica é um dispositivo capaz de converter a radiação solar em energia elétrica mediante o efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico é observado através da colocação de contactos elétricos nas duas extremidades da junção P-N, possibilitando assim o surgimento de uma diferença de potencial em circuito aberto [1] com um valor de aproximadamente 0,6V para o material de Si [55].

Através da ligação das camadas “N” e “P” a um circuito elétrico externo, é possível aproveitar a corrente elétrica contínua que se forma com a passagem dos eletrões livres provenientes da camada “N” [22]. O efeito de difusão e o campo elétrico da junção P-N são neutralizados de forma a atingir um ponto de equilíbrio que vai depender do valor de corrente que circula pela carga e da forma como a célula está polarizada [56].

Em condições normais de funcionamento uma célula está diretamente polarizada. Neste estado de funcionamento, quanto maior for a corrente da carga, maior vai ser o efeito de difusão uma vez que ocorre uma decadência do campo elétrico como consequência do encurtamento da camada de depleção [56]. A decadência do campo elétrico vai permitir que surjam cada vez mais eletrões que conseguem atravessar a junção P-N transitando da camada “N” para a camada “P” [56]. Para maiores valores de corrente de carga, mais recombinações dos eletrões com as lacunas da camada “P” vão ocorrer [56]. Desta forma, quanto maior for a corrente da carga, menor vai ser a tensão aos terminais da junção P-N da célula [56]. O funcionamento de uma célula fotovoltaica de Si cristalino ligada a uma carga externa é apresentado na Figura 2.7.



**Figura 2.7** – Funcionamento de uma célula fotovoltaica de Si cristalino ligada a uma carga elétrica externa [22].

Para que o efeito fotovoltaico ocorra é necessário que exista primeiramente o efeito fotoelétrico. O efeito fotoelétrico foi explicado por Einstein em 1905 e consiste no processo de emissão de eletrões de um material metálico após a sua exposição a uma radiação eletromagnética emissora de fótons [57]. Para cada material metálico existe uma frequência mínima de radiação abaixo da qual não são absorvidos fótons por mais intensa que seja a radiação [57]. A energia dos fótons depende da frequência da radiação incidente sobre a superfície do metal, e o número de fótons que incidem por segundo depende da intensidade da radiação. A energia necessária para remover o eletrão da sua ligação atómica [57] é dada por:

$$\phi = h f_c \quad (2.1)$$

em que  $\phi$  é a função trabalho do metal ou hiato de energia, i.e., a energia mínima necessária para remover um eletrão da sua ligação atómica, medida em [eV];  $h$  é a constante de Planck,  $4,14 \cdot 10^{-15}$  eVs;  $f_c$  é a frequência de corte, i.e., a frequência mínima necessária para que ocorra o efeito fotoelétrico, medida em [Hz].

Tomando em consideração o Si cristalino e sabendo que o seu hiato de energia é de 1,12 eV, a frequência mínima necessária que a radiação eletromagnética incidente deve ter para que ocorra o efeito fotoelétrico é:

$$f_c = \frac{\phi}{h} = 2,71 \cdot 10^{14} \text{ Hz}$$

- Caso a frequência de corte seja menor que o valor  $f_c$  mencionado, o fóton não tem energia suficiente para vencer o hiato de energia do material semiconductor e portanto não chega a ser absorvido pelo eletrão da banda de valência [57].
- Caso a frequência de corte seja maior ou igual ao valor  $f_c$  mencionado, o fóton é absorvido pelo eletrão da banda de valência assim que embate nele [57]. A energia que é gasta para vencer a força de atração ao núcleo corresponde precisamente a 1,12 eV. A energia restante é utilizada como energia cinética para efetuar a transição do eletrão para a banda de condução [57]. Para frequências de corte superiores ao valor  $f_c$  mencionado, a quantidade de eletrões arrancados da banda de valência é diretamente proporcional à intensidade da radiação eletromagnética incidente [57].

O aumento da frequência da radiação promove o aumento da energia dos fótons incidentes e conseqüentemente, o aumento da energia cinética dos eletrões, i.e., a velocidade de saída dos eletrões da banda de valência para a banda de condução aumenta [57]. Tomando a frequência da radiação como sendo a “cor” dessa mesma radiação, é de referir que a luz visível tem uma maior frequência que a radiação infravermelha e a radiação ultravioleta tem uma maior frequência que a luz visível [57].

Considerando a frequência de corte do Si cristalino,  $2,71 \cdot 10^{14} \text{ Hz}$ , relativamente ao espectro eletromagnético, toda e qualquer radiação com maiores valores de frequência que a radiação infravermelha possibilitam a ocorrência do efeito fotoelétrico no Si cristalino. Inclusive, alguma gama de frequências mais altas da radiação infravermelha também já é capaz de produzir o efeito fotoelétrico neste material. O espectro magnético com identificação da região associada à frequência de corte do Si cristalino é apresentado na Figura 2.8.

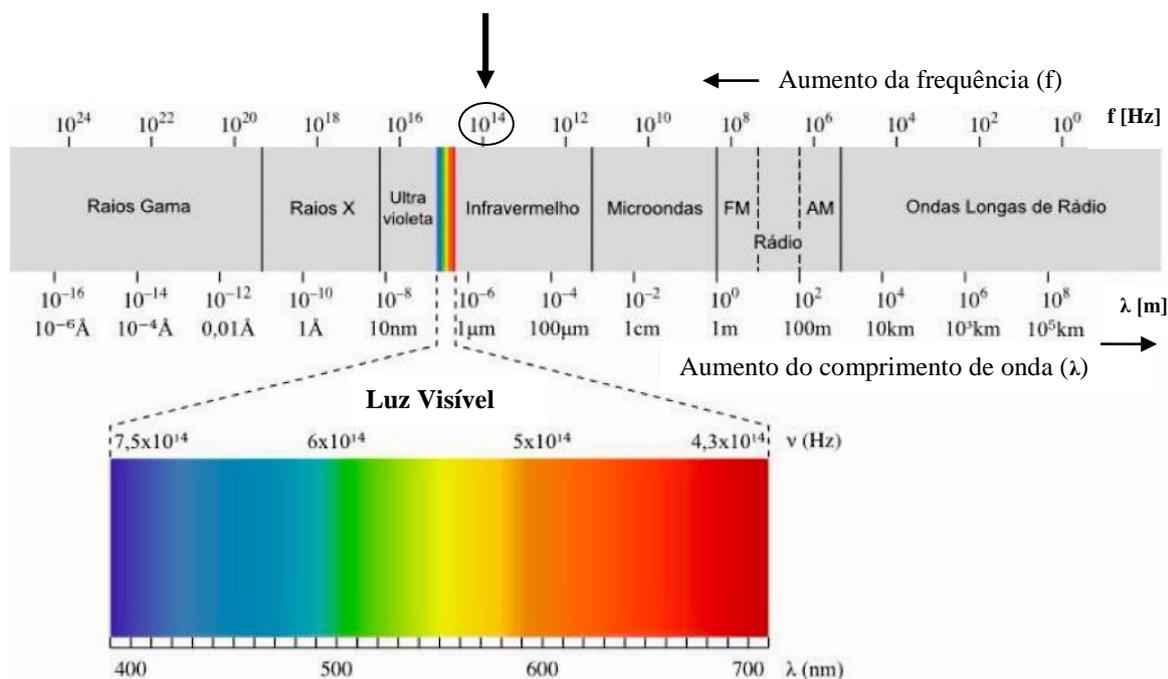


Figura 2.8 – Espectro eletromagnético [58].

Apesar de uma grande parte do espectro permitir que ocorra o efeito fotoelétrico, para frequências que são significativamente maiores que  $2,71 \cdot 10^{14}$  Hz, o excesso de energia origina calor que pode ser prejudicial para o funcionamento da célula fotovoltaica de Si cristalino [22]. O calor leva à diminuição da capacidade de gerar energia elétrica por parte das células uma vez que o aumento da temperatura da célula provoca uma diminuição da tensão [22]. Este é um dos principais fatores de perda de eficiência numa célula fotovoltaica [22].

Apenas uma pequena parte da energia irradiada pelo sol é aproveitada pela célula fotovoltaica e convertida em energia elétrica [59]. O balanço energético que resume em média todas as perdas de energia que ocorrem numa célula fotovoltaica de Si cristalino é apresentado na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1** – Balanço energético médio de uma célula fotovoltaica de Si cristalino [59]

	<b>100,0%</b> (Irradiação Solar)	<b>Causa de Perda de Eficiência</b>
<b>PERDAS</b>	-3,0%	Reflexão e sombreamento dos contactos frontais
	-23,0%	Insuficiente energia do fóton em radiações de baixa frequência
	-32,0%	Excedente de energia do fóton em radiações de elevada frequência
	-8,5%	Recombinação dos portadores de carga
	-20,0%	Gradiente elétrico numa célula, especialmente na região da barreira de potencial
	-0,5%	Resistência em série (perdas térmicas de condução elétrica)
	<b>= 13,0%</b> (Energia elétrica utilizável)	

A Tabela 2.1 mostra que, em média, apenas 13% da energia emitida pela radiação solar é aproveitada pela célula fotovoltaica de Si cristalino para conversão em energia elétrica. As maiores perdas ocorrem devido ao excedente de energia dos fótons em radiações de elevada frequência e à insuficiente energia dos fótons em radiações de baixa frequência.

A intensidade da radiação solar é denominada de irradiação [60]. O aumento da irradiação promove o aumento da quantidade de fótons que colidem com a célula fotovoltaica por segundo [60]. Caso a frequência da radiação seja maior ou igual à frequência do hiato de energia do silício, o aumento da irradiação vai fazer com que mais fótons sejam absorvidos por segundo. Desta forma, quanto maior for a irradiação, maior é o valor da corrente gerada pela célula fotovoltaica [60].

## 2.3. Tipos de Células

Os principais grupos de células fotovoltaicas atualmente existentes no mercados são as constituídas por Si cristalino e as de filme fino [60]. As células de Si cristalino podem ser de dois tipos distintos consoante o seu carácter cristalino: monocristalino (m-Si) ou policristalino (p-Si) [61]. As células de filme fino podem ser de três tipos distintos: silício amorfo (a-Si), disselenieto de cobre/índio/gálio (CIS/CIGS) ou telureto de cádmio (CdTe) [61].

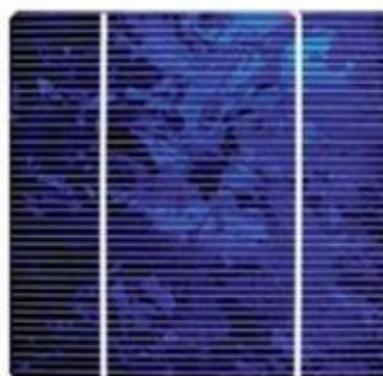
### 2.3.1. Células de Silício Cristalino

As células de Si cristalino constituem a 1ª geração da tecnologia fotovoltaica [60]. O Si é o segundo material mais abundante na natureza e é o mais utilizado na indústria fotovoltaica [62]. Apesar da sua abundância, o Si não é um elemento químico puro, sendo necessário a sua extração do dióxido de Si que pode ser facilmente encontrado sob a forma de areia ou cristais de quartzo [62].

O Si cristalino utilizado na indústria fotovoltaica é um dos materiais mais puros produzidos pelo homem, possuindo uma pureza de aproximadamente 99,9999% [63]. Em 2015, cerca de 80% de todos os sistemas fotovoltaicos mundiais utilizavam a tecnologia do Si cristalino na sua constituição [61]. As células fotovoltaicas de Si cristalino podem possuir um carácter m-Si ou p-Si. O aspeto físico das células de m-Si e p-Si é apresentado na Figura 2.9 e na Figura 2.10, respetivamente.



**Figura 2.9** – Célula de m-Si [64].



**Figura 2.10** – Célula de p-Si [64].

### 2.3.2. Células de Filme Fino

As células de filme fino constituem a 2ª geração da tecnologia fotovoltaica [60]. O desenvolvimento das células de filme fino já advém da década de 90 do século passado [63]. Este tipo de células surgiu no mercado por forma a proporcionar menores consumos de materiais e de energia, maior capacidade de automatização de produção em larga escala e um potencial considerável para redução dos custos de produção [63]. Contrariamente ao que acontece nas células de Si cristalino, as células de filme fino não têm restrições de tamanho e de forma, podendo mesmo serem flexíveis e transparentes [63].

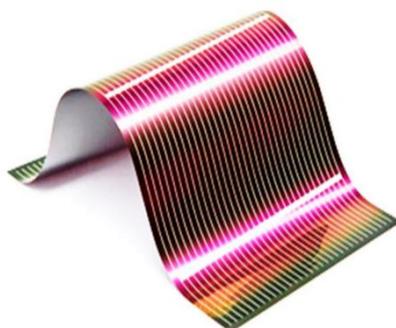
Em 2015, cerca de 20% de todos os sistemas fotovoltaicos mundiais utilizavam a tecnologia de filme fino na sua constituição [61]. As células fotovoltaicas de filme fino podem ser de silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIS/CIGS) [61]. O aspeto físico das células de a-Si, CdTe e CIS/CIGS é apresentado na Figura 2.11, na Figura 2.12 e na Figura 2.13, respetivamente.



**Figura 2.11** – Célula de a-Si [65].



**Figura 2.12** – Célula de CdTe [65].



**Figura 2.13** – Célula de CIS/CIGS [65].

## 2.4. Custo de Produção e Eficiência

O custo de produção e a eficiência das células na conversão da radiação solar em energia elétrica constituem os dois fatores mais importante na indústria fotovoltaica [9]. Atualmente o grande objetivo é desenvolver células cada vez mais eficientes ao menor custo possível [9].

A eficiência ( $\eta$ ) de uma célula fotovoltaica é o parâmetro que define o quão efetivo é o processo de conversão da radiação solar em energia elétrica. A eficiência depende das características do material fotovoltaico e das condições elétricas e ambientais a que a própria célula está sujeita [66]. A eficiência é medida em [%] e quanto maior for o seu valor, maior é a quantidade de energia elétrica gerada por metro quadrado de área [66].

Existem 3 tipos de eficiência: a eficiência das células atualmente existentes no mercado, a eficiência das células que estão sendo produzidas para serem lançadas no mercado e a eficiência das células obtidas apenas em ambiente laboratorial [63]. As eficiências máximas que se verificam nos diferentes tipos de células fotovoltaicas apresentadas na Secção 2.3 são apresentadas na Tabela 2.2.

**Tabela 2.2** – Eficiências máximas das células fotovoltaicas, segundo dados de 2014 [63]

Material Fotovoltaico	Eficiência no Mercado	Eficiência em Produção	Eficiência em Laboratório
m-Si	14%	18%	24,7%
p-Si	13%	15%	19,8%
a-Si	7,5%	10,5%	13%
CdTe	9%	10%	16,4%
CIS/CIGS	10%	14%	18,8%

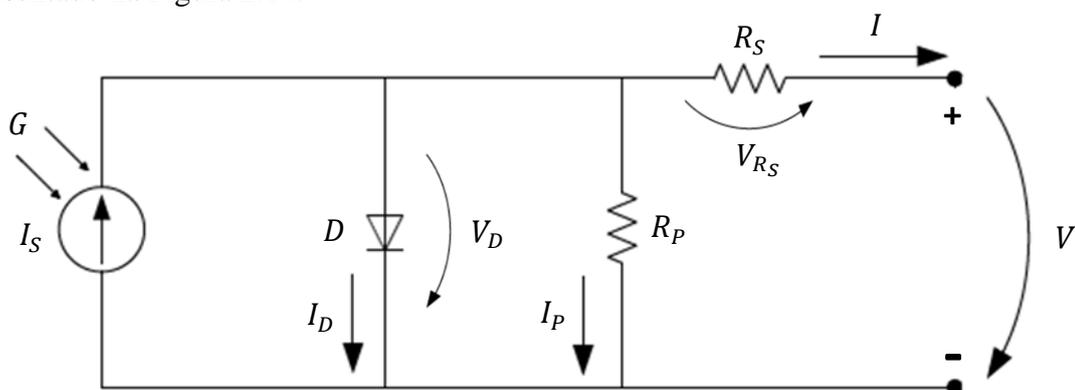
As células de m-Si são as que possuem uma melhor eficiência, no entanto o seu custo de produção é bastante mais elevado devido à complexidade das técnicas utilizadas [63]. As células p-Si têm um custo de produção inferior ao das células de m-Si uma vez que necessitam de menos energia no seu fabrico, no entanto não conseguem obter níveis de eficiência tão elevados devido às imperfeições do cristal que é formado [63]. As células a-Si são as células que apresentam o menor custo de entre todas as células fabricadas com Si no entanto são as que apresentam uma menor eficiência [63]. As células CdTe e as células CIS/CIGS constituem as tecnologias mais recentes, sendo as CIS/CIGS as células com maior eficiência de entre todas as células de película fina.

## 2.5. Circuito Equivalente

Uma célula fotovoltaica pode ser representada através de um circuito equivalente [1]. Existem três modelos que podem ser utilizados para representar uma célula fotovoltaica: o modelo simplificado sem resistências e os modelos com duas resistências utilizando um díodo ou dois díodos [1].

Nesta dissertação é considerado o modelo com duas resistências e um díodo. A exclusão do modelo simplificado sem resistências é devida ao facto deste não permitir analisar todos os parâmetros necessários para avaliação de pontos quentes [20]. Quanto ao modelo de dois díodos, este poderia ser também uma solução no entanto a sua adoção iria requerer o conhecimento de bastantes parâmetros que não são habitualmente fornecidos pelos fabricantes [1].

O circuito equivalente da célula fotovoltaica com duas resistências e um díodo é apresentado na Figura 2.14.



**Figura 2.14** – Circuito equivalente da célula fotovoltaica com duas resistências e um díodo [1].

Na Figura 2.14, o circuito equivalente da célula fotovoltaica é constituído por uma fonte de corrente  $I_S$ , um díodo semiconductor  $D$ , uma resistência em paralelo  $R_P$  e uma resistência em série  $R_S$ .

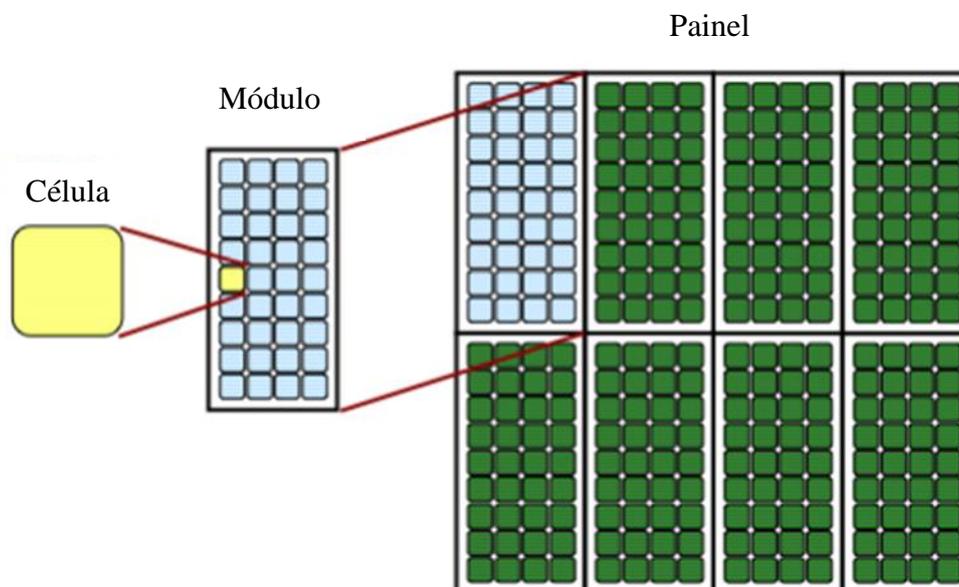
- A fonte  $I_S$  representa a corrente elétrica unidirecional obtida pela irradiação solar  $G$  na célula fotovoltaica;
- O díodo  $D$  representa a junção P-N da célula fotovoltaica, a tensão  $V_D$  representa a tensão aos terminais do díodo, e a corrente  $I_D$  que nele passa representa as perdas de corrente devido às impurezas da junção e à temperatura;
- A corrente  $I_P$  que passa na resistência  $R_P$  representa a corrente de fuga da célula fotovoltaica;
- A tensão  $V_{R_S}$  que se verifica aos terminais da resistência  $R_S$  representa a queda de tensão entre a junção P-N e os contactos elétricos da célula fotovoltaica;
- A corrente  $I$  e a tensão  $V$  representam os parâmetros elétricos que são medidos aos terminais da célula fotovoltaica. A potência gerada por uma célula é dada pelo produto entre  $I$  e  $V$ .

## 2.6. Constituição de um Painel Fotovoltaico

A potência máxima que é alcançada através da utilização de uma única célula fotovoltaica não excede, regra geral, o valor de 3W [67]. Esta é uma potência manifestamente insuficiente para satisfazer a maior parte do consumo de aplicações reais [67]. Por este motivo, os sistemas fotovoltaicos são projetados em associações série e/ou paralelo de um conjunto de células fotovoltaicas [67].

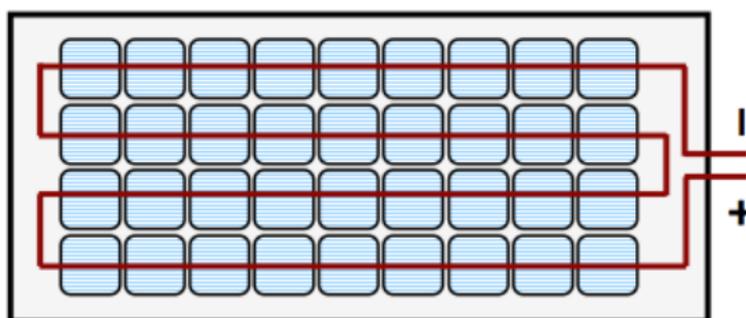
Um painel fotovoltaico é constituído por associações em paralelo de um conjunto de módulos em série [67]. Uma associação de vários módulos em série é efetuada com o objetivo de se obter um sistema fotovoltaico com um maior valor de tensão, mantendo à saída um mesmo valor de corrente. Por outro lado, uma associação de vários módulos em paralelo é efetuada com o objetivo de obter um sistema fotovoltaico com um maior valor de corrente, mantendo à saída o mesmo valor de tensão de um só módulo. Cada módulo fotovoltaico é constituído por conjuntos de células fotovoltaicas, normalmente associadas em série [67].

A representação esquemática da hierarquia dos sistemas fotovoltaicos é apresentada na Figura 2.15.



**Figura 2.15** – Representação esquemática da hierarquia dos sistemas fotovoltaicos [67].

A representação das ligações de um módulo fotovoltaico constituído por 36 células em série é apresentada na Figura 2.16.

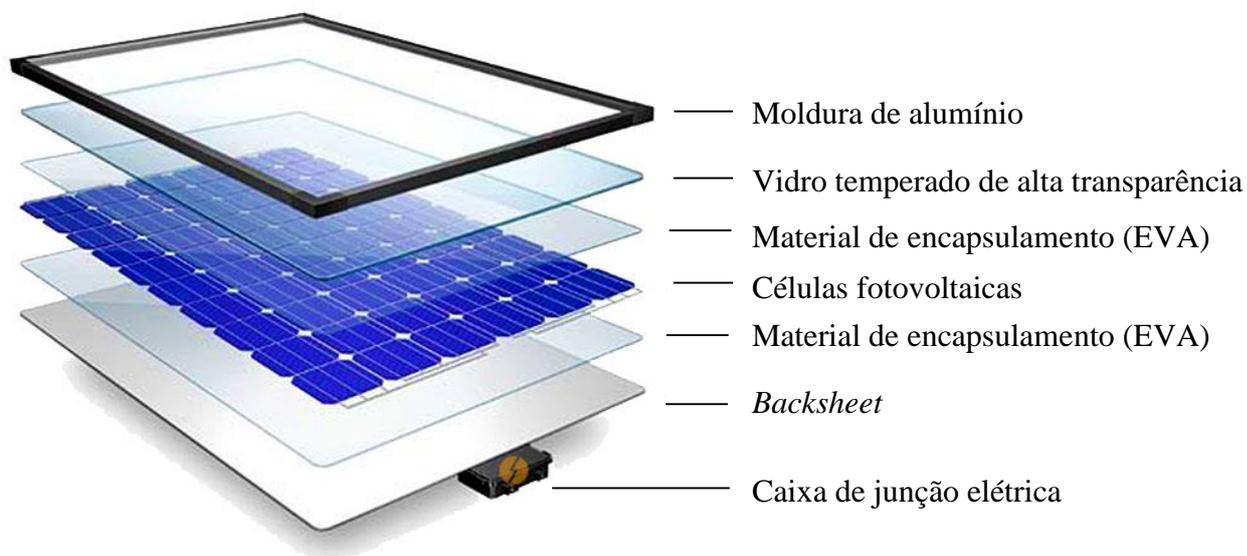


**Figura 2.16** – Representação das ligações de um módulo fotovoltaico constituído por 36 células em série [67].

Uma vez que um módulo é uma associação de células em série, o circuito equivalente apresentado na Figura 2.14 pode corresponder a um módulo fotovoltaico [1]. O único requisito para que tal possa ser considerado é o facto das células do módulo necessitarem de ter as mesmas características e estarem sujeitas às mesmas condições ambientais de operação [1].

Os módulos fotovoltaicos devem ser dotados de características que lhes permitam resistir às condições ambientais adversas a que vão estar submetidos. Um dos elementos mais importantes para proteção das células fotovoltaicas é o encapsulamento [67]. Neste sentido, as células do módulo são normalmente embebidas numa película de acetato de vinilo etileno (EVA) [67]. O EVA consiste num material flexível, translúcido e não refletor de radiação solar [67]. A sua utilização é também essencial para assegurar o isolamento elétrico entre cada célula do módulo [67].

A constituição de um módulo fotovoltaico de Si cristalino é apresentada na Figura 2.17.



**Figura 2.17** – Constituição de um módulo fotovoltaico de Si cristalino [68].

## 2.7. Condições de Teste e Operação

Os testes de desempenho e rotulagem das células e dos módulos fotovoltaicos são efetuados em condições padrão de teste (STC) de irradiação, massa de ar e temperatura [63]. Estes valores padrão são conseguidos em laboratório mediante a utilização de um simulador solar [63]. É com base nestas condições de teste que são elaboradas as fichas técnicas das células ou dos módulos fotovoltaicos que são lançados para o mercado [63].

Em ambiente de campo as condições ambientais estão constantemente a variar. Deste modo é essencial compreender o comportamento das células e dos módulos em condições diferentes de STC. Neste sentido, existem mais dois testes que são feitos em condições totalmente diferentes de irradiação [63]. As três diferentes condições de teste e operação que as células e os módulos são sujeitos em laboratório antes de serem lançados para o mercado são apresentadas na Tabela 2.3 [63].

**Tabela 2.3** – Condições de teste e operação de células e módulos fotovoltaicos [63]

Parâmetros Ambientais	STC	NON-STC	G-NOCT
Irradiação Solar	1000 W/m <sup>2</sup>	800 W/m <sup>2</sup>	200 W/m <sup>2</sup>
Massa de Ar	1,5	2	2
Temperatura da Célula	25°C	45°C	45°C
Temperatura do Ar	0°C	20°C	20°C

Normalmente apenas os parâmetros elétricos em condições STC são fornecidos nas fichas técnicas das células e dos módulos comerciais [63]. No entanto, a norma DIN EN 50380 recomenda aos fabricantes que acrescentem ainda nessas mesmas fichas técnicas as informações dos parâmetros elétricos referentes às restantes condições de teste e operação mencionadas na Tabela 2.3 [63].

## 2.8. Parâmetros Elétricos

As células e os módulos fotovoltaicos são caracterizados por diversos parâmetros elétricos que são essenciais para efeitos de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. Os parâmetros elétricos tipicamente fornecidos nas fichas técnicas de uma célula ou módulo fotovoltaico [63] são:

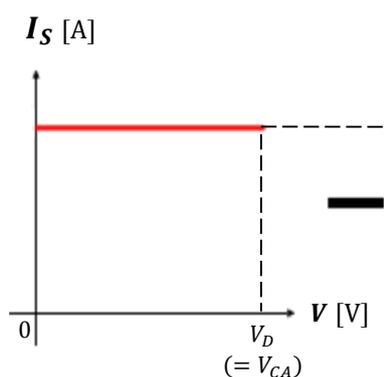
- Tensão em Máxima Potência ( $V_{MAX}^r$  ou  $V_{PMP}^r$ ): Tensão aos terminais da célula ou módulo no ponto de máxima potência, em condições STC.
- Tensão em Circuito Aberto ( $V_{CA}^r$ ): Tensão máxima aos terminais da célula ou módulo, em condições STC. Este valor de tensão máxima é atingido em vazio, i.e., quando não existe carga a alimentar.
- Corrente em Máxima Potência ( $I_{MAX}^r$  ou  $I_{PMP}^r$ ): Corrente que a célula ou módulo gera no ponto de máxima potência, em condições STC.
- Corrente de Curto-circuito ( $I_{CC}^r$ ): Corrente máxima que a célula ou módulo consegue gerar, em condições STC. Este valor de corrente máxima é atingido quando os terminais da célula ou módulo estão em curto-circuito.
- Potência Máxima ( $P_{MAX}^r$  ou  $P_{PMP}^r$ ): Potência máxima gerada pela célula ou módulo, em condições STC;
- Eficiência ( $\eta^r$ ): Eficiência da célula ou módulo em converter a radiação solar em energia elétrica, em condições STC.

Para condições ambientais diferentes das estipuladas em STC, qualquer um dos parâmetros elétricos abordados pode assumir um valor diferente daquele que vem estabelecido na ficha técnica [63]. Nestas circunstâncias, as variáveis que representam os parâmetros elétricos não possuem índice “r”. O índice “r” é adotado apenas com o propósito de distinguir quando os parâmetros elétricos assumem um valor em condições de “referência” STC [63].

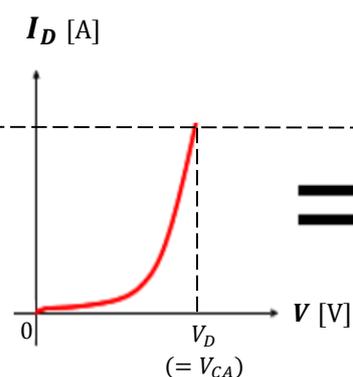
## 2.9. Curvas I-V e P-V

Um dos ensaios mais completos para determinar os parâmetros elétricos de uma célula ou módulo fotovoltaico é o traçado da sua característica de corrente-tensão (I-V) [1]. Considerando as condições de irradiação solar e temperatura a que uma célula ou módulo está sujeito, é possível traçar a sua característica I-V mediante a utilização de uma fonte de tensão variável [1]. A fonte de tensão realiza uma varredura de todos os valores de tensão possíveis até ao ponto máximo de tensão em circuito aberto ( $V_{CA}$ ) [1]. Como imagem de cada valor de tensão vai ser obtido um diferente valor de corrente capaz de ser gerada pela célula ou módulo [1]. Assim vão sendo registados pares de dados de tensão e corrente que permitem o traçado da curva característica I-V [1].

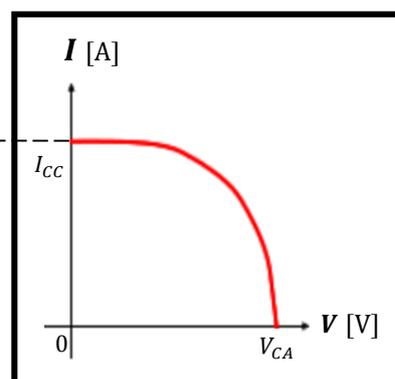
Pela análise da Figura 2.14, a corrente  $I$  é dada pela subtração das correntes  $I_D$  e  $I_P$  à corrente fotogerada  $I_S$ , e a tensão  $V$  é dada pela subtração da tensão  $V_{R_S}$  à tensão  $V_D$ . Na representação de uma curva I-V característica de uma célula ou módulo fotovoltaico, pode ser desprezada a corrente  $I_P$  e a tensão  $V_{R_S}$  [1]. A forma como resulta a curva I-V de uma célula ou módulo fotovoltaico é apresentada no conjunto da Figura 2.18, da Figura 2.19 e da Figura 2.20.



**Figura 2.18** – Curva  $I_S$ - $V$  de uma célula ou módulo fotovoltaico [69].



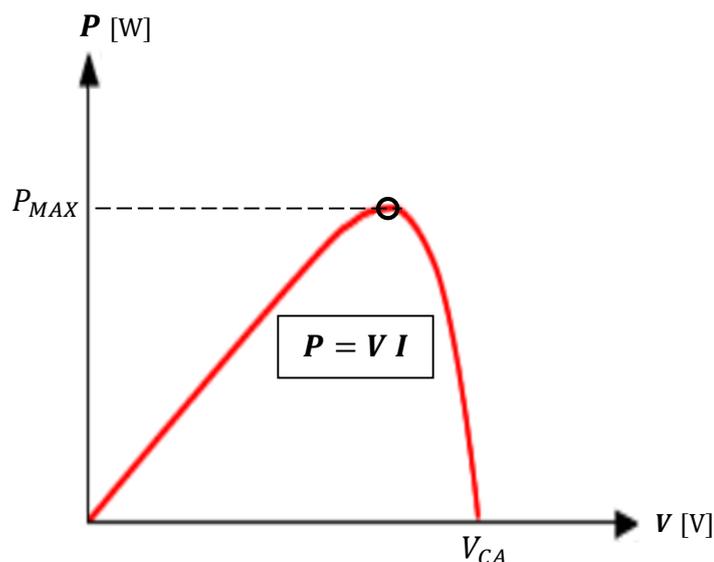
**Figura 2.19** – Curva  $I_D$ - $V$  de uma célula ou módulo fotovoltaico [69].



**Figura 2.20** – Curva I-V de uma célula ou módulo fotovoltaico [69].

Na curva I-V da Figura 2.20, quando a tensão é nula é registado o máximo valor de corrente  $I = I_{CC}$  e quando a tensão é máxima  $V = V_{CA}$  é registado um valor de corrente nulo.

Através da curva característica I-V é possível traçar também a curva característica de potência-tensão (P-V), i.e., a variação da potência gerada em função da tensão [1]. A obtenção da curva P-V é imediata pois a potência  $P$  surge como resultado do produto entre  $I$  e  $V$  [1]. A curva característica P-V de uma célula ou módulo fotovoltaico é apresentada na Figura 2.21.



**Figura 2.21** – Curva P-V de uma célula ou módulo fotovoltaico [69].

Na Figura 2.21 é possível verificar que não existe produção de energia em condições de circuito aberto  $V = V_{CA}$  e de curto-circuito  $V = 0$  V uma vez que  $P = 0$  W.

### 2.9.1. Ponto de Máxima Potência e Fator de Forma

O ponto de máxima potência ( $PMP$ ) corresponde ao máximo valor de potência obtido na curva P-V [63]. A análise do  $PMP$  é importante para estabelecer o nível de eficiência de um sistema fotovoltaico [63]. A identificação do  $PMP$  na curva I-V através da comparação com a curva P-V é apresentada na Figura 2.22.

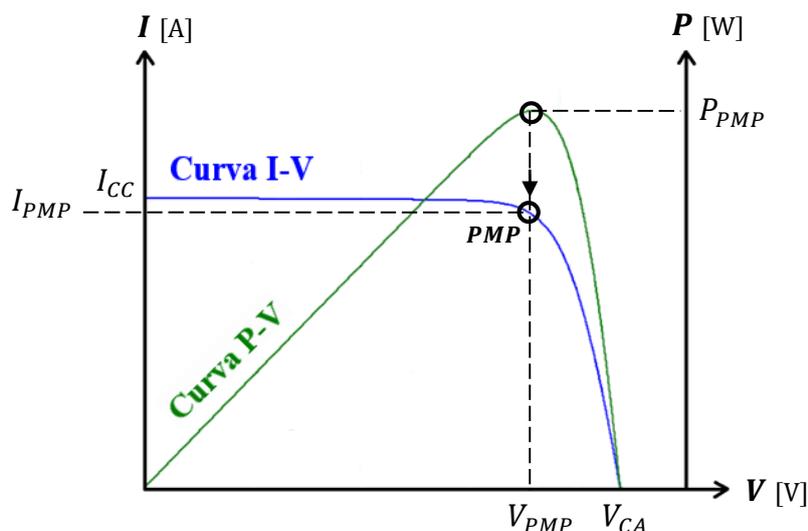


Figura 2.22 – Curvas I-V e P-V com identificação do PMP [63].

Na Figura 2.22 é possível identificar a corrente no ponto de máxima potência ( $I_{PMP}$ ) e a tensão no ponto de máxima potência ( $V_{PMP}$ ). Estes dois parâmetros correspondem às coordenadas do PMP.

Através da identificação do PMP na curva I-V é possível verificar o fator de forma ( $FF$ ). O  $FF$  é um parâmetro que permite avaliar a qualidade das células fotovoltaicas [63]. Quanto melhor a qualidade de uma célula ou módulo, mais próxima da forma retangular será a sua curva característica I-V [63]. O valor máximo que o  $FF$  pode assumir é 1, que corresponde ao valor da melhor qualidade possível [63]. A determinação do  $FF$  é efetuada na curva I-V como apresentado na Figura 2.23.

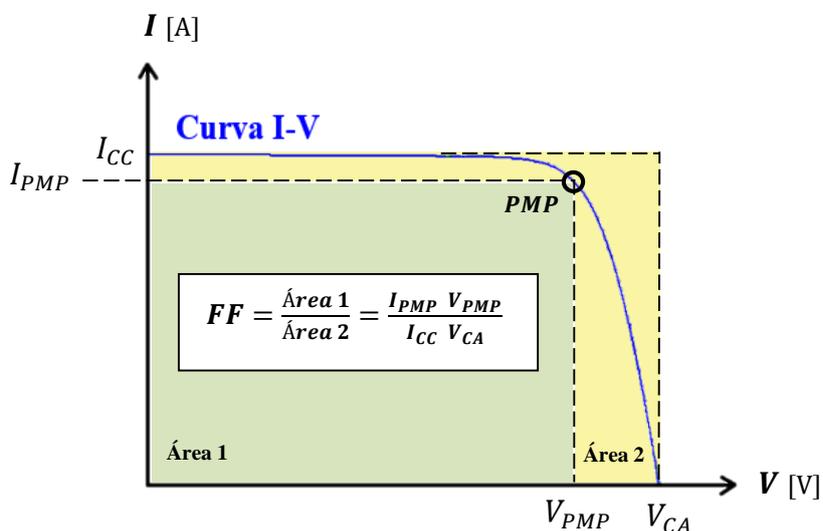


Figura 2.23 – Determinação do fator de forma na curva I-V [63].

Na Figura 2.23 é possível verificar que o fator de forma é estabelecido pela relação entre as áreas 1 e 2. A área 1 assume o valor da  $PMP$  e a área 2 assume o valor do produto entre  $I_{CC}$  e  $V_{CA}$ .

Com a identificação do  $PMP$  é possível também verificar a eficiência do sistema fotovoltaico associado à curva I-V [70]. A eficiência ( $\eta$ ) consiste no quociente entre a quantidade de energia que a célula recebe proveniente do sol e a quantidade dessa energia que é possível de ser convertida em eletricidade [70]. Assim sendo, a eficiência de uma célula ou módulo fotovoltaico [70] é dada por:

$$\eta(\%) = 100 \frac{P_{PMP}}{A G} \quad (2.2)$$

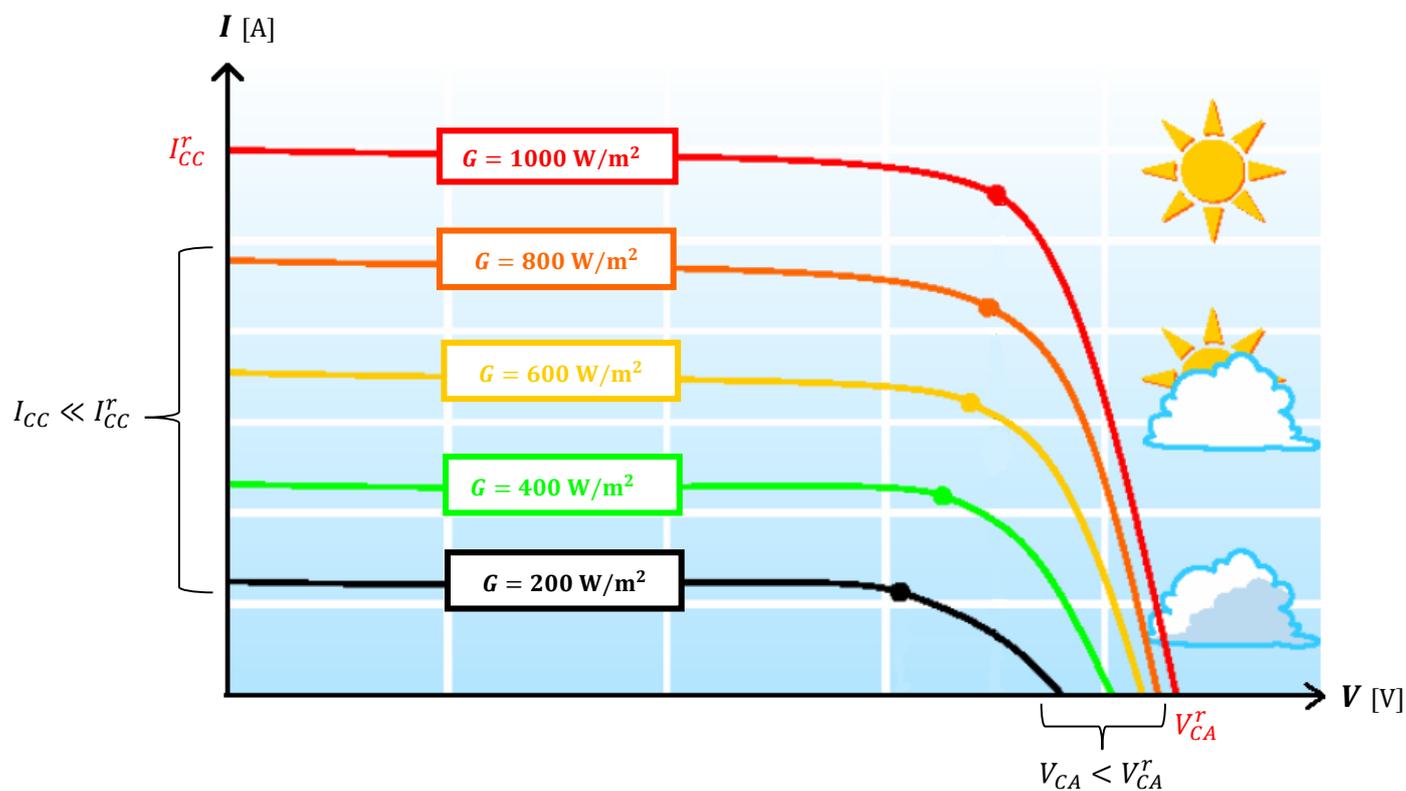
em que  $\eta$  é a eficiência da conversão da radiação solar em energia elétrica, medida em [%];  $P_{PMP}$  é a potência máxima capaz de ser gerada pela célula ou módulo, medida em [W];  $A$  é a área útil da célula ou módulo em análise, medida em [m<sup>2</sup>];  $G$  é a irradiação solar na célula ou módulo em análise, medida em [W/m<sup>2</sup>].

## 2.9.2. Influência da Irradiação e da Temperatura

A irradiação solar  $G$  e a temperatura  $T$  são os parâmetros ambientais que mais influenciam o desempenho de um sistema fotovoltaico [63]. A variação destes parâmetros altera a curva I-V de uma célula ou módulo fotovoltaico [63]. Quando uma célula ou módulo está sujeito a um valor  $G$  diferente de 1000 W/m<sup>2</sup> e/ou a um valor  $T$  diferente de 25°C, os parâmetros elétricos que definem a sua curva I-V assumem valores diferentes daqueles que vêm estipulados nas fichas técnicas [63]. Neste sentido é importante compreender a variação da curva I-V em função da variação de  $G$  e  $T$ . Com a variação dos parâmetros  $G$  e  $T$ , o  $MPP$  e o  $\eta$  também vão variar [63].

Normalmente é considerado para efeitos de estudo, um valor máximo de  $G$  correspondente ao estipulado na Tabela 2.3 em STC, i.e.,  $G = G^r = 1000 \text{ W/m}^2$  [63].

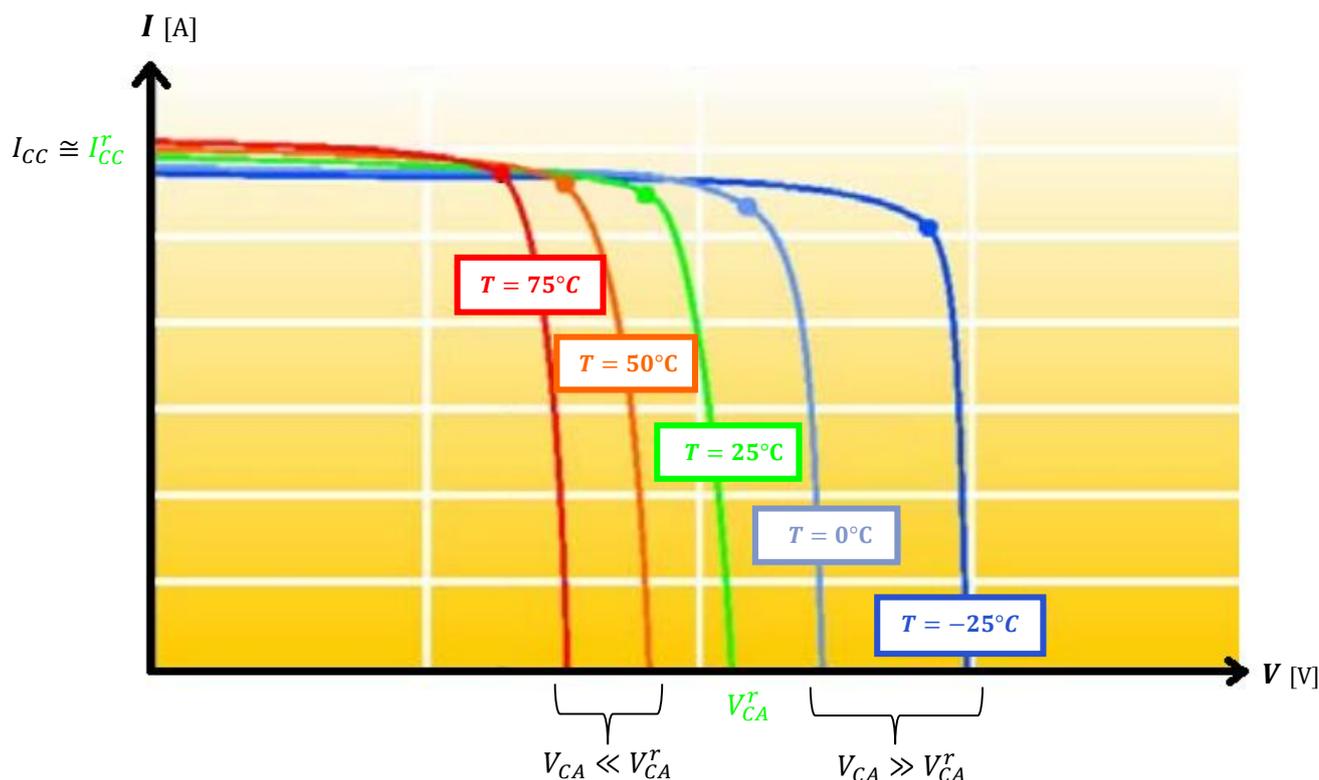
A influência da variação de  $G$  na curva I-V de uma célula ou módulo fotovoltaico quando  $T = 25^\circ\text{C}$  é apresentada na Figura 2.24.



**Figura 2.24** – Influência da variação de  $G$  na curva I-V de uma célula ou módulo com  $T = 25^\circ\text{C}$  [59].

O parâmetro  $G$  depende dos fatores ambientais que possam obstruir a passagem da luz [63]. A Figura 2.24 mostra que a corrente  $I$  gerada por uma célula ou módulo fotovoltaico diminui significativamente e linearmente com a diminuição de  $G$  [63]. A diminuição de  $G$  acaba por fazer também baixar um pouco o valor de  $V$  para um mesmo valor de  $I$  [63]. Estas evidências são sempre válidas quando é feita uma análise para um mesmo valor de  $T$  [63].

A influência da variação de  $T$  na curva I-V de uma célula ou módulo fotovoltaico quando  $G = 1000 \text{ W/m}^2$  é apresentada na Figura 2.25.



**Figura 2.25** – Influência da variação de  $T$  na curva I-V de uma célula ou módulo com  $G = 1000 \text{ W/m}^2$  [59].

A Figura 2.25 mostra que quanto maior é o valor de  $T$ , menor é o valor de  $V_{CA}$ . A corrente  $I$  tem uma variação quase desprezável em relação ao valor  $I_{CC}^r$ , no entanto está sujeita ainda assim a uma pequena elevação para maiores valores de  $T$  [63]. Estas evidências são sempre válidas quando é feita uma análise para um mesmo valor de  $G$  [63].

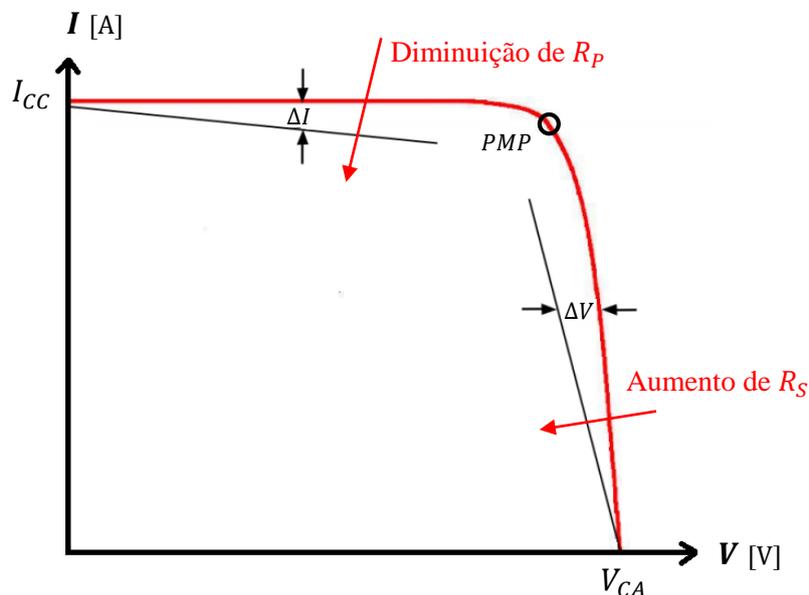
Para representar o efeito de  $T$  nas curvas I-V são utilizados dois coeficientes térmicos,  $\alpha$  e  $\beta$ . O coeficiente  $\alpha$  representa a variação de  $I_{CC}$  com  $T$  e é medido em [A/K]. O coeficiente  $\beta$  representa a variação de  $V_{CA}$  com  $T$  e é medido em [V/K]. Os valores destes coeficientes térmicos são normalmente facultados pelos fabricantes [59].

A análise da Figura 2.24 e da Figura 2.25 permite constatar o efeito pejorativo que baixos valores de  $G$  e elevados valores de  $T$  têm no desempenho de um sistema fotovoltaico.

### 2.9.3. Influência das Resistências

As resistências  $R_S$  e  $R_P$  do circuito equivalente das células fotovoltaicas são os parâmetros elétricos que mais influenciam o desempenho de um sistema fotovoltaico [70]. Estas resistências representam parte das perdas de tensão e corrente que ocorrem nas células [70]. A existência destas resistências contribui para a redução do  $FF$  e conseqüentemente do  $\eta$  do sistema fotovoltaico [70].

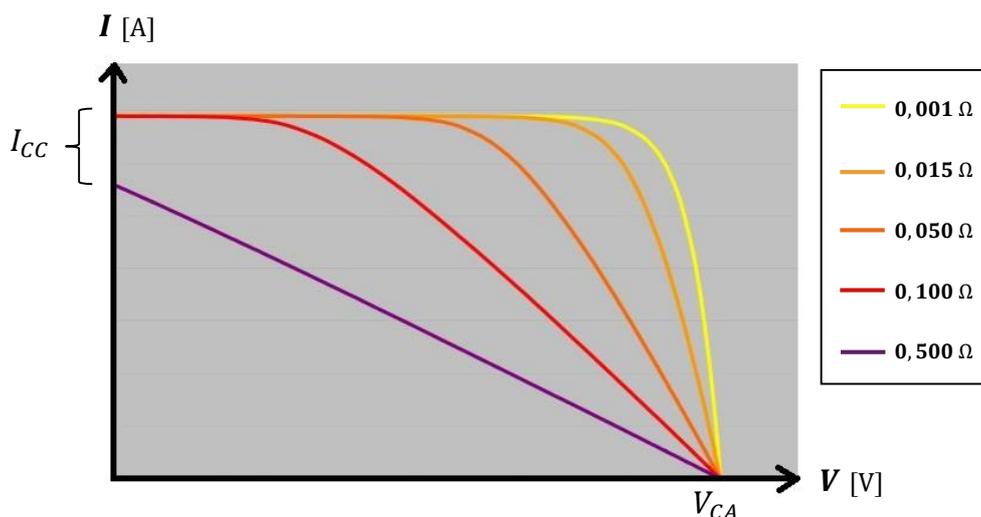
A influência da variação de  $R_S$  e  $R_P$  na curva I-V de uma célula ou módulo fotovoltaico em relação a uma curva I-V ideal é apresentada na Figura 2.26.



**Figura 2.26** – Influência da variação de  $R_S$  e  $R_P$  na curva I-V de uma célula ou módulo em relação a uma curva I-V ideal [71].

- O  $\Delta I$  representa a variação da corrente e é expressa em [A] por  $\Delta I = I_P$ ;
- O  $\Delta V$  representa a variação da tensão e é expressa em [V] por  $\Delta V = V_{R_S}$ .

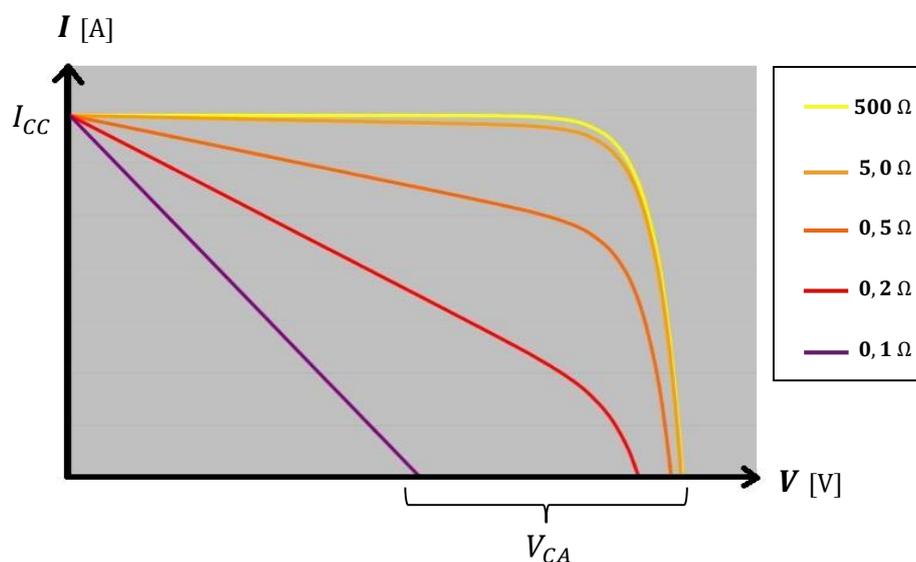
A influência da variação de  $R_S$  na curva I-V de uma célula ou módulo fotovoltaico com  $R_P = \infty$  é apresentada na Figura 2.27.



**Figura 2.27** – Influência da variação de  $R_S$  na curva I-V de uma célula ou módulo com  $R_P = \infty$  [71].

A resistência  $R_S$  é utilizada para representar a queda de tensão existente entre a junção P-N e os contactos elétricos das células fotovoltaicas [70]. Através da Figura 2.27 é possível verificar que  $R_S$  provoca a redução da  $I_{CC}$  e do  $FF$ , no entanto não afeta  $V_{CA}$ . Quanto maior o valor  $R_S$ , mais a curva I-V de uma célula ou módulo fotovoltaico tende a perder o formato característico e passa a representar uma reta cuja inclinação é de  $-1/R_S$  [70].

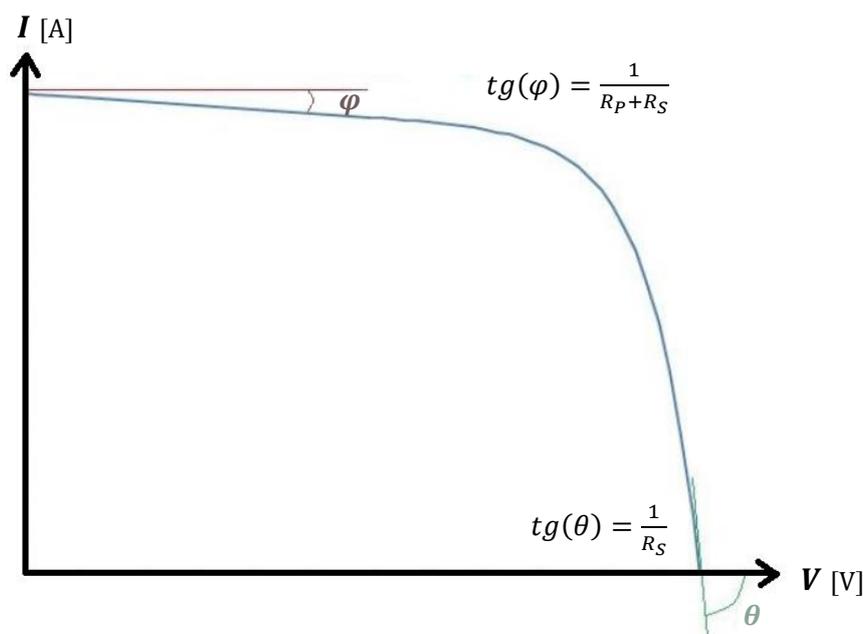
A influência da variação de  $R_P$  na curva I-V de uma célula ou módulo fotovoltaico com  $R_S = 0 \Omega$  é apresentada na Figura 2.28.



**Figura 2.28** – Influência da variação de  $R_P$  na curva I-V de uma célula ou módulo com  $R_S = 0 \Omega$  [71].

A resistência  $R_p$  é utilizada para representar as correntes de fuga que ocorrem nas células fotovoltaicas como consequência das impurezas e defeitos existentes na estrutura das células [70]. As correntes de fugas levam a uma redução da corrente  $I$  que é gerada pelas células. Através da Figura 2.28 é possível verificar que  $R_p$  provoca a redução da  $V_{CA}$  e do  $FF$ , no entanto não afeta  $I_{CC}$ . Quanto menor o valor de  $R_p$ , mais a curva I-V de uma célula ou módulo fotovoltaico tende a perder o formato característico e passa a representar uma reta cuja inclinação é de  $-1/R_p$  [70].

Através da análise de uma curva I-V é possível estimar os valores de  $R_s$  e  $R_p$  através da determinação das inclinações  $tg(\varphi)$  e  $tg(\theta)$  [70]. O obtenção dos valores de  $R_s$  e  $R_p$  através da análise da curva I-V é apresentada na Figura 2.29.



**Figura 2.29** – Obtenção dos valores de  $R_s$  e  $R_p$  através da análise da curva I-V [70].

---

---

# CAPÍTULO

# 3

---

---

## PONTOS QUENTES

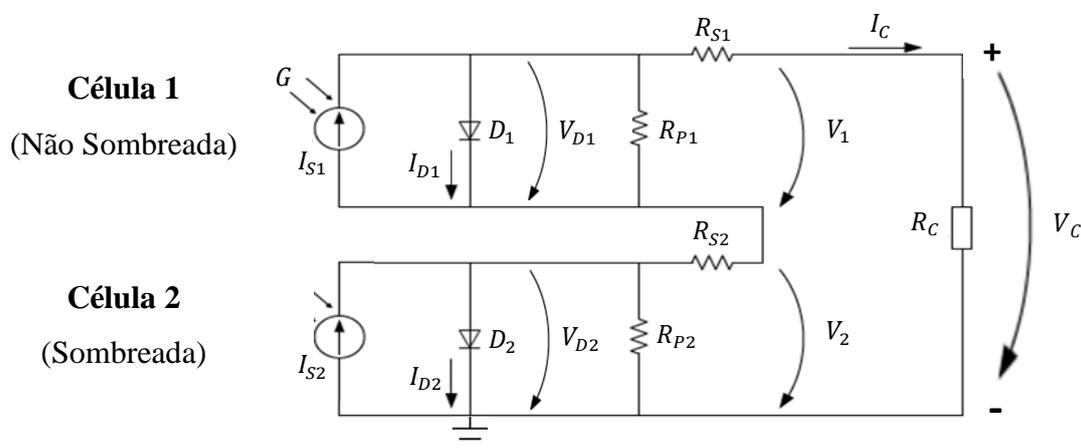
*Neste capítulo são apresentadas a introdução ao tema dos pontos quentes; a forma como os pontos quentes atuam com base em diferentes características de células; as causas do aparecimento dos pontos quentes e as consequências que acarretam para os sistemas fotovoltaicos; as medidas de proteção e prevenção atualmente existentes para evitar ou mitigar os efeitos adversos dos pontos quentes; e o método mais utilizado para deteção e medição de pontos quentes.*

### 3.1. Introdução

O ponto quente ou *hot-spot* é definido como um fenómeno de falha que consiste no aquecimento generalizado da célula fotovoltaica ou apenas de uma porção da célula que fica sujeita a uma temperatura superior à das regiões vizinhas [12]. Os pontos quentes ocorrem em módulos fotovoltaicos quando uma ou mais células associadas em série se encontram danificadas ou, na maior parte das vezes, sombreadas [12].

A corrente máxima que uma célula fotovoltaica consegue gerar corresponde a  $I_{CC}$  [1]. Quando uma célula de um módulo está sombreada, a sua corrente  $I_{CC}$  pode assumir um valor inferior ao valor da corrente  $I$  que está a ser gerada pelas restantes células não sombreadas [1]. Quando isto acontece, passa a haver uma divergência entre os valores da corrente  $I$  gerada pela célula sombreada e pelas células não sombreadas [1]. Como normalmente as células de um módulo fotovoltaico estão associadas em série, a corrente que passa em cada uma tem necessariamente que ser a mesma [12]. Assim, para que tal aconteça, a célula ou o conjunto de células sombreadas têm de ficar inversamente polarizadas [12]. Desta forma a corrente  $I$  de todas as células do módulo vai corresponder obrigatoriamente ao valor de corrente que flui na(s) célula(s) sombreada(s) [12]. Esta corrente pode assumir, no máximo, o valor de  $I_{CC}$  da associação série das células não sombreadas [72].

O circuito equivalente de duas células associadas em série para alimentar uma carga  $R_C$ , no qual a célula 1 não está sombreada e a célula 2 está sombreada é apresentado na Figura 3.1.



**Figura 3.1** – Associação série de uma célula não sombreada com uma célula sombreada [27].

Na Figura 3.1 a corrente de carga ( $I_C$ ) corresponde à corrente  $I$  da associação série da célula 1 com a célula 2. As correntes  $I_{D1}$  e  $I_{D2}$  são as correntes que passam nos díodos  $D_1$  e  $D_2$  que representam a junção P-N da célula 1 e da célula 2, respetivamente. A corrente  $I_S$  corresponde sempre ao valor de  $I_{CC}$  de uma qualquer célula quando aplicado o fator de correção  $\frac{G}{G^r}$ , i.e.,  $I_S = I_{CC} = I_{CC}^r (G/G^r)$  [1]. Por exemplo, uma célula totalmente sombreada tem  $I_S = 0$  A uma vez que  $G = 0$  W/m<sup>2</sup>.

Através da Figura 3.1 é possível verificar de forma sistemática que:

$$\text{Célula 2 (Sombreada) está: } \begin{cases} \text{Diretamente polarizada,} & \text{se } I_C < I_{S2} \\ \text{Em curto – circuito,} & \text{se } I_C = I_{S2} \\ \text{Em circuito aberto,} & \text{se } I_C = 0 \text{ A} \\ \text{Inversamente polarizada,} & \text{se } I_C > I_{S2} \end{cases}$$

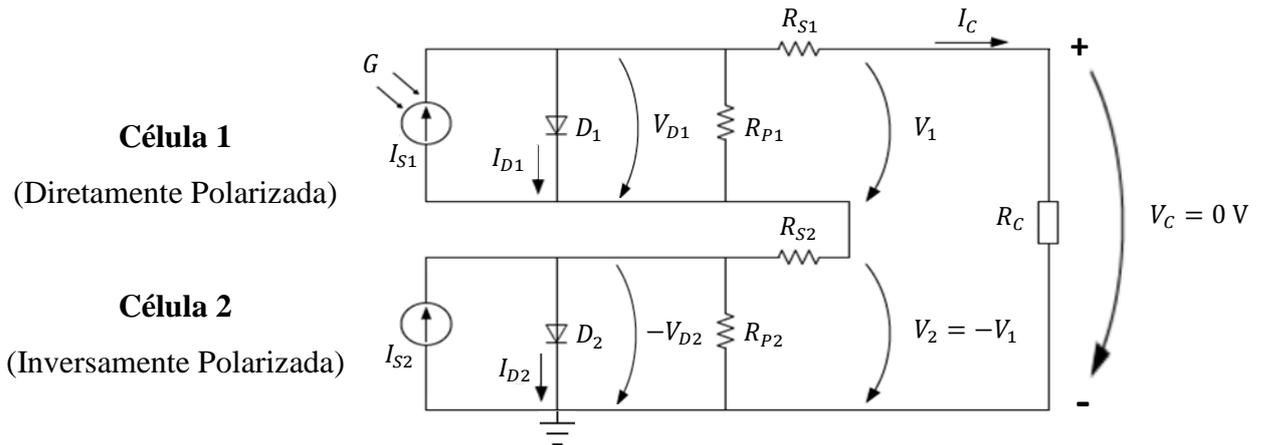
Caso a corrente  $I_C$  da Figura 3.1 seja menor que a corrente fotogerada pela célula sombreada ( $I_{S2}$ ), o díodo  $D_2$  fica diretamente polarizado. Sempre que esta condição se verifica, não existe risco de danos para a célula sombreada [27].

Caso a corrente  $I_C$  da Figura 3.1 seja igual a  $I_{S2}$ , não existem correntes de perdas no díodo  $D_2$  e na resistência em paralelo da célula sombreada ( $R_{P2}$ ). Nesta situação a célula sombreada está a funcionar em curto-circuito e a célula não sombreada está diretamente polarizada, pelo que esta última possui algumas perdas associadas uma vez que  $I_C$  é inferior à sua corrente fotogerada ( $I_{S1}$ ) [27].

Caso a corrente  $I_C$  da Figura 3.1 seja nula, i.e., numa situação de vazio onde não existe carga a alimentar, a célula sombreada e a célula não sombreada estão diretamente polarizadas, no entanto a corrente gerada por cada célula é nula uma vez que as correntes  $I_{S1}$  e  $I_{S2}$  são perdidas nos díodos  $D_1$  e  $D_2$  e nas resistências  $R_{P1}$  e  $R_{P2}$ . Nesta situação ambas as células estão a funcionar em circuito aberto [27].

Caso a corrente  $I_C$  da Figura 3.1 seja maior que  $I_{S2}$ , o díodo  $D_2$  fica inversamente polarizado. Sempre que esta condição se verifica, começa a haver dissipação de energia na célula sombreada e um conseqüente aumento da temperatura da mesma [27].

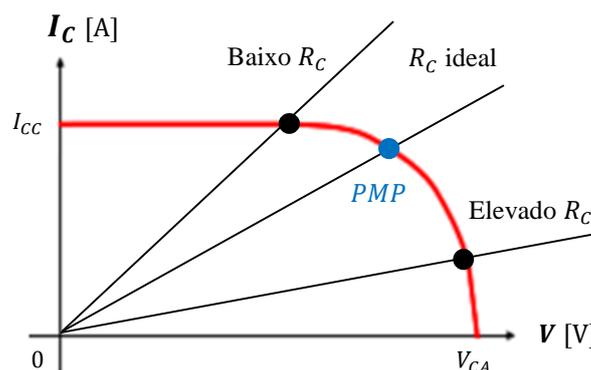
A simplificação do circuito da Figura 3.1 considerando que a célula 2 está totalmente sombreada, inversamente polarizada e em condições de máxima dissipação de energia é apresentada na Figura 3.2.



**Figura 3.2** – Associação série de uma célula diretamente polarizada com uma célula inversamente polarizada em situação de máxima dissipação de energia [27] [73].

Na Figura 3.2, como o diodo  $D_2$  da célula 2 está inversamente polarizado, deixa de haver geração de energia e passa a ocorrer dissipação de energia na célula 2 [73]. No ponto de máxima dissipação de energia, a tensão da célula 2 ( $V_2$ ) vai corresponder ao valor inverso da tensão das células com as quais está associada em série, neste caso,  $V_2 = -V_1$  pois  $V_C = V_1 + V_2 = 0 \text{ V}$  [73]. Na condição de máxima dissipação de energia toda a energia elétrica produzida pela célula 1 vai ser dissipada na célula 2 [73].

Numa situação normal de funcionamento, quando duas células iguais não estão sombreadas, a corrente  $I_C$  nunca pode ser maior que as correntes  $I_S$  das células. Nestas condições as células nunca ficam inversamente polarizadas. É importante salientar que é a carga que define sempre o valor da corrente  $I_C$ , pelo que é imprescindível ter um conhecimento relativo à característica operativa da carga a alimentar [74]. Considerando uma carga resistiva  $R_C$ , o ponto de funcionamento de um conjunto de células que vão estar a alimentar a carga será determinado pela interseção da sua curva característica I-V com a reta que representa graficamente a expressão  $I_C = V_C/R_C$  [74]. A determinação do ponto de funcionamento da curva I-V de um sistema fotovoltaico em função da carga resistiva  $R_C$  a alimentar é efetuada como apresentado na Figura 3.3.



**Figura 3.3** – Determinação do ponto de funcionamento da curva I-V em função da carga  $R_C$  [74].

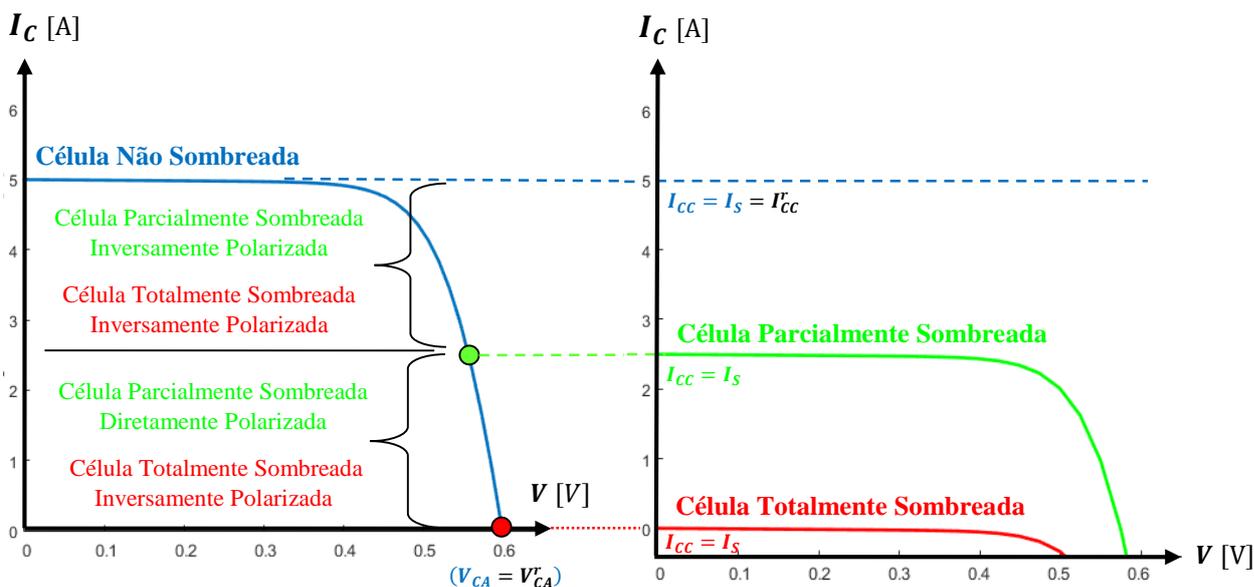
A Figura 3.3 mostra que quanto menor for o valor de  $R_C$ , menor é a tensão  $V_C$  e maior é a corrente  $I_C$  que vai ser gerada pelo sistema fotovoltaico. O valor de  $R_C$  ideal estabelece o *PMP*.

Uma célula sombreada pode estar em condições de sombreamento parcial ou sombreamento total [75]. Os três diferentes estados de iluminação e sombreamento de uma célula fotovoltaica são apresentados na Figura 3.4.



**Figura 3.4** – Diferentes estados de iluminação e sombreamento de uma célula fotovoltaica [75].

No sentido de compreender as diferenças da polarização de uma célula parcialmente sombreada e de uma célula totalmente sombreada em relação a uma célula não sombreada com a qual está associada em série, são apresentadas na Figura 3.5 e na Figura 3.6 as curvas I-V da célula não sombreada e da célula parcialmente/totalmente sombreada, respetivamente.



Na Figura 3.5 está representada a curva característica I-V de uma célula não sombreada considerando uma radiação de  $1000 \text{ W/m}^2$  [42]. Na Figura 3.6 estão representadas duas curvas características I-V que dizem respeito ao comportamento de uma célula parcialmente sombreada com uma radiação de  $500 \text{ W/m}^2$  e totalmente sombreada com uma radiação de  $0 \text{ W/m}^2$  [42]. As duas células consideradas no exemplo da Figura 3.5 e da Figura 3.6 são iguais e têm uma corrente  $I_{CC}^r$  de 5 A e uma tensão  $V_{CA}^r$  de 0,6 V.

A Figura 3.5 e a Figura 3.6 mostram que para uma corrente  $I_C$  não nula, uma célula totalmente sombreada está sempre inversamente polarizada quando associada em série com uma célula não sombreada. Por outro lado, uma célula parcialmente sombreada só fica inversamente polarizada se a corrente  $I_C$  for maior que a sua corrente  $I_S$ , facto que tende a ocorrer mais facilmente se o valor de  $R_C$  for baixo, como verificado na Figura 3.3.

Quando ocorre a inversão da polarização de uma célula num conjunto série, essa célula passa a funcionar como uma carga [12]. Deste modo, a energia produzida pelas células não sombreadas começa a ser dissipada na célula inversamente polarizada, levando à diminuição da corrente  $I$  do conjunto [12]. A dissipação de energia que ocorre na célula sombreada dá origem a um ponto quente, que assume esta designação devido ao aumento da temperatura que se sucede [12]. A diminuição da corrente  $I$  do conjunto leva a uma redução da energia elétrica gerada por cada célula [12]. Assim, perante condições de ponto quente, o desempenho de todo o módulo é comprometido e existe uma grande possibilidade de ocorrências de danos irreversíveis nas células afetadas ou até mesmo em todo o módulo [12].

É importante referir que apesar do circuito da Figura 3.1 estar representado como sendo duas células em série, cada um dos dois circuitos equivalentes poderia em vez disso, dizer respeito a dois conjuntos de células em série com as mesmas condições de iluminação estipuladas [27]. Analisar a associação série de uma célula não sombreada com uma célula sombreada é o mesmo que analisar a associação série de um módulo não sombreado com um outro sombreado [27]. No entanto, na associação série de módulos existe o problema destes poderem ter características elétricas muito distintas. Neste caso é possível que ocorram pontos quentes mesmo sem que haja células danificadas ou sombreadas pois o módulo que gera menos corrente pode ficar inversamente polarizado e aquecer [76]. Daí a extrema importância de painéis fotovoltaicos serem constituídos por associações de módulos com as mesmas características elétricas [76].

## 3.2. Causas

Como já referido na Secção 3.1, a principal causa para a ocorrência de pontos quentes é a inversão da polarização que surge como consequência de uma eventual divergência de correntes elétricas geradas por células ou módulos fotovoltaicos associados em série. As perdas que surgem como resultado da divergência das correntes geradas são designadas de *mismatch losses* [73]. Estas perdas podem ocorrer [77] devido a:

- Defeito de fabrico das células ou módulos;
- Diferentes características técnicas das células ou módulos associados em série;
- Incorreta instalação dos módulos;
- Falhas nas interconexões entre as células ou módulos em série;
- Células ou módulos danificados;
- Sombreamento que pode ocorrer em consequência das condições ambientais a que o equipamento fotovoltaico está sujeito no local em que é instalado.

De todos estes possíveis motivos, aquele que contribui mais recorrentemente para a divergência das correntes geradas é o sombreamento, que pode ocorrer nas células ou até mesmo de forma global, nos módulos fotovoltaicos [73].

Os sistemas fotovoltaicos implementados em ambientes urbanos estão mais sujeitos à ocorrência de sombreamentos do que sistemas fotovoltaicos instalados em zonas rurais mais isoladas [78]. Os efeitos ambientais que normalmente dão origem a condições de sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos [79] são:

- Deposição de neve, folhas, poeiras e dejetos de pássaros;
- Sombras provocadas por nuvens, arvoredos, edifícios e outras estruturas próximas.

Dois exemplos de sombreamento são apresentados na Figura 3.7 e na Figura 3.8.



**Figura 3.7** – Sombreamento provocado pela deposição de neve [80].

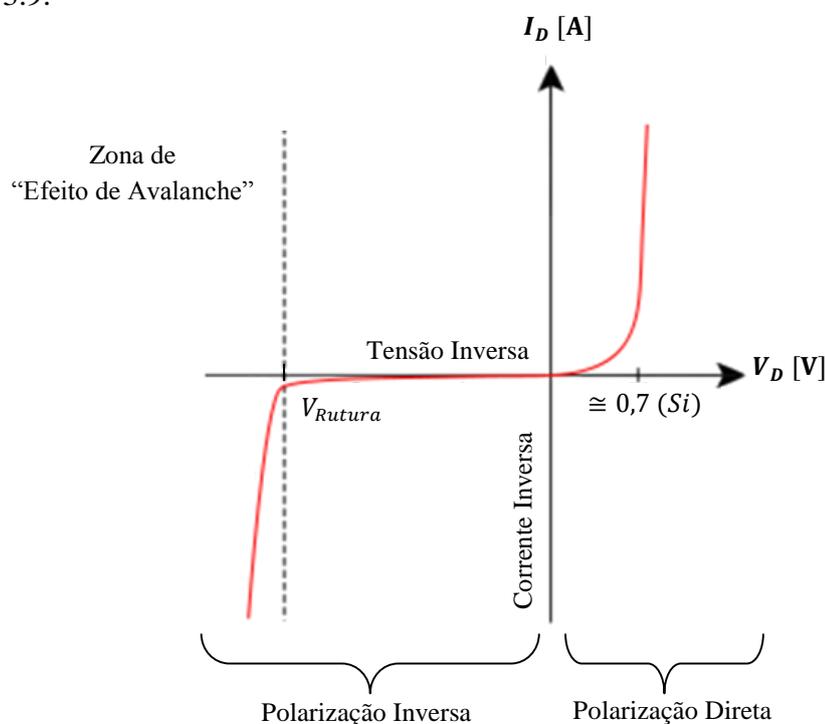


**Figura 3.8** – Sombreamento provocado por arvoredos próximos [81].

### 3.3. Tensão de Rutura

A quantidade de energia dissipada numa célula ou num módulo inversamente polarizado depende do comportamento inverso da sua curva característica I-V [20]. As células têm um comportamento inverso bastante diferenciado dependendo do valor da sua resistência  $R_p$  e da sua tensão de rutura ( $V_{rutura}$ ) [20].

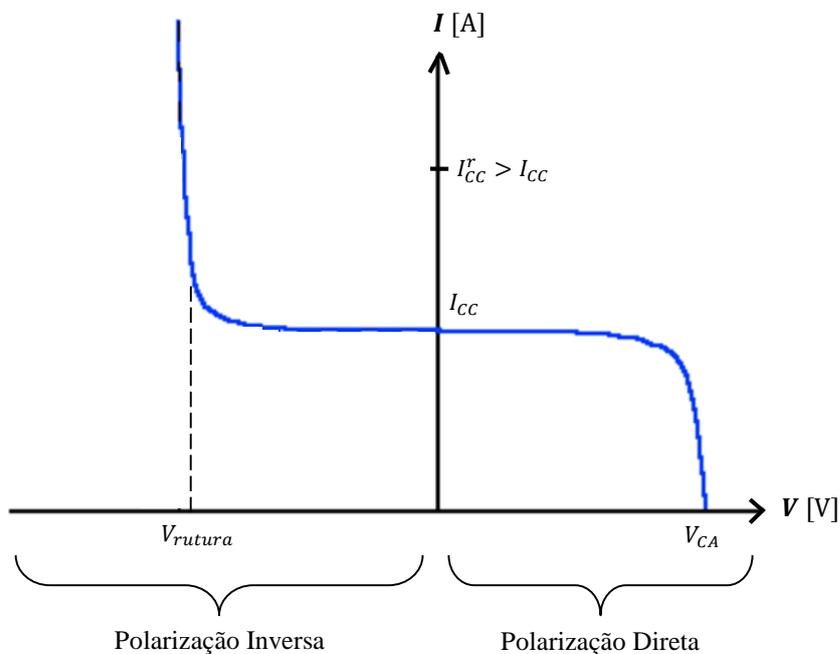
A tensão  $V_{rutura}$  consiste no valor de tensão inversa a partir do qual a célula fica sujeita a condições severas de funcionamento [42]. A componente direta e inversa da curva I-V do díodo  $D$  que representa a junção P-N de uma célula fotovoltaica é apresentada na Figura 3.9.



**Figura 3.9** – Curva I-V do díodo que representa a junção P-N de uma célula fotovoltaica de Si [55].

Na Figura 3.9, para valores de tensão negativa superiores (em módulo) ao valor de  $V_{rutura}$  o díodo  $D$  que representa a junção P-N entra na zona de “efeito de avalanche”. O “efeito de avalanche” consiste num aumento brusco da corrente inversa que passa no díodo  $D$  quando está inversamente polarizado [82]. A corrente inversa é designada por corrente de fuga [82]. À medida que a corrente de fuga aumenta, a dissipação de energia na célula começa provocar um aumento de temperatura capaz de danificar de forma permanente a célula fotovoltaica [42].

Desta forma, tendo em consideração as perdas de corrente que ocorrem na junção P-N, a curva I-V que caracteriza o comportamento direto e inverso de uma célula ou módulo fotovoltaico parcialmente sombreado sem proteção é apresentada na Figura 3.10.



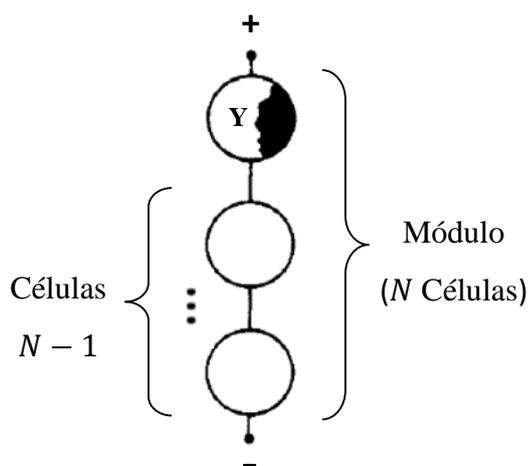
**Figura 3.10** – Curva I-V que caracteriza o comportamento direto e inverso de uma célula ou módulo fotovoltaico parcialmente sombreado sem proteção [12].

Na Secção 3.4 é apresentada a influência de  $V_{rutura}$  na curva I-V de uma célula inversamente polarizada. É importante referir que a maioria dos fabricantes de células e módulos fotovoltaicos não fornecem o valor de  $V_{rutura}$ , pelo que normalmente se considera um valor de  $V_{rutura} = -10$  V para as células fotovoltaicas de silício cristalino [83].

Quando o valor de  $V_{rutura}$  de uma célula inversamente polarizada é atingido, ocorre a destruição da célula num espaço de tempo relativamente curto [72].

### 3.4. Tipos de Pontos Quentes

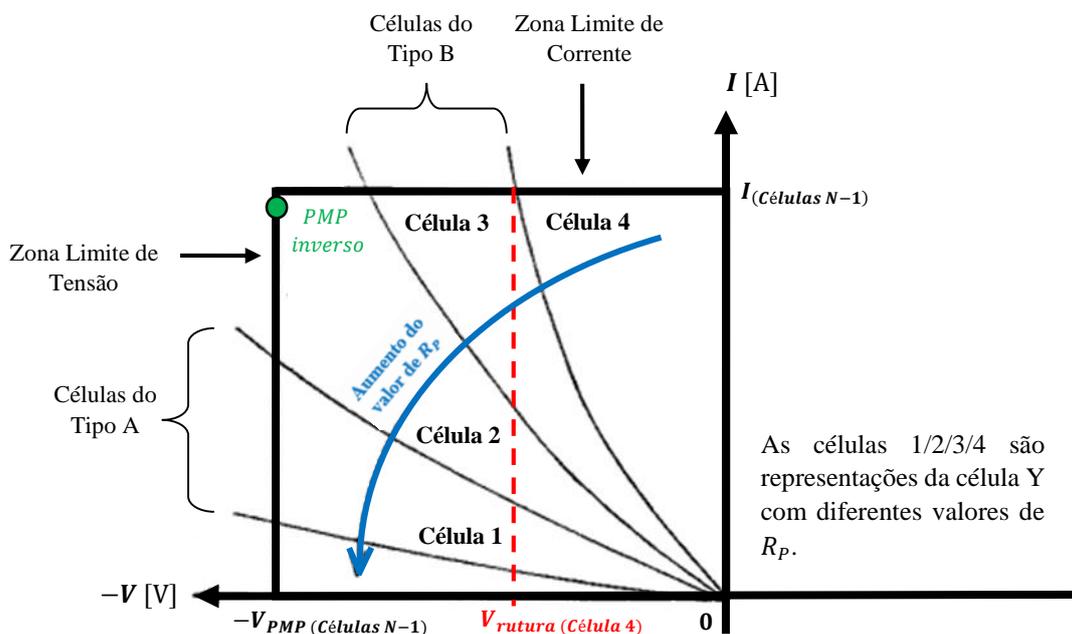
A análise da componente inversa da curva característica I-V de séries de células ou de módulos é essencial para compreender a forma como estes se comportam em condições de ponto quente sem nenhum tipo de proteção [84]. Neste sentido, um módulo fotovoltaico constituído por uma associação série de  $N$  células na qual a célula  $Y$  está sombreada ou danificada é apresentado na Figura 3.11.



**Figura 3.11** – Associação série das células de um módulo com uma célula sombreada ou danificada [84].

Na Figura 3.11, as células  $N - 1$  são as restantes células do módulo com iguais características de funcionamento e que não estão nem sombreadas nem danificadas [84]. O valor total de potência dissipada na célula  $Y$  corresponde ao produto entre o valor da corrente gerada pelo módulo e a tensão inversa da célula  $Y$  [84].

As características inversas podem variar consideravelmente de célula para célula [74]. Assim, antes de efetuar uma análise de pontos quentes é necessário classificar as células sombreadas ou danificadas pelo seu limite de tensão inversa ou corrente [27]. A representação dos limites de tensão inversa e corrente para a classificação do tipo de célula em polarização inversa é apresentada na Figura 3.12.



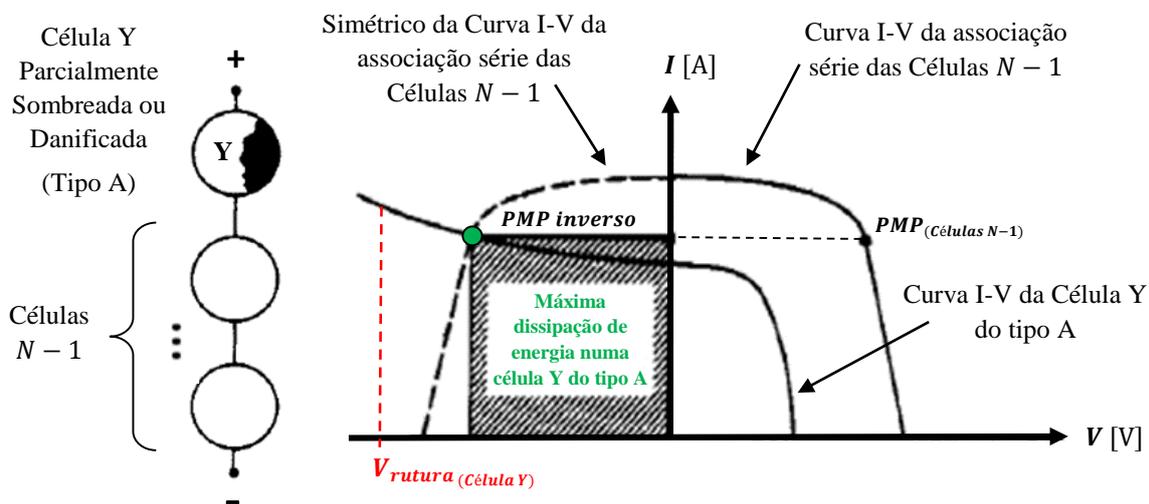
**Figura 3.12** – Representação dos limites de tensão inversa e corrente para classificação do tipo de célula em polarização inversa [85].

Na Figura 3.12 as células fotovoltaicas são identificadas segundo duas categorias: tipo A e tipo B. Estes dois tipos de célula adotam diferentes comportamentos quando estão em situação de ponto quente [24]. Os fatores que mais influenciam o tipo de célula é o valor de  $R_p$  e o valor de  $V_{rutura}$  da célula sombreada ou danificada [20].

Quando a curva inversa de uma célula interseca a zona limite de tensão, a essa célula é atribuída a designação de célula do tipo A. Na Figura 3.12, as células 1 e 2 são do tipo A. O valor limite de tensão inversa corresponde ao inverso da tensão da associação série das células  $N - 1$  [85]. De outra perspectiva, uma célula pode ser considerada do tipo A sempre que a sua  $V_{rutura}$  for maior ou igual (em módulo) que a  $V_{PMP}$  da associação série das células  $N - 1$  [42].

Quando a curva inversa de uma célula interseca o valor limite de corrente, a essa célula é atribuída a designação de célula do tipo B. Na Figura 3.12, as células 3 e 4 são do tipo B. O valor limite de corrente corresponde à corrente  $I$  das células  $N - 1$  para valores superiores a  $I_{PMP}$ , ou seja, o valor limite de corrente acaba por ser muito próximo do valor de  $I_{CC}$  [85]. De outra perspectiva, uma célula pode ser considerada do tipo B sempre que a sua  $V_{rutura}$  for menor (em módulo) que a  $V_{PMP}$  da associação série das células  $N - 1$  [42].

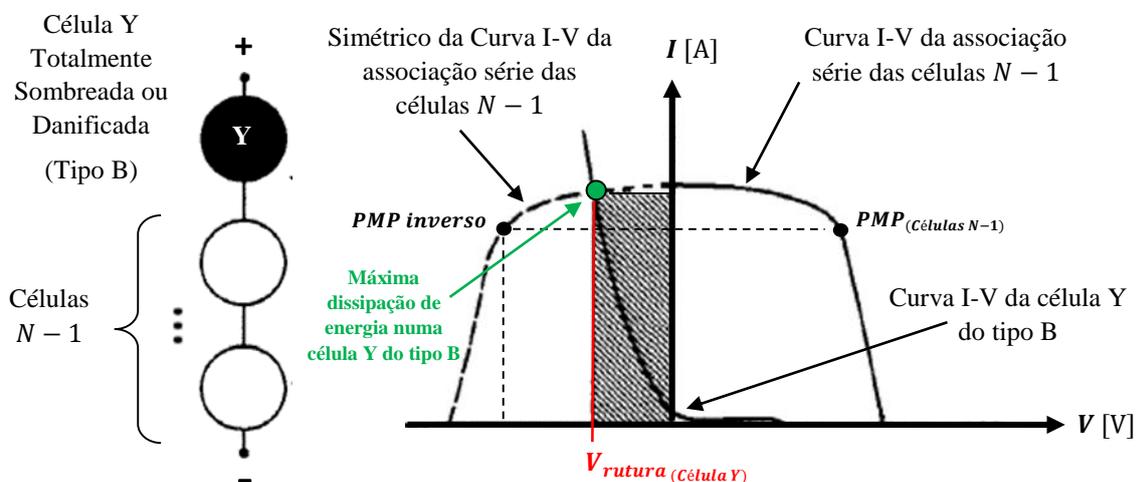
Se a célula Y da Figura 3.10 for do tipo A, a sua tensão inversa máxima vai corresponder (em módulo) ao valor de  $V$  no ponto de interseção da curva I-V da célula Y com o simétrico da curva I-V da associação série das células  $N - 1$ , como representado na Figura 3.13 [84].



**Figura 3.13** – Curvas I-V numa situação de máxima dissipação de energia numa célula Y do tipo A [84].

Na Figura 3.13 é verificado que a máxima dissipação de energia numa célula do tipo A ocorre quando a associação série das células  $N - 1$  está a funcionar no *PMP* uma vez que neste ponto de funcionamento a máxima energia elétrica possível de ser gerada pelas células  $N - 1$  vai ser toda dissipada na célula Y [84].

Se a célula Y da Figura 3.11 for do tipo B, a sua tensão inversa máxima vai ficar limitada ao valor de  $V_{ruptura}$ , como representado na Figura 3.14 [84].



**Figura 3.14** – Curvas I-V numa situação de máxima dissipação de energia numa célula Y do tipo B [84].

Na Figura 3.14 é verificado que a dissipação de energia numa célula do tipo B ocorre mais drasticamente quando a célula Y está totalmente sombreada uma vez que nesta situação de sombreamento a célula Y vai dissipar energia em qualquer ponto de funcionamento da sua curva I-V inversa [84]. A máxima dissipação de energia ocorre no ponto de interseção da curva I-V da célula Y com o simétrico da curva I-V da associação série das células  $N - 1$  [84].

Independentemente do tipo da célula Y, a corrente máxima  $I_{CC}$  que o módulo consegue gerar vai ser sempre o valor  $I$  no ponto de interseção da curva I-V da célula Y com o simétrico da curva I-V da associação série das células  $N - 1$  [84].

### 3.5. Consequências

A ocorrência de pontos quentes como consequência da polarização inversa de uma célula ou módulo leva à degradação do desempenho do sistema fotovoltaico no qual essa célula ou módulo está inserido [20]. O sobreaquecimento provocado pela dissipação de energia na célula ou módulo inversamente polarizado pode atingir níveis de temperatura muito elevados, nomeadamente quando a tensão inversa da célula sombreada atinge o valor de  $V_{rutura}$  [20]. Normalmente o valor crítico de temperatura a partir do qual começa a poder ocorrer danos físicos para o equipamento fotovoltaico é os  $150^{\circ}\text{C}$  [83]. Os efeitos provocados pelas elevadas temperaturas das células fotovoltaicas em condições de ponto quente são apresentados na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1** – Efeitos provocados pelo aumento da temperatura do ponto quente [83]

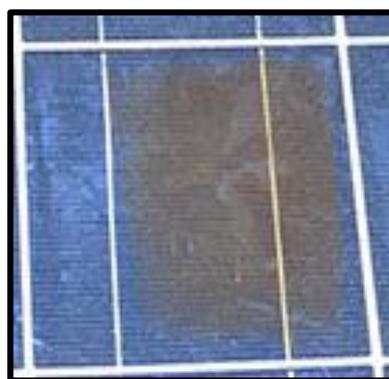
Temperatura	Efeitos provocados na Célula em Ponto Quente	Consequências para o Módulo
$< 150^{\circ}\text{C}$	Sem efeitos visuais	Normal desempenho do módulo
$\geq 150^{\circ}\text{C}$	Fusão do material de encapsulamento (EVA)	Delaminação e redução do material condutor térmico
$\geq 170^{\circ}\text{C}$	Descoloração da <i>Backsheet</i>	Mitigação do efeito de isolamento elétrico do módulo
$\geq 200^{\circ}\text{C}$	Destruição permanente da junção P-N	Perda de desempenho do módulo quando está em normais condições de funcionamento sem sombreamento

A Tabela 3.1 mostra que quando são atingidas temperaturas entre os 150°C e os 170°C ocorre a danificação do material físico do módulo, e quando são atingidas temperaturas superiores a 200°C ocorre a destruição permanente da junção P-N das células fotovoltaicas, o que acaba por provocar uma perda de desempenho do módulo fotovoltaico no que toca à sua capacidade de gerar energia elétrica em condições normais de funcionamento [83].

Deste modo é essencial que a condição de sombreamento seja removida antes que a célula em ponto quente atinja temperaturas capazes de causar danos permanentes para o sistema fotovoltaico. Os piores casos de polarização inversa surgem quando a tensão inversa atinge o valor de  $V_{rutura}$  [20]. Nesta situação é possível que ocorra a destruição da célula num espaço de tempo relativamente curto [20]. O valor de  $V_{rutura}$  é mais facilmente atingido em células com baixo valor de  $R_p$  do que com alto valor de  $R_p$ , como verificado na Figura 3.13 [20]. O aspeto físico de uma célula fotovoltaica m-Si e de uma célula p-Si em condições de ponto quente é apresentado na Figura 3.15 e na Figura 3.16, respetivamente.



**Figura 3.15** – Aspeto físico de uma célula fotovoltaica m-Si em condições de ponto quente [23].



**Figura 3.16** – Aspeto físico de uma célula fotovoltaica p-Si em condições de ponto quente [86].

### 3.6. Proteção e Prevenção

A minimização da ocorrência de sombreamentos em painéis fotovoltaicos é um importante passo no sentido de promover a mitigação da formação de pontos quentes. Uma periódica limpeza da superfície dos módulos constitui uma importante medida corretiva no entanto um bom planeamento do local da instalação do sistema fotovoltaico e a adoção de medidas preventivas no momento da instalação dos sistema pode contribuir bastante para que ocorram menos casos de sombreamento e de pontos quentes [78].

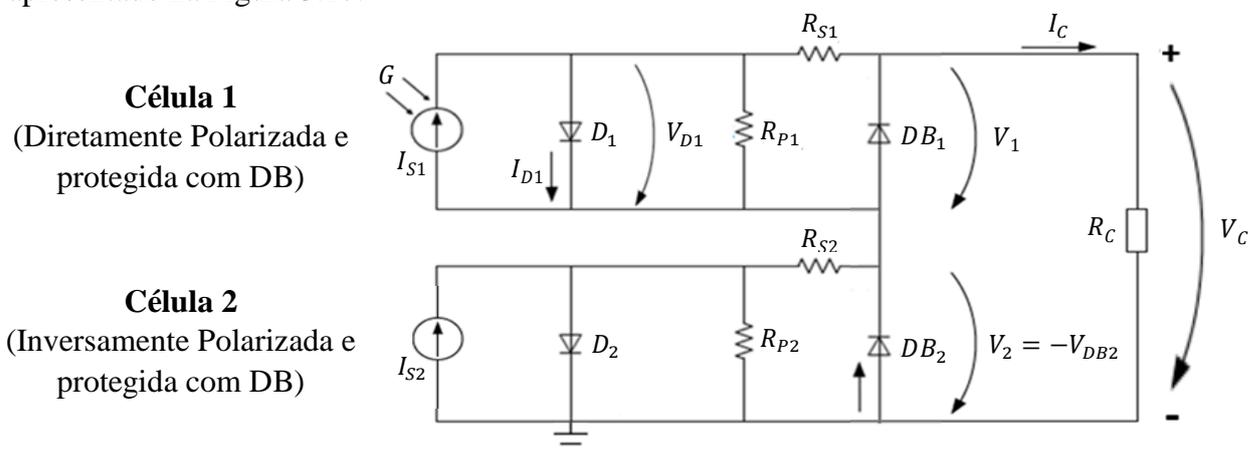
### 3.6.1. Díodos de *Bypass*

Quando uma célula sombreada está inversamente polarizada começa a dissipar a energia das restantes células associadas em série. Para prevenir a ocorrência de pontos quentes no seguimento da polarização inversa de uma célula sombreada, a corrente deve ser desviada desta [67]. Atualmente a derivação de corrente nas células é conseguida mediante a utilização de um diodo de desvio ou *bypass* (*DB*) que é colocado em anti-paralelo com cada célula ou associações série de células [67].

A inclusão do *DB* impede o aparecimento de tensões inversas elevadas, o que reduz simultaneamente a perda de energia e o risco de dano irreversível das células afetadas [67]. Com a utilização de *DB*, a tensão  $V_{ratura}$  da célula inversamente polarizada nunca é atingida e portanto a temperatura também nunca atinge níveis tão críticos como o que pode acontecer quando o *DB* não é utilizado [87].

O *DB* é instalado de forma a não conduzir corrente quando a célula está em condições normais de funcionamento, conduzindo apenas quando está inversamente polarizada [67]. Desta forma, sempre que a corrente passa pelo *DB* que está a proteger uma célula de um módulo, as restantes células da associação série continuam a produzir energia [67]. A única quebra de produção no módulo corresponde assim à quantidade de energia que deixa de ser produzida pela célula sombreada ou danificada [67]. Quando a corrente passa pelo *DB*, a tensão da célula ou conjunto de células que este está a proteger passa a corresponder à tensão inversa do *DB*, que normalmente é entre -0,6 V e -0,7 V [87].

O circuito equivalente de duas células associadas em série protegidas com um *DB* cada, no qual a célula 1 está diretamente polarizada e a célula 2 está inversamente polarizada é apresentado na Figura 3.17.



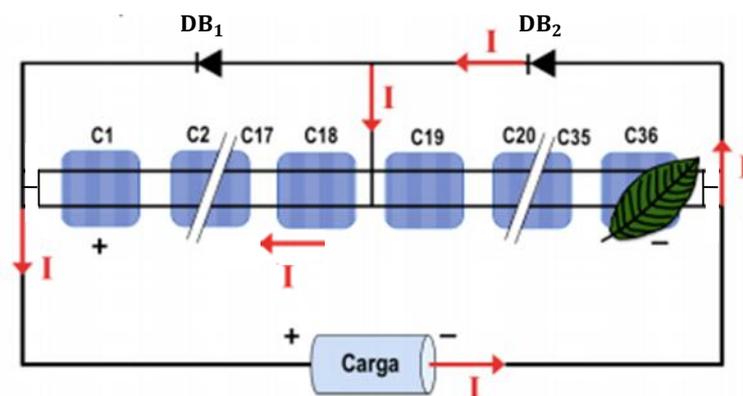
**Figura 3.17** – Associação série de uma célula diretamente polarizada com uma célula inversamente polarizada protegidas com um *DB* cada [27].

Na Figura 3.17, com a inclusão do  $DB_2$ , a célula inversamente polarizada vai assumir um valor de tensão correspondente à tensão inversa do  $DB_2$ , i.e.,  $-V_{DB_2}$ . Desta forma a energia elétrica gerada pela célula 1 é preservada quando a célula 2 está inversamente polarizada. Como a célula 1 está diretamente polarizada, o  $DB_2$  não tem qualquer efeito.

O ideal seria ter sempre um  $DB$  em anti-paralelo com cada célula de um módulo fotovoltaico, no entanto este tipo de solução nem sempre é economicamente viável [67]. O que habitualmente se verifica nos módulos é a adoção de  $DB$  em anti-paralelo com conjuntos de células em série [67]. Por exemplo, num módulo constituído por 36 células em série é costume haver um  $DB$  por cada série de 12 ou 18 células [67]. Em grandes conjuntos de painéis fotovoltaicos é até possível que se adote apenas um  $DB$  por módulo fotovoltaico. Os  $DB$  são geralmente inseridos nas caixas de junção dos módulos [67].

Quando é adotado apenas um  $DB$  para um conjunto de células, basta que apenas uma célula desse conjunto fique sombreada ou danificada para que todo o conjunto deixe de produzir [67]. Ou seja, se um módulo for protegido apenas com um  $DB$ , caso uma das células do módulo fique sombreada ou danificada, todo o módulo deixa de produzir [67].

O trajeto da corrente numa associação de 36 células fotovoltaicas em série protegidas com dois  $DB$  e no qual uma célula do conjunto está sombreada (C36) é apresentado na Figura 3.18.

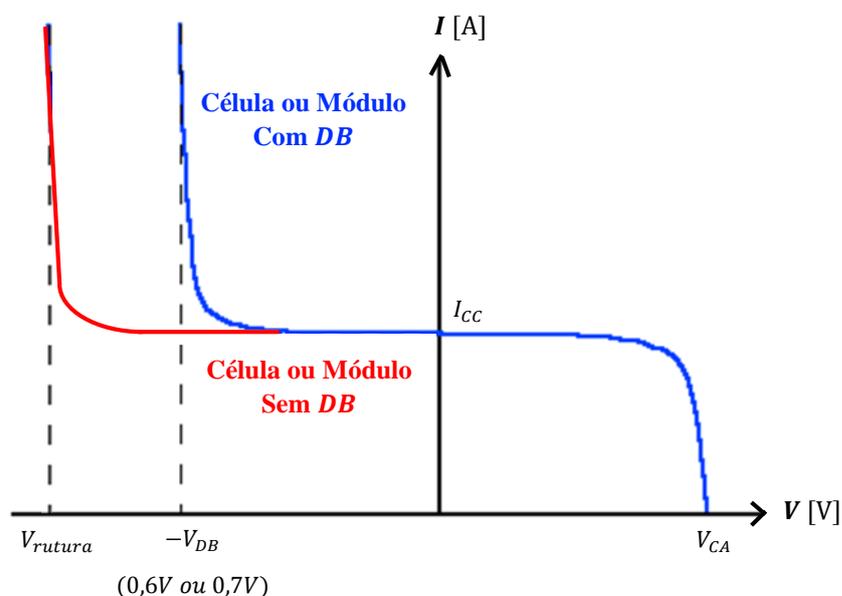


**Figura 3.18** – Representação esquemática de um módulo fotovoltaico sombreado protegido com dois  $DB$  [67].

Na Figura 3.18 todo o conjunto protegido pelo  $DB_2$  deixa de estar em produção devido ao facto da célula C36 estar sombreada. Desta forma, a tensão aos terminais da carga é dada por:

$$V_C = (V_1 + \dots + V_{18}) + V_{DB_2} \quad (3.1)$$

A diferença entre as curvas I-V de uma célula ou módulo com e sem a proteção por *DB* é apresentada na Figura 3.19.



**Figura 3.19** – Diferença entre as curva I-V de uma célula ou módulo com e sem *DB* [87].

A Figura 3.19 mostra que uma célula ou módulo protegido com *DB* tem uma tensão inversa máxima limitada por  $-V_{DB}$ . Por outro lado, uma célula ou módulo não protegido com *DB* vai dissipar energia até atingir uma tensão inversa equivalente ao valor de  $V_{rutura}$  [84].

A danificação de um *DB* deixa vulnerável todo o conjunto de células que por ele estão a ser protegidas. Grande parte dos módulos fotovoltaicos já estão sendo produzidos por *DB*, pelo que a danificação deste dispositivo de proteção constitui assim uma das possíveis causas atuais para se dar a ocorrência de pontos quentes em painéis fotovoltaicos [88].

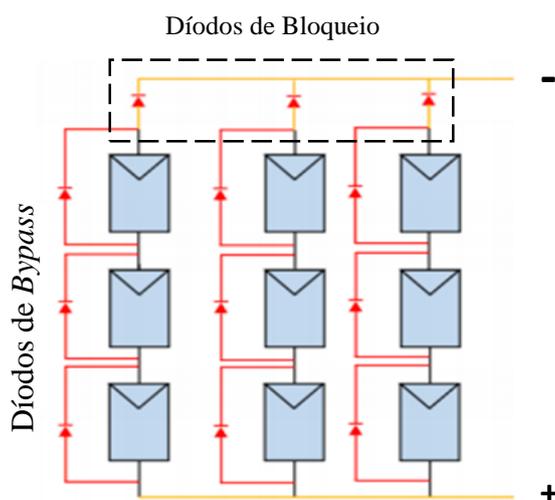
Quando ocorre a danificação permanente de células fotovoltaicas em condições de ponto quente, estas células são forçadas a trabalhar permanentemente em polarização inversa [23]. Assim, caso a célula danificada esteja englobada num conjunto de células protegidas por *DB*, as restantes células do conjunto deixam de contribuir de forma permanente para a produção de energia elétrica do módulo [23].

### 3.6.2. Díodos de Bloqueio

Quando existem sistemas fotovoltaicos constituídos por módulos associados em paralelo, para além dos *DB* pode haver a necessidade de utilizar díodos de bloqueio ou *blocking (DBL)* [89]. Os *DBL* são ligados em série com cada ramo de *N* módulos em série, com o objetivo de proteger esses *N* módulos contra correntes de curto-circuito e correntes inversas que possam advir dos outros ramos [89]. Estas correntes podem ser causadas por eventuais avarias ou aparecimento de diferentes tensões entre os ramos que são associados em paralelo [89]. A divergência de tensões pode ser provocada pelas diferentes características dos módulos associados em série em cada ramo ou pelo facto da corrente poder estar a ser desviada de algumas células ou módulos através de *DB* [89].

O ramo que apresenta uma menor tensão fica inversamente polarizado e passa a funcionar como uma carga para os demais ramos [89]. Desta forma, uma parte ou toda a corrente gerada pelos ramos que apresentam maior tensão fluirá pelo ramo de menor tensão, levando a um aumento da temperatura neste último e a uma perda de eficiência do sistema [89].

A associação mista de módulos fotovoltaicos devidamente protegidos com um *DB* por módulo e um *DBL* por cada ramo de módulo associados em série é apresentada na Figura 3.20.



**Figura 3.20** – Associação mista de módulos fotovoltaicos com utilização de *DB* e *DBL* [67].

Se forem utilizados módulos fotovoltaicos do mesmo tipo é habitual não se utilizarem *DBL*. Em vez disso é mais comum a colocação de fusíveis de proteção nos dois lados de cada ramo de modo a garantir a proteção contra sobreintensidades [67].

### 3.6.3. Fusíveis de Proteção

Tal como os *DBL*, os fusíveis são utilizados nos sistemas fotovoltaicos com o objetivo de proteger ramos de módulos fotovoltaicos contra o fluxo de corrente inversa que pode advir de outros ramos com maior tensão. Os fusíveis de proteção devem ser dimensionados para correntes inversas maiores (em módulo) que a corrente  $I_{CC}^r$  do módulo [70].

Os fusíveis devem ser colocados na saída de cada ramo de módulos em série, tanto no polo positivo como no polo negativo [70]. Segundo a norma IEC 60269-6, o fusível em causa deve ser próprio para funcionamento em corrente contínua (CC) e deve ser preferencialmente do tipo *gPV* que é uma espécie de fusíveis apropriada para funcionamento em sistemas fotovoltaicos pois apresenta alta durabilidade [70].

Os fusíveis de proteção têm vindo cada vez mais a substituir os *DBL* em sistemas fotovoltaicos uma vez que estes últimos têm vindo a apresentar altos índices de falhas. Uma associação mista de módulos fotovoltaicos protegidos com fusíveis é apresentada na Figura 3.21 [70].

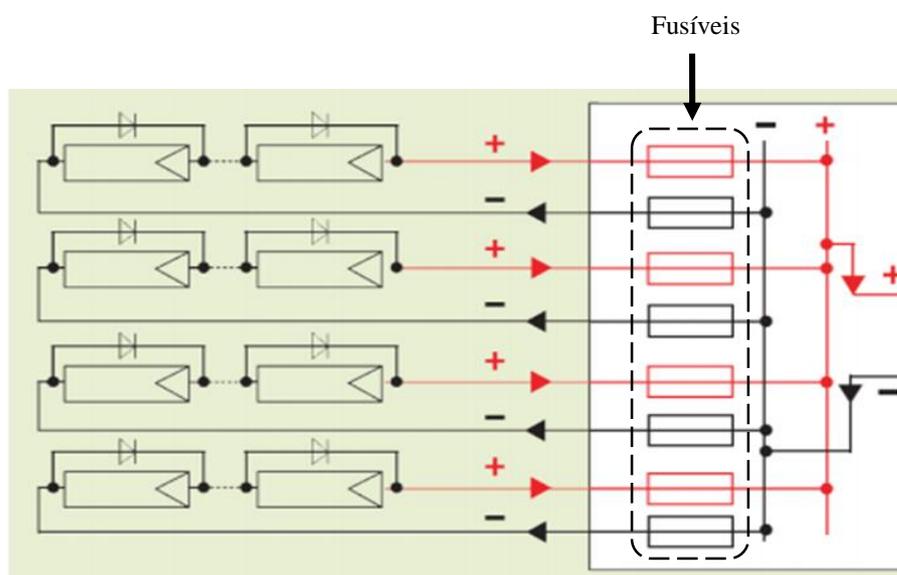


Figura 3.21 – Associação mista de módulos fotovoltaicos com fusíveis de proteção [70].

### 3.6.4. Disposição dos Módulos

No momento da instalação de módulos fotovoltaicos, existem algumas medidas que podem ser adotadas por forma a evitar ou minimizar a ocorrência de alguns tipos de sombreamentos. Relativamente à possibilidade de deposição de folhas ou neve é essencial que haja uma certa inclinação por forma a promover a remoção destas sujidades da superfície do módulo [67]. A existência de um ângulo mínimo de inclinação na ordem dos 12° funciona como um sistema de autolimpeza [90]. Por vezes, mesmo com uma certa inclinação, pode haver aprisionamentos na parte inferior do módulo [67].

A ocorrência de neve é um dos fenómenos meteorológicos que mais pode prejudicar a eficiência de um sistema fotovoltaico, pois os módulos podem ficar bastante cobertos [67]. Quando um módulo está inclinado, muito da neve que é depositada na sua superfície fica acumulada na parte inferior devido ao efeito da gravidade [67]. Neste sentido a disposição dos módulos pode assumir um papel importante no que diz respeito à tentativa de minimização dos efeitos adversos provocados pelo sombreamento [67].

Assim sendo, duas disposições possíveis de se proceder à colocação de módulos fotovoltaicos que eventualmente possam ficar sombreados pela deposição de uma camada de neve são apresentadas na Figura 3.22.



**Figura 3.22** – Módulo fotovoltaico sombreado devido a deposição de uma camada de neve: (a) módulo na posição horizontal; (b) módulo na posição vertical [67].

No exemplo da Figura 3.22 os módulos fotovoltaicos estão instalados na cobertura de uma habitação.

Na Figura 3.22, a colocação de um módulo na posição horizontal (a) é a melhor solução pois apenas é afetado um ramo de células associadas em série. Deste modo, caso fosse adotado um *DB* por cada ramo, todas as restantes células do módulo estariam em produção [67].

Em contrapartida, ao ser colocado um módulo na vertical (b), todos os ramos ficariam sombreados pela neve. Deste modo, seguindo a mesma lógica de adoção de um *DB* por ramo, haveria repercussões mais negativas no que concerne à eficiência do módulo quando comparado com a solução horizontal [67].

Caso não seja considerada a proteção do módulo com *DB*, a melhor solução seria adotar uma disposição vertical pois menos células seriam afetadas.

### 3.6.5. Valor da Resistência em Paralelo

Como abordado na Secção 3.4, a curva I-V de uma célula ou módulo inversamente polarizado varia com o valor de  $R_p$ . Normalmente as células do tipo A são caracterizadas por um elevado valor de  $R_p$  e as células do tipo B são caracterizadas por um baixo valor de  $R_p$  [24]. Os pontos quentes podem surgir nos dois tipos de células, no entanto a forma como se manifestam é diferente [24].

Quando as células possuem um baixo valor de  $R_p$  são verificadas [24] as seguintes evidências:

- O sombreamento mais prejudicial para a ocorrência dos pontos quentes acontece quando a célula está totalmente sombreada;
- O ponto quente ocorre devido à grande quantidade de corrente que flui numa pequena região da célula inversamente polarizada;
- O ponto quente ocorre numa zona específica da célula;
- O sobreaquecimento resultante da condição de ponto quente ocorre rapidamente, o que faz com que mais facilmente seja atingido o nível de rutura permanente do equipamento.

Quando as células apresentam um elevado valor de  $R_p$  são verificadas [24] as seguintes evidências:

- O sombreamento mais prejudicial para a ocorrência dos pontos quentes acontece quando uma pequena fração da célula está sombreada;
- O ponto quente ocorre devido à elevada quantidade de energia elétrica que é dissipada na célula inversamente polarizada;
- O ponto quente ocorre de forma generalizada em toda a célula;
- O sobreaquecimento resultante da condição de ponto quente ocorre de forma demorada, o que faz com que mais dificilmente seja atingido o nível de rutura permanente do equipamento.

Um dos maiores desafios técnicos é identificar se as células têm um baixo valor de  $R_p$  ou um elevado valor de  $R_p$  e depois determinar quais os piores casos de sombreamento para cada valor de  $R_p$  [24]. Sem a utilização de  $DB$ , as células com baixo valor de  $R_p$  podem ser identificadas colocando uma célula de um conjunto série totalmente sombreada e observando de seguida a rapidez do seu aquecimento através de câmaras termográficas [24]. No entanto muitos módulos já trazem  $DB$  que não são removíveis. Neste caso só é possível determinar as células com baixo valor de  $R_p$  através da análise e comparação das curvas I-V de cada célula quando totalmente sombreada [24].

### 3.7. Teste de Resistência a Pontos Quentes

O objetivo de um teste de resistência a pontos quentes é determinar a capacidade de um módulo fotovoltaico conseguir resistir aos efeitos do sobreaquecimento que possa ocorrer por formação de pontos quentes [85]. Deste modo, é analisado o estado de fusão das soldaduras bem como o grau de deterioração do encapsulamento das células [85]. Estes tipos de testes de qualidade devem ser efetuados em laboratórios especializados [85]. A metodologia de ensaio de resistência a pontos quentes em módulos fotovoltaicos de silício cristalino está estipulada na norma IEC 61215-10.9 [85].

Os ensaios de resistência a pontos quentes devem ser realizados a uma temperatura ambiente de  $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$  e com uma velocidade do vento menor que 2m/s [85]. Qualquer dispositivo de proteção recomendado pelo fabricante deve ser instalado antes do módulo ser testado [85].

Os equipamentos necessários para se efetuar um teste de resistência a pontos quentes [85] são:

- Fonte de radiação 1: simulador de radiação solar ou fonte solar natural com uma irradiação maior ou igual a  $700 \text{ W/m}^2$ , com uma não uniformidade inferior a  $\pm 2\%$ , e uma estabilidade temporal de  $\pm 5\%$ ;
- Fonte de radiação 2: simulador de radiação solar de classe C ou fonte solar natural com uma irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2 \pm 10\%$ ;
- Traçador de curvas I-V;
- Conjunto de coberturas opacas para sombreamento das células em incrementos de 5%;
- Medidor termográfico.

Os procedimentos de teste [85] numa associação série de células de um módulo fotovoltaico não protegido por diodo de *bypass* são:

- 1) Exposição do módulo não sombreado à fonte de radiação 1 com irradiação superior a  $700 \text{ W/m}^2$  e medição da curva I-V para determinação do valor de  $I_{PMP}$ .
- 2) Com o módulo curto-circuitado é selecionada uma célula através de um dos seguintes métodos:
  - a. Seleção da célula mais quente utilizando um medidor termográfico;
  - b. Seleção da célula que causa o maior decréscimo na corrente de curto-circuito do módulo quando totalmente sombreada.
- 3) A célula selecionada é totalmente sombreada e de seguida é verificada se a corrente  $I_{CC}$  do módulo é menor que a corrente  $I_{PMP}$  determinada em 1). Se esta condição não se verificar, a máxima dissipação de energia não pode ocorrer na célula sombreada para uma irradiação de  $700 \text{ W/m}^2$  nas células não sombreadas e portanto o teste de resistência deve saltar a etapa 4) e passar de imediato para a etapa 5).
- 4) Caso a corrente  $I_{CC}$  do módulo seja menor que a corrente  $I_{PMP}$  determinada em 1), a área sombreada da célula selecionada deve ser gradualmente diminuída até que a corrente  $I_{CC}$  do módulo coincida o mais possível com  $I_{PMP}$ . No momento em que ambas as correntes se igualam, ocorre a máxima dissipação de energia na célula selecionada sujeita a sombreamento total.
- 5) Exposição do módulo à fonte de radiação 2 com irradiação de aproximadamente  $1000 \text{ W/m}^2$  e reajuste do sombreamento da célula selecionada para que a corrente  $I_{CC}$  do módulo coincida o mais possível com a corrente  $I_{PMP}$ .
- 6) Após 1h, o módulo é sujeito a um sombreamento provocado pela própria fonte de radiação e é verificado se a corrente  $I_{CC}$  do módulo não é maior que 10% da corrente  $I_{PMP}$ .
- 7) Após 30 minutos é retomada a irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$  na fonte de irradiação;
- 8) As etapas 5), 6) e 7) voltam a ser repetidas num total de cinco vezes por forma a verificar se a célula selecionada passa no teste de resistência a pontos quentes.

### 3.8. Medição Termográfica

As inspeções periódicas são essenciais como medida preventiva e corretiva nos sistemas fotovoltaicos uma vez que garantem o controlo do surgimento de falhas que possam ocorrer e possam levar à degradação do desempenho do sistema fotovoltaico [70]. Assim sendo, mediante o cumprimento destas boas práticas de segurança é possível assegurar o bom funcionamento e o tempo de vida útil do equipamento fotovoltaico [70]. Atualmente existem vários métodos que podem ser utilizados na deteção de falhas nos sistemas fotovoltaicos, tais como: a obtenção das curvas I-V, a eletroluminescência e a termografia [91].

No que diz respeito ao controlo e deteção de pontos quentes em células ou módulos fotovoltaicos, a termografia é atualmente o método mais eficiente [91]. Através da utilização de câmaras termográficas como as apresentadas na Figura 3.23 é possível identificar e localizar de forma rápida e com alta precisão, quais as células ou módulos que estão em condição de ponto quente e qual o nível de temperatura de cada ponto quente [91]. Para além da medição terrestre que é apresentada na Figura 3.24, uma prática que começa a ser cada vez mais recorrente é a implementação de câmaras termográficas em *drones* como é apresentado na Figura 3.25 por forma a facilitar a análise de pontos quentes em grandes instalações fotovoltaicas como são o caso das centrais com grandes valores de potência instalada [92].

A primeira máquina termográfica foi inventada em 1929 pelo físico húngaro Kálmán Tihanyi, com propósito militar [91]. Atualmente a tecnologia termográfica tem muitas aplicações, podendo ser utilizada nas mais diversas áreas, tais como: medicina, meteorologia, vigilância e segurança noturna, construção civil, processos de fabrico, inspeção de equipamentos térmicos e circuitos elétricos [93]. A termografia começou apenas a ser utilizada na caracterização de sistemas fotovoltaicos em 1998 [91].

A tecnologia termográfica é baseada no princípio de que qualquer objeto emite radiação infravermelha num determinado comprimento de onda dependente da sua temperatura e do seu material [91]. A radiação emitida pode ser detetada mediante a utilização de uma câmara termográfica e convertida numa imagem visível que proporciona a informação da distribuição espacial da temperatura [91]. A deteção de pontos quentes através do uso desta tecnologia acaba por ser bastante fácil uma vez que é observada uma grande discrepância de temperatura nestes pontos em relação ao resto do dispositivo, como é apresentado na Figura 3.26 e na Figura 3.27.



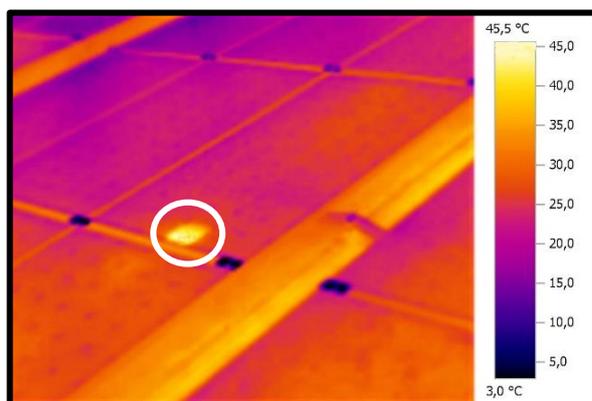
**Figura 3.23** – Câmaras termográficas [94].



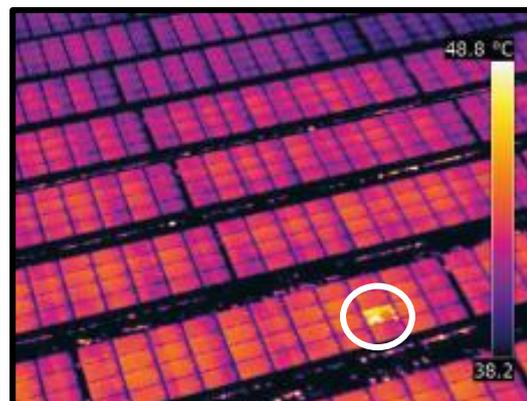
**Figura 3.24** – Medição termográfica terrestre [95].



**Figura 3.25** – Medição termográfica aérea recorrendo a *drones* [92].



**Figura 3.26** – Identificação de um ponto quente num módulo fotovoltaico através de uma imagem termográfica terrestre [96].



**Figura 3.27** – Identificação de pontos quentes num conjunto de módulos de uma central fotovoltaica através de uma imagem termográfica aérea [92].

---

---

# CAPÍTULO

# 4

---

---

## MODELAÇÃO MATEMÁTICA

*Neste capítulo são apresentados o modelo elétrico e o modelo térmico utilizados para efetuar a simulação dos pontos quentes em sistemas fotovoltaicos. Os dados resultantes da utilização do modelo elétrico constituem as entradas do modelo térmico que permite analisar a evolução da temperatura do ponto quente de um módulo fotovoltaico sombreado ao longo do tempo.*

## 4.1. Modelação de um Sistema Fotovoltaico

A conversão da radiação solar em energia elétrica através da utilização de painéis fotovoltaicos constitui um estudo teórico que pode ser realizado no âmbito da simulação computacional [90].

Como consequência do interesse da comunidade atual em sistemas fotovoltaicos, o aproveitamento da radiação solar para a conversão em energia elétrica tem sido um tema de relevância no âmbito da modelação [90]. Assim é importante o estudo dos pontos quentes em sistemas fotovoltaicos.

Neste trabalho é estudado o comportamento de um sistema fotovoltaico quando um módulo sombreado fica em condição de ponto quente. O sistema fotovoltaico modelado é constituído por módulos de silício monocristalino.

Como mencionado na Secção 2.9, o funcionamento dos módulos fotovoltaicos pode ser descrito por uma curva característica I-V. A curva I-V de um módulo fotovoltaico não sombreado é definida para condições STC, i.e., temperatura de 25°C equivalente a 298,15 K e uma irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> [90]. A curva I-V de um módulo fotovoltaico sombreado varia de acordo com o nível de sombreamento, podendo ter ou não pontos quentes.

O circuito equivalente que representa, de forma genérica, os módulos do sistema fotovoltaico é o apresentado na Figura 2.14.

### 4.1.1. Polarização Direta

Para modelar um módulo fotovoltaico diretamente polarizado, o primeiro parâmetro que deve ser estipulado é a sua temperatura absoluta  $T$ . A unidade de temperatura utilizada na modelação dos módulos fotovoltaicos é o Kelvin [K]. Assim sendo é necessário ter em conta logo à partida a equivalência entre temperatura medida em graus Celsius [°C] e a temperatura medida em [K] que é dada por:

$$T[\text{K}] = T[^\circ\text{C}] + 273,15 \quad (4.1)$$

O segundo parâmetro que deve ser considerado na modelação elétrica de um sistema fotovoltaico é o potencial térmico. O potencial térmico de um módulo fotovoltaico varia consoante a sua temperatura [90], sendo dado por:

$$V_T = \frac{K T}{q} \quad (4.2)$$

em que  $K$  é a constante de Boltzmann,  $1,3 \cdot 10^{-23}$  J/K;  $T$  é a temperatura absoluta do módulo, medida em [K];  $q$  é a carga elétrica do eletrão,  $1,6 \cdot 10^{-19}$  C.

O díodo  $D$  da Figura 2.14 é caracterizado por um fator de idealidade  $m$  que depende das impurezas da junção P-N do conjunto total de células fotovoltaicas que constituem o módulo [90]. O fator  $m$  é dado por:

$$m = \frac{V_{MAX}^r - V_{CA}^r}{V_T^r \ln \left( 1 - \frac{I_{MAX}^r}{I_{CC}^r} \right)} \quad (4.3)$$

em que  $V_{MAX}^r$  é a tensão à potência máxima do módulo fotovoltaico em condições STC, medida em [V];  $V_{CA}^r$  é a tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico em condições STC, medida em [V];  $V_T^r$  é o potencial térmico em condições STC, medido em [V];  $I_{MAX}^r$  é a corrente à potência máxima do módulo fotovoltaico em condições STC, medida em [A];  $I_{CC}^r$  é a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico em condições STC, medida em [A].

Todas as variáveis medidas em condições STC possuem um índice “r”.

Como os valores de tensão e corrente utilizados em (4.3) dizem respeito a um módulo fotovoltaico constituído por  $NCS$  células em série, o fator de idealidade de cada uma das células que constitui o módulo [97] é dada por:

$$m' = \frac{m}{NCS} \quad (4.4)$$

Um díodo ideal possui um fator de idealidade  $m' = 1$  e um díodo real possui  $m' > 1$  [1].

O díodo  $D$  que representa a junção P-N do conjunto total de células que constituem o módulo tem associada uma corrente inversa máxima de saturação que em condições STC [97] é dada por:

$$I_0^r = \frac{I_{CC}^r}{-1 + e^{\left(\frac{V_{CA}^r q}{NCS m' K T}\right)}} \quad (4.5)$$

Quando um módulo fotovoltaico fica sujeito a condições de temperatura e/ou radiação diferentes de STC, a corrente inversa máxima de saturação do díodo  $D$  [97] é dada por:

$$I_0 = I_0^r \left(\frac{T}{T^r}\right)^3 e^{\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T^r}\right)\left(\frac{q E_g}{m' K}\right)} \quad (4.6)$$

em que  $T^r$  é a temperatura do módulo em condições STC, 298,15 K;  $E_g$  é o hiato de energia do silício, 1,12 eV.

Através da Figura 2.14 é verificado que a corrente  $I$  gerada por um módulo fotovoltaico depende sempre da contribuição das correntes  $I_S$  e das correntes de perda  $I_D$  e  $I_P$ . Assim a corrente  $I$  [98] é dada por:

$$I = I_S - I_D - I_P \quad (4.7)$$

Conhecendo o valor de impedância  $Z$  da carga a alimentar pelo módulo fotovoltaico, a corrente  $I$  [1] é dada por:

$$I = (I_S - I_D) \left(\frac{R_P}{R_S + R_P + Z}\right) \quad (4.8)$$

em que  $R_P$  é o valor da resistência em paralelo do circuito equivalente, medida em  $[\Omega]$ ;  $R_S$  é o valor da resistência em série do circuito equivalente, medida em  $[\Omega]$ .

A corrente fotogerada  $I_S$  depende da temperatura  $T$ , da irradiação solar  $G$  e do fator térmico  $\alpha$  referente à corrente de curto-circuito. Assim a corrente  $I_S$  [98] é dada por:

$$I_S = \underbrace{\left(I_{CC}^r \frac{G}{G^r}\right)}_{I_{CC}} + \left(\frac{G}{G^r} \alpha (T - T^r)\right) \rightarrow I_S = I_{CC}, \text{ se } T = T^r \quad (4.9)$$

em que  $G^r$  é a irradiação solar em condições STC,  $1000 \text{ W/m}^2$ ;  $I_{CC}$  é a corrente de curto-circuito nas condições reais de funcionamento do módulo fotovoltaico, medida em [A].

A corrente  $I_{CC}$  consiste no valor máximo de corrente que o módulo fotovoltaico consegue gerar. Este valor de corrente é atingido quando  $V = 0 \text{ V}$ . Em condições de curto-circuito é assumido que toda a corrente fotogerada  $I_S$  é direcionada para os terminais do módulo fotovoltaico, não ocorrendo perdas nem na junção P-N nem na resistência  $R_P$ , pelo que  $I_D = 0 \text{ A}$  e  $I_P = 0 \text{ A}$ . Nestas condições a corrente  $I$  calculada em (4.7) é dada por:

$$I = I_S = I_{CC} \quad (4.10)$$

Quando o módulo fotovoltaico não está em condições de curto-circuito, a sua corrente  $I_D$  [98] é dada por:

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{V+R_S I}{NCS m^T V_T}} - 1 \right) \quad (4.11)$$

Simplificando (4.11):

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{V_D}{NCS m^T V_T}} - 1 \right) \quad (4.12)$$

em que  $V_D$  é a tensão aos terminais do díodo  $D$  que representa a junção P-N do conjunto total de células que constituem o módulo, medida em [V].

A diferença entre a modelação do comportamento em polarização direta e polarização inversa de um módulo fotovoltaico reside no valor da corrente  $I_P$  [98].

A corrente  $I_P$  de um módulo fotovoltaico diretamente polarizado [98] é dada por:

$$I_P = \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (4.13)$$

Simplificando (4.13):

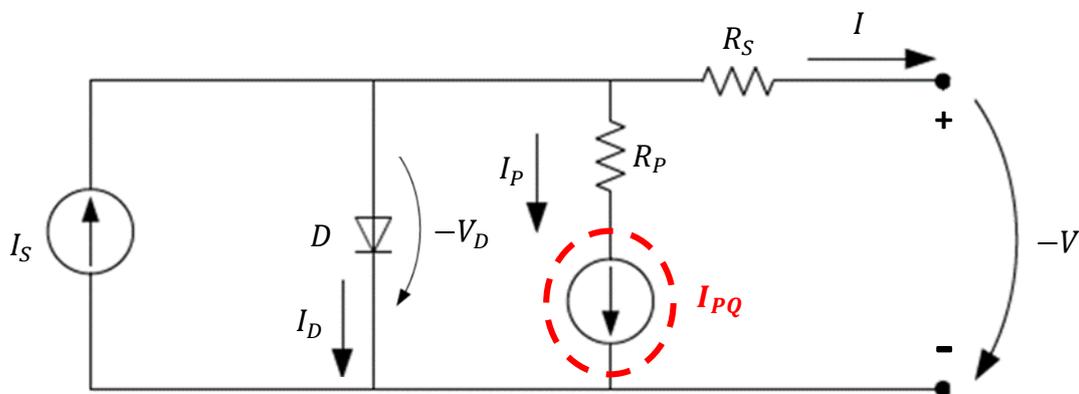
$$I_P = \frac{V_D}{R_P} \quad (4.14)$$

Considerando (4.9), (4.12), (4.14) e substituindo em (4.7) a expressão global da corrente  $I$  aos terminais de um módulo fotovoltaico diretamente polarizado é dada por:

$$I = \underbrace{\left( I_{CC} r \frac{G}{G^r} \right) + \left( \frac{G}{G^r} \alpha (T - T^r) \right)}_{I_S} - \underbrace{I_0 \left( e^{\frac{V_D}{m V_T}} - 1 \right)}_{I_D} - \underbrace{\frac{V_D}{R_P}}_{I_P} \quad (4.15)$$

### 4.1.2. Polarização Inversa

Para modelar um módulo fotovoltaico inversamente polarizado são consideradas (4.1) - (4.12). No entanto, para o cálculo da corrente  $I_P$  é necessário considerar o acréscimo de uma corrente  $I_{PQ}$  devido a uma fonte de corrente em série com  $R_P$  no circuito equivalente da Figura 2.14. O circuito equivalente de um módulo fotovoltaico inversamente polarizado é apresentado na Figura 4.1.



**Figura 4.1** – Circuito equivalente de um módulo fotovoltaico inversamente polarizado [98].

No circuito equivalente da Figura 4.1, a fonte de corrente  $I_{PQ}$  representa o valor da corrente de fuga que leva à ocorrência de pontos quentes. É a corrente  $I_{PQ}$  que vai ser responsável pela dissipação de energia no módulo fotovoltaico que está inversamente polarizado [20].

Quando um módulo fotovoltaico está inversamente polarizado, a corrente  $I_P$  [98] é dada por:

$$I_P = \frac{V + R_S I}{R_P} + I_{PQ} \quad (4.16)$$

Simplificando (4.16):

$$I_P = \frac{V_D}{R_P} + I_{PQ} \quad (4.17)$$

A corrente de fuga  $I_{PQ}$  [98] é dado por:

$$I_{PQ} = \frac{V_D}{R_P} a \left( 1 - \frac{V_D}{V_{rutura}} \right)^{-b} \quad (4.18)$$

em que  $a$  é um fator de correção;  $b$  é o expoente do “efeito de avalanche”;  $V_{rutura}$  é a tensão de rutura do módulo fotovoltaico (valor negativo), medida em [V].

Considerando (4.9), (4.12), (4.17), (4.18) e substituindo em (4.7), a corrente  $I$  aos terminais de um módulo fotovoltaico inversamente polarizado é dada por:

$$I = \underbrace{\left( I_{cc} r \frac{G}{G^r} \right) + \left( \frac{G}{G^r} \alpha (T - T^r) \right)}_{I_S} - \underbrace{I_0 \left( e^{\frac{V_D}{m V_T}} - 1 \right)}_{I_D} - \underbrace{\left( \frac{V_D}{R_P} + \frac{V_D}{R_P} a \left( 1 - \frac{V_D}{V_{rutura}} \right)^{-b} \right)}_{I_P} \quad (4.19)$$

Na condição do módulo diretamente polarizado em que ocorre geração de energia elétrica, a tensão  $V$  e a corrente  $I$  assumem um valor positivo. Na condição do módulo inversamente polarizado em que ocorre dissipação de energia elétrica, a tensão  $V$  ou a corrente  $I$  assume um valor negativo. O valor total da energia referida à potência  $P$  gerada ou dissipada no módulo é dada por:

$$P = V I \quad (4.20)$$

Em condições STC, a potência máxima de um módulo fotovoltaico [97] é dada por:

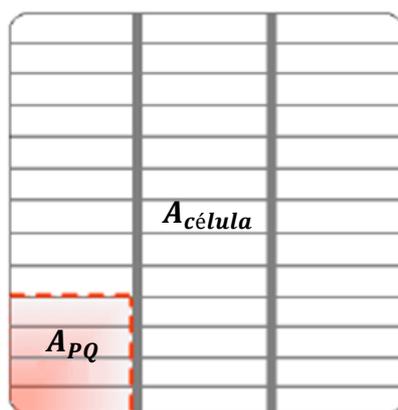
$$P_{MAX}^r = V_{MAX}^r I_{MAX}^r \quad (4.21)$$

Para condições diferentes de STC, os parâmetros  $V_{MAX}$  e  $I_{MAX}$  são determinados mediante a análise das curvas I-V e P-V. O ponto constituído pelas coordenadas  $(V_{MAX}, I_{MAX})$  é denominado de ponto de máxima potência (*PMP*).

## 4.2. Modelação Térmica de Pontos Quentes

Quando uma célula fotovoltaica de um conjunto de células em série fica inversamente polarizada começa a haver um fluxo de correntes de fuga principalmente através de pequenas regiões da célula que contêm impurezas. Assim, a dissipação da energia da célula acaba por ocorrer essencialmente em áreas próximas ao centro dessas impurezas, o que leva conseqüentemente à formação do ponto quente [20].

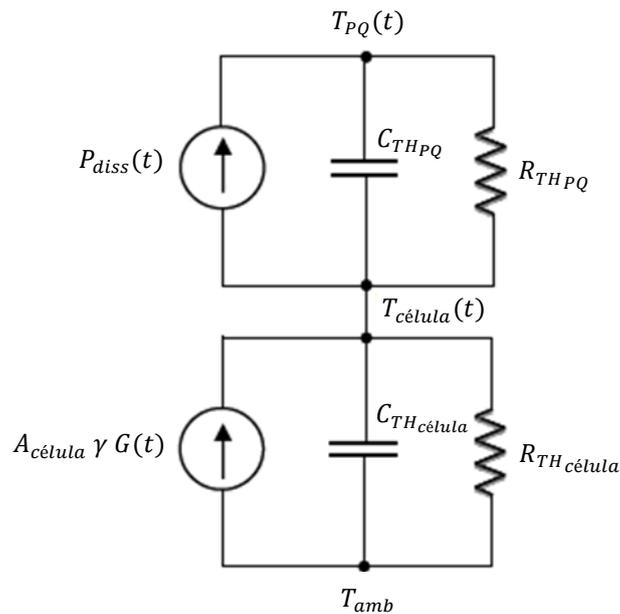
Do ponto de vista térmico, para analisar as conseqüências de um ponto quente numa célula fotovoltaica é essencial conhecer primeiramente a área da célula que está sujeita ao ponto quente. A representação de uma célula fotovoltaica sombreada com identificação da área sujeita ao ponto quente  $A_{PQ}$  face à área total da célula  $A_{célula}$  [20] é apresentada na Figura 4.2.



**Figura 4.2** – Célula fotovoltaica sombreada com identificação da área sujeita a ponto quente [20].

A área  $A_{PQ}$  sujeita a ponto quente constitui a porção da célula que mais rapidamente está sujeita ao aumento da temperatura em condições de sombreamento parcial ou total. O valor da área  $A_{PQ}$  depende do fabricante da célula fotovoltaica. Experimentalmente foi determinado que este valor pode variar entre os 5% e os 10% da área total da célula [20].

O modelo térmico que permite analisar a evolução da temperatura de um ponto quente numa célula fotovoltaica ao longo do tempo é apresentado na Figura 4.3.



**Figura 4.3** – Modelo térmico [20].

O modelo térmico da Figura 4.3 consiste em dois circuitos térmicos RC em série, compostos cada um por um conjunto de uma fonte de corrente em paralelo com uma capacitância e uma resistência [20]. A unidade de temperatura utilizada na modelação térmica é o [°C]. De seguida são apresentados os parâmetros inerentes ao modelo térmico [20] apresentado na Figura 4.3:

$T_{PQ}$  é a temperatura da área da célula sujeita a ponto quente quando sombreada, medida em [°C];  $R_{THPQ}$  é a resistência térmica da área da célula sujeita a ponto quente quando sombreada, medida em [°C/W];  $C_{THPQ}$  é a capacitância térmica da área da célula sujeita a ponto quente quando sombreada, medida em [°Cs/W];  $T_{célula}$  é a temperatura da restante área da célula sombreada que não fica sujeita a ponto quente, medida em [°C];  $R_{THcélula}$  é a resistência térmica da restante área da célula sombreada que não fica sujeita a ponto quente, medida em [°C/W];  $C_{THcélula}$  é a capacitância térmica da restante área da célula sombreada que não fica sujeita a ponto quente, medida em [°Cs/W];  $T_{amb}$  é a temperatura ambiente, medida em [°C];  $\gamma$  é o fator que expressa o nível de sombreamento da célula sombreada;  $G$  é a irradiação solar nas restantes células não sombreadas, medida em [W/m<sup>2</sup>];  $P_{diss}$  é a energia dissipada na resistência  $R_p$  da célula sombreada, medida em [W].

Na Figura 4.3 o circuito RC superior composto por  $R_{THPQ}$  e  $C_{THPQ}$  modela o comportamento temporal da temperatura da área do ponto quente  $A_{PQ}$  em função da energia dissipada  $P_{diss}$ ; e o circuito RC inferior composto por  $R_{THcélula}$  e  $C_{THcélula}$  modela o comportamento temporal da temperatura da célula fotovoltaica  $T_{célula}$  em função da irradiação solar  $G$  e do fator  $\gamma$  que expressa o nível de sombreamento da célula [20].

A potência dissipada  $P_{diss}$  na resistência  $R_p$  só existe quando a célula sombreada está inversamente polarizada [20], sendo dada por:

$$P_{diss} = R_p I_p^2 \quad (4.22)$$

em que  $I_p$  é dada por (4.17) para uma célula sujeita a ponto quente.

Os valores de  $R_{THPQ}$ ,  $R_{THcélula}$ ,  $C_{THPQ}$  e  $C_{THcélula}$  dependem dos materiais que constituem as camadas superiores da célula fotovoltaica sujeita a ponto quente, nomeadamente o material de encapsulamento (EVA) e o vidro temperado de cobertura, anteriormente apresentados na Figura 2.17 [20].

Uma vez que a maior parte do calor produzido pela célula fotovoltaica é dissipado na camada de vidro temperado, é válido supor que os valores destes parâmetros dependem apenas das propriedades da camada de vidro que cobre a célula [20].

Assim, os parâmetros  $R_{THPQ}$ ,  $R_{THcélula}$ ,  $C_{THPQ}$  e  $C_{THcélula}$  [20] são dados por:

$$R_{THcélula} = \frac{l}{k A_{célula}} \quad (4.23)$$

$$C_{THcélula} = A_{célula} l \rho \zeta \quad (4.24)$$

$$R_{THPQ} = \frac{l}{k A_{PQ}} \quad (4.25)$$

$$C_{THPQ} = A_{PQ} l \rho \zeta \quad (4.26)$$

em que  $l$  é a espessura do vidro que cobre a célula fotovoltaica sujeita a ponto quente, medida em [m];  $k$  é a condutividade térmica do vidro, medida em [W/m°C];  $\rho$  é a densidade do vidro, medida em [Kg/m<sup>3</sup>];  $\zeta$  é o calor específico do vidro, medido em [J/Kg°C]. Os valores de  $l/k$  e  $l\rho\zeta$  vão ser considerados constantes para efeitos de simulação de qualquer tipo de célula, variando os parâmetros  $R_{THcélula}$ ,  $R_{THPQ}$ ,  $C_{THcélula}$  e  $C_{THPQ}$  apenas consoante o valor de  $A_{célula}$  e  $A_{PQ}$  que se estipule.

A partir do modelo térmico da Figura 4.3 é possível formular a evolução da temperatura  $T_{PQ}$  ao longo do tempo  $t$ . A temperatura  $T_{PQ}$  [20] é dada por:

Para  $t < t_{PQ}$ :

$$T_{PQ}(t) = T_{célula} = T_{amb} + A_{célula} R_{THcélula} G \quad (4.27)$$

Para  $t \geq t_{PQ}$ :

Contribuição **i)** da reduzida irradiação solar  $\gamma$  da célula

$$T_{PQ}(t) = T_{amb} + A_{célula} R_{THcélula} G \left( \gamma + (1 - \gamma) e^{-\left(\frac{t-t_{PQ}}{R_{THcélula} C_{THcélula}}\right)} \right) + P_{diss} R_{THPQ} \left( 1 - e^{-\left(\frac{t-t_{PQ}}{R_{THPQ} C_{THPQ}}\right)} \right) \quad (4.28)$$

Contribuição **ii)** da energia dissipada  $P_{diss}$  da célula

em que  $t_{PQ}$  é o instante de tempo a partir do qual a célula fotovoltaica fica inversamente polarizada e sujeita a ponto quente, medido em [s].

O fator  $\gamma$  que expressa o nível de sombreamento da célula em relação à irradiação  $G$  das restantes células do módulo não sombreadas é dado por:

$$\gamma = \frac{G_{somb}}{G} \quad (4.29)$$

em que  $G_{somb}$  é a irradiação solar na célula sombreada sujeita a ponto quente, medida em  $[\text{W}/\text{m}^2]$ .

Para uma célula fotovoltaica completamente sombreada  $\gamma = 0$ ; para uma célula não sombreada  $\gamma = 1$  [20].

A expressão (4.27) é válida para os instantes de tempo antes da célula fotovoltaica estar sujeita a ponto quente  $t < t_{PQ}$ , pelo que a sua temperatura nestes instantes não depende do tempo, apenas depende da irradiação solar  $G$  [20]. Em  $t < t_{PQ}$  a célula fotovoltaica está a funcionar nas mesmas condições de irradiação das restantes células do módulo fotovoltaico,  $\gamma = 1$ , estando portanto diretamente polarizada e com uma dissipação de energia nula  $P_{diss} = 0 \text{ W}$  [20].

A expressão (4.28) é válida para os instantes de tempo  $t \geq t_{PQ}$  em que a célula sombreada  $\gamma < 1$  está inversamente polarizada e fica sujeita à formação de pontos quentes. Quando  $t \geq t_{PQ}$  existem duas contribuições em (4.28) que vão determinar a temperatura  $T_{PQ}$  da célula sombreada sujeita a ponto quente e que são dadas por:

- i) A contribuição da reduzida irradiação solar  $\gamma$  – promove a redução da temperatura da célula fotovoltaica ao longo do tempo segundo a constante  $\tau_{célula}$  [20] dada por:

$$\tau_{célula}[\text{s}] = R_{TH_{célula}} C_{TH_{célula}} = \frac{l^2 \rho \zeta}{k} \quad (4.30)$$

- ii) A contribuição da energia dissipada  $P_{diss}$  – promove o aumento da temperatura da célula fotovoltaica ao longo do tempo segundo a constante  $\tau_{PQ}$  [20] dada por:

$$\tau_{PQ}[\text{s}] = R_{TH_{PQ}} C_{TH_{PQ}} = \frac{l^2 \rho \zeta}{k} \quad (4.31)$$

Como a área total da célula fotovoltaica é muito maior que a área da célula sujeita a ponto quente ( $A_{célula} \gg A_{PQ}$ ) então, através de (4.23) e (4.25) resulta que  $R_{TH_{célula}} \ll R_{TH_{PQ}}$ . Considerando que a área típica das células fotovoltaicas é  $A_{célula} \ll 1\text{m}^2$  resulta que  $A_{célula} G R_{TH_{célula}} \ll P_{diss} R_{TH_{PQ}}$  em (4.28). Por este motivo, apesar de  $\tau_{célula} = \tau_{PQ}$ , a contribuição ii) vai ser sempre maior que a contribuição i), daí ocorrer um aumento da temperatura da célula fotovoltaica quando está sombreada em vez de uma diminuição [20]. Mediante a utilização de díodos de *bypass* esta evidência pode não se verificar uma vez que a potência  $P_{diss}$  é baixa.

O modelo térmico apresentado na Figura 4.3 permite avaliar o intervalo de tempo máximo em que uma célula fotovoltaica pode permanecer em condição de ponto quente sem sofrer danos permanentes devido à temperatura excessiva. Esta avaliação é essencial para o desenvolvimento de técnicas de tolerância ao sombreamento que ativadas em campo poderão servir de forma eficaz para evitar os danos das células fotovoltaicas e a consequente perda de eficiência de todo o módulo fotovoltaico em situações de sombreamento [20].

O modelo térmico apresentado na Figura 4.3 pode ser utilizado num módulo fotovoltaico constituído por  $NCS$  células em série. Neste sentido basta apenas considerar a área útil do módulo  $A_{módulo}$  em vez de  $A_{célula}$  e também uma maior área  $A_{PQ}$  em (4.23) - (4.28). Assim as expressões do modelo térmico em módulos fotovoltaicos são dadas por:

$$A_{módulo} = NCS A_{célula} \quad (4.32)$$

$$A_{PQ_{módulo}} = NCS A_{PQ} \quad (4.33)$$

$$R_{TH_{PQ_{módulo}}} = \frac{l}{k A_{PQ_{módulo}}} \quad (4.34)$$

$$C_{TH_{PQ_{módulo}}} = A_{PQ_{módulo}} l \rho \zeta \quad (4.35)$$

$$R_{TH_{módulo}} = \frac{l}{k A_{módulo}} \quad (4.36)$$

$$C_{TH_{módulo}} = A_{módulo} l \rho \zeta \quad (4.37)$$

em que  $A_{PQ_{módulo}}$  é a área do módulo sujeita a ponto quente quando sombreada, medida em  $[m^2]$ ;  $R_{THPQ_{módulo}}$  é a resistência térmica da área do módulo sujeita a ponto quente quando sombreada, medida em  $[^{\circ}C/W]$ ;  $C_{THPQ_{módulo}}$  é a capacitância térmica da área do módulo sujeita a ponto quente quando sombreada, medida em  $[^{\circ}Cs/W]$ ;  $R_{THmódulo}$  é a resistência térmica da restante área do módulo sombreado que não fica sujeita a ponto quente, medida em  $[^{\circ}C/W]$ ;  $C_{THmódulo}$  é a capacitância térmica da restante área do módulo sombreado que não fica sujeita a ponto quente, medida em  $[^{\circ}Cs/W]$ .

Assim, para um módulo fotovoltaico, (4.27) e (4.28) passam a ser dados por:

Para  $(t < t_{PQ})$ :

$$T_{PQ}(t) = T_{amb} + A_{módulo} R_{THmódulo} G \quad (4.38)$$

Para  $(t \geq t_{PQ})$ :

Contribuição **i**) da reduzida irradiação solar  $\gamma$  do módulo

$$T_{PQ}(t) = T_{amb} + A_{módulo} R_{THmódulo} G \left( \gamma + (1 - \gamma) e^{-\left(\frac{t-t_{PQ}}{R_{THmódulo} C_{THmódulo}}\right)} \right) + P_{diss} R_{THPQ_{módulo}} \left( 1 - e^{-\left(\frac{t-t_{PQ}}{R_{THPQ_{módulo}} C_{THPQ_{módulo}}}\right)} \right) \quad (4.39)$$

Contribuição **ii**) da energia dissipada  $P_{diss}$  do módulo

em que  $\gamma$  é o fator que expressa o nível de sombreamento do módulo em relação à irradiação  $G$  dos restantes módulos em série não sombreados;  $t_{PQ}$  é o instante de tempo a partir do qual o módulo fica sombreado, medido em  $[s]$ ;  $P_{diss}$  é a potência dissipada na resistência  $R_p$  do módulo sombreado, medida em  $[W]$ .

---

# CAPÍTULO

# 5

---

## SISTEMA SIMULADO

*Neste capítulo são apresentadas as configurações dos blocos mais importantes para a simulação de pontos quentes em painéis fotovoltaicos em código de MATLAB/Simulink, cujo comportamento dinâmico foi estudado nos Capítulos anteriores.*

## 5.1. Configuração do Modelo Elétrico

As configurações dos blocos mais importantes para a simulação dos pontos quentes em painéis fotovoltaicos em código MATLAB/Simulink são apresentados neste capítulo. O método de integração utilizado para a resolução das equações de estado foi o *ode45* Dormand-prince, com passo variável e tolerância relativa de 1ms. O método *ode45* Dormand-prince permite intervalos de integração pequenos, possibilitando uma boa precisão. Este método é simples e robusto e é reconhecido como um bom método para a integração de equações.

O módulo fotovoltaico é representado por um bloco que contém todos os blocos que estabelecem a modelação apresentada na Secção 4.1. O bloco que define o módulo fotovoltaico pode assumir duas configurações diferentes, dependendo se o módulo está não sombreado ou se está sombreado.

O módulo fotovoltaico não sombreado é representado por um bloco designado de “Módulo Fotovoltaico” que é composto por dez entradas e duas saídas. As entradas são: a temperatura  $T$  do módulo indicada por “T”, a irradiação solar  $G$  no módulo indicada por “G”, a tensão  $V_{MAX}^r$  à máxima potência em condições STC indicada por “Vmax”, a corrente  $I_{MAX}^r$  à máxima potência em condições STC indicada por “Imax”, a tensão  $V_{CA}$  em circuito aberto em condições STC indicada por “Vca”, a corrente  $I_{CC}^r$  de curto-circuito em condições STC indicada por “Icc”, a variação da corrente de curto-circuito com a temperatura  $\alpha$  indicada por “KIcc”, a resistência em série  $R_S$  indicada por “Rs”, a resistência em paralelo  $R_P$  indicada por “Rp”, e o número de células em série no módulo  $NCS$  indicado por “NCS”. As saídas do bloco consistem nos terminais do módulo fotovoltaico, sendo que o terminal positivo é indicado por V+ e o terminal negativo é indicado por V-.

A configuração em *Simulink* do módulo não sombreado é apresentada na Figura 5.1.

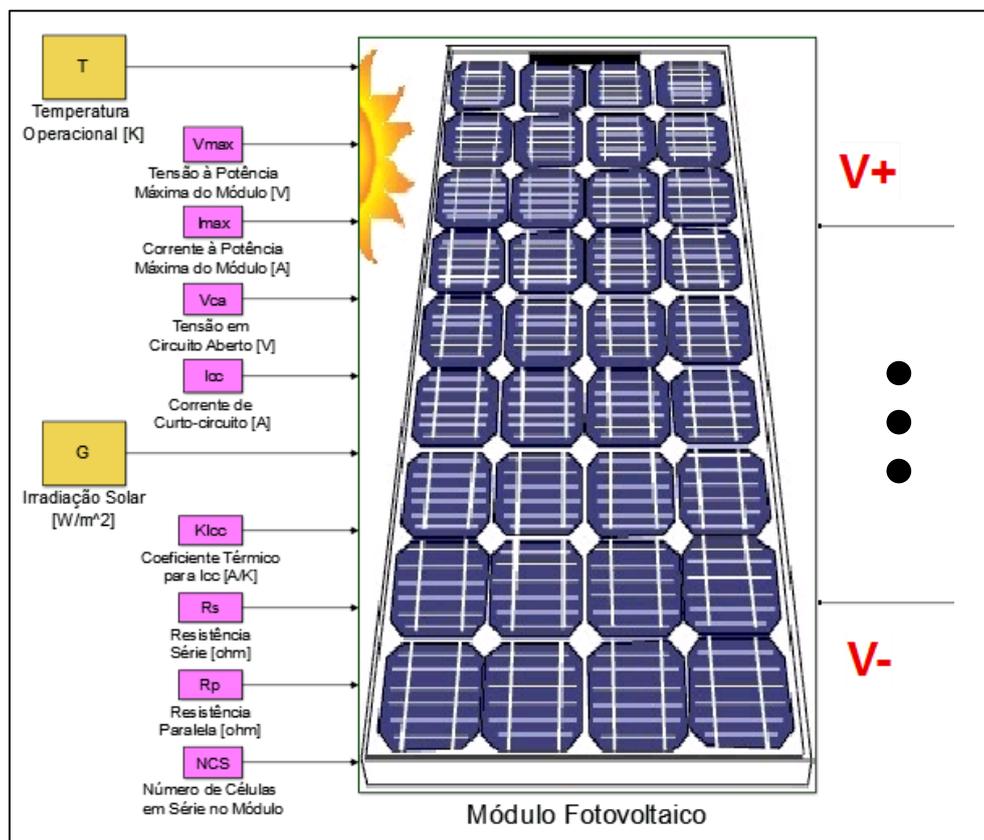


Figura 5.1 – Configuração em *Simulink* do módulo não sombreado.

O módulo fotovoltaico sombreado é representado por um bloco também designado de “Módulo Fotovoltaico” que é composto por treze entradas e duas saídas. O bloco representativo de um módulo fotovoltaico sombreado apresenta, para além das mesmas dez entradas do bloco representativo de um módulo fotovoltaico não sombreado, mais três entradas adicionais: a tensão de rutura do módulo fotovoltaico  $V_{rutura}$  indicada por “Vrutura”, o fator de correção  $a$  indicado por “a” e o expoente do efeito de avalanche  $b$  indicado por “b”. As saídas do bloco consistem nos terminais do módulo fotovoltaico, sendo que o terminal positivo é indicado por “V+” e o terminal negativo é indicado por “V-”.

A configuração em *Simulink* do módulo sombreado é apresentada na Figura 5.2.

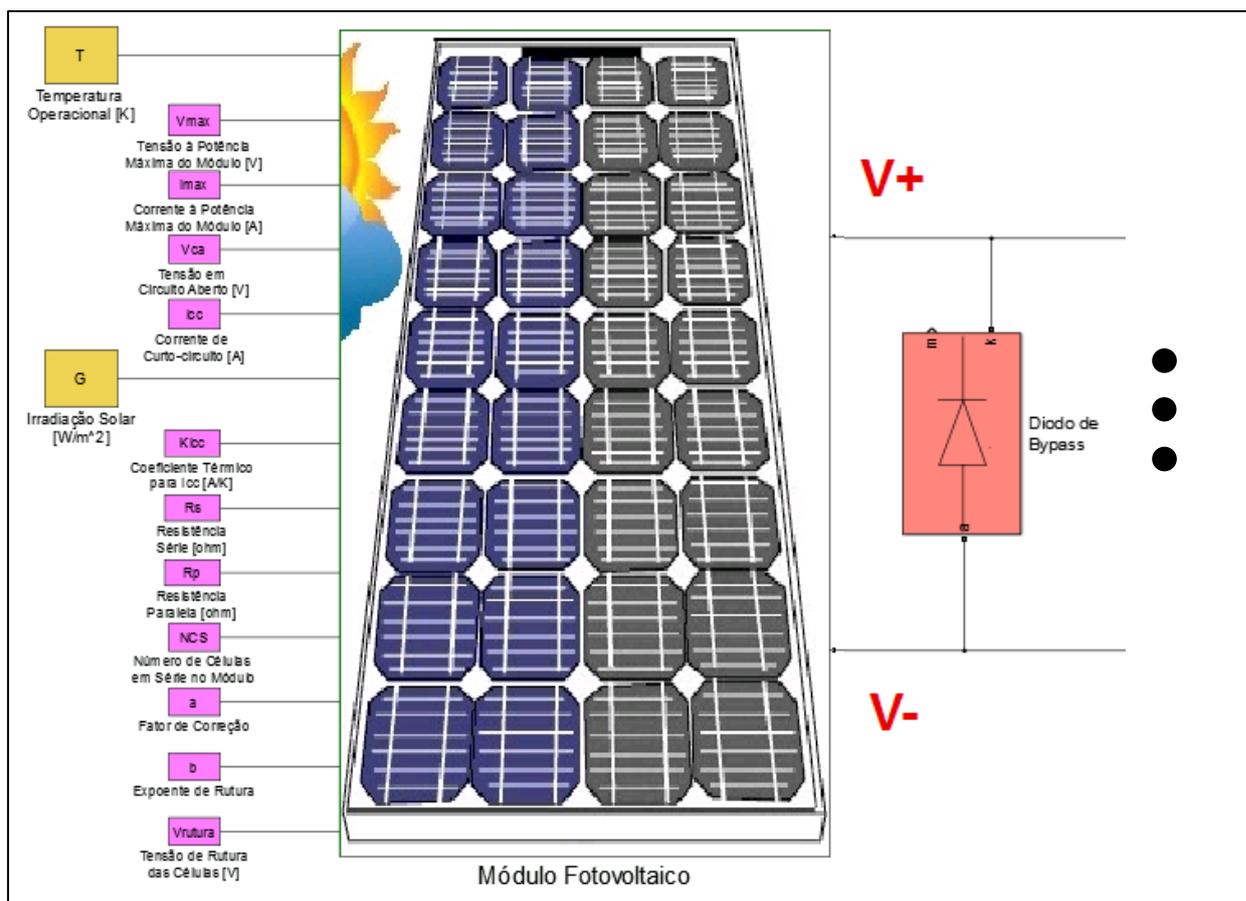
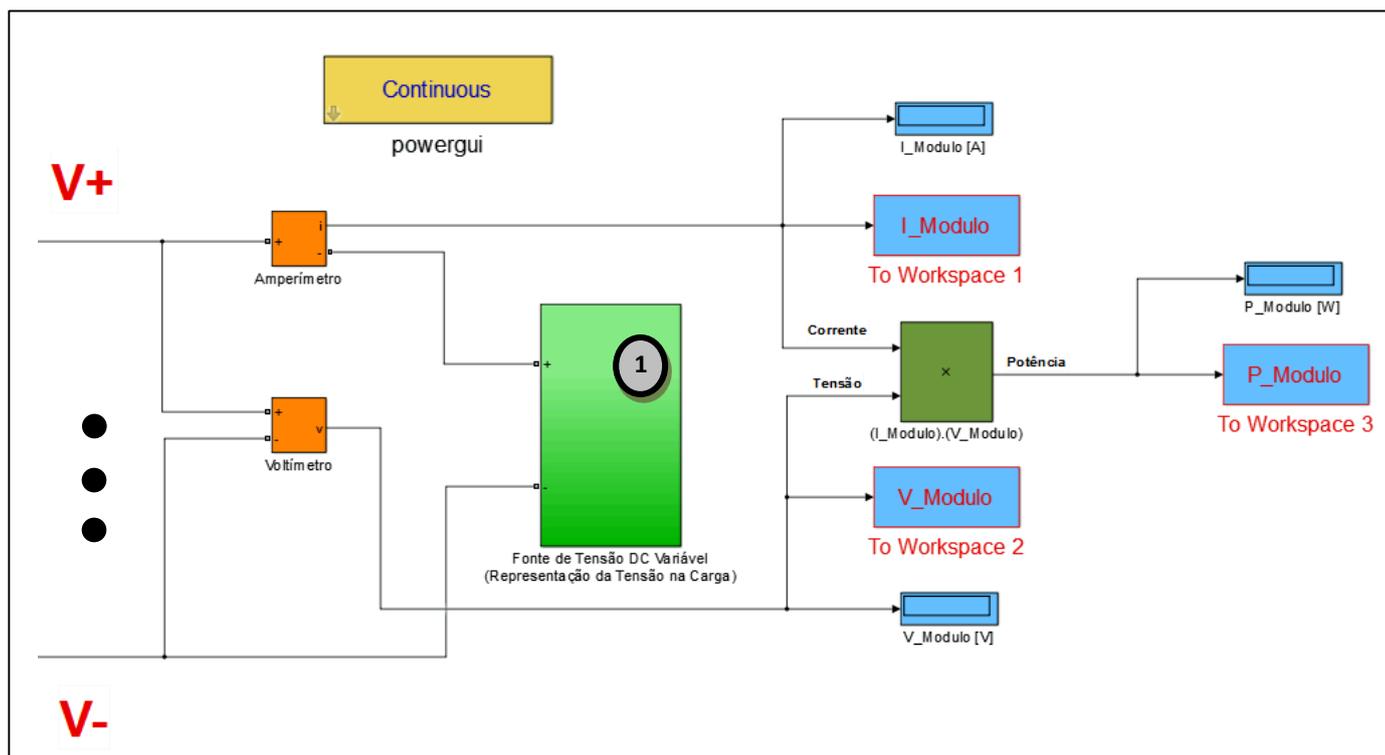


Figura 5.2 – Configuração em *Simulink* do módulo sombreado.

A determinação das curvas I-V de um sistema fotovoltaico constituído por um ou mais módulos fotovoltaicos requer a utilização de uma tensão variável e a verificação da corrente gerada pelo sistema para cada um dos níveis de tensão aplicados. A fonte de tensão variável é representada pelo bloco 1 designado por “Fonte de Tensão DC Variável (Representação da Tensão na Carga)”. A leitura dos valores de tensão variável aplicada e de corrente gerada são medidos, respetivamente, através da utilização de dois blocos designados por “Voltímetro” e “Amperímetro”. A representação da curva P-V é efetuada considerando (4.20). Os valores de tensão  $V$ , corrente  $I$  e potência  $P$  de cada módulo são determinados, respetivamente, pelos blocos designados de “V\_Modulo”, “I\_Modulo” e “P\_Modulo”. A aplicação do bloco *powergui continuous* é essencial pois permite a leitura das grandezas do circuito equivalente do módulo.

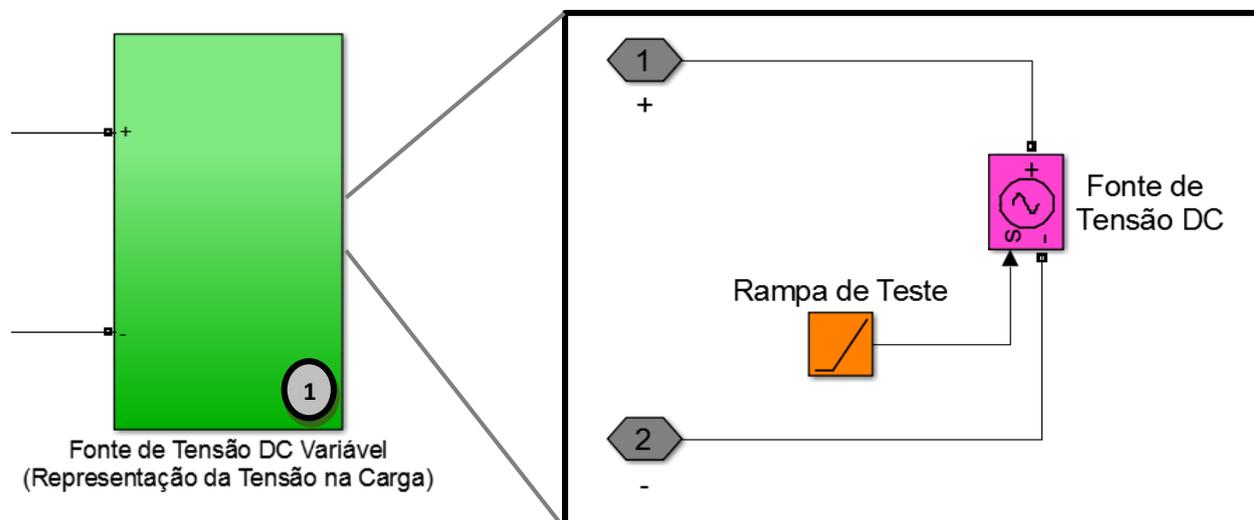
A configuração do bloco que determina as curvas I-V e P-V é apresentada na Figura 5.3.



**Figura 5.3** – Configuração do bloco que determina as curvas I-V e P-V.

O bloco 1 não tem entradas, apenas tem duas saídas que representam os terminais positivo “+” e negativo “-” da carga a alimentar pelo módulo fotovoltaico. O valor da tensão variável  $V$  obtida à saída do bloco 1 vai ser utilizado no bloco designado por “Módulo Fotovoltaico”.

A configuração do bloco 1 que determina a fonte de tensão DC variável é apresentada na Figura 5.4.



**Figura 5.4** – Configuração do bloco 1 que determina a fonte de tensão DC variável.

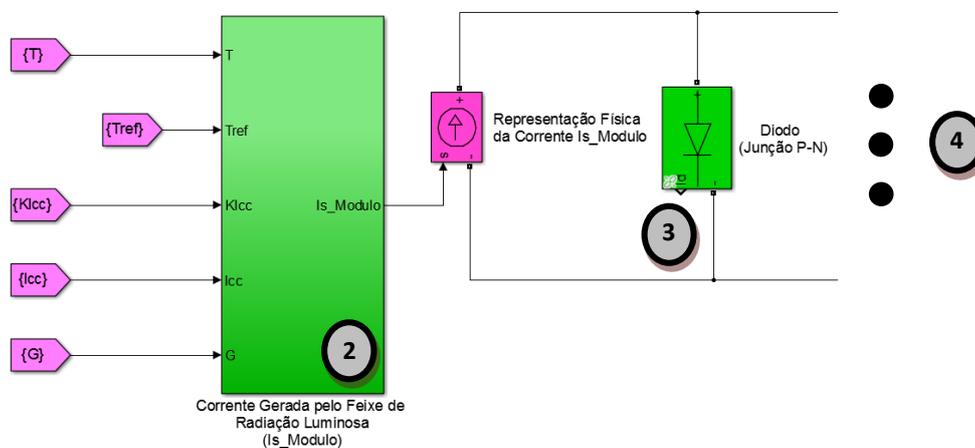
O valor de *slope* a especificar na “Rampa de Teste” do bloco 1 é dado por:

$$Slope = \frac{V_{simulação}}{t_{simulação}} \quad (5.1)$$

em que *Slope* é o incremento contínuo de tensão no intervalo de tempo definido para representação da tensão no eixo das abcissas para definição da curva I-V, medido em [V/s];  $V_{simulação}$  é o valor de tensão global desejável que vai ser imposta a todo o sistema fotovoltaico para a observação da curva I-V, medido em [V];  $t_{simulação}$  é o tempo de simulação desejável, medido em [s].

Os blocos “Módulo Fotovoltaico” apresentados na Figura 5.1 e na Figura 5.2 englobam o bloco 2, o bloco 3 e o bloco 4 que modelam o circuito equivalente da Figura 2.14. O bloco 2 representa a fonte de corrente  $I_S$  e é designado por “Corrente Gerada pelo Feixe de Radiação Luminosa ( $I_S$ \_Modulo)”. O bloco 3 engloba todos os blocos relativos à simulação do comportamento do diodo  $D$  que representa a junção P-N das células fotovoltaicas que constituem o módulo e é designado por “Diodo (Junção P-N)”. O bloco 4 diz respeito à parte do circuito relativa ao sombreamento do módulo fotovoltaico. O bloco 4 assume uma configuração diferente caso se considere um módulo não sombreado ou caso se considere um módulo sombreado.

A configuração da parte do circuito do módulo que não depende do nível de sombreamento é apresentada na Figura 5.5.



**Figura 5.5** – Configuração da parte do circuito do módulo que não depende do nível de sombreamento.

O bloco 2 tem cinco entradas e uma saída. As entradas são: a temperatura  $T$  do módulo indicada por “T”, a variação da corrente de curto-circuito com a temperatura  $\alpha$  indicada por “Klcc”, a corrente  $I_{CC}$  de curto-circuito em condições STC indicada por “Icc”, a irradiação solar  $G$  indicada por “G” e o parâmetro constante da temperatura  $T^r$  em condições STC indicado por “Tref”. A saída é a corrente  $I_S$  indicada por “Is\_Modulo”.

A configuração do bloco 2 que determina a corrente  $I_S$  considerando (4.9) é apresentada na Figura 5.6.

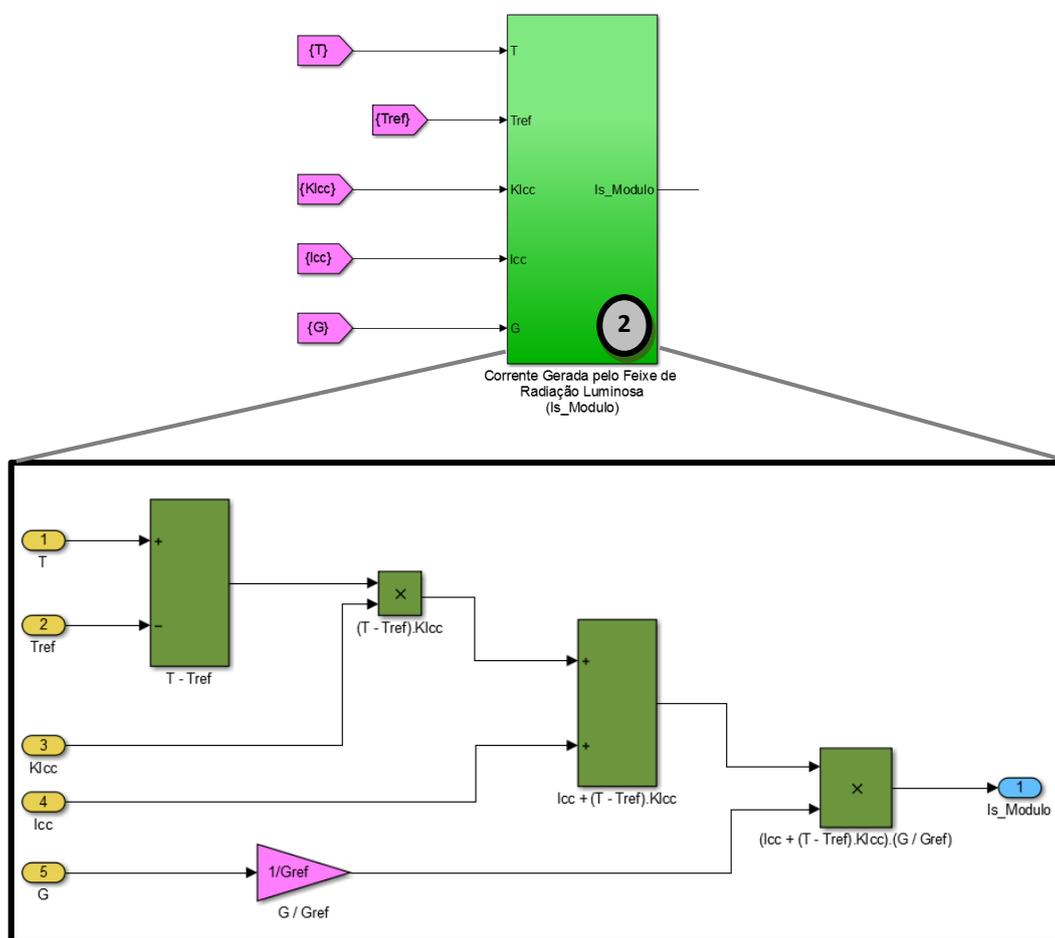


Figura 5.6 – Configuração do bloco 2 que determina a corrente  $I_S$ .

O bloco 3 engloba o bloco 5, o bloco 6, o bloco 7 e o bloco 8. O bloco 5 representa o potencial térmico das células fotovoltaicas  $V_T$  e é designado por “Potencial Térmico (VT)”. O bloco 6 determina o fator de idealidade do diodo que representa a junção P-N de cada célula fotovoltaica que constitui o módulo  $m'$  e é designado por “Fator de Idealidade Equivalente ( $m'$ )”. O bloco 7 engloba o bloco 9 e o bloco 10 relativos à corrente inversa máxima de saturação do diodo que representa a junção P-N do conjunto total de células que constituem o módulo  $I_0$  e é designado por “Corrente Inversa Máxima de Saturação do Diodo ( $I_0$ \_Modulo)”. O bloco 8 determina a corrente que passa no diodo que representa a junção P-N do conjunto total de células que constituem o módulo  $I_D$  e é designado por “Corrente que passa no Diodo que representa a Junção P-N ( $I_D$ \_Modulo)”.

A configuração do bloco 3 que representa a junção P-N é apresentada na Figura 5.7.

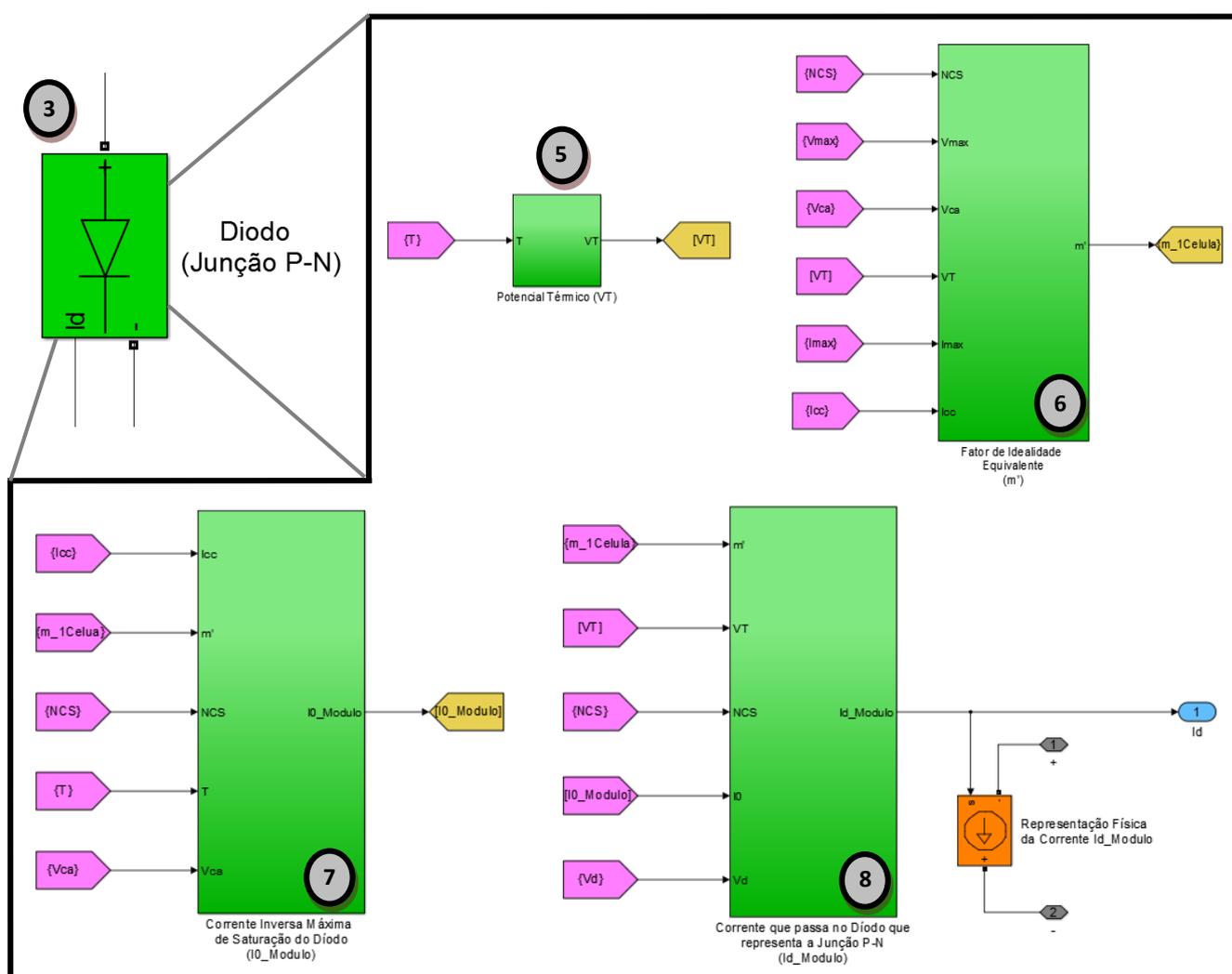
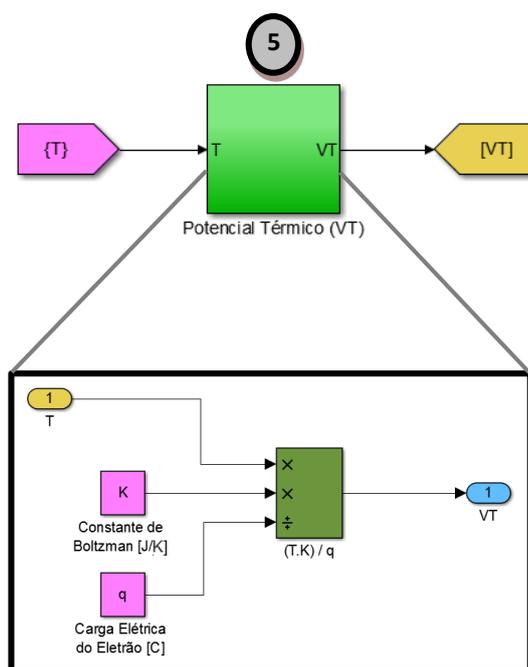


Figura 5.7 – Configuração do bloco 3 que representa a junção P-N.

O bloco 5 tem uma entrada e uma saída. A entrada é a temperatura  $T$  do módulo indicada por “T”. A saída é o potencial térmico das células fotovoltaicas  $V_T$  indicado por “VT”. O parâmetro constante indicado por “K” representa a constante de Boltzmann  $K$ , e o parâmetro constante designado por “q” representa a carga elétrica do eletrão  $q$ .

A configuração do bloco 5 que determina o potencial térmico  $V_T$  considerando (4.2) é apresentada na Figura 5.8.



**Figura 5.8** – Configuração do bloco 5 que determina o potencial térmico  $V_T$ .

O bloco 6 tem seis entradas e uma saída. As entradas são: o número de células em série do módulo  $NCS$  indicado por “NCS”, a tensão à máxima potência  $V_{MAX}^r$  em condições STC indicada por “Vmax”, a tensão em circuito aberto  $V_{CA}^r$  em condições STC indicada por “Vca”, o potencial térmico  $V_T$  das células fotovoltaicas em condições STC determinado no bloco 5 e indicado por “VT”, a corrente  $I_{MAX}^r$  à máxima potência em condições STC indicada por “Imax”, e a corrente  $I_{CC}^r$  de curto-circuito em condições STC indicada por “Icc”. A saída é o fator de idealidade  $m'$  do díodo que representa a junção P-N de cada célula fotovoltaica que constitui o módulo e é indicado por “m’”.

A configuração do bloco 6 que determina o fator de idealidade  $m'$  considerando (4.3) e (4.4) é apresentada na Figura 5.9.

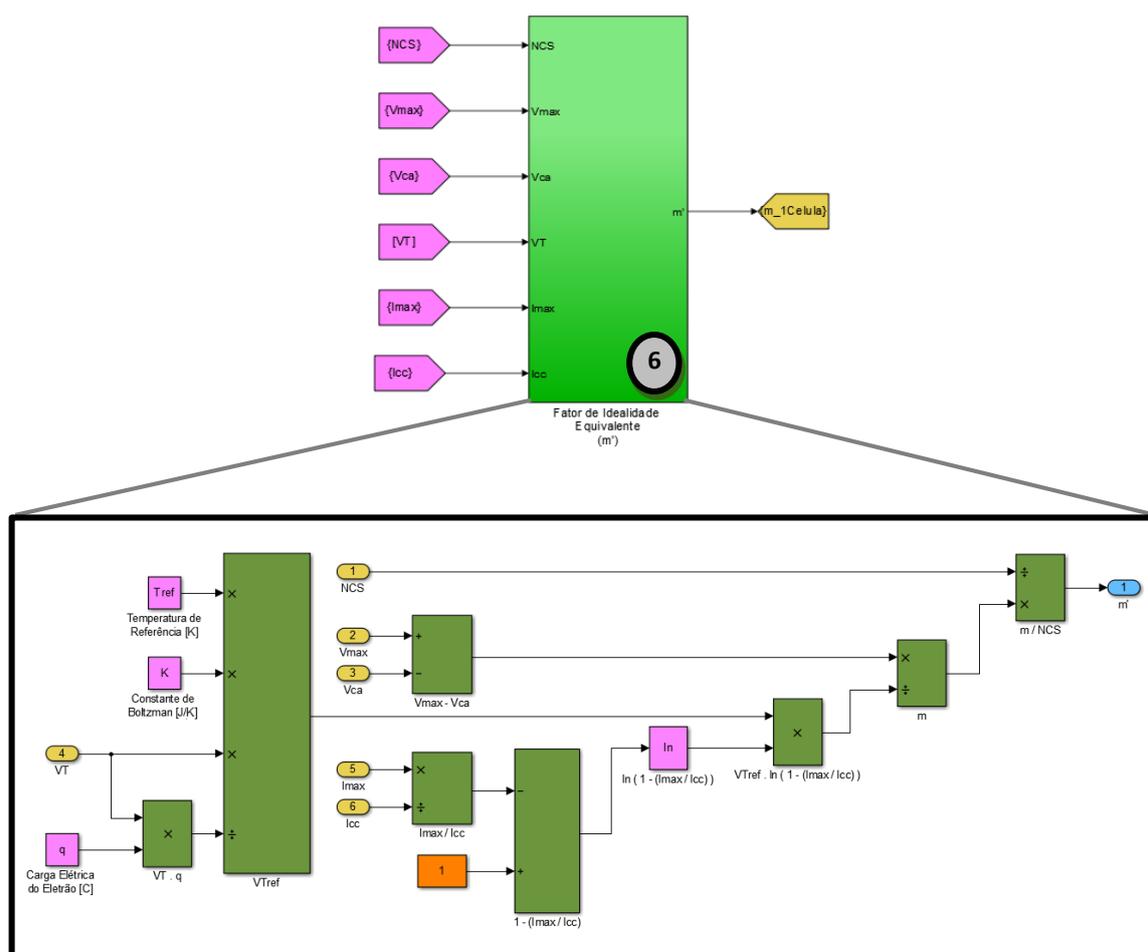
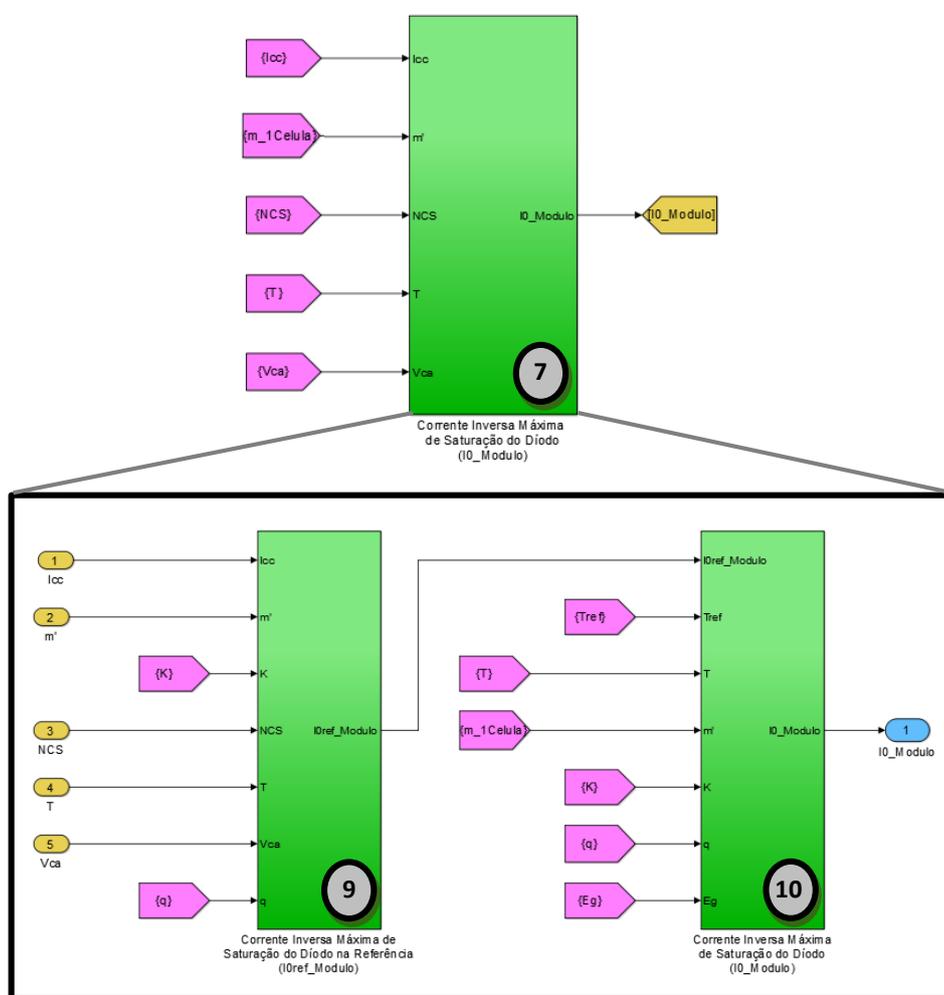


Figura 5.9 – Configuração do bloco 6 que determina o fator de idealidade  $m'$ .

O bloco 7 engloba o bloco 9 e o bloco 10. O bloco 9 determina a corrente inversa máxima de saturação  $I_0^r$  do díodo  $D$  que representa a junção P-N do conjunto total de células que constituem o módulo em condições STC e é designado por “Corrente Inversa máxima de Saturação do Díodo na Referência ( $I_{0ref\_Modulo}$ )”. O bloco 10 determina o valor real da corrente inversa máxima de saturação  $I_0$  do díodo  $D$  que representa a junção P-N e é designado por “Corrente Inversa máxima de Saturação do Díodo ( $I_{0\_Modulo}$ )”.

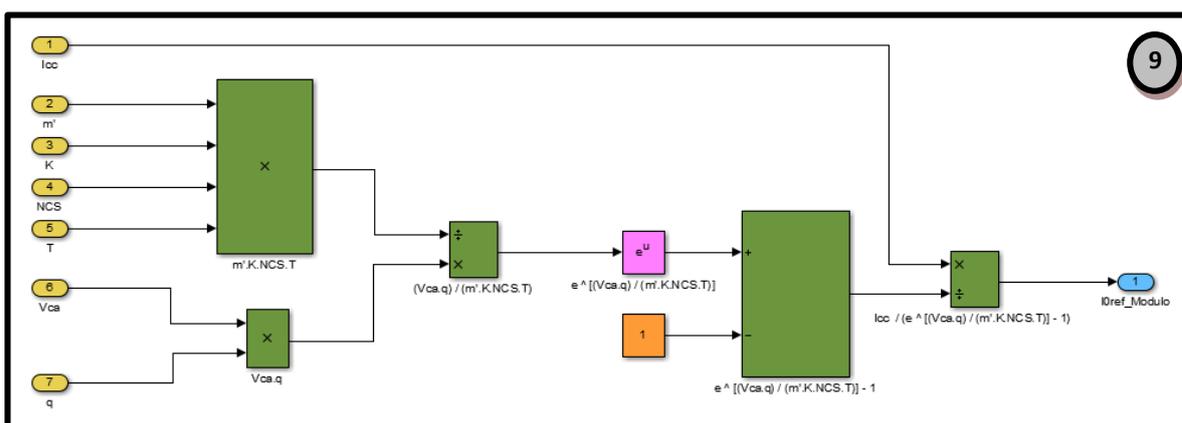
A configuração do bloco 7 que engloba o bloco 9 e o bloco 10 que determinam a corrente  $I_0$  é apresentada na Figura 5.10.



**Figura 5.10** – Configuração do bloco 7 que engloba o bloco 9 e o bloco 10 que determinam a corrente  $I_0$ .

O bloco 9 tem sete entradas e uma saída. As entradas são: a corrente de curto-circuito  $I_{CC}^r$  em condições STC indicada por “Icc”, o fator de idealidade  $m'$  determinado no bloco 6 e indicado por “m'”, o número de células em série do módulo  $NCS$  indicado por “NCS”, a temperatura  $T$  do módulo indicada por “T”, a tensão  $V_{CA}$  em circuito aberto em condições STC indicada por “Vca”, e os parâmetros constantes da carga elétrica do eletrão  $q$  indicada por “q” e da constante de Boltzmann  $K$  indicada por “K”. A saída é a corrente inversa máxima de saturação  $I_0^r$  da junção P-N do conjunto total de células que constituem o módulo em condições STC indicada por “I0ref\_Modulo”.

A configuração do bloco 9 que determina a corrente  $I_0^r$  considerando (4.5) é apresentada na Figura 5.11.



**Figura 5.11** – Configuração do bloco 9 que determina a corrente  $I_0^r$ .

O bloco 10 tem sete entradas e uma saída. As entradas são: a corrente inversa máxima de saturação  $I_0^r$  da junção P-N do conjunto total de células que constituem o módulo em condições STC determinada no bloco 9 e indicada por “I0ref\_Modulo”, a temperatura  $T$  do módulo indicada por “T”, o fator de idealidade  $m'$  determinado no bloco 6 e indicado por “m'”, e os parâmetros constantes da temperatura  $T^r$  em condições STC indicado por “Tref”, da constante de Boltzmann  $K$  indicada por “K”, da carga elétrica do eletrão  $q$  indicada por “q”, e do hiato de energia do silício cristalino  $E_g$  indicado por “Eg”. A saída é o valor real da corrente inversa máxima de saturação  $I_0$  da junção P-N do conjunto total de células que constituem o módulo em condições STC indicada por “I0ref\_Modulo”.

A configuração do bloco 10 que determina a corrente  $I_0$  considerando (4.6) é apresentada na Figura 5.12.

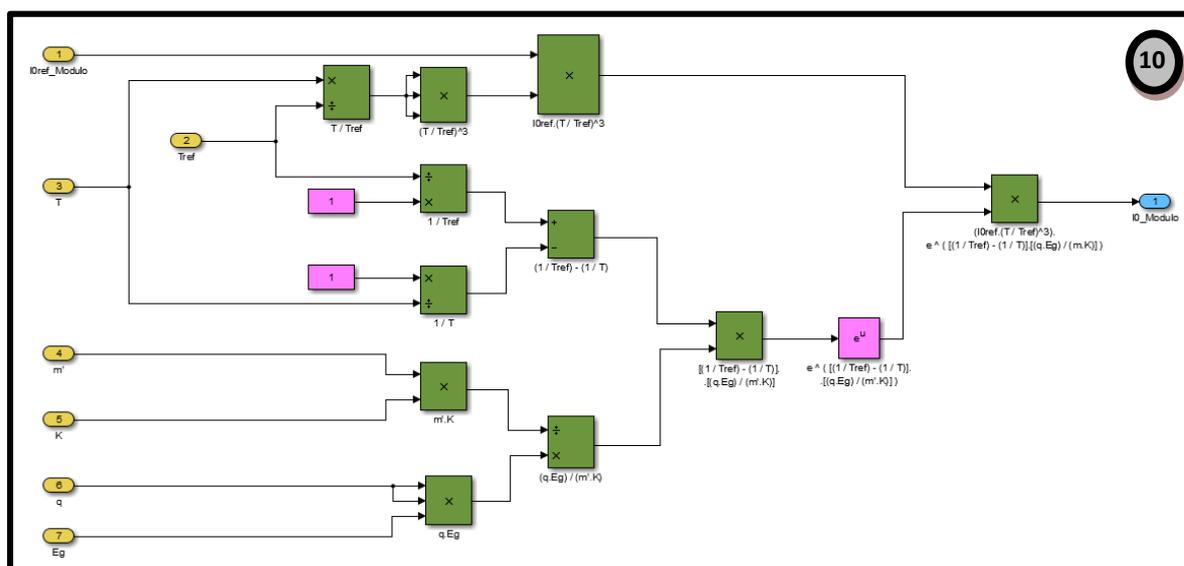


Figura 5.12 – Configuração do bloco 10 que determina a corrente  $I_0$ .

O bloco 8 possui cinco entradas e uma saída. As entradas são: o fator de idealidade do diodo  $m'$  determinado no bloco 6 e indicado por “ $m'$ ”, o potencial térmico das células fotovoltaicas  $V_T$  indicado por “ $V_T$ ”, o número de células em série no módulo  $NCS$  indicado por “ $NCS$ ”, o valor real da corrente inversa máxima de saturação do diodo que representa a junção P-N em condições STC  $I_0$  determinado no bloco 10 e indicado por “ $I_0\_Modulo$ ”, e a tensão  $V_D$  aos terminais do diodo  $D$  que representa a junção P-N do conjunto total de células que constituem o módulo determinada no bloco 4 e indicada por “ $V_d$ ”. A saída do bloco 8 é a corrente  $I_D$  que passa no diodo  $D$  que representa a junção P-N do conjunto total de células que constituem o módulo indicada por “ $I_d$ ”.

A configuração do bloco 8 que determina a corrente  $I_D$  considerando (4.12) é apresentada na Figura 5.13.

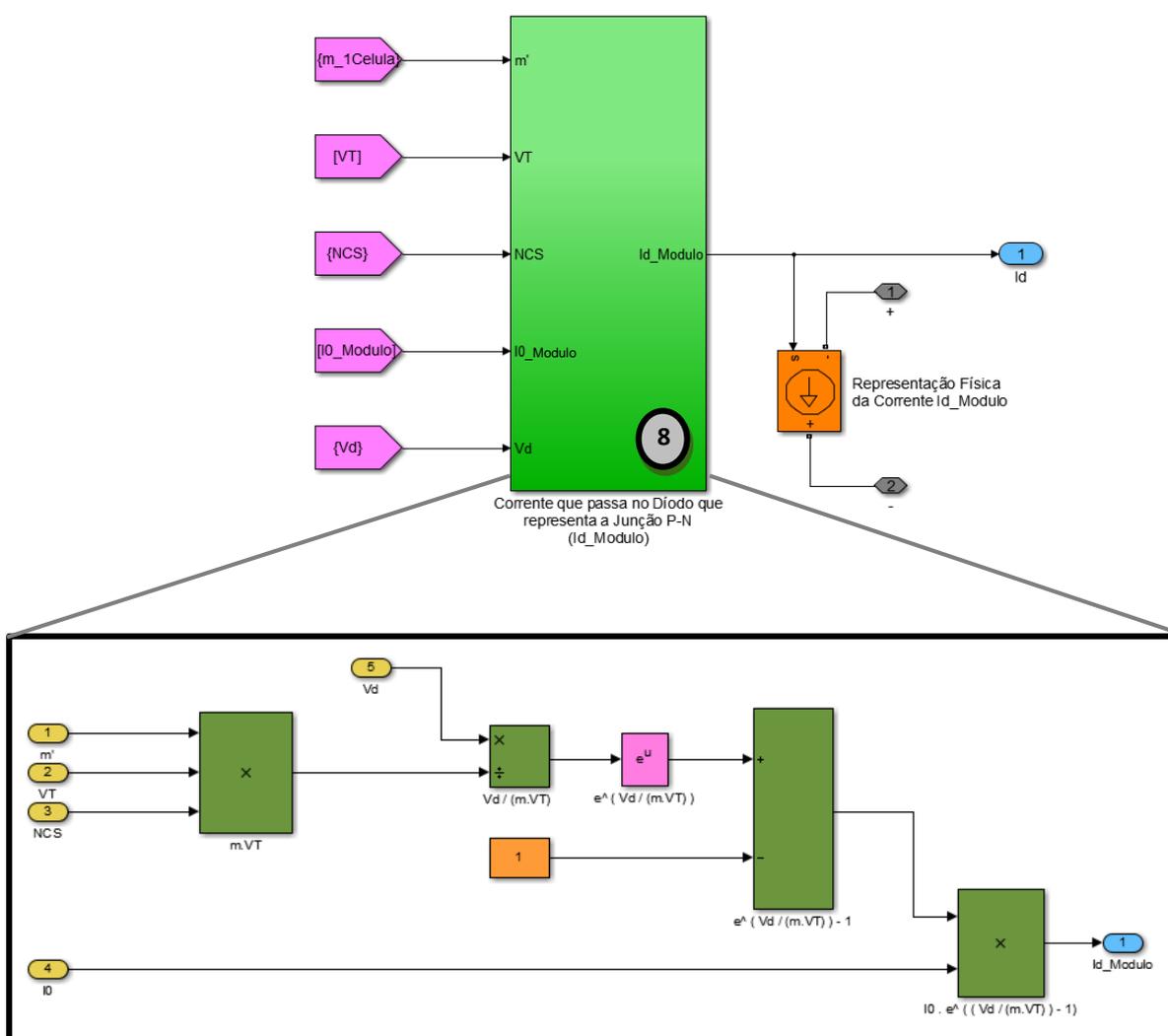


Figura 5.13 – Configuração do bloco 8 que determina a corrente  $I_D$ .

O bloco 4 diz respeito à parte do módulo que vai depender do nível de sombreamento. Quando o módulo está sombreado pode ficar inversamente polarizado, pelo que para ser possível a representação das curvas I-V e P-V de um módulo sombreado deve ser considerada uma configuração com a polarização inversa para determinar a corrente  $I_P$ .

A corrente  $I_P$  é indicada por “Ip” e é determinada considerando (4.13) para um módulo diretamente polarizado e (4.17) para um módulo inversamente polarizado. A corrente  $I$  que se obtém à saída do módulo é indicada por “I\_Módulo” e é determinada pelo “Amperímetro” que implicitamente considera (4.7).

A tensão  $V_D$  aos terminais do diodo é indicada por “Vd” e é determinada pela soma da tensão  $V_{R_S}$  aos terminais da resistência em série e da tensão  $V$  aos terminais do módulo indicada por “V\_Módulo”. A determinação da tensão  $V_{R_S}$  é efetuada mediante a multiplicação do valor da resistência  $R_P$  indicada por “Rp” com a corrente  $I$  lida determinada pelo “Amperímetro”. A determinação da tensão  $V$  do módulo é efetuada pelo “Voltímetro” que averigua o valor de tensão do módulo consoante o valor de tensão global que está a ser imposta a todo o sistema fotovoltaico pela “Rampa de Teste” apresentada na configuração do bloco 1 da fonte de tensão DC variável. No módulo diretamente polarizado são avaliados os valores de corrente  $I$  em função dos valores positivos de tensão variável  $V$ .

A configuração do bloco 4 de um módulo diretamente polarizado é apresentada na Figura 5.14.

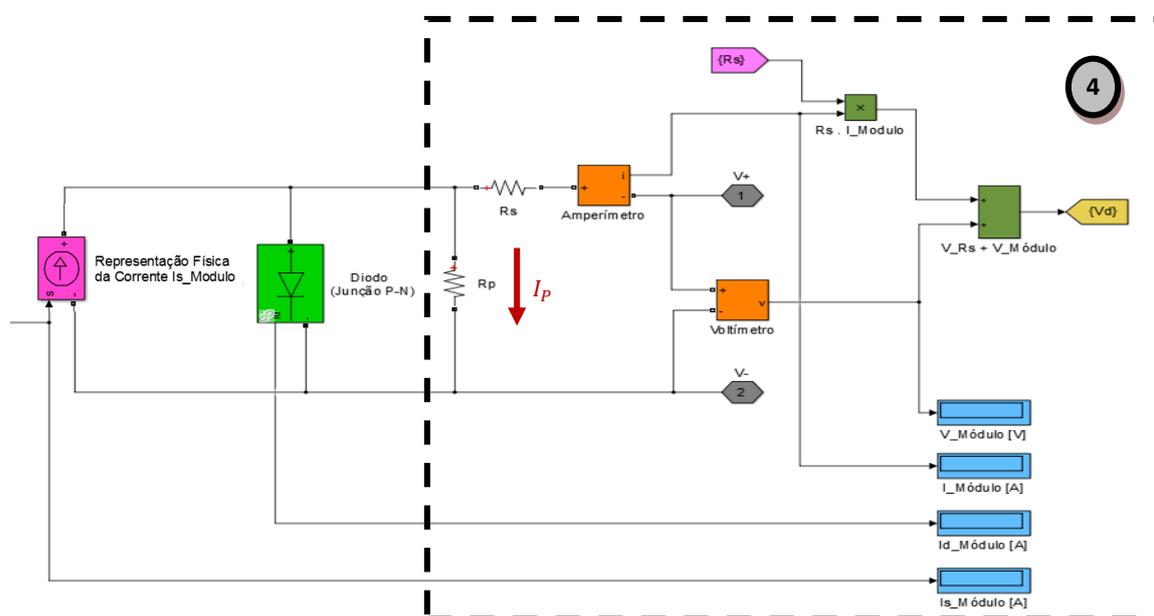


Figura 5.14 – Configuração do bloco 4 de um módulo diretamente polarizado.

Para simular um módulo inversamente polarizado deve ser considerado o circuito equivalente apresentado na Figura 4.1, pelo que é essencial implementar uma fonte de corrente  $I_{PQ}$  em série com a resistência  $R_P$ . O bloco 4 de um módulo inversamente polarizado contém o bloco 11 que representa a corrente de fuga  $I_{PQ}$  e é designado por “Corrente em Ponto Quente devido a Polarização Inversa (I<sub>pq\_Módulo</sub>)”. No módulo inversamente polarizado são avaliados os valores de corrente  $I$  em função de valores negativos de tensão variável  $V$ .

A configuração do bloco 4 de um módulo inversamente polarizado é apresentada na Figura 5.15.

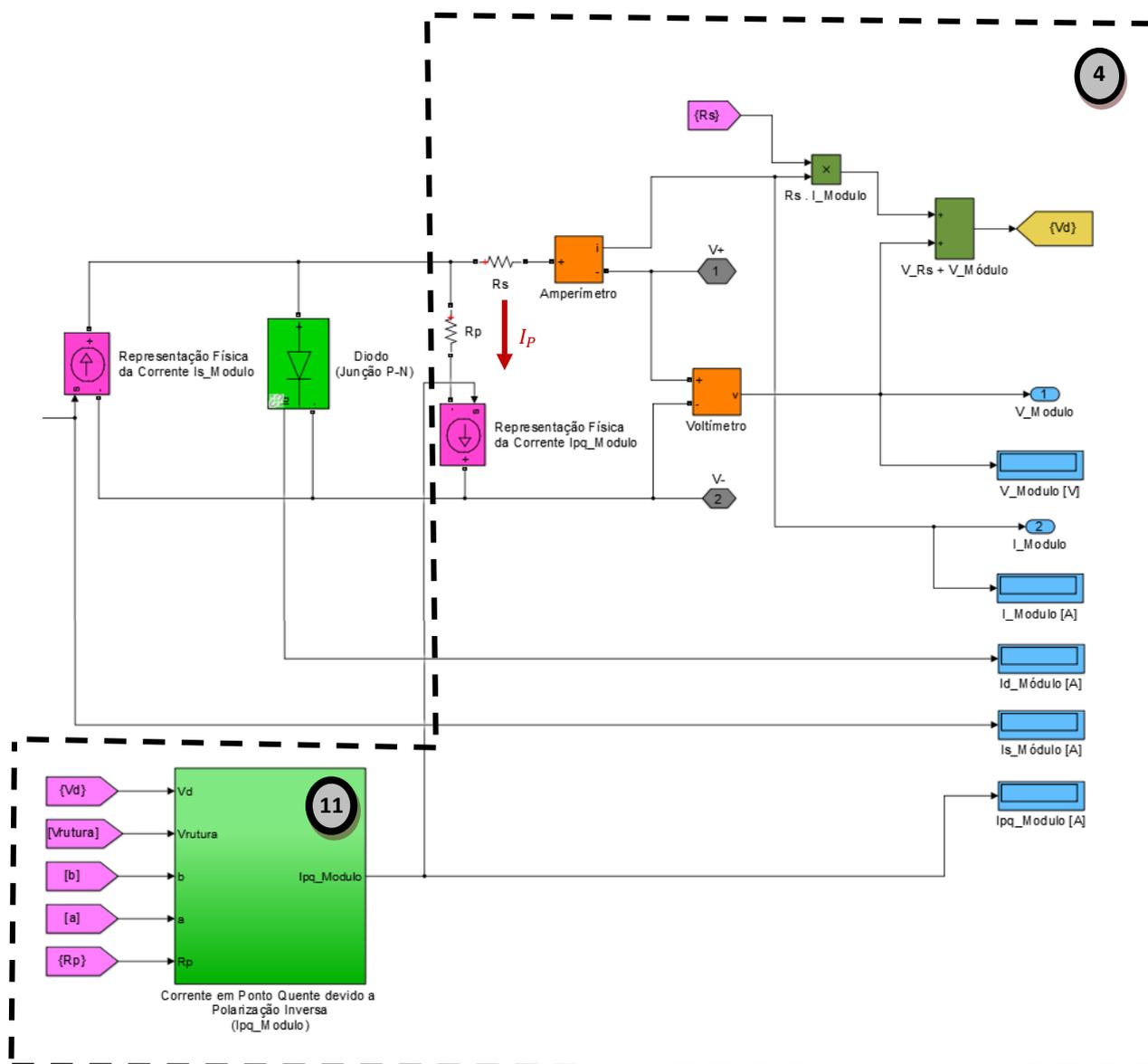


Figura 5.15 – Configuração do bloco 4 de um módulo inversamente polarizado.

O bloco 11 tem cinco entradas e uma saída. As entradas são: a tensão  $V_D$  aos terminais do diodo  $D$  determinada no bloco 4 e indicada por “Vd”, a tensão de rutura do módulo  $V_{rutura}$  indicada por “Vrutura”, o fator de correção  $a$  indicado por “a”, o expoente do efeito avalanche  $b$  indicado por “b”, e a resistência  $R_P$  indicada por “Rp”. A saída é a corrente de fuga  $I_{PQ}$  indicada por “I<sub>pq\_Modulo</sub>”.

A configuração do bloco 11 que determina a corrente  $I_{PQ}$  considerando (4.18) é apresentada na Figura 5.16

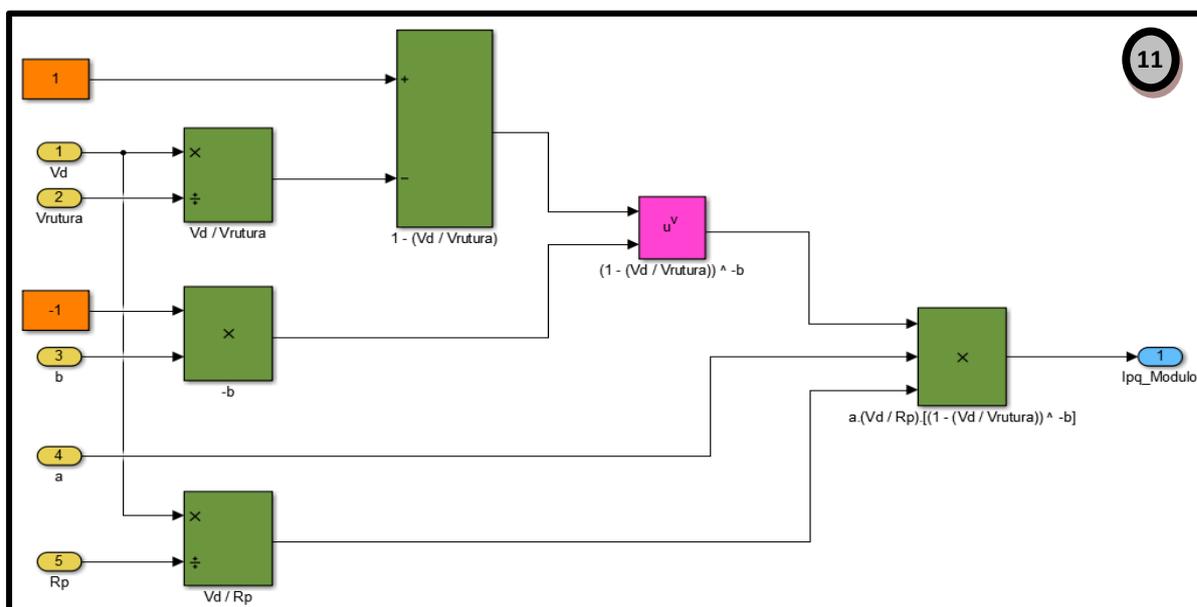


Figura 5.16 – Configuração do bloco 11 que determina a corrente  $I_{PQ}$ .

## 5.2. Configuração do Modelo Térmico

O módulo fotovoltaico sujeito a ponto quente é representado por um bloco designado de “Módulo Fotovoltaico” que contém todos os blocos que estabelecem a modelação apresentada na Secção 4.2. O bloco “Módulo Fotovoltaico” é composto por dez entradas e duas saídas. As entradas são: a corrente  $I_p$  determinada no bloco 4 do modelo elétrico e indicada por “Ip”, a resistência  $R_p$  indicada por “Rp”, a temperatura ambiente  $T_{amb}$  indicada por “Tamb”, a irradiação solar no módulo sombreado  $G_{somb}$  indicada por “Gsomb”, a irradiação solar nos módulos não sombreados  $G$  indicada por “Gtotal”, a área do módulo sujeita a ponto quente  $A_{PQ_{módulo}}$  indicada por “Apq\_modulo”, a área útil do módulo  $A_{módulo}$  indicada por “A\_modulo”, o instante de tempo  $t_{PQ}$  a partir do qual o módulo fica inversamente polarizado indicado por “t\_PQ”, e os parâmetros constantes  $l/k$  indicado por “l\_k” e  $l \rho \zeta$  indicado por “l\_rho\_stigma”. As saídas são a temperatura  $T_{PQ}$  constante do ponto quente antes do módulo estar sombreado em  $t < t_{PQ}$  indicada por “T1\_PQ”, e a temperatura  $T_{PQ}$  do ponto quente nos instantes seguintes ao módulo estar inversamente polarizado em  $t \geq t_{PQ}$  indicada por “T2\_PQ”. A configuração em *Simulink* do módulo sujeito a ponto quente é apresentado na Figura 5.17.

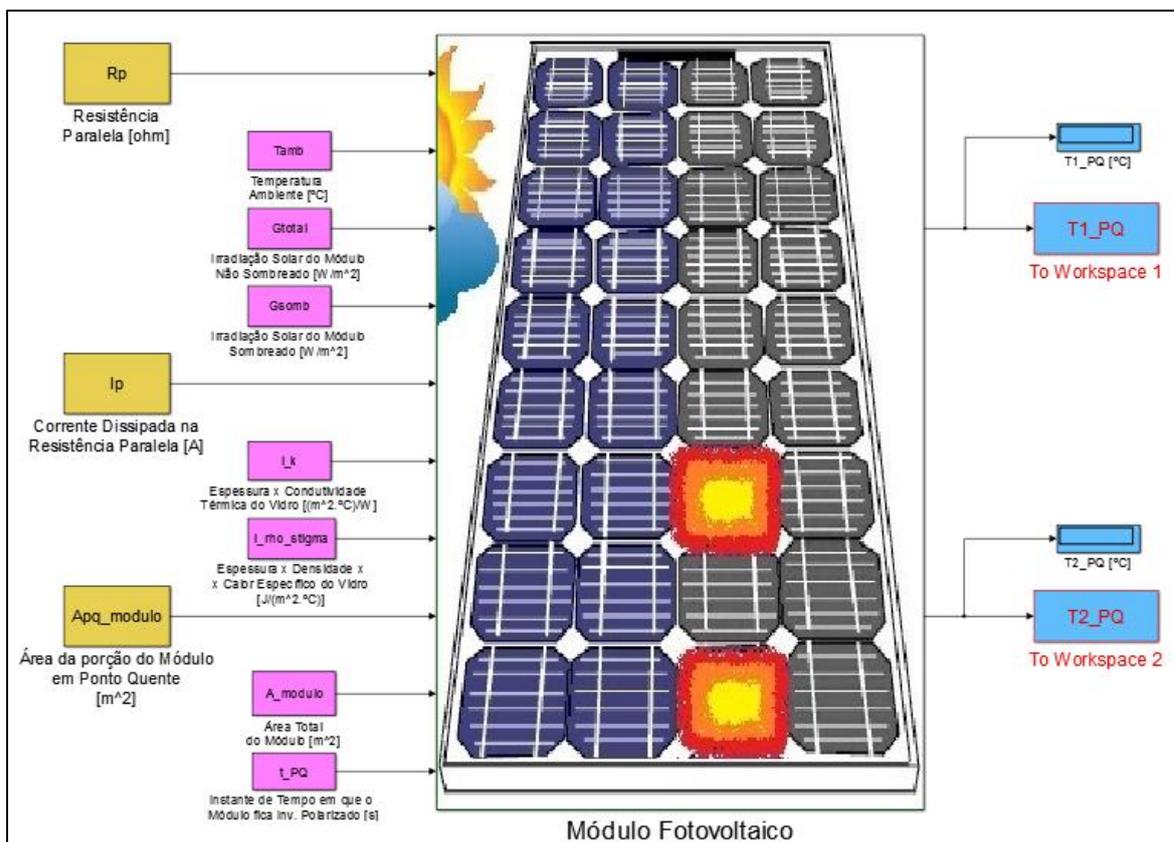


Figura 5.17 – Configuração em *Simulink* do módulo sujeito a ponto quente.

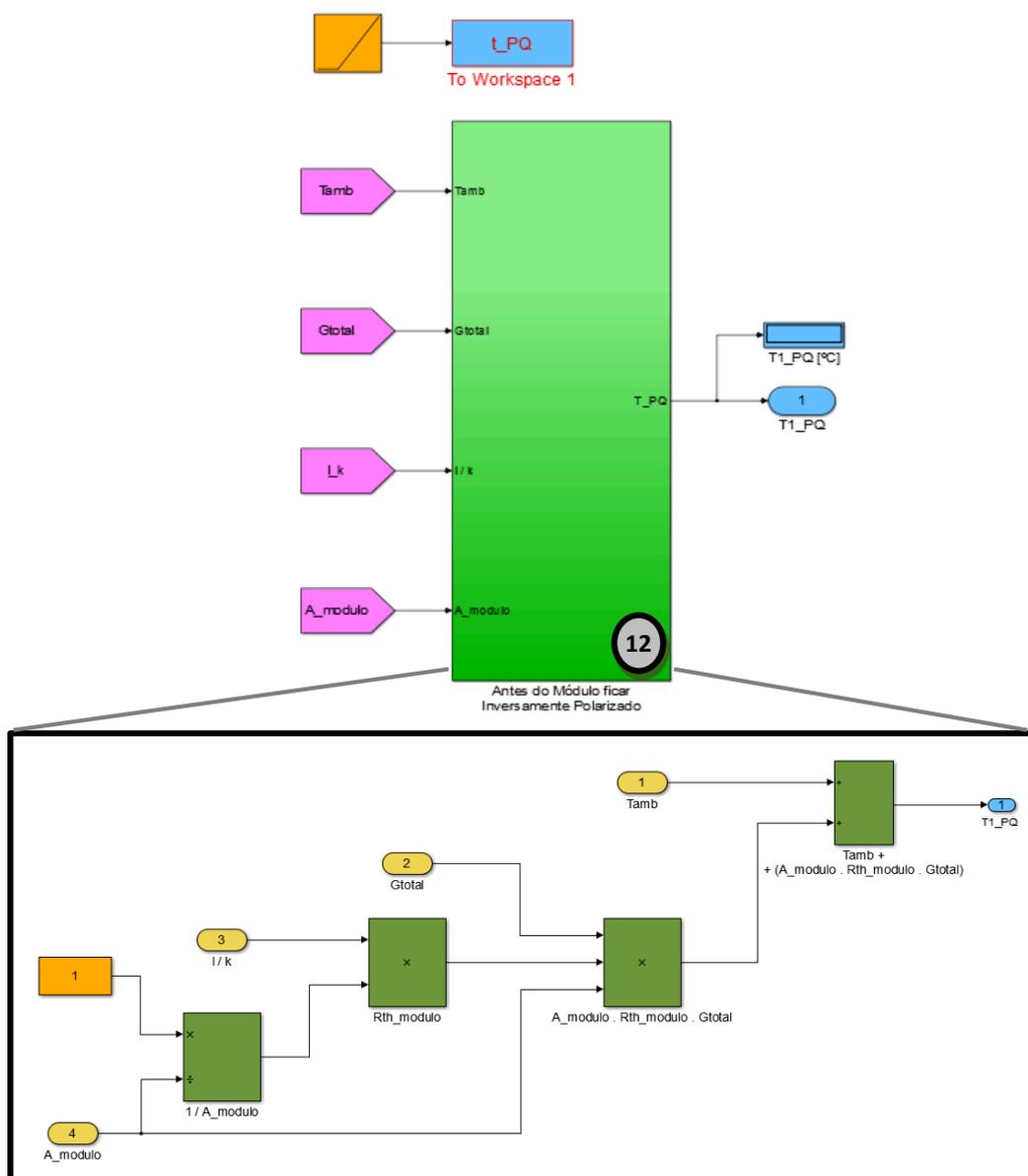
O tempo que o módulo fotovoltaico em ponto quente demora até atingir a temperatura crítica de  $150^{\circ}\text{C}$  é determinado mediante a análise da evolução da temperatura do módulo a partir do instante em que este fica inversamente polarizado quando sombreado.

Para representar a evolução da temperatura  $T_{PQ}$  do módulo fotovoltaico ao longo do tempo  $t$  é necessário estabelecer o instante de tempo inicial  $t_{PQ}$  a partir do qual o módulo fica inversamente polarizado e o instante de tempo final  $t_{final}$  considerado para efeitos de simulação.

O bloco “Módulo Fotovoltaico” apresentado na Figura 5.17 engloba o bloco 12 e o bloco 13 que modelam a evolução da temperatura do ponto quente antes e após o instante  $t_{PQ}$ . O bloco 12 determina o valor constante de temperatura obtido no intervalo de tempo  $t \leq t_{PQ}$  e é designado por “Antes do Módulo ficar Inversamente Polarizado”. O bloco 13 determina os valores de temperatura obtidos nos intervalos de tempo  $t > t_{PQ}$  e é designado por “Depois do Módulo ficar Inversamente Polarizado (Ponto Quente)”.

O bloco 12 tem quatro entradas e uma saída. As entradas são: a temperatura ambiente  $T_{amb}$  indicada por “Tamb”, a irradiação solar no módulo não sombreado  $G$  indicada por “Gtotal”, a área útil do módulo  $A_{módulo}$  indicada por “A\_modulo”, e o parâmetro constante  $l/k$  indicado por “l\_k”. A saída é a temperatura  $T_{PQ}$  constante do ponto quente antes do módulo estar inversamente polarizado em  $t < t_{PQ}$  indicada por “T1\_PQ”. Os instantes de tempo em que o bloco 12 está ativo para efeitos de simulação em  $t < t_{PQ}$  são estipulados através da rampa que tem como valor final  $t_{PQ}$  que é indicado por “t\_PQ”.

A configuração do bloco 12 que determina a temperatura  $T_{PQ}$  do módulo para  $t < t_{PQ}$  considerando (4.38) é apresentada na Figura 5.18.



**Figura 5.18** – Configuração do bloco 12 que determina a temperatura  $T_{PQ}$  para  $t < t_{PQ}$ .

O bloco 13 engloba o bloco 14 e o bloco 15. O bloco 14 representa a contribuição i) da reduzida irradiação solar para a formação do ponto quente do módulo e é designado por “Contribuição de i) para o Ponto Quente”. O bloco 15 representa a contribuição ii) da energia dissipada  $P_{diss}$  para a formação do ponto quente do módulo e é designado por “Contribuição de ii) para o Ponto Quente”. Os instantes de tempo em que o bloco 13 está ativo para efeitos de simulação em  $t \geq t_{PQ}$  são estipulados através da rampa que tem como valor final  $t = t_{final}$  que é indicado por “t”.

A configuração do bloco 13 que determina a temperatura  $T_{PQ}$  do módulo para  $t \geq t_{PQ}$  considerando (4.39) é apresentada na Figura 5.19.

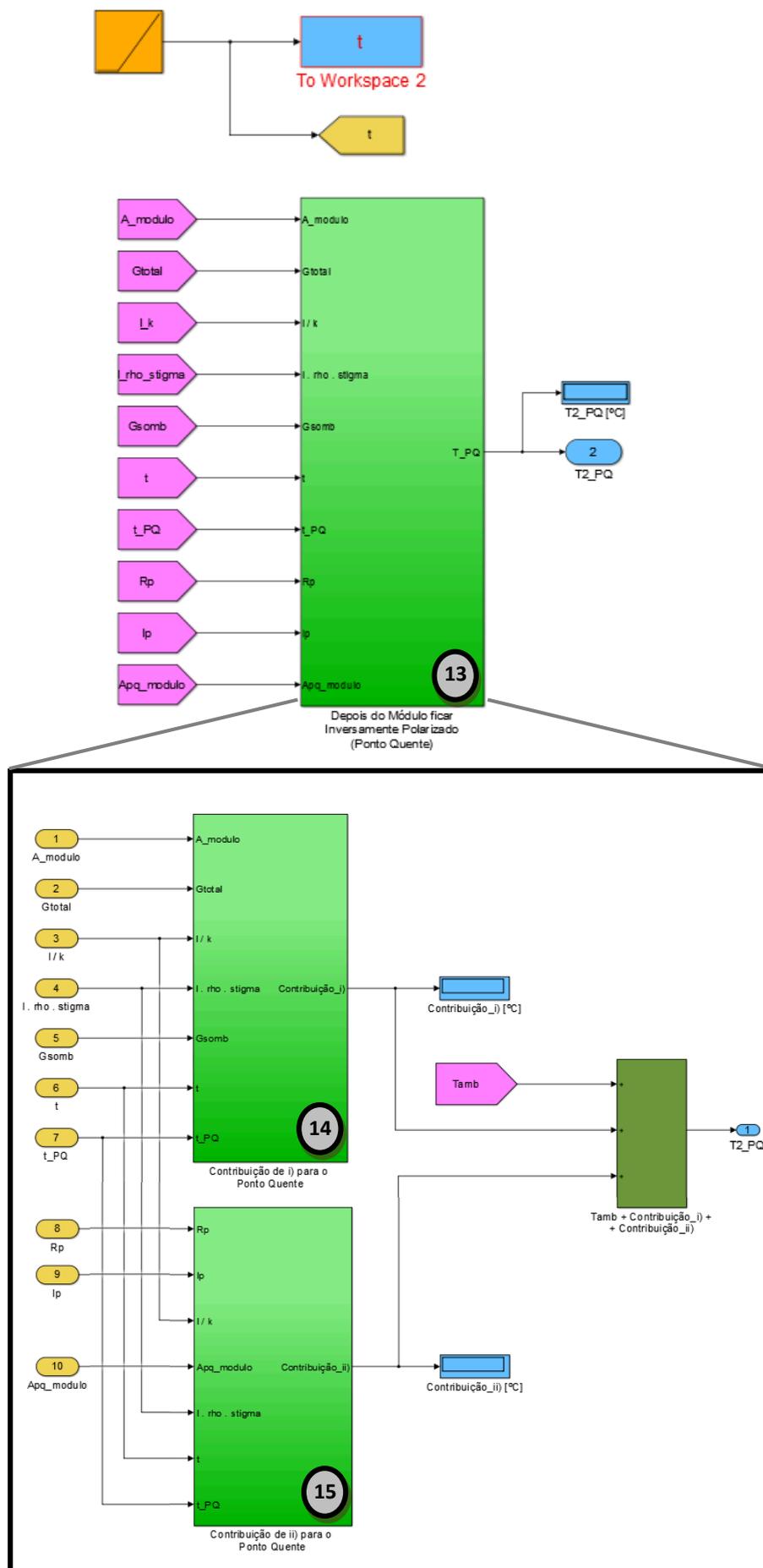
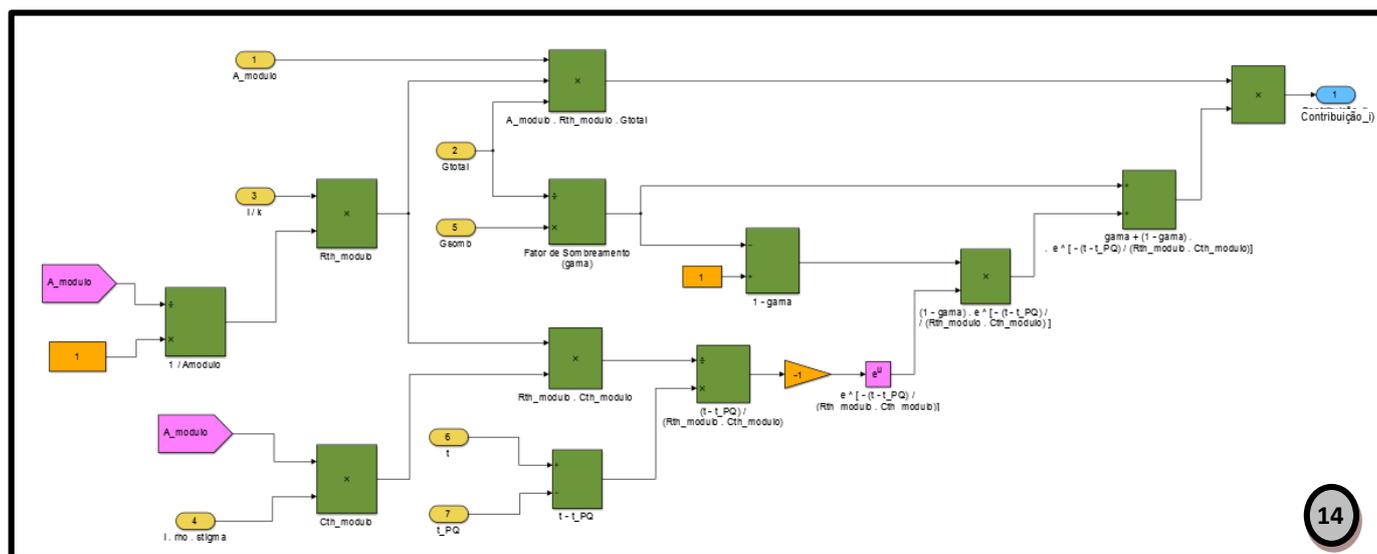


Figura 5.19 – Configuração do bloco 13 que determina a temperatura  $T_{PQ}$  para  $t \geq t_{PQ}$ .

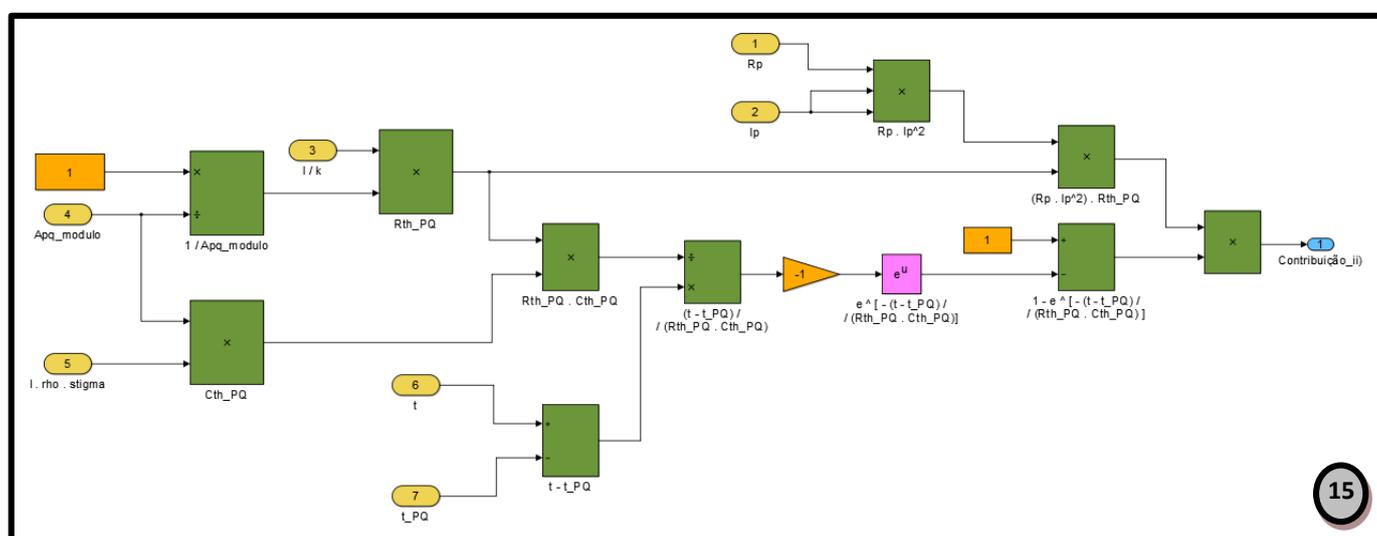
O bloco 14 tem sete entradas e uma saída. As entradas são: a área útil do módulo  $A_{\text{módulo}}$  indicada por “A\_modulo”, a irradiação solar no módulo não sombreado  $G$  indicada por “Gtotal”, a irradiação solar no módulo sombreado  $G_{\text{somb}}$  indicada por “Gsomb”, o instante de tempo  $t_{PQ}$  a partir do qual o módulo fica inversamente polarizado indicado por “t\_PQ”, o instante de tempo  $t$  da simulação indicado por “t”, e os parâmetros constantes  $l/k$  e indicado por “l\_k” e  $l \rho \zeta$  indicado por “l\_rho\_stigma”. A saída é a contribuição  $i$ ) da reduzida irradiação solar para a formação do ponto quente do módulo que é indicada por “Contribuição\_i”.

A configuração do bloco 14 que determina a contribuição  $i$ ) para a formação do ponto quente do módulo considerando a parcela “Contribuição  $i$ ) da reduzida irradiação solar  $\gamma$  do módulo” de (4.39) é apresentada na Figura 5.20.



**Figura 5.20** – Configuração do bloco 14 que determina a contribuição  $i$ ) para a formação do ponto quente do módulo.

O bloco 15 tem três entradas e uma saída. As entradas são: a resistência  $R_p$  indicada por “Rp”, a corrente que passa na resistência em paralelo  $I_p$  determinada no bloco 4 do modelo elétrico e indicada por “Ip”, e a área da porção do módulo sujeita a ponto quente  $A_{PQ_{módulo}}$  indicada por "Apq\_modulo". A saída é a contribuição ii) da energia dissipada  $P_{diss}$  para a formação do ponto quente do módulo que é indicada por “Contribuição\_ii)”. A configuração do bloco 15 que determina a contribuição ii) para a formação do ponto quente do módulo considerando a parcela “Contribuição ii) da energia dissipada  $P_{diss}$  do módulo” de (4.39) é apresentada na Figura 5.21.



**Figura 5.21** – Configuração do bloco 15 que determina a contribuição ii) para a formação do ponto quente do módulo.

---

---

# CAPÍTULO

# 6

---

---

# SIMULAÇÕES

*Neste capítulo são apresentadas os casos de estudo e os resultados obtidos, recorrendo a simulações computacionais realizadas em MATLAB/Simulink de modo a analisar o comportamento dos pontos quentes em sistemas fotovoltaicos através da utilização do modelo elétrico e do modelo térmico.*

## 6.1. Caso de Estudo 1 – Análise das Curvas I-V e P-V

O primeiro caso de estudo diz respeito à análise das curvas I-V e P-V de diferentes associações de módulos fotovoltaicos com iguais características elétricas. Primeiramente são apresentadas as curvas I-V e P-V do sistema fotovoltaico quando nenhum módulo fotovoltaico está sombreado. De seguida são analisadas as curvas I-V e P-V do sistema fotovoltaico quando um dos módulos do sistema está sombreado. Em condições de sombreamento vai ser então analisada a redução da energia elétrica gerada devido à ocorrência de um ponto quente, efetuando uma comparação entre o caso de sombreamento parcial ou total e o caso de utilização ou não de díodos de *bypass* para proteção dos módulos. Por fim são testados diversos valores de resistência  $R_p$  e de tensão de rutura  $V_{rutura}$  por forma a analisar a influência que estes parâmetros têm na formação do ponto quente do módulo fotovoltaico sombreado.

O sistema fotovoltaico em estudo foi simulado em *MATLAB/Simulink* considerando a modelação apresentada na Secção 4.1. Os módulos fotovoltaicos utilizados são de silício monocristalino. O módulo fotovoltaico considerado na simulação é o *Isofotón I-53* e os parâmetros disponibilizados pelo fabricante são apresentados na Tabela 6.1 [99].

**Tabela 6.1** – Valores dos parâmetros do *Isofotón I-53* fornecidos pelo fabricante [99]

Parâmetro	Sigla	Valor
Tensão à máxima potência em condições STC	$V_{MAX}^r$	17,4 V
Corrente à máxima potência em condições STC	$I_{MAX}^r$	3,05 A
Tensão em circuito aberto em condições STC	$V_{CA}^r$	21,65 V
Corrente de curto-circuito em condições STC	$I_{CC}^r$	3,27 A
Variação da corrente de curto-circuito com a temperatura	$\alpha$	1,748 mA/°C
Variação da tensão em circuito aberto com a temperatura	$\beta$	-80 mV/°C
Número de células em série no módulo	$NCS$	36

Foi necessário determinar ainda os parâmetros da resistência  $R_p$  e da resistência  $R_s$  [40]. Os valores de  $R_p$  e  $R_s$  utilizados na simulação dos módulos *Isofotón I-53*, para uma configuração inicial de teste, são apresentados na Tabela 6.2 [40].

**Tabela 6.2** – Valores de  $R_p$  e  $R_s$  do *Isofotón I-53* [40]

Parâmetro	Sigla	Valor
Resistência em paralelo	$R_p$	355,643 $\Omega$
Resistência em série	$R_s$	0,528 $\Omega$

Os valores dos parâmetros constantes utilizados na simulação são apresentados na Tabela 6.3 [1].

**Tabela 6.3** – Valores dos parâmetros constantes [1]

Parâmetro	Sigla	Valor
Constante de Boltzmann	$K$	$1,38 \times 10^{-23}$ J/K
Carga elétrica do eletrão	$q$	$1,6 \times 10^{-19}$ C
Hiato de energia do silício cristalino	$E_g$	1,12 eV
Temperatura em condições STC	$T^r$	25°C = 298,15 K
Irradiação solar em condições STC	$G^r$	1000 W/m <sup>2</sup>

Os únicos parâmetros do modelo elétrico que podem variar o seu valor na simulação do sistema fotovoltaico são a temperatura  $T$  dos módulos fotovoltaicos e a irradiação solar  $G$  que se verifica na superfície dos mesmos. Neste caso, para efeitos de simulação elétrica do sombreamento e da formação de pontos quentes num sistema fotovoltaico foi considerada uma temperatura constante de  $T = T^r = 25 \text{ °C} \equiv 298,15 \text{ K}$  em todos os módulos e uma irradiação variável conforme o módulo esteja sombreado ou não sombreado. O valor da temperatura em [K] é definido em (4.1).

Para os módulos não sombreados é considerada uma irradiação  $G = G^r = 1000 \text{ W/m}^2$ . Para os módulos parcialmente sombreados é considerada uma irradiação  $G = 500 \text{ W/m}^2$ . Para os módulos totalmente sombreados é considerada uma irradiação  $G = 0 \text{ W/m}^2$ .

Para estudar o comportamento da curva I-V de um módulo fotovoltaico inversamente polarizado em condição de ponto quente é necessário considerar ainda os parâmetros  $V_{rutura}$ ,  $a$  e  $b$ . Os parâmetros  $V_{rutura}$ ,  $a$  e  $b$  não são especificados pelo fabricante do módulo fotovoltaico, pelo que se considera os valores adotados em [38]. Os valores de  $V_{rutura}$ ,  $a$  e  $b$  utilizados no modelo elétrico de um módulo fotovoltaico sombreado para uma configuração inicial de teste são apresentados na Tabela 6.4.

**Tabela 6.4** – Valores de  $V_{rutura}$ ,  $a$  e  $b$  [38]

Parâmetro	Sigla	Valor
Tensão de rutura do módulo fotovoltaico	$V_{rutura}$	-10 V
Fator de correção	$a$	1,93
Expoente do efeito avalanche	$b$	1,10

Para maior facilidade na visualização e interpretação das curvas I-V do módulo sombreado foi assumido para cada módulo o valor de  $V_{rutura}$  apresentado em [38] de -10 V relativo a uma célula fotovoltaica.

A simulação do modelo do sistema fotovoltaico em estudo pretende averiguar o quão prejudicial pode ser a formação de um ponto quente num módulo fotovoltaico sombreado no que respeita à quebra de produção de energia elétrica que pode ocorrer em todo o sistema fotovoltaico. A influência do ponto quente de um módulo fotovoltaico é analisada através do estudo das curvas I-V e P-V para as seguintes configurações do sistema fotovoltaico:

- Sem sombreamento;
- Com sombreamento e sem diodo de *bypass*;
- Com sombreamento e com diodo de *bypass*;
- Variação da resistência  $R_p$ ;
- Variação da tensão  $V_{rutura}$ .

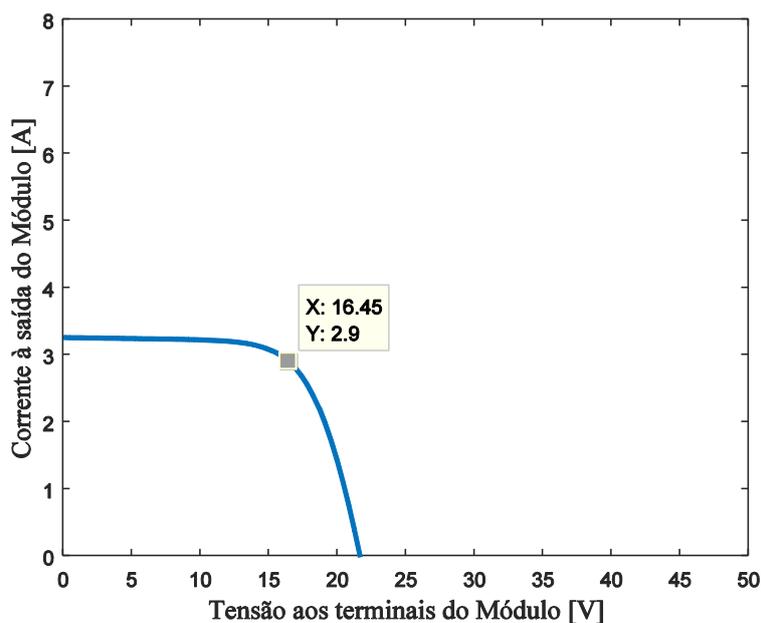
### 6.1.1. Sem Sombreamento

Por forma a comprovar o funcionamento do modelo elétrico adotado, foi primeiramente estudado o comportamento das curvas I-V e P-V características do sistema fotovoltaico sem sombreamento. Nestas condições e como os módulos são iguais, não existe a possibilidade de formação de pontos quentes. Assim, foram estudadas as curvas características relativas a:

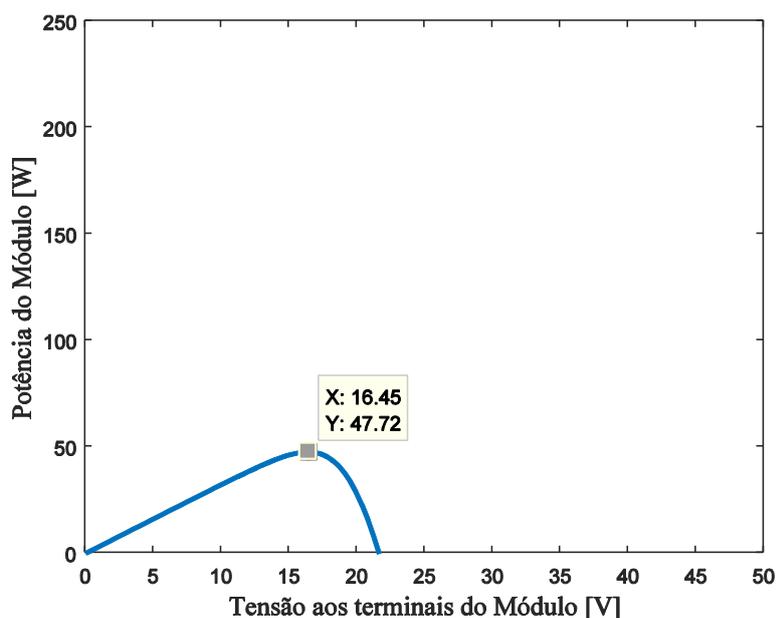
- 1 Módulo fotovoltaico não sombreado (MNS);
- Associação em série de 2 MNS;
- Associação em paralelo de 2 MNS;
- Associação mista de 2X2 MNS.

#### *1 Módulo fotovoltaico não sombreado (MNS)*

O bloco utilizado em *Simulink* para simular um MNS foi apresentado na Figura 5.1. Nestas condições de funcionamento, o módulo está sujeito a uma temperatura  $T$  de 25°C equivalente a 298,15 K e a uma irradiação solar  $G$  de 1000 W/m<sup>2</sup>. As curvas I-V e P-V de um MNS são apresentadas na Figura 6.1 e na Figura 6.2, respetivamente.



**Figura 6.1** – Curva I-V do MNS.



**Figura 6.2** – Curva P-V do MNS.

Na curva I-V apresentada na Figura 6.1, numa situação de curto-circuito  $V = 0$  V, a corrente  $I$  que se verifica à saída do módulo fotovoltaico corresponde precisamente ao valor de  $I_{CC}^r$ , i.e., 3,27 A. Relativamente à tensão  $V$  aos terminais do módulo em circuito aberto  $I = 0$  A, esta assume precisamente o valor de  $V_{CA}^r$ , i.e., 21,65 V.

Na curva P-V apresentada na Figura 6.2, a máxima potência  $P_{PMP}$  capaz de ser gerada pelo módulo fotovoltaico é de 47,72 W. Esta produção máxima de energia ocorre quando o módulo fotovoltaico tem uma tensão  $V_{PMP}$  de 16,45 V aos seus terminais e está a gerar uma corrente  $I_{PMP}$  de 2,9 A à saída.

### ***Associação em série de 2 MNS***

Uma associação de módulos fotovoltaicos em série tem a designação de *string*. As curvas I-V e P-V da *string* de dois MNS são apresentadas na Figura 6.3 e na Figura 6.4, respetivamente.

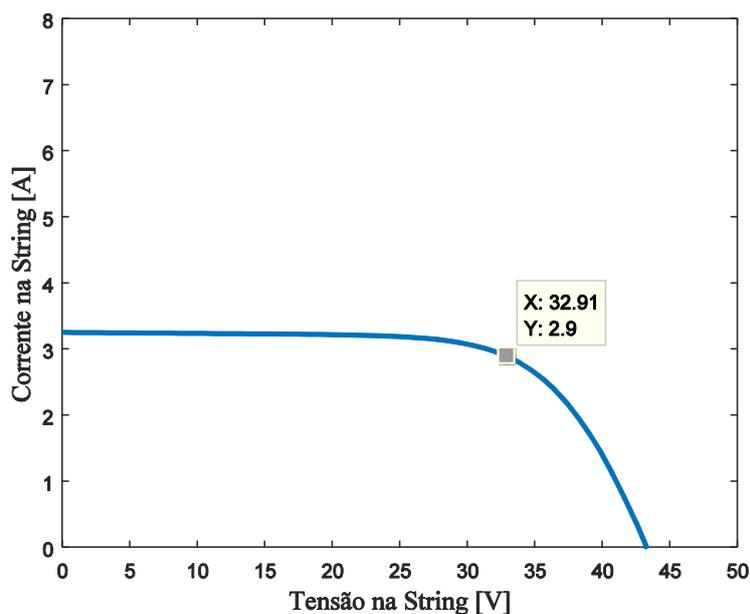


Figura 6.3 – Curva I-V da *string* de dois MNS.

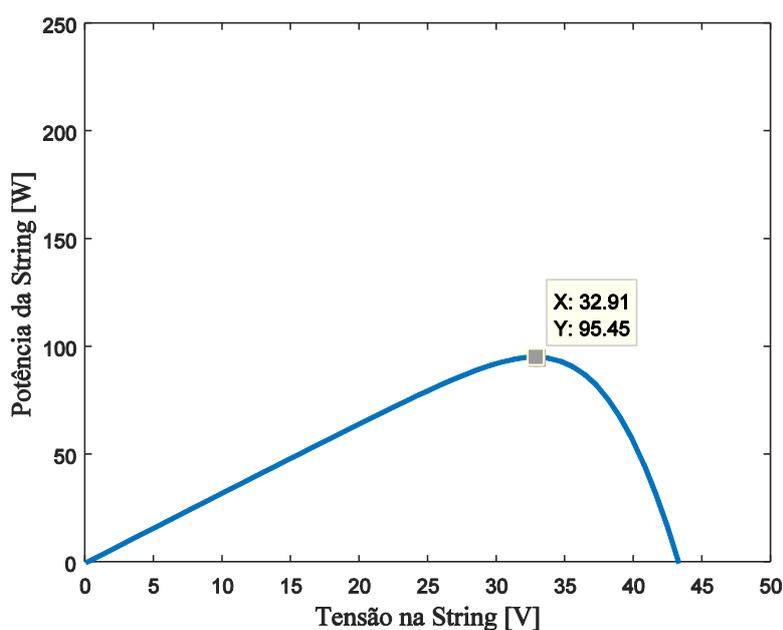


Figura 6.4 – Curva P-V da *string* de dois MNS.

Na curva I-V apresentada na Figura 6.3, a tensão  $V$  aos terminais da *string* corresponde ao dobro da tensão que se verificava na Figura 6.1 relativa a um módulo fotovoltaico, para cada valor de corrente  $I$ . Desta forma, a tensão em circuito aberto  $V_{CA}$  passa a corresponder ao dobro de  $V_{CA}^r$ , i.e., 43,3 V. Relativamente à corrente  $I$  gerada pela *string*, esta corresponde ao mesmo valor que é gerado por cada módulo fotovoltaico, pelo que a corrente máxima possível de ser gerada corresponde ao valor de  $I_{CC}^r$ , i.e., 3,27 A.

Na curva P-V apresentada na Figura 6.4, a máxima potência  $P_{PMP}$  capaz de ser gerada pela *string* de dois módulos corresponde portanto ao dobro da potência gerada por um módulo, i.e., 95,45 W. Esta produção máxima de energia ocorre quando o módulo fotovoltaico tem uma tensão  $V_{PMP}$  de 32,91 V aos seus terminais e está a gerar uma corrente  $I_{PMP}$  de 2,9 A à saída.

### Associação em paralelo de 2 MNS

As curvas I-V e P-V da associação em paralelo de 2 MNS são apresentadas na Figura 6.5 e na Figura 6.6, respetivamente.

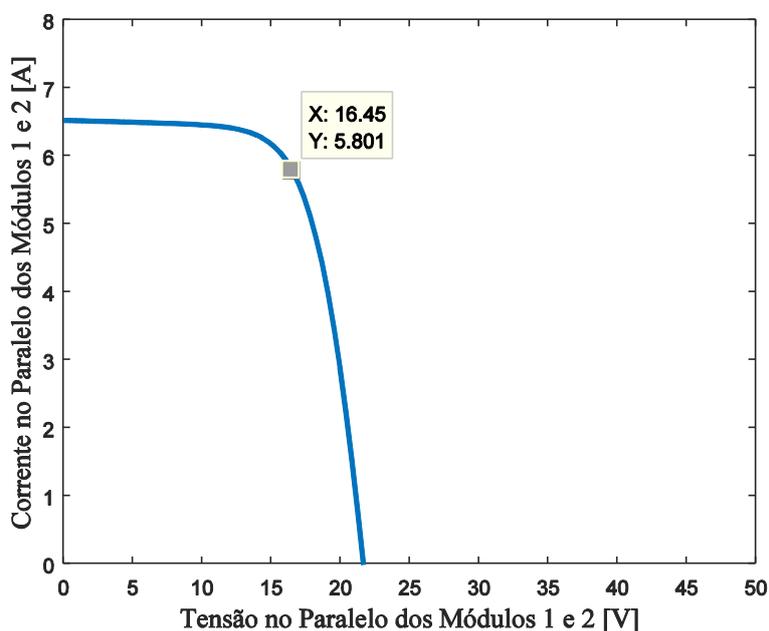


Figura 6.5 – Curva I-V da associação em paralelo de dois MNS.

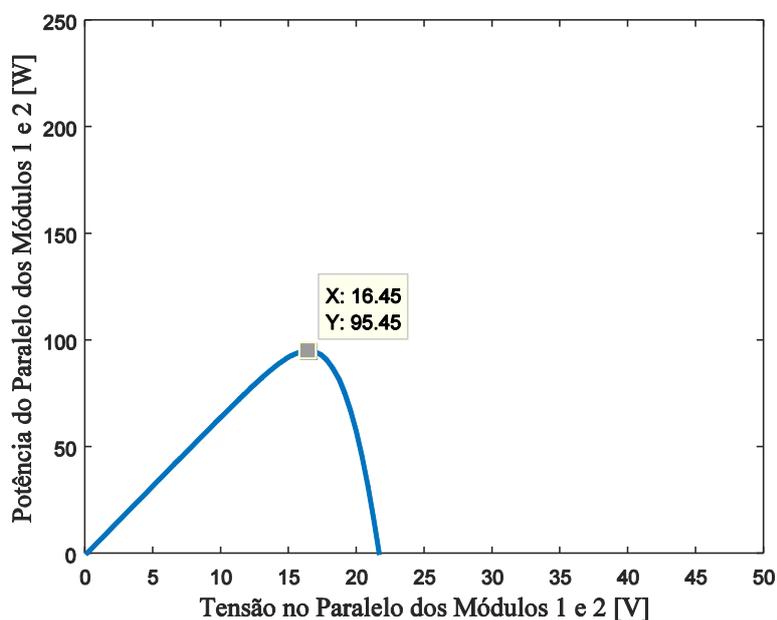


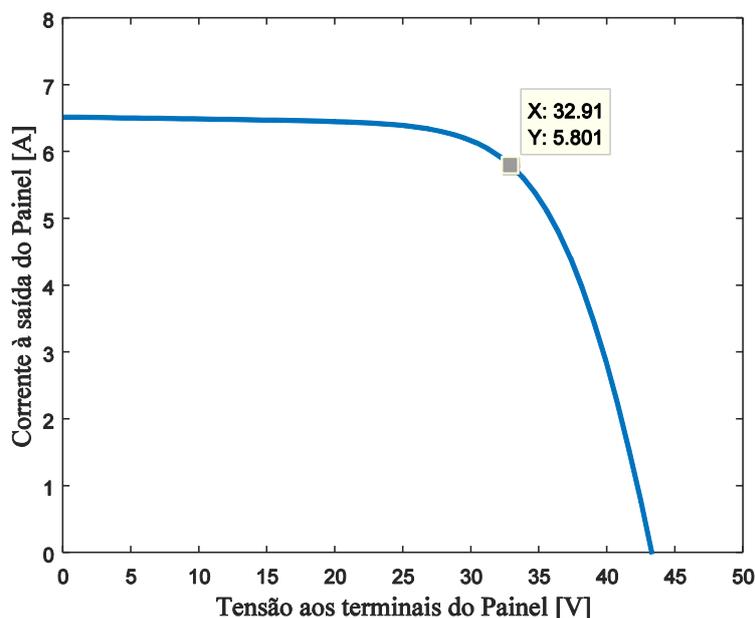
Figura 6.6 – Curva P-V da associação em paralelo de dois MNS.

Na curva I-V apresentada na Figura 6.5, a corrente  $I$  capaz de ser gerada pelos dois módulos em paralelo corresponde ao dobro da corrente que se verificava na Figura 6.1 relativa a um módulo fotovoltaico, para o mesmo valor de tensão  $V$ . Desta forma, a corrente de curto circuito  $I_{CC}$  passa a corresponder ao dobro de  $I_{CC}^r$ , i.e., 6,54 A. Relativamente à tensão  $V$  aos terminais dos dois módulos em paralelo, esta corresponde ao mesmo valor individual de cada módulo fotovoltaico, pelo que a tensão máxima aos terminais da associação em paralelo dos dois módulos corresponde ao valor de  $V_{CA}^r$ , i.e., 21,65 V.

Na curva P-V apresentada na Figura 6.6, a máxima potência  $P_{PMP}$  capaz de ser gerada pelos dois módulos em paralelo corresponde ao dobro da potência gerada por um módulo, i.e., os mesmos 95,45 W que são obtidos numa *string* de dois módulos. Esta produção máxima de energia ocorre quando o módulo fotovoltaico tem uma tensão  $V_{PMP}$  de 16,45 V aos seus terminais e está a gerar uma corrente  $I_{PMP}$  de 5,801 A à saída.

### ***Associação mista 2X2 MNS***

Uma associação mista composta por associações em paralelo de *strings* de módulos tem a designação de painel ou *array*. As curvas I-V e P-V do painel fotovoltaico 2X2 constituído pela associação em paralelo de duas *strings* compostas por dois MNS cada são apresentadas na Figura 6.7 e na Figura 6.8, respetivamente.



**Figura 6.7** – Curva I-V do painel fotovoltaico composto por 2X2 MNS.

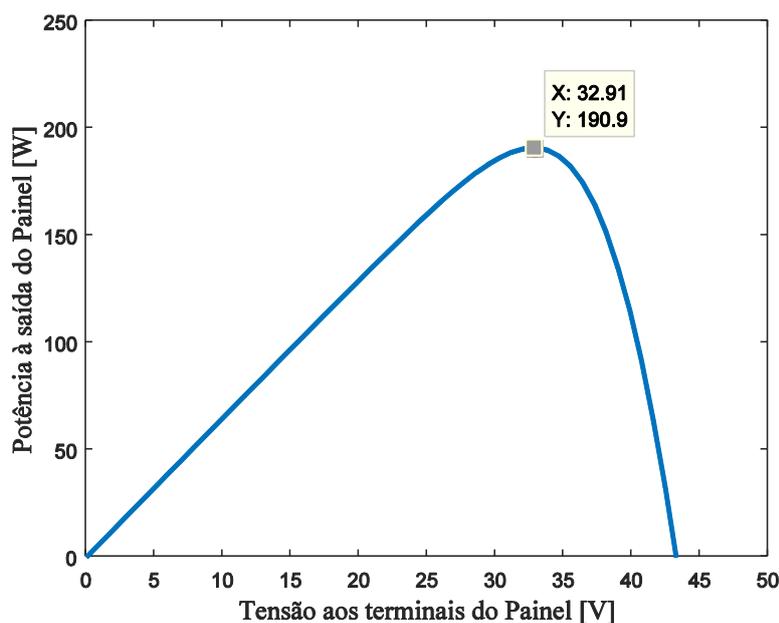


Figura 6.8 – Curva P-V do painel fotovoltaico composto por 2X2 MNS.

Na curva I-V apresentada na Figura 6.7, tanto a tensão  $V$  como a corrente  $I$  capaz de ser gerada pelo painel fotovoltaico correspondem ao dobro dos valores de tensão e corrente que se verificava na Figura 6.1 relativa a um módulo fotovoltaico. Desta forma, tal como acontece na *string* dos módulos, a tensão em circuito aberto  $V_{CA}$  corresponde ao dobro de  $V_{CA}^r$ , i.e., 43,3 V. Do mesmo modo, e tal como acontece na associação dos módulos em paralelo, a corrente de curto-circuito  $I_{CC}$  corresponde ao dobro de  $I_{CC}^r$ , i.e., 6,54 A.

Na curva P-V apresentada na Figura 6.8, a máxima potência  $P_{PMP}$  capaz de ser gerada pelo painel fotovoltaico 2X2 corresponde ao quadruplo da potência gerada por um módulo, i.e., 190,9 W. Esta produção máxima de energia ocorre quando o módulo fotovoltaico tem uma tensão  $V_{PMP}$  de 32,91 V aos seus terminais e está a gerar uma corrente  $I_{PMP}$  de 5,801 A à saída. Estes valores de tensão e corrente correspondem, respetivamente, aos valores de tensão à potência máxima  $V_{PMP}$  da *string* dos módulos e de corrente à potência máxima  $I_{PMP}$  da associação em paralelo dos módulos.

### 6.1.2. Com Sombreamento e Sem Díodo de *Bypass*

Por forma a compreender o comportamento dos módulos sombreados, são analisadas as curvas I-V e P-V quando um dos módulos do sistema fotovoltaico está sombreado. Sabendo que num painel fotovoltaico ocorre uma geração de corrente  $I$  com valor equivalente à corrente gerada pela associação de módulos em paralelo e uma tensão  $V$  de valor equivalente à tensão de cada *string*, apenas é relevante analisar, no que respeita ao sombreamento, as curvas I-V e P-V da *string* de dois módulos e da associação em paralelo de dois módulos. Nesta primeira abordagem ao sombreamento, é considerada a inexistência de díodos de *bypass* para proteção dos módulos. Assim, foram estudadas as curvas características relativas a:

- 1 Módulo fotovoltaico sombreado (MS);
- Associação em série de 1 MNS e 1 MS;
- Associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS.

#### ***1 Módulo fotovoltaico sombreado (MS)***

O bloco utilizado em *Simulink* para simular um MS foi apresentado na Figura 5.2, desprezando a utilização do díodo de *bypass*. Nestas condições de funcionamento, o módulo está sujeito a uma temperatura  $T$  de 25 °C equivalente a 298,15 K e a uma irradiação solar  $G$  de 500 W/m<sup>2</sup> numa situação em que se considera o módulo parcialmente sombreado (MS-P) e de 0 W/m<sup>2</sup> numa situação em que se considera o módulo totalmente sombreado (MS-T). Admitindo a possibilidade do MS estar associado em série com um MNS, as curvas I-V e P-V do MS sem díodo de *bypass* são apresentadas na Figura 6.9 e na Figura 6.10, respetivamente.

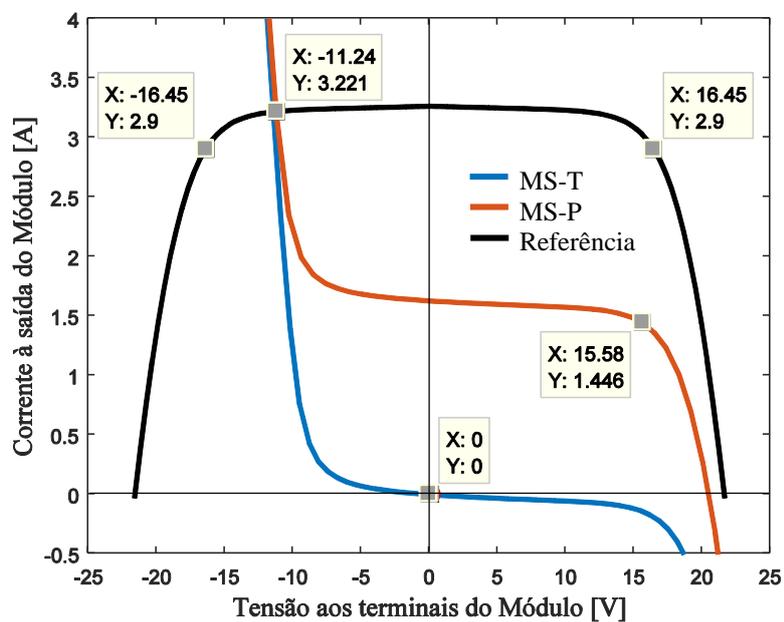


Figura 6.9 – Curvas I-V do MS sem diodo de *bypass*.

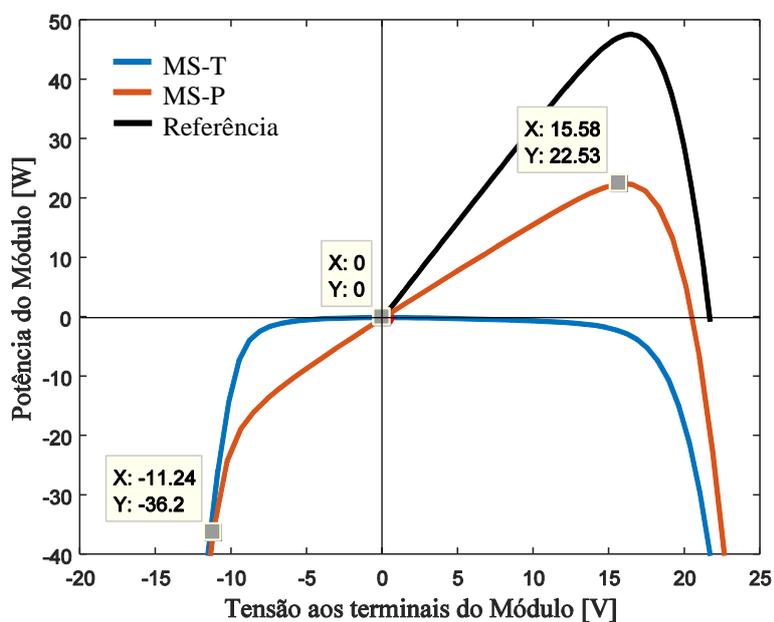


Figura 6.10 – Curvas P-V do MS sem diodo de *bypass*.

Na Figura 6.9 e na Figura 6.10 são apresentadas, respetivamente, três curvas: as curvas I-V e P-V de referência, as curvas I-V e P-V relativas a um MS-P, e as curvas I-V e P-V relativas a um MS-T. A curva I-V de referência consiste na representação da componente direta e respetivo simétrico da curva I-V correspondente à quantidade de MNS que estão associados em série com o MS em causa. Neste caso de estudo, como se está a considerar *strings* de apenas dois módulos em série, a curva I-V de referência diz respeito à união da curva característica I-V de um MNS apresentada na Figura 6.1 e o respetivo simétrico.

A componente direta (positiva) da curva I-V de referência é importante na medida em que permite efetuar a comparação da produção de energia que ocorre no MS com a produção de energia que ocorre no MNS. A componente simétrica (negativa) da curva I-V de referência apenas deve ser considerada caso o MS esteja associado em série com outros módulos. A representação da componente simétrica da curva I-V de referência é de extrema importância na análise de pontos quentes. A interseção da curva I-V do MS-P ou do MS-T com a componente simétrica da curva I-V de referência corresponde ao ponto de máxima dissipação de energia do MS em condições de ponto quente.

Na curva P-V da Figura 6.10, a energia máxima que pode ser dissipada pelo MS-P ou pelo MS-T em condições de ponto quente é de 36,2 W. A máxima dissipação de energia ocorre quando o módulo fotovoltaico está inversamente polarizado com uma tensão  $V$  de  $-11,24$  V e uma corrente  $I$  de 3,221 A. Na situação de máxima dissipação de energia o valor de tensão  $V_{rutura}$  considerado é atingido, pelo que ocorre a destruição das células do MS num espaço de tempo relativamente curto. A curva I-V inversa do MS assume o comportamento característico de um módulo do tipo B uma vez que o valor de  $V_{rutura}$  do MS é menor (em módulo) que a tensão  $V_{PMP}$  verificada no ponto de máxima potência do MNS com o qual está associado em série pois  $|-10V| < 16,45$  V.

Apenas se verifica produção de energia no MS quando este se encontra diretamente polarizado. Quando assim é, na curva P-V apresentada na Figura 6.10, o módulo fotovoltaico em estudo tem uma produção máxima  $P_{PMP}$  de 22,53 W quando MS-P e de 0 W quando MS-T.

### Associação em série de 1 MNS e 1 MS

As curvas I-V e P-V da *string* de 1 MNS e 1 MS sem diodo de *bypass* são apresentadas na Figura 6.11 e na Figura 6.12, respetivamente.

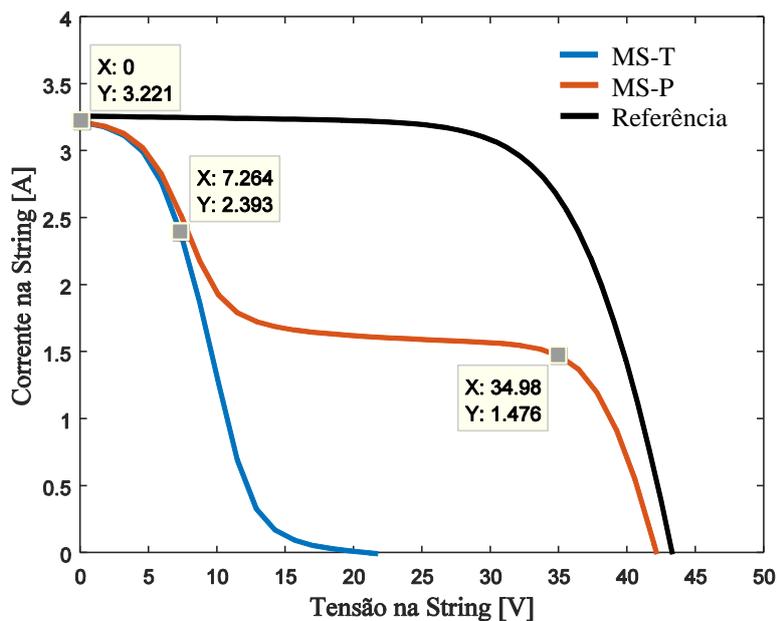


Figura 6.11 – Curvas I-V da *string* de 1 MNS e 1 MS sem diodo de *bypass*.

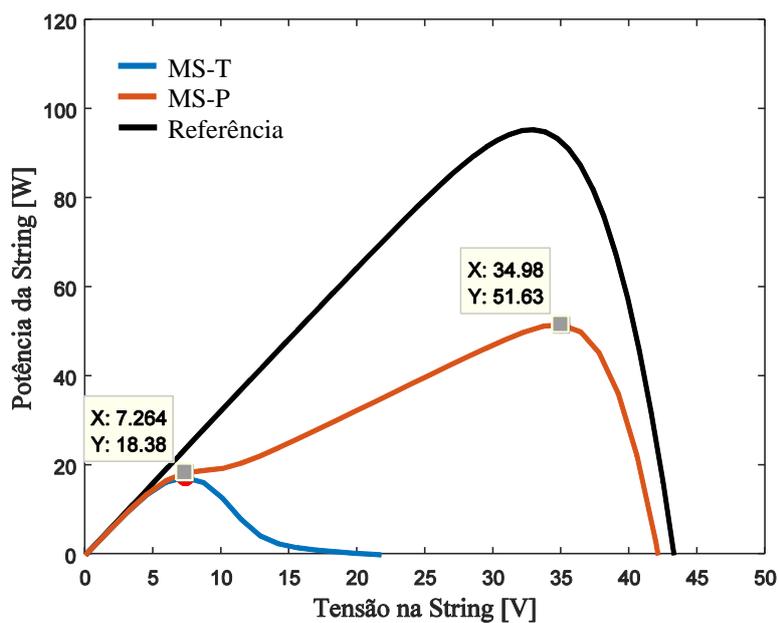


Figura 6.12 – Curvas P-V da *string* de 1 MNS e 1 MS sem diodo de *bypass*.

Na curva I-V apresentada na Figura 6.11, a corrente de curto-circuito  $I_{CC}$  da *string* é um pouco inferior a  $I_{CC}^r$ . Isto ocorre porque a corrente  $I_{CC}$  da *string* vai assumir o valor da corrente do MS quando este está a funcionar no ponto de máxima dissipação de energia devido ao ponto quente, i.e., quando  $I = 3,221$  A. A energia dissipada no MS consiste na energia que deixa de ser produzida pelo MNS. Quando a tensão da *string* é nula  $V = 0$  V, o MS está a funcionar no ponto de máxima dissipação de energia com uma tensão inversa  $V = -11,24$  V e o MNS está a funcionar com o valor de tensão  $V = 11,24$  V para o mesmo valor de corrente  $I = 3,221$  A. As curvas de referência da Figura 6.11 e da Figura 6.12 dizem respeito à curva I-V e à curva P-V da *string* de dois MNS apresentada na Figura 6.3 e na Figura 6.4, respetivamente.

Os primeiros valores de tensão da curva I-V da *string* correspondem à soma entre cada um dos valores de tensão inversa do MS que são inferiores (em módulo) a  $V = -11,24$  V com cada um dos respetivos valores de tensão do MNS superiores a  $V = 11,24$  V para um mesmo valor de corrente inferior a  $I = 3,221$  A. Assim, quando a tensão do MS é nula  $V = 0$  V, a tensão da *string* corresponde ao valor de  $V$  do MNS no ponto que a corrente  $I$  assume o valor da corrente  $I_{CC}$  do MS.

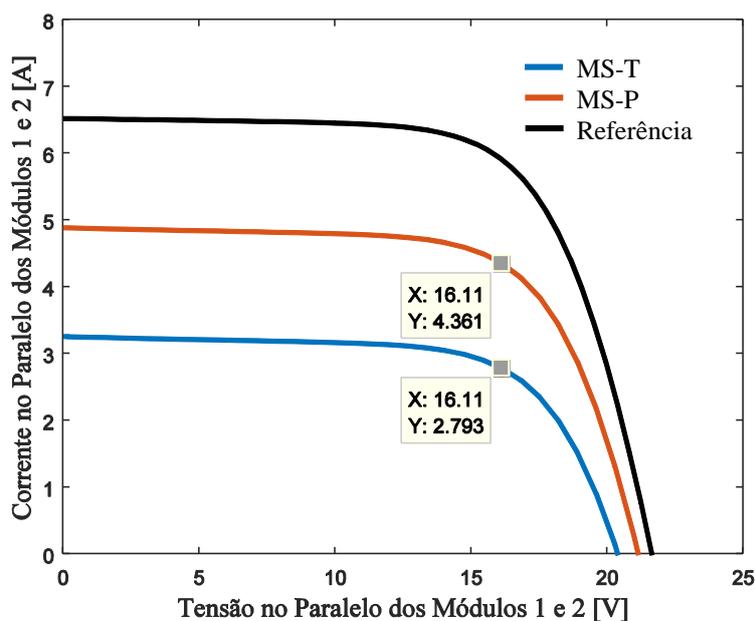
Para valores de tensão  $V$  superiores a  $V_{CA}^r = 21,65$  V, a curva I-V da *string* passa a assumir aproximadamente o comportamento direto da curva I-V do MS apresentada na Figura 6.9, até atingir uma tensão máxima  $V_{CA}$  correspondente à soma das tensões  $V_{CA}^r$  do MNS e  $V_{CA}$  do MS.

Se o MS for MS-P, a *string* apenas é capaz de fornecer uma parte da energia, pelo que se verifica um “degrau” e uma pequena redução do valor de  $V_{CA}$  da *string* na curva I-V apresentada na Figura 6.11. Se o MS for MS-T não se verifica nenhum “degrau” na curva I-V apresentada na Figura 6.11, no entanto a produção é drasticamente afetada uma vez que não existe uma contribuição de tensão positiva por parte do MS-T para a produção de energia da *string*, pelo que  $V_{CA}$  da *string* corresponde apenas ao valor de  $V_{CA}^r$  de um MNS.

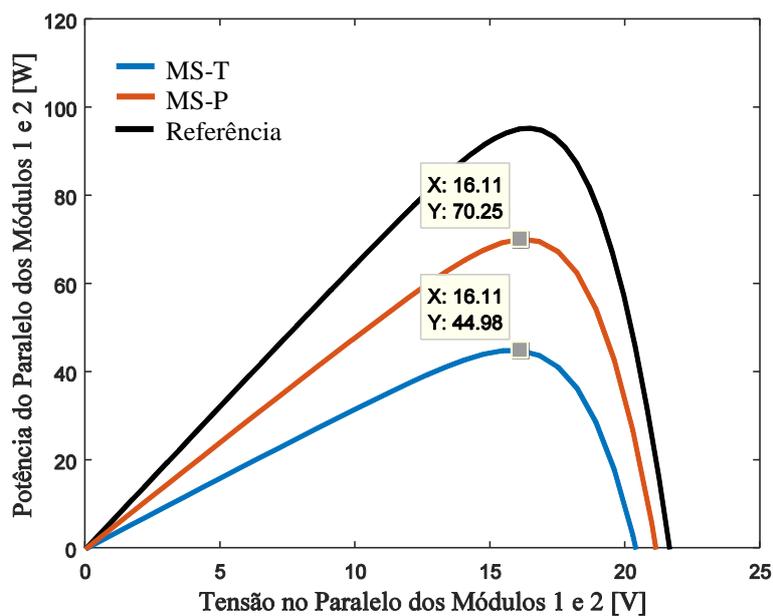
Na curva P-V apresentada na Figura 6.12, a máxima potência  $P_{PMP}$  capaz de ser gerada pela *string* é de 51,63 W quando o MS é MS-P, e é de 18,38 W quando o MS é MS-T. Evidentemente que é uma quebra de produção significativa face à produção de energia de 95,45 W que ocorre na *string* composta por 2 MNS que é representada pela curva de referência.

### Associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS

As curvas I-V e P-V da associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS sem díodo de *bypass* são apresentadas na Figura 6.13 e na Figura 6.14, respetivamente.



**Figura 6.13** – Curvas I-V da associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS sem díodo de *bypass*.



**Figura 6.14** – Curvas P-V da associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS sem díodo de *bypass*.

Na curva I-V apresentada na Figura 6.13, o nível de sombreamento do MS da associação em paralelo apenas vai influenciar a corrente de curto-circuito  $I_{CC}$  do conjunto. Quando um dos módulos associados em paralelo está sombreado não ocorre dissipação de energia no MS, pelo que não se verifica nenhum “degrau” na Figura 6.13. As curvas de referência da Figura 6.13 e da Figura 6.14 dizem respeito à curva I-V e à curva P-V da associação em paralelo de dois MNS apresentada na Figura 6.5 e na Figura 6.6, respetivamente.

Na curva P-V apresentada na Figura 6.14, a máxima potência  $P_{PMP}$  capaz de ser gerada pela associação de módulos em paralelo é de 70,25 W quando MS-P, e é de 44,98 W quando MS-T. Esta produção máxima de energia ocorre quando a associação de módulos em paralelo tem uma tensão  $V_{PMP}$  de 16,11 V aos seus terminais. A quebra de produção da associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS face à produção de energia de 95,45 W que ocorre numa associação em paralelo de 2 MNS representada pela curva de referência, é menor que a quebra de produção que ocorre na *string* de 1 MNS e 1 MS face a uma *string* de 2 MNS.

### 6.1.3. Com Sombreamento e Com Díodo de *Bypass*

Por forma a compreender o efeito do díodo de *bypass* na proteção dos módulos fotovoltaicos contra a formação de pontos quentes, foram estudadas as curvas I-V e P-V em condições de sombreamento de um dos módulos do sistema, protegido com um díodo de *bypass* colocado em anti-paralelo. Os díodos de *bypass* adotados nesta configuração do sistema fotovoltaico desenvolvem uma tensão de 0,7 V aos seus terminais quando o módulo sombreado está inversamente polarizado. Assim, foram estudadas as curvas características relativas a:

- 1 MS;
- Associação em série de 1 MNS e 1 MS;
- Associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS.

## 1 MS

O bloco utilizado em *Simulink* para simular um MS foi apresentado na Figura 5.2, considerando a utilização do diodo de *bypass*. Nestas condições de funcionamento, o módulo está sujeito a uma temperatura  $T$  de 25 °C equivalente a 298,15 K e a uma irradiação solar  $G$  de 500 W/m<sup>2</sup> numa situação em que se considera MS-P e de 0 W/m<sup>2</sup> numa situação em que se considera MS-T. Admitindo a possibilidade do MS estar associado em série com um MNS, as curvas I-V e P-V do MS com diodo de *bypass* são apresentadas na Figura 6.15 e na Figura 6.16, respetivamente.

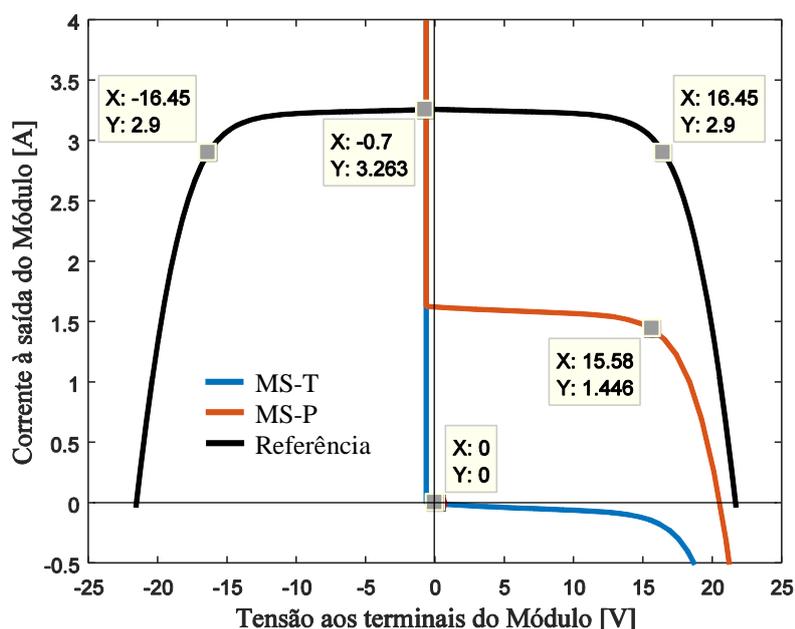


Figura 6.15 – Curvas I-V do MS com diodo de *bypass*.

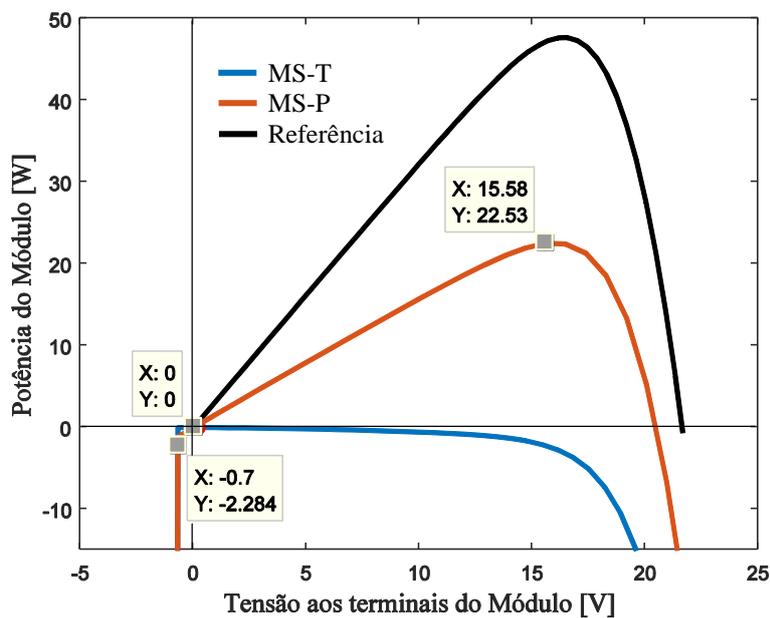


Figura 6.16 – Curvas P-V do MS com diodo de *bypass*.

Na curva P-V apresentada na Figura 6.16, mediante a utilização do díodo de *bypass* a energia máxima que pode ser dissipada pelo MS em condições de ponto quente é de 2,284 W. Deste modo, a utilização do díodo de *bypass* permite que se dissipe menos 33,916 W no ponto de máxima dissipação de energia comparativamente com aquilo que se verifica na Figura 6.10 relativamente a uma situação de inexistência de díodo de *bypass*. O díodo de *bypass* fica diretamente polarizado quando o módulo fotovoltaico está inversamente polarizado, pelo que desenvolve uma tensão inversa máxima de  $-0,7$  V. Deste modo, como a tensão inversa do módulo fotovoltaico fica limitada nos  $-0,7$  V, a energia máxima que é dissipada atinge um valor praticamente insignificante de 2,284 W face à energia máxima que pode ser produzida por um MNS de 47,72 W apresentado na Figura 6.2.

### Associação em série de 1 MNS e 1 MS

As curvas I-V e P-V da *string* de 1 MNS e 1 MS com díodo de *bypass* são apresentadas na Figura 6.17 e na Figura 6.18, respetivamente.

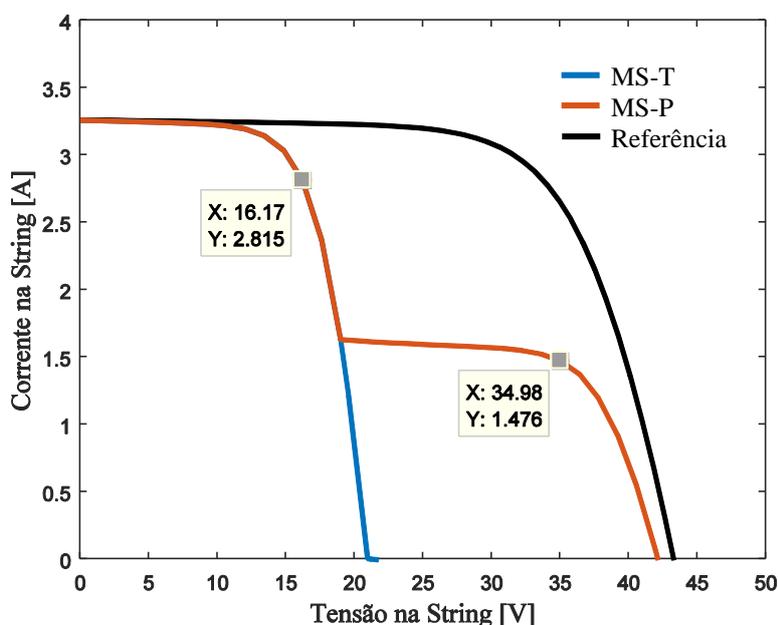


Figura 6.17 – Curvas I-V da *string* de 1 MNS e 1 MS com díodo de *bypass*.

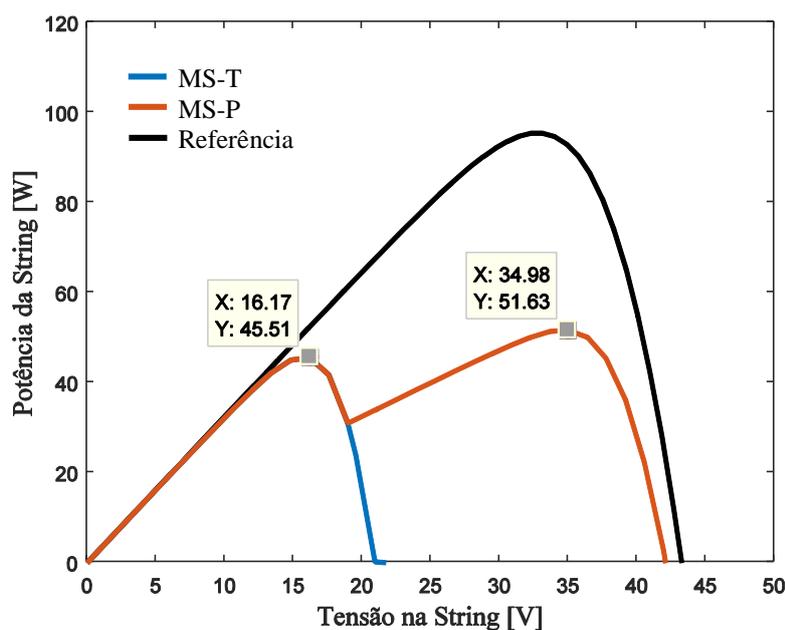


Figura 6.18 – Curvas P-V da *string* de 1 MNS e 1 MS com diodo de *bypass*.

Na curva I-V apresentada na Figura 6.17, a corrente de curto-circuito  $I_{CC}$  da *string* assume praticamente o mesmo valor de  $I_{CC}^r$  pois a corrente no ponto de máxima dissipação de energia do MS com diodo de *bypass* é de 3,263 A. Quando a tensão da *string* é nula  $V = 0$  V significa que o MS está a funcionar no ponto de máxima dissipação de energia com uma tensão inversa  $V = -0,7$  V e o MNS está a funcionar com o valor de tensão  $V = 0,7$  V para o mesmo valor de corrente  $I = 3,263$  A.

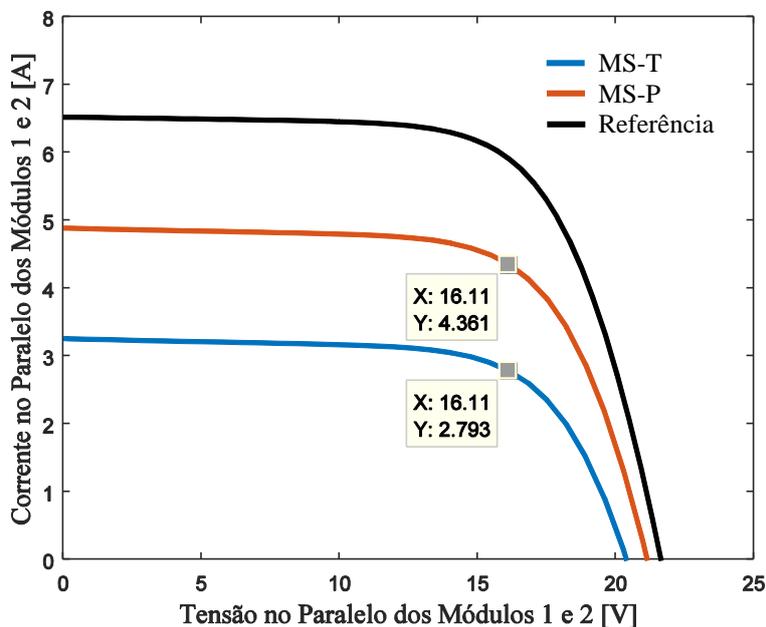
Como a energia gerada pelo MNS é pouco dissipada no MS protegido com diodo de *bypass*, a curva I-V da *string* assume praticamente a mesma forma da curva I-V do MNS apresentada na Figura 6.1 para valores de tensão  $V$  inferiores a  $V_{CA}^r = 21,65$  V. Para valores de tensão superiores a  $V_{CA}^r$ , a curva I-V da *string* passa a assumir aproximadamente o comportamento direto da curva I-V do MS apresentada na Figura 6.9, até atingir uma tensão máxima  $V_{CA}$  correspondente à soma das tensões  $V_{CA}^r$  do MNS e  $V_{CA}$  do MS.

Se o MS for MS-P, a *string* apenas é capaz de fornecer uma parte da energia, pelo que se verifica um “degrau” e uma pequena redução do valor de  $V_{CA}$  da *string* na curva I-V apresentada na Figura 6.17. Se o MS for MS-T não se verifica nenhum “degrau” na curva I-V apresentada na Figura 6.17, no entanto a produção é drasticamente afetada uma vez que não existe uma contribuição de tensão positiva por parte do MS-T para a produção de energia da *string*, pelo que  $V_{CA}$  da *string* corresponde apenas ao valor de  $V_{CA}^r$  de um MNS.

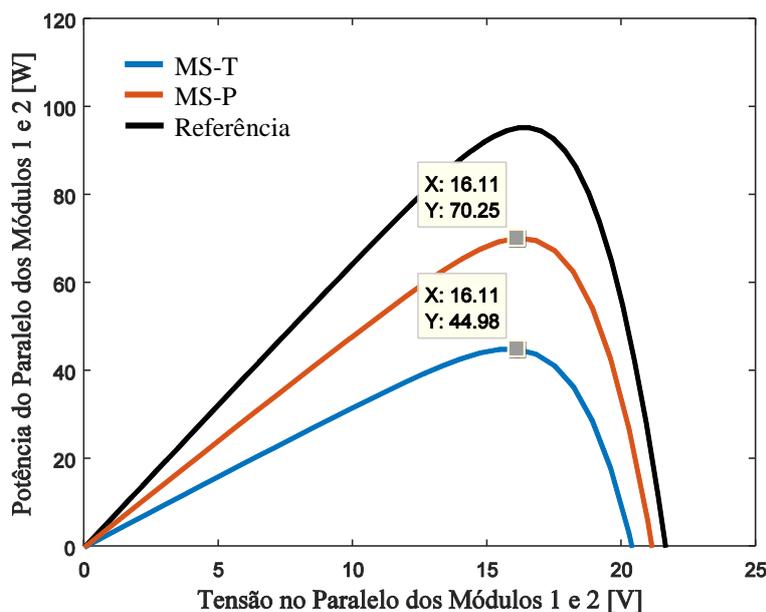
Na curva P-V apresentada na Figura 6.18, a máxima potência  $P_{PMP}$  capaz de ser gerada pela *string* é de 51,63 W quando o MS é MS-P, e é de 45,51 W quando o MS é MS-T. Comparativamente com o que foi verificado na Figura 6.12, a quebra de produção global que ocorre na *string* devido a ponto quente é bastante menos significativa se o MS estiver protegido por diodo de *bypass* pois menor quantidade de energia produzida pelo MNS é dissipada no MS. No entanto, quando o MS é MS-P a potência máxima capaz de ser gerada pela *string* no PMP assume precisamente o mesmo valor de 51,63 W quer o módulo sombreado esteja protegido por diodo de *bypass* ou não.

### Associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS

As curvas I-V e P-V da associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS com diodo de *bypass* são apresentadas na Figura 6.19 e na Figura 6.20, respetivamente.



**Figura 6.19** – Curvas I-V a associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS com diodo de *bypass*.



**Figura 6.20** – Curvas P-V a associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS com diodo de *bypass*.

Na curva I-V e na curva P-V apresentada na Figura 6.19 e na Figura 6.20, respetivamente, a utilização do diodo de *bypass* no módulo sombreado não altera em nada os níveis de produção de energia elétrica comparativamente com o que se verifica na Figura 6.13 e na Figura 6.14 relativas, respetivamente, às curvas I-V e P-V da associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS sem diodo de *bypass*. Assim, a máxima potência  $P_{PMP}$  capaz de ser gerada pela associação em paralelo de 1 MNS e 1 MS com diodo de *bypass* é de 70,25 W quando MS-P, e é de 44,98 W quando MS-T.

#### 6.1.4. Variação da Resistência $R_p$

Por forma a analisar a influência que a resistência  $R_p$  tem no desempenho de um sistema fotovoltaico, foram estudadas as curvas I-V e P-V para quatro diferentes valores de  $R_p$ . Os valores de  $R_p$  considerados para efeitos de simulação são: 20  $\Omega$ , 40  $\Omega$ , 100  $\Omega$  e 355,643  $\Omega$ . Estes valores são suficientemente distintos por forma a interpretar com clareza a variação das curvas características. Assim, foram estudadas as curvas características relativas a:

- 1 MNS;
- 1 MS-P sem diodo de *bypass*;
- Associação em série de 1 MNS e 1 MS-P sem diodo de *bypass*.

## 1 MNS

O bloco utilizado em *Simulink* para simular um MNS com diferentes valores de  $R_p$  foi apresentado na Figura 5.1. As curvas I-V e P-V do MNS com diferentes valores de  $R_p$  são apresentadas na Figura 6.21 e na Figura 6.22, respetivamente.

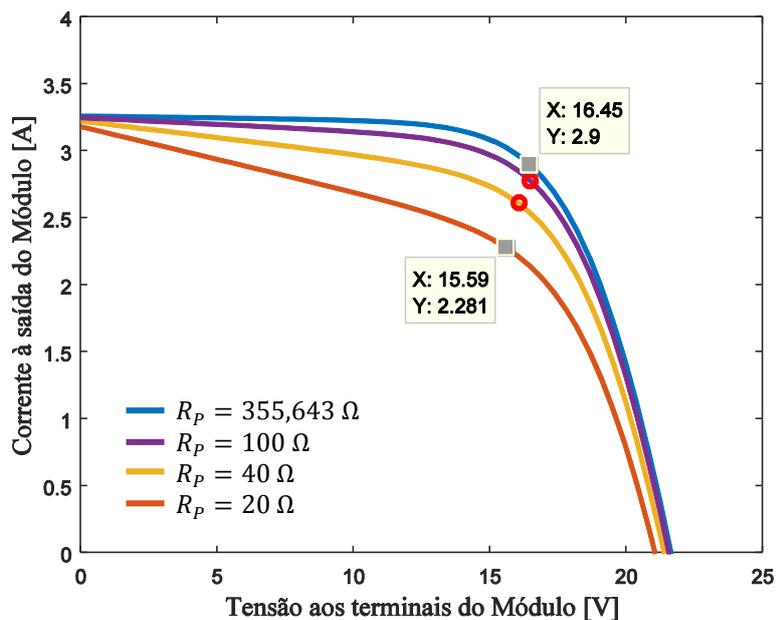


Figura 6.21 – Curvas I-V do MNS com diferentes valores de  $R_p$ .

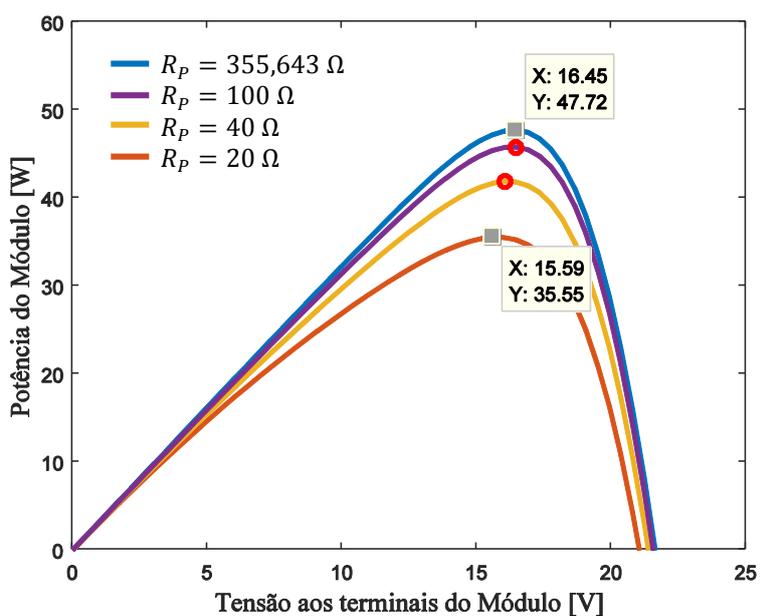


Figura 6.22 – Curvas P-V do MNS com diferentes valores de  $R_p$ .

Na curva I-V e na curva P-V apresentada na Figura 6.21 e na Figura 6.22, respetivamente, quanto maior for o valor de  $R_p$  do MNS, maior é a quantidade de energia produzida. Comparando as curvas I-V e P-V para elevados valores de  $R_p$ , a diferença de energia produzida é pouco notória uma vez que a curva I-V tende a assumir a forma ideal quanto maior for o valor de  $R_p$ . A curva I-V considerando  $R_p = 355,643 \Omega$  corresponde à curva já apresentada na Figura 6.1 pois este valor de  $R_p$  consiste no valor adotado na configuração inicial de teste.

### 1 MS-P sem diodo de bypass

O bloco utilizado em *Simulink* para simular um MS-P com diferentes valores de  $R_p$  foi apresentado na Figura 5.2, desprezando a utilização do diodo de *bypass*. Nestas condições de funcionamento, o módulo está sujeito a uma temperatura  $T$  de  $25^\circ\text{C}$  equivalente a  $298,15 \text{ K}$  e a uma irradiação solar  $G$  de  $500 \text{ W/m}^2$ . Admitindo a possibilidade do MS-P estar associado em série com um MNS, as curvas I-V e P-V do MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $R_p$  são apresentadas na Figura 6.23 e na Figura 6.24, respetivamente.

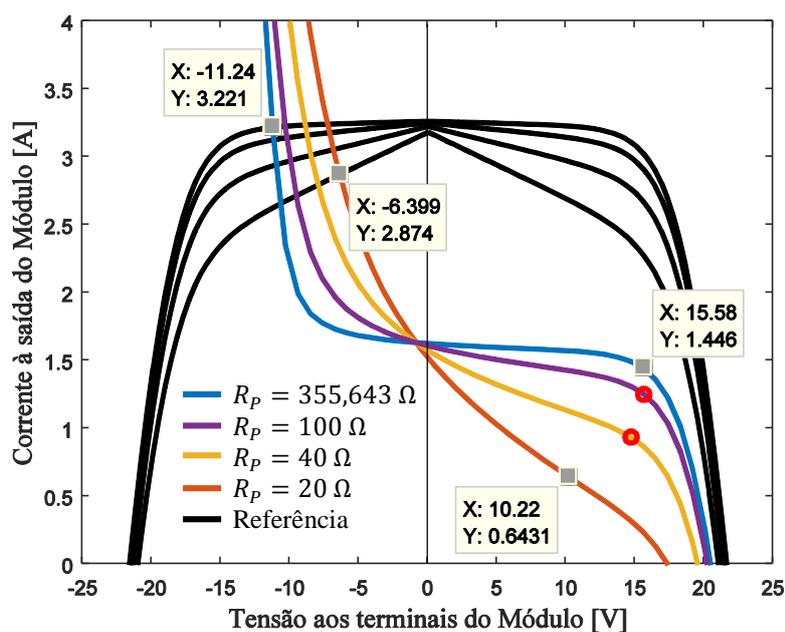


Figura 6.23 – Curvas I-V do MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $R_p$ .

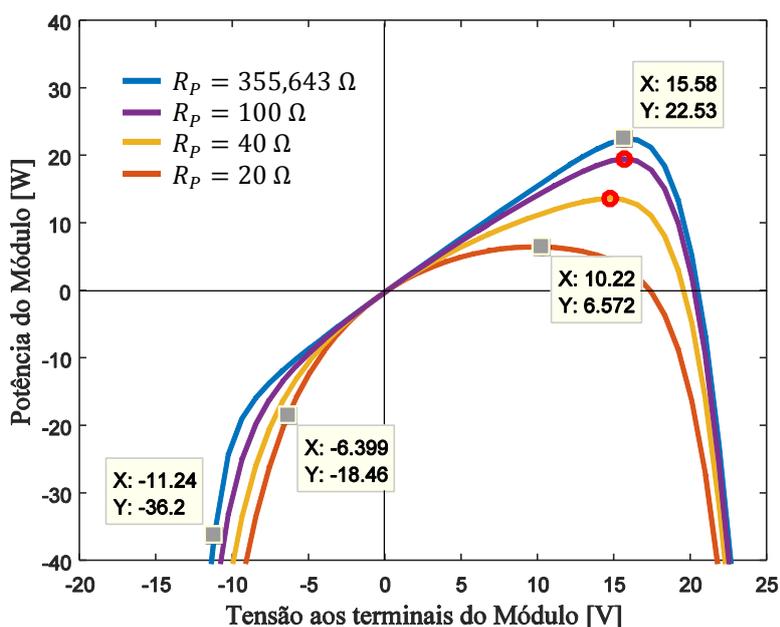
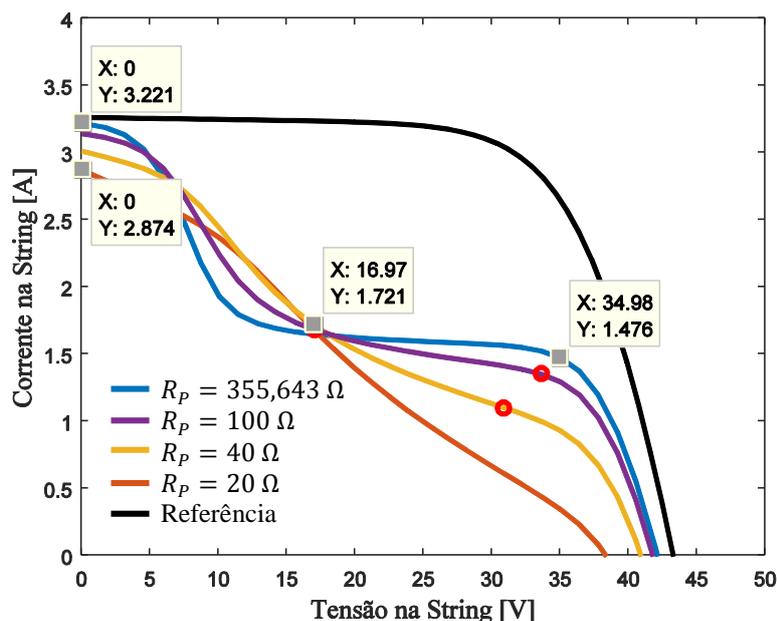


Figura 6.24 – Curvas P-V do MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $R_p$ .

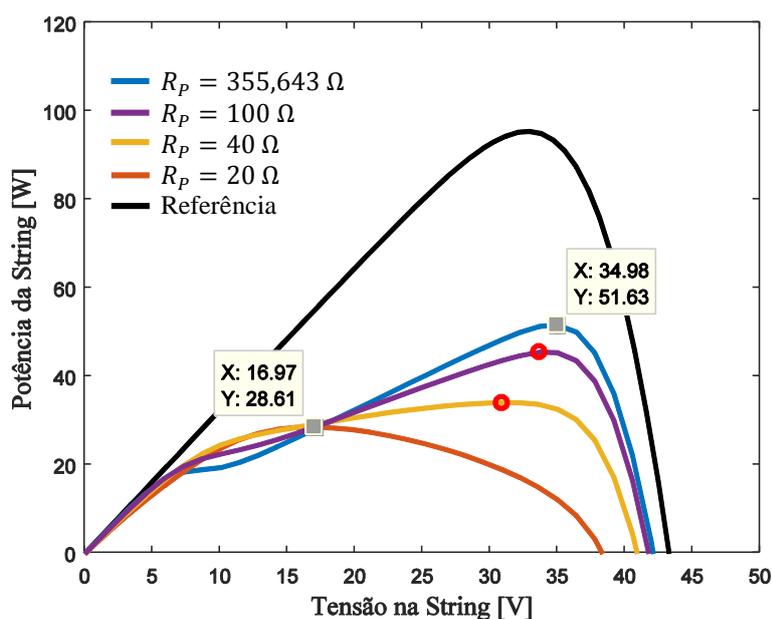
Na Figura 6.23, para cada curva I-V do MS-P existe uma curva I-V de referência diferente consoante o valor de  $R_p$  do MNS que poderá estar associado em série com o MS-P. Considerando que os módulos associados em série têm o mesmo valor de  $R_p$ , quanto maior esse valor de  $R_p$ , maior a quantidade de energia máxima que pode ser dissipada no MS-P. O MS-P tem uma dissipação máxima de energia de 36,2 W quando  $R_p = 355,643 \Omega$  e de 18,46 W quando  $R_p = 20 \Omega$ . Para qualquer valor de tensão inversa não superior (em módulo) à tensão no ponto de máxima dissipação, quanto menor for o valor de  $R_p$ , maior é a quantidade de energia dissipada no MS-P uma vez que a corrente é maior para um mesmo valor de tensão inversa. A curva I-V com  $R_p = 355,643 \Omega$  corresponde à curva já apresentada na Figura 6.9 pois este valor de  $R_p$  consiste no valor adotado para a configuração inicial de teste.

### ***Associação em série de 1 MNS e 1 MS-P sem diodo de bypass***

As curvas I-V e P-V da *string* de 1 MNS e 1 MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $R_p$  são apresentadas na Figura 6.25 e na Figura 6.26, respetivamente.



**Figura 6.25** – Curvas I-V da *string* de 1 MNS e 1 MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $R_p$ .



**Figura 6.26** – Curvas P-V da *string* de 1 MNS e 1 MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $R_p$ .

A corrente no ponto de máxima dissipação do MS-P varia consoante o valor de  $R_p$ , i.e., é menor quanto menor o valor de  $R_p$ . Desta forma, na curva I-V apresentada na Figura 6.25, o valor da corrente  $I_{CC}$  da *string* também é menor quanto menor o  $R_p$ . Na curva P-V apresentada na Figura 6.26, caso os módulos que compõem a *string* tenham  $R_p = 355,643 \Omega$ , a produção máxima de energia  $P_{PMP}$  da *string* é de 51,63 W, e caso os módulos tenham  $R_p = 20 \Omega$ , a produção máxima de energia  $P_{PMP}$  da *string* é de 28,61 W.

### 6.1.5. Variação da Tensão $V_{rutura}$

Por forma a analisar a influência que a tensão de  $V_{rutura}$  tem no desempenho de um sistema fotovoltaico, foram estudadas as curvas I-V e P-V para quatro diferentes valores de  $V_{rutura}$ . Os valores de  $V_{rutura}$  considerados para efeitos de simulação são:  $-10\text{ V}$ ,  $-20\text{ V}$ ,  $-30\text{ V}$  e  $-40\text{ V}$ . Estes valores são suficientemente distintos por forma a interpretar com clareza a variação das curvas características. Assim, foram estudadas as curvas características relativas a:

- 1 MS-P sem diodo de *bypass*;
- Associação em série de 1 MNS e 1 MS-P sem diodo de *bypass*.

#### 1 MS-P sem diodo de *bypass*

O bloco utilizado em *Simulink* para simular um MS-P com diferentes valores de  $V_{rutura}$  foi apresentado na Figura 5.2, desprezando a utilização do diodo de *bypass*. Nestas condições de funcionamento, o módulo está sujeito a uma temperatura  $T$  de  $25^\circ\text{C}$  equivalente a  $298,15\text{ K}$  e a uma irradiação solar  $G$  de  $500\text{ W/m}^2$ . Admitindo a possibilidade do MS-P estar associado em série com um MNS, as curvas I-V e P-V do MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $V_{rutura}$  são apresentadas na Figura 6.27 e na Figura 6.28, respetivamente.

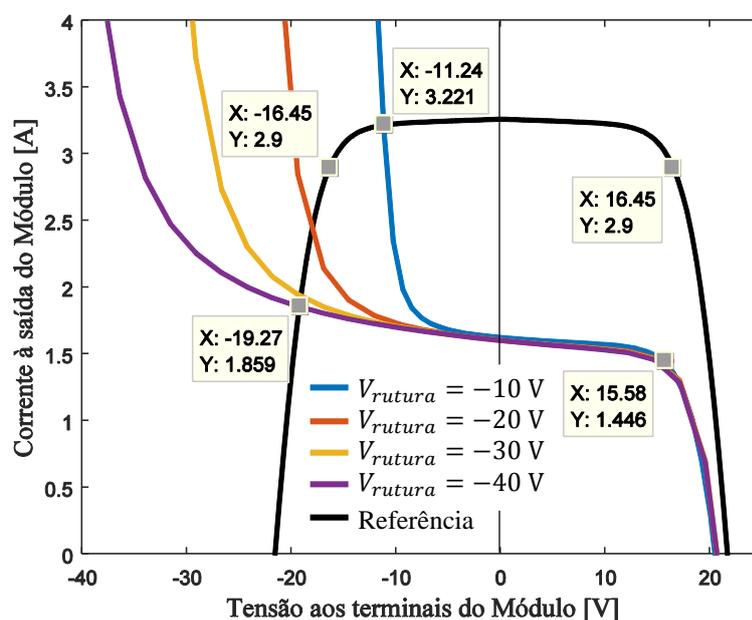
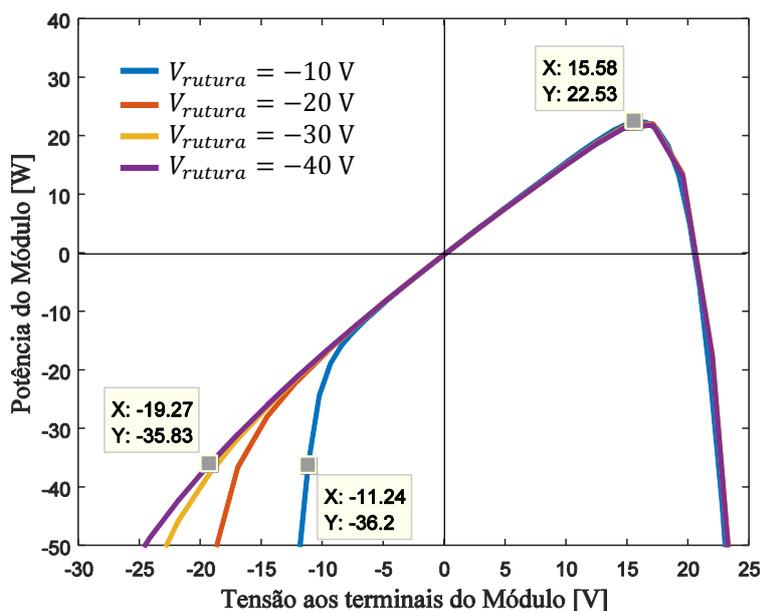


Figura 6.27 – Curvas I-V do MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $V_{rutura}$ .



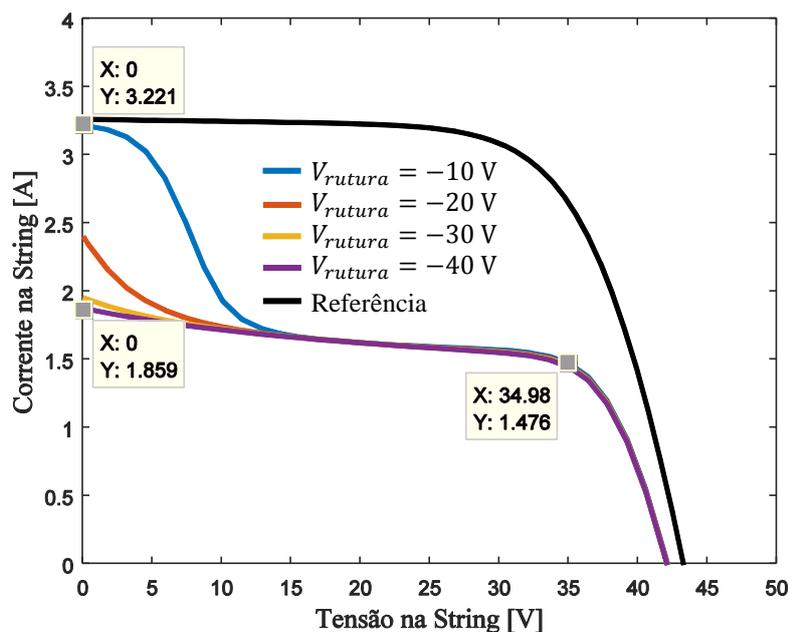
**Figura 6.28** – Curvas P-V do MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $V_{rutura}$ .

Na Figura 6.27 existe só uma curva I-V de referência porque a variação de  $V_{rutura}$  de um módulo fotovoltaico não altera o comportamento direto da curva I-V nem do seu respetivo simétrico, apenas altera o seu comportamento inverso que só é considerado quando o módulo está inversamente polarizado.

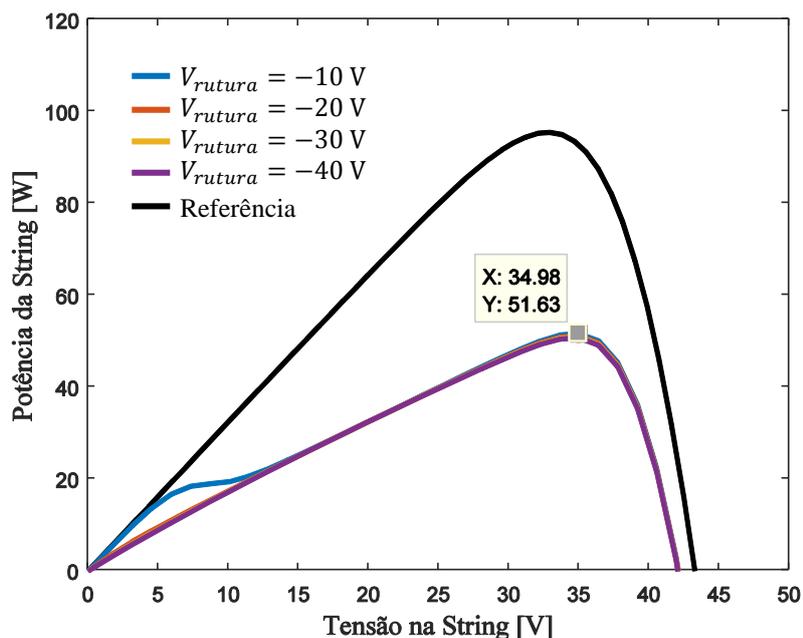
Na curva I-V apresentada na Figura 6.27 e na curva P-V apresentada na Figura 6.28, quanto mais perto do ponto simétrico de máxima potência de referência  $V = -16,45$  V estiver o ponto de interseção da componente inversa da curva I-V do MS-P com a curva de referência, maior é a quantidade máxima de energia capaz de ser dissipada pelo MS-P. Quando  $V_{rutura} = -20$  V,  $-30$  V e  $-40$  V, o MS-P atinge a máxima dissipação de energia quando tem aos seus terminais uma tensão maior (em módulo) que a tensão no ponto simétrico de máxima potência, pelo que se atribui uma designação de módulo do tipo A. Pelo motivo oposto, quando  $V_{rutura} = -10$  V o MS-P é do tipo B. A curva I-V com  $V_{rutura} = -10$  V corresponde à curva já apresentada na Figura 6.9 pois este valor de  $V_{rutura}$  consiste no valor adotado para a configuração inicial de teste.

### ***Associação em série de 1 MNS e 1 MS-P sem diodo de bypass***

As curvas I-V e P-V da *string* de 1 MNS e 1 MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $V_{rutura}$  são apresentadas na Figura 6.29 e na Figura 6.30, respetivamente.



**Figura 6.29** – Curvas I-V da *string* de 1 MNS e 1 MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $V_{rutura}$ .



**Figura 6.30** – Curvas P-V da *string* de 1 MNS e 1 MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $V_{rutura}$ .

A corrente no ponto de máxima dissipação do MS-P é menor quanto maior (em módulo) o valor de  $V_{rutura}$ . Desta forma, na curva I-V apresentada na Figura 6.29, o valor da corrente  $I_{CC}$  da *string* também é menor quanto maior (em módulo) o valor de  $V_{rutura}$ . Considerando uma tensão  $V_{rutura} = -10$  V, a corrente da *string* numa situação de máxima dissipação de energia em condições de ponto quente é de 3,221 A. Por outro lado, considerando um  $V_{rutura} = -40$  V, a corrente da *string* numa situação de máxima dissipação de energia em condições de ponto quente é de 1,859 A.

## 6.2. Caso de Estudo 2 – Análise Térmica do MS

O segundo caso de estudo diz respeito à análise da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  de um ponto quente formado num MS de uma *string*. Primeiramente a evolução da temperatura é testada para uma situação de utilização de diodo de *bypass* e para uma situação de não utilização de diodo de *bypass*. Na situação mais desfavorável de não utilização de diodo de *bypass* é de seguida analisada a evolução da temperatura  $T_{PQ}$  para diferentes valores de resistência  $R_P$ , diferentes valores de tensão  $V_{rutura}$  e diferentes valores da área do módulo sujeita a ponto quente  $A_{PQmódulo}$ . Para cada uma das simulações efetuadas é comparada a evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  para um MS-P e para um MS-T.

O sistema fotovoltaico em estudo foi simulado em *MATLAB/Simulink* considerando a modelação apresentada na Secção 4.2. A simulação do modelo térmico é efetuada numa *string* constituída por 1 MNS e 1 MS. Os parâmetros utilizados na simulação do modelo térmico são apresentados na Tabela 6.5.

**Tabela 6.5** – Valores dos parâmetros utilizados na simulação do modelo térmico

Parâmetro	Sigla	Valor
Resistência em paralelo	$R_P$	355,643 $\Omega$
Área útil do módulo	$A_{módulo}$	0,8748 m <sup>2</sup>
Área da porção do módulo fotovoltaico sujeita a ponto quente	$A_{PQmódulo}$	0,0486 m <sup>2</sup>
Espessura do vidro / Condutividade térmica do vidro	$l/k$	0,03402 °C m <sup>2</sup> /W
Espessura do vidro x Densidade do vidro x Calor específico do vidro	$l \rho \zeta$	2695,47 J/°C m <sup>2</sup>
Temperatura ambiente	$T_{amb}$	25 °C
Irradiação solar no MNS	$G$	1000 W/m <sup>2</sup>
Irradiação solar no MS	$G_{somb}$	MS-P → 500 W/m <sup>2</sup> MS-T → 0 W/m <sup>2</sup>
Instante de tempo a partir do qual o módulo fotovoltaico fica inversamente polarizado e começa a formar o ponto quente	$t_{PQ}$	5 s

O valor de  $A_{módulo}$  é dado considerando (4.32), na qual  $A_{célula}$  corresponde à área de cada uma das 36 células que constituem o módulo fotovoltaico *Isofotón I-53*. O valor de  $A_{célula}$  utilizado foi de  $243 \text{ cm}^2 = 0,0243 \text{ m}^2$  [38]. O valor de  $A_{PQ_{módulo}}$  não é fornecido pelo fabricante do módulo fotovoltaico, pelo que normalmente se considera um valor entre 5% e 10% da área útil do módulo [38]. Para a simulação do ponto quente no módulo fotovoltaico foi considerada uma área  $A_{PQ_{módulo}}$  correspondente à área ocupada por duas células fotovoltaicas, i.e., aproximadamente 5,5% de  $A_{módulo}$ .

Os valores constantes de  $l/k$  e  $l \rho \zeta$  são determinados com base em [20]. Em [20] foi considerado  $R_{TH_{célula}} = 1,4 \text{ }^\circ\text{C/W}$  e  $C_{TH_{célula}} = 65,5 \text{ }^\circ\text{Cs/W}$  para uma área total da célula  $A_{célula} = 243 \text{ cm}^2 = 0,0243 \text{ m}^2$ . Assim, considerando (4.23) e (4.24):

$$\frac{l}{k} = R_{TH_{célula}} A_{célula}$$

$$\frac{l}{k} = 0,03402 \text{ }^\circ\text{C m}^2/\text{W}$$

$$l \rho \zeta = \frac{C_{TH_{célula}}}{A_{célula}}$$

$$l \rho \zeta = 2695,47 \text{ J/}^\circ\text{C m}^2$$

Para além dos parâmetros apresentados na Tabela 6.5, tem de ser ainda utilizado no modelo térmico o valor de  $I_p$  do MS sujeito a ponto quente que resulta da utilização do modelo elétrico.

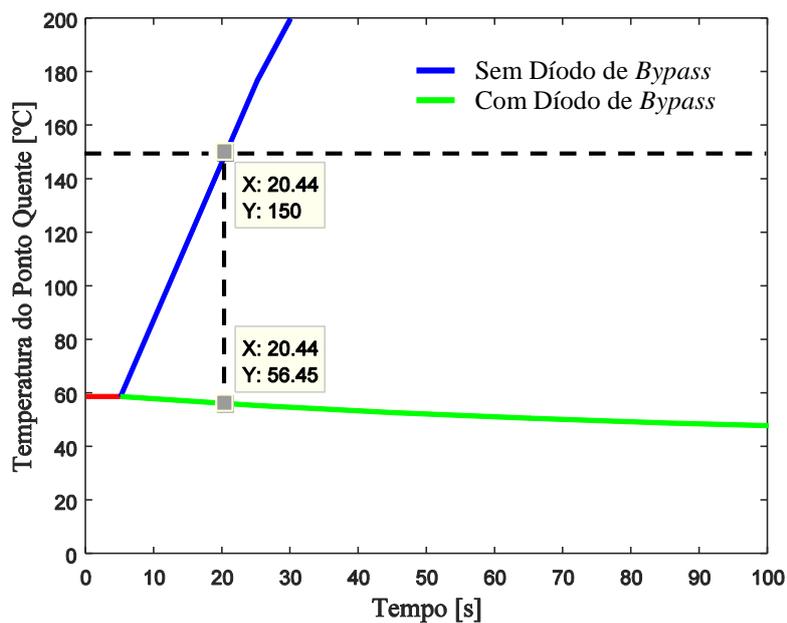
A simulação térmica do ponto quente do módulo fotovoltaico em estudo pretende averiguar a evolução da temperatura do ponto quente desde o instante de tempo  $t_{PQ} = 5 \text{ s}$  em que o módulo fotovoltaico fica sombreado e inversamente polarizado até ao instante  $t_{150^\circ\text{C}}$  em que atinge a temperatura crítica de  $150^\circ\text{C}$ . O tempo decorrido entre  $t_{PQ}$  e  $t_{150^\circ\text{C}}$  vai ser estudado para os seguintes casos:

- Utilização de díodo de *bypass*:
  - MS-P com e sem díodo de *bypass*;
  - MS-T com e sem díodo de *bypass*.
  
- Variação da resistência  $R_p$  do modelo elétrico:
  - MS-P sem díodo de *bypass*;
  - MS-T sem díodo de *bypass*.
  
- Variação da tensão  $V_{rutura}$  do modelo elétrico:
  - MS-P sem díodo de *bypass*;
  - MS-T sem díodo de *bypass*.
  
- Variação da área  $A_{PQmódulo}$ :
  - MS-P sem díodo de *bypass*;
  - MS-T sem díodo de *bypass*.

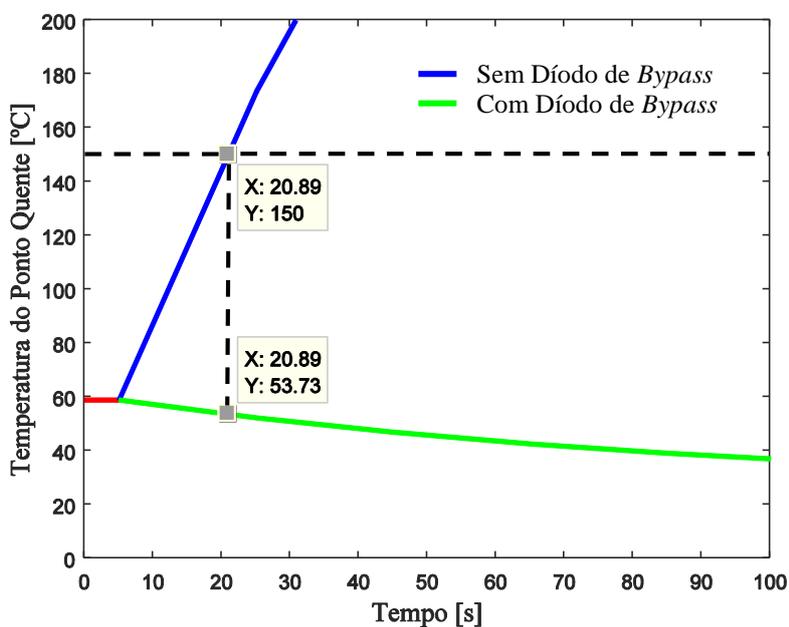
### 6.2.1. Utilização do Díodo de *Bypass*

Por forma a analisar a importância da utilização do díodo de *bypass* para minimização do aumento da temperatura do ponto quente, foram estudadas as curvas de  $T_{PQ}$  em função do tempo  $t$  para uma situação de utilização de díodo de *bypass* e para uma situação de não utilização de díodo de *bypass*.

O bloco utilizado em *Simulink* para simular a evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  de um MS foi apresentado na Figura 5.17. A corrente  $I_p$  considerada é a que se verifica no ponto de máxima dissipação de energia do MS para a situação de utilização de díodo de *bypass* e para a situação de não utilização de díodo de *bypass*. As curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-P e do MS-T, com e sem díodo de *bypass*, são apresentadas na Figura 6.31 e na Figura 6.32, respetivamente.



**Figura 6.31** – Curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-P com e sem diodo de *bypass*.



**Figura 6.32** – Curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-T com e sem diodo de *bypass*.

Antes do instante  $t = 5$  s, a temperatura  $T_{PQ}$  assume sempre o valor constante de  $60^{\circ}\text{C}$  uma vez que o módulo fotovoltaico está diretamente polarizado sem sombreamento. A partir do instante  $t = 5$  s, o módulo fotovoltaico fica inversamente polarizado devido a sombreamento. Nas simulações efetuadas foram considerados os valores de  $I_p$  obtidos para as situações de utilização ou não de diodo de *bypass* no ponto de máxima dissipação de energia da curva I-V do MS considerado na configuração inicial de teste, i.e., quando  $V = -11,24$  V. Neste ponto de funcionamento, o valor de  $I_p$  considerado é de  $1,576$  A para o MS-P e para o MS-T sem diodo de *bypass*, e é de  $0,008$  A para o MS-P e para o MS-T com diodo de *bypass*.

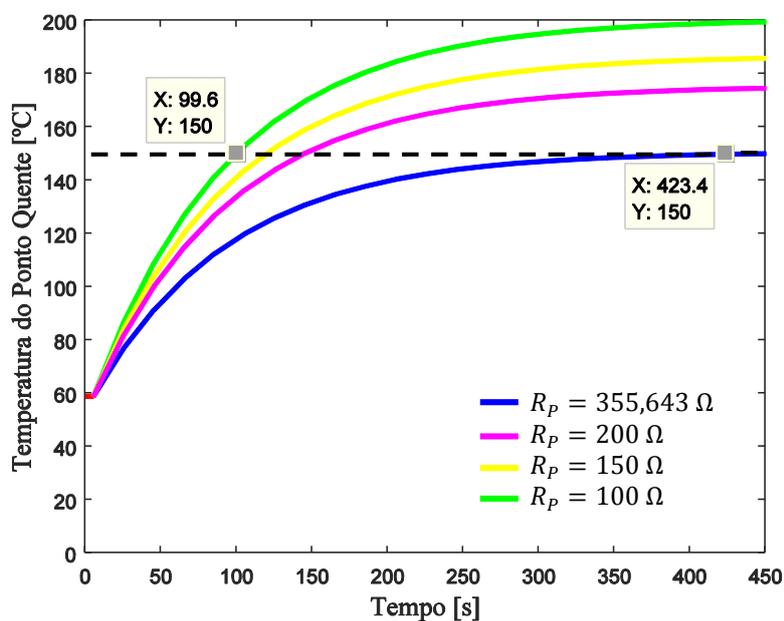
Na Figura 6.31 e na Figura 6.32, para uma situação de utilização do diodo de *bypass*, o MS em vez de aumentar a temperatura ao longo do tempo, diminui. Isto ocorre porque considerando uma resistência  $R_p = 355,643 \Omega$ , a contribuição da reduzida irradiação solar  $\gamma$  é maior que a contribuição da energia dissipada  $P_{diss}$  para o ponto quente do MS-P e do MS-T.

Quanto à situação de não utilização do diodo de *bypass*, o MS-P atinge a temperatura crítica de  $150^{\circ}\text{C}$  no instante de tempo  $20,44$ s e o MS-T apenas atinge esse valor no instante de tempo  $20,89$ s, i.e., passados  $15,44$ s e  $15,89$ s, respetivamente, desde o instante  $t_{PQ}$ . No instante de tempo  $20,89$ s, caso o MS-P ou o MS-T estejam protegidos com diodo de *bypass*, a sua temperatura  $T_{PQ}$  é de  $56,45^{\circ}\text{C}$  e  $53,73^{\circ}\text{C}$ , respetivamente.

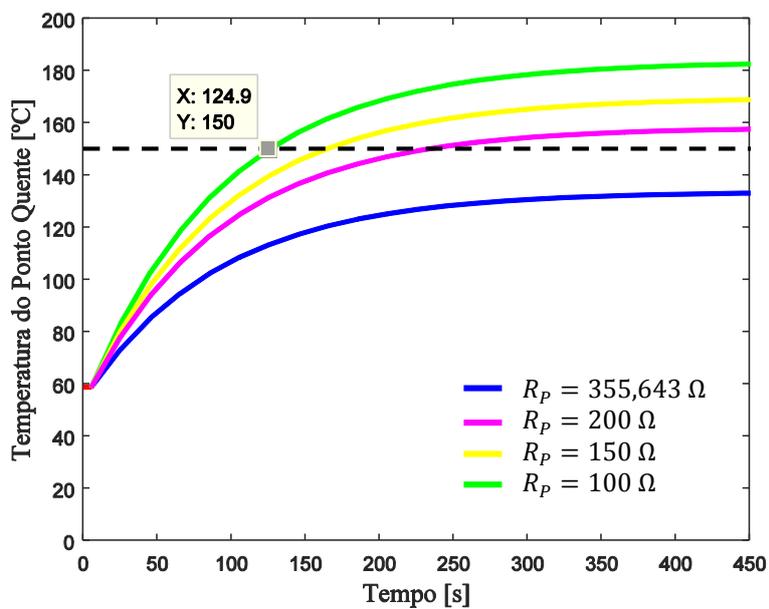
### 6.2.2. Variação da Resistência $R_p$

Por forma a analisar a influência que a resistência  $R_p$  tem na evolução da temperatura do ponto quente de um MS, foram estudadas as curvas de  $T_{PQ}$  em função do tempo  $t$  para quatro diferentes valores de  $R_p$ . Os valores de  $R_p$  considerados para efeitos de simulação são:  $100 \Omega$ ,  $150 \Omega$ ,  $200 \Omega$  e  $355,643 \Omega$ . Estes valores são suficientemente distintos por forma a interpretar com clareza a variação das curvas de  $T_{PQ}$  num MS-P e num MS-T.

O bloco utilizado em *Simulink* para simular a evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  de um MS foi apresentado na Figura 5.17. As curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-P e do MS-T sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $R_p$  são apresentadas na Figura 6.33 e na Figura 6.34, respetivamente.



**Figura 6.33** – Curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $R_p$ .



**Figura 6.34** – Curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-T sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $R_p$ .

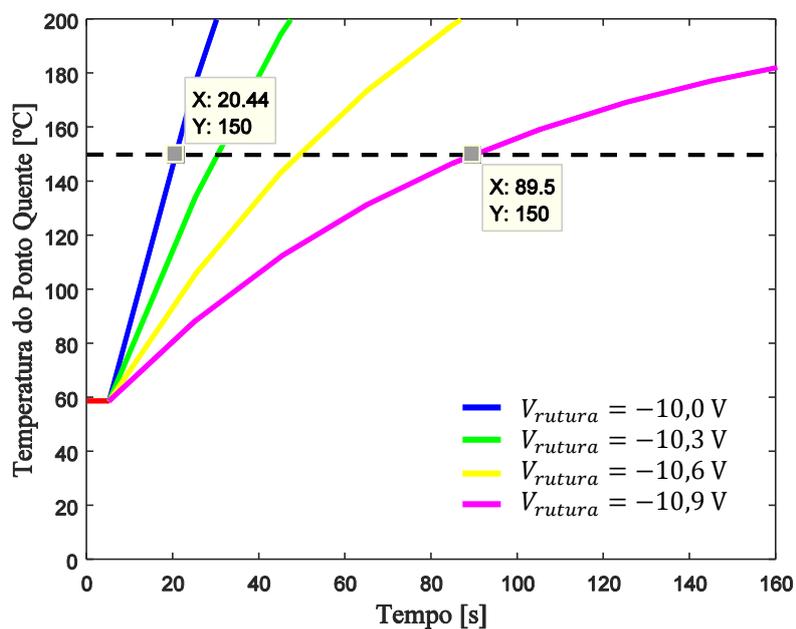
Nas simulações efetuadas foram considerados os valores de  $I_p$  obtidos para cada valor de  $R_p$  no instante da curva I-V do MS em que  $V = -10,24$  V. Este valor corresponde à tensão inversa no ponto de máxima dissipação de energia do MS com o menor valor de  $R_p$  testado, i.e.,  $100 \Omega$ . Neste ponto de funcionamento, o valor de  $I_p$  considerado é de 1,506 A para o MS-P e para o MS-T com  $R_p = 100 \Omega$ , é de 1,175 A para o MS-P e para o MS-T com  $R_p = 150 \Omega$ , é de 0,977 A para o MS-P e para o MS-T com  $R_p = 200 \Omega$  e é de 0,661 A para o MS-P e para o MS-T com  $R_p = 355,643 \Omega$ .

Na Figura 6.33 e na Figura 6.34, quanto menor o valor de  $R_p$ , mais rapidamente o MS atinge a temperatura crítica de  $150^\circ\text{C}$ . Quando MS é MS-P e tem  $R_p = 100 \Omega$ , é atingida a temperatura de  $150^\circ\text{C}$  após 94,6 s desde o instante  $t_{PQ}$ , e quando tem  $R_p = 355,643 \Omega$  é atingida essa mesma temperatura após 418,4 s. Por outro lado, quando o MS é MS-T e tem  $R_p = 100 \Omega$ , é atingida a temperatura de  $150^\circ\text{C}$  após 119,9 s desde o instante  $t_{PQ}$ , e quando tem  $R_p = 355,643 \Omega$  o valor de  $150^\circ\text{C}$  não chega sequer a ser atingido.

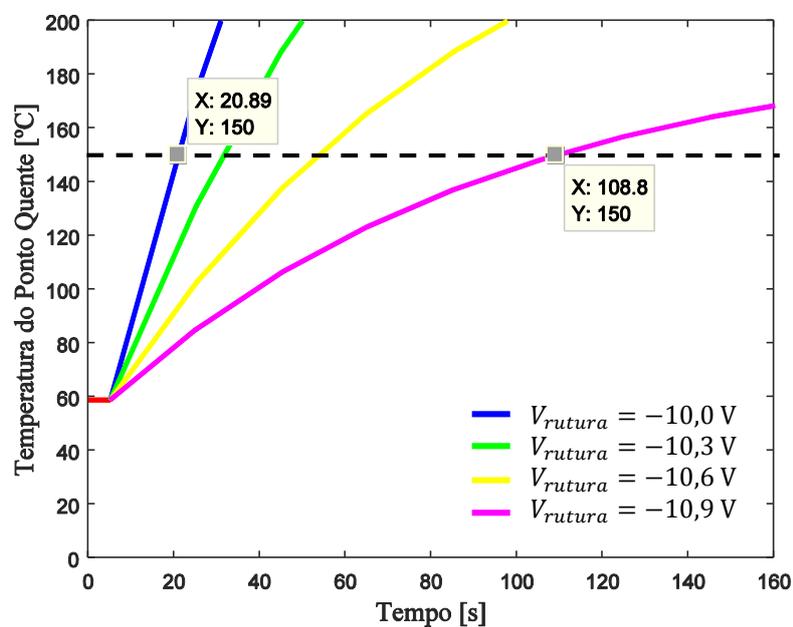
### 6.2.3. Variação da Tensão $V_{rutura}$

Por forma a analisar a influência que a tensão  $V_{rutura}$  tem na evolução da temperatura do ponto quente de um MS, foram estudadas as curvas de  $T_{PQ}$  em função do tempo  $t$  para quatro diferentes valores de  $V_{rutura}$ . Os valores de  $V_{rutura}$  considerados para efeitos de simulação são:  $-10,0$  V,  $10,3$  V,  $10,6$  V e  $10,9$  V. Estes valores são suficientemente distintos por forma a interpretar com clareza a variação das curvas de  $T_{PQ}$  num MS-P e num MS-T.

O bloco utilizado em *Simulink* para simular a evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  de um MS foi apresentado na Figura 5.17. As curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-P e do MS-T sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $V_{rutura}$  são apresentadas na Figura 6.35 e na Figura 6.36, respetivamente.



**Figura 6.35** – Curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $V_{rutura}$ .



**Figura 6.36** – Curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-T sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $V_{rutura}$ .

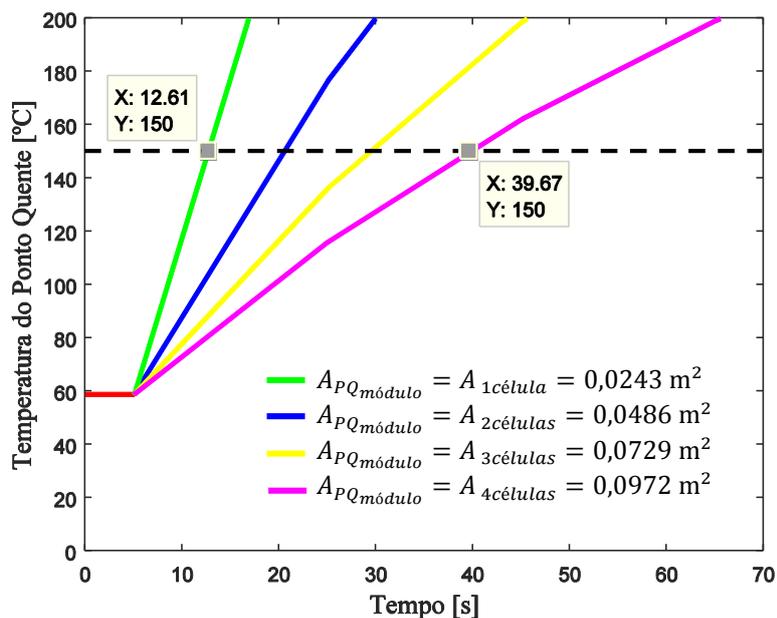
Nas simulações efetuadas foram considerados os valores de  $I_p$  obtidos para cada valor de  $V_{rutura}$  no instante da curva I-V do MS em que  $V = -11,24$  V. Este valor corresponde à tensão inversa no ponto de máxima dissipação de energia do MS com o menor valor (em módulo) de  $V_{rutura}$  testado, i.e.,  $-10,0$  V. Neste ponto de funcionamento, o valor de  $I_p$  considerado é de  $1,576$  A para o MS-P e para o MS-T com  $V_{rutura} = -10,0$  V, é de  $1,270$  A para o MS-P e para o MS-T com  $V_{rutura} = -10,3$  V, é de  $1,015$  A para o MS-P e para o MS-T com  $V_{rutura} = -10,6$  V, e é de  $0,8226$  A para o MS-P e para o MS-T com  $V_{rutura} = -10,9$  V.

Na Figura 6.35 e na Figura 6.36, quanto menor (em módulo) o valor de  $V_{rutura}$ , mais rapidamente o MS atinge a temperatura crítica de  $150^\circ\text{C}$ . Quando o MS é MS-P e tem  $V_{rutura} = -10$  V, é atingida a temperatura de  $150^\circ\text{C}$  após  $15,44$  s desde o instante  $t_{PQ}$ , e quando tem  $V_{rutura} = -10,9$  V é atingida essa mesma temperatura após  $83,5$  s. Por outro lado, quando o MS é MS-T e tem  $V_{rutura} = -10,0$  V, é atingida a temperatura de  $150^\circ\text{C}$  após  $15,89$  s desde o instante  $t_{PQ}$ , e quando tem  $V_{rutura} = -10,9$  V é atingida essa mesma temperatura após  $103,8$  s. Quanto maior (em módulo) o valor de  $V_{rutura}$ , mais notória é a diferença entre a velocidade de aumento da temperatura  $T_{PQ}$  num MS-P face a um MS-T.

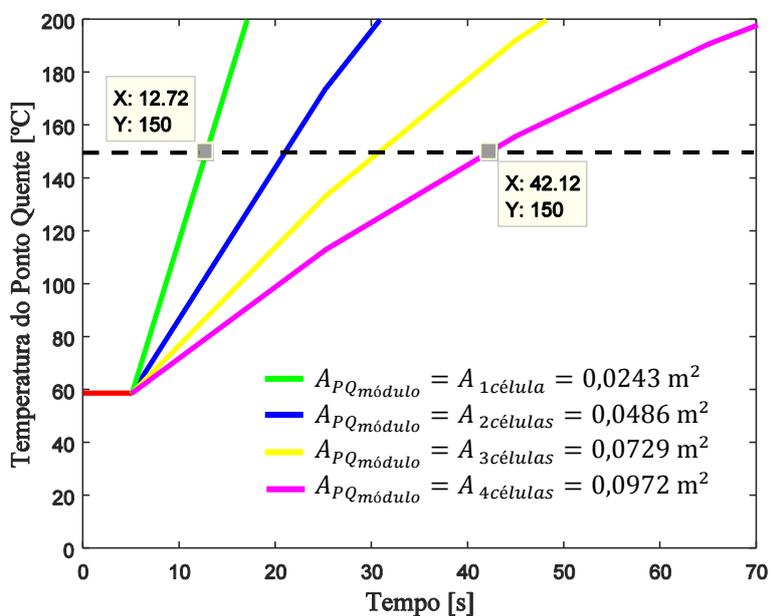
#### 6.2.4. Variação da Área $A_{PQ_{módulo}}$

Por forma a analisar a influência que a área  $A_{PQ_{módulo}}$  tem na evolução da temperatura do ponto quente de um MS, foram estudadas curvas de  $T_{PQ}$  em função do tempo  $t$  para quatro diferentes valores de  $A_{PQ_{módulo}}$ . Os valores de  $A_{PQ_{módulo}}$  considerados para efeitos de simulação são:  $0,0243$  m<sup>2</sup>,  $0,0486$  m<sup>2</sup>,  $0,0729$  m<sup>2</sup> e  $0,0972$  m<sup>2</sup>. Cada um destes valores de  $A_{PQ_{módulo}}$  corresponde precisamente à área ocupada por 1, 2, 3 e 4 células fotovoltaicas, respetivamente.

O bloco utilizado em *Simulink* para simular a evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  de um MS foi apresentado na Figura 5.17. As curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-P e do MS-T sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $A_{PQ_{módulo}}$  são apresentadas na Figura 6.37 e na Figura 6.38, respetivamente.



**Figura 6.37** – Curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-P sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $A_{PQmódulo}$ .



**Figura 6.38** – Curvas da evolução temporal da temperatura  $T_{PQ}$  do MS-T sem diodo de *bypass* e com diferentes valores de  $A_{PQmódulo}$ .

Nas simulações efetuadas foi considerado o valor de  $I_p$  obtido no ponto de máxima dissipação de energia do MS adotado na configuração inicial de teste, i.e., no instante da curva I-V em que  $V = -11,24 V$ . Neste ponto de funcionamento, o valor de  $I_p$  considerado é de 1,576 A para o MS-P e para o MS-T. Os diferentes valores de  $A_{PQ_{módulo}}$  apenas interferem no modelo térmico.

Na Figura 6.37 e na Figura 6.38, quanto menor a área  $A_{PQ_{módulo}}$ , mais rapidamente o MS atinge a temperatura crítica de 150 °C. Quando o MS é MS-P e tem  $A_{PQ_{módulo}} = A_{1célula} = 0,0243 m^2$ , é atingida a temperatura de 150°C após 7,61 s desde o instante  $t_{PQ}$ , e quando tem  $A_{PQ_{módulo}} = A_{4célula} = 0,0972 m^2$  é atingida essa temperatura após 34,67 s. Por outro lado, quando o MS é MS-T e tem  $A_{PQ_{módulo}} = A_{1célula} = 0,0243 m^2$ , é atingida a temperatura de 150°C após 7,72 s desde o instante  $t_{PQ}$ , e quando tem  $A_{PQ_{módulo}} = A_{4célula} = 0,0972 m^2$  é atingida essa temperatura após 37,12 s. Quanto maior o valor de  $A_{PQ_{módulo}}$ , mais notória é a diferença entre a velocidade de aumento da temperatura  $T_{PQ}$  num MS-P face a um MS-T.

---

---

# CAPÍTULO

# 7

---

---

## CONCLUSÕES

*Neste capítulo é enunciada a síntese do trabalho e são apresentadas as principais conclusões que se extraíram da investigação desenvolvida em torno dos pontos quentes. São também apresentadas algumas direções em que pode ser desenvolvida investigação de interesse no que respeita ao tema dos pontos quentes em painéis fotovoltaicos.*

## 7.1. Síntese e Contribuições

Atualmente os pontos quentes constituem um tema importante no que respeita à investigação de casos de falhas em sistemas fotovoltaicos. A análise das curvas I-V / P-V e a utilização do modelo térmico constituem um estudo teórico relevante para a compreensão do comportamento de pontos quentes em sistemas fotovoltaicos. Nesta dissertação foi efetuada a modelação e a simulação do comportamento elétrico e do comportamento térmico de pontos quentes em diferentes configurações de módulos fotovoltaicos de silício monocristalino.

Os pontos quentes ocorrem em painéis fotovoltaicos quando células ou módulos associados série estão a gerar diferentes correntes, maioritariamente das vezes devido a sombreamentos. O sombreamento leva a que os módulos fiquem inversamente polarizados e conseqüentemente comecem a dissipar energia sob a forma de calor, resultando assim num ponto quente. Um módulo fotovoltaico sombreado fica inversamente polarizado quando a corrente gerada pelos módulos que a ele estão associados em série é superior à sua corrente de curto-circuito  $I_{CC}$ .

Os pontos quentes causam essencialmente dois problemas nos painéis fotovoltaicos: a redução da eficiência energética como consequência da diminuição da energia elétrica gerada, e a degradação física das células fotovoltaicas devido ao aumento da temperatura que se gera como consequência da dissipação de energia que ocorre no módulo sombreado. A dissipação de energia que ocorre no módulo sombreado diz respeito à energia que deixa de ser gerada pelos módulos não sombreados que a ele estão associados em série. Quando o módulo está inversamente polarizado deixa de fornecer energia elétrica.

Quanto maior a quantidade de energia dissipada no módulo fotovoltaico sombreado, mais rapidamente o módulo aquece e corre o risco de atingir a temperatura crítica de 150°C. A partir dos 150°C começa a haver danos físicos irreversíveis nas células fotovoltaicas, o que leva a uma permanente diminuição do desempenho global do módulo.

Atualmente a solução mais conhecida para prevenir o surgimento de pontos quentes em sistemas fotovoltaicos é a adoção de díodos de *bypass*. Os díodos de *bypass* limitam a tensão inversa do módulo sombreado, reduzindo as perdas que ocorrem por dissipação de energia. Apesar de conseguirem reduzir as perdas, os díodos de *bypass* podem não conseguir evitar a elevação da temperatura pois a dissipação de energia no módulo sombreado continua a existir. No entanto, comparativamente com uma situação de não utilização de díodo de *bypass*, as perdas por dissipação de energia vão ser significativamente menores. Deste modo, mediante a utilização de díodo de *bypass* o processo de danificação será muito mais demorado, podendo mesmo, caso a energia dissipada assuma um valor muito baixo, diminuir de temperatura em vez de aumentar.

O ideal em termos de preservação da eficiência energética do sistema fotovoltaico seria proteger todos os módulos com um díodo de *bypass* por célula, pois se for adotado apenas um díodo de *bypass* por módulo basta uma das células ficar sombreada e consequentemente inversamente polarizada, para todo o módulo deixar de produzir.

A resistência  $R_p$ , a tensão de rutura  $V_{rutura}$  e a área do módulo sujeita a ponto quente  $A_{PQmódulo}$  são parâmetros que assumem também um papel importante no momento de avaliar os efeitos causados por um ponto quente, tanto do ponto de vista elétrico como do ponto de vista térmico. Estes parâmetros assumem maior importância na análise de módulos fotovoltaicos não protegidos com díodo de *bypass*.

Quanto menor o valor de  $R_p$ , menor a quantidade energia máxima que pode ser dissipada no módulo sombreado, no entanto mais rapidamente ocorre a dissipação de energia e o consequente aumento de temperatura do ponto quente que leva à degradação permanente do material fotovoltaico.

Quanto menor (em módulo) o valor de  $V_{rutura}$ , mais rapidamente ocorre a dissipação de energia e o aumento de temperatura do ponto quente do módulo fotovoltaico sombreado. Considerando que o módulo sombreado está associado em série com um módulo não sombreado, quanto mais perto do valor da tensão no ponto inverso de máxima potência do módulo não sombreado estiver o valor de  $V_{rutura}$  do módulo sombreado, maior é a quantidade de energia máxima que pode ser dissipada. Um módulo fotovoltaico pode ser caracterizados em função do valor de  $V_{rutura}$  das células fotovoltaicas que o constituem. Quando constituídos por células do tipo B, os módulos sombreados dissipam energia mais rapidamente do que módulos constituídas por células do tipo A.

Quanto menor a área  $A_{PQ_{módulo}}$ , mais rapidamente ocorre o aumento da temperatura do ponto quente de um módulo fotovoltaico sombreado.

Um módulo totalmente sombreado dissipa mais energia do que um módulo parcialmente sombreado. No entanto, um módulo parcialmente sombreado aumenta de temperatura mais rapidamente em condições de ponto quente do que um módulo totalmente sombreado, tendo em conta um mesmo valor de energia dissipada.

A interpretação das Figuras obtidas a partir das simulações efetuadas permite concluir que eles apresentam um comportamento coerente com os estudos teóricos.

O estudo realizado neste trabalho de dissertação poderá permitir o desenvolvimento de técnicas de tolerância ao sombreamento que ativas em campo poderão servir de forma eficaz para minimizar ou evitar os danos das células fotovoltaicas e a consequente perda de eficiência dos módulos fotovoltaicos em situações de sombreamento. Mediante as simulações efetuadas é possível propor ainda medidas de seriação de módulos fotovoltaicos menos suscetíveis à formação de pontos quentes, privilegiando as associações de células em paralelo sempre que possível, a correta adoção de díodos de *bypass* e a utilização de células fotovoltaicas com elevado valor de  $R_p$ , elevado valor de  $V_{rutura}$  (em módulo), elevado valor de  $A_{PQ_{módulo}}$  e com configurações que promovam mais o sombreamento total em vez do sombreamento parcial. Deste modo é possível garantir maior tempo de vida útil do sistema fotovoltaico.

Para além da tentativa de impulsionar novas soluções que possam surgir por forma a minimizar ou evitar a ocorrência de pontos quentes, este trabalho de dissertação tem também como objetivo alertar o cidadão comum para os severos efeitos pejorativos que um “simples” sombreamento pode causar no desempenho e integridade física de todo um sistema fotovoltaico.

## 7.2. Direções de Investigação

É possível estabelecer um conjunto de direções de investigação, quer no âmbito desta dissertação, quer no que concerne a novas perspetivas que a própria dissertação deixa antever como direções para futuras investigações e desenvolvimento.

As direções de investigação identificadas são as seguintes:

- Utilização dos modelos elétrico e térmico para efetuar a comparação de situações de ponto quente que ocorram em outros tipos de módulos fotovoltaicos que não sejam os de silício monocristalino, na perspetiva de retirar conclusões pertinentes acerca da vulnerabilidade dos diferentes tipos de módulos fotovoltaicos face à formação de pontos quentes;
- Utilização dos modelos elétrico e térmico para efetuar a comparação de situações de ponto quente que ocorram em maiores quantidades de módulos fotovoltaicos, considerando a utilização de mais de um diodo de *bypass* por módulo, na perspetiva de retirar conclusões pertinentes quanto à viabilização económica de se investir em maiores níveis de proteção tendo em conta as garantias de melhoria de eficiência motivada pela utilização de mais quantidade de díodos de *bypass*;
- Utilização de métodos para determinação dos parâmetros  $R_P$ ,  $R_S$ ,  $a$ ,  $b$ ,  $V_{rutura}$  e  $A_{PQ_{módulo}}$ , que são parâmetros necessários para aplicação dos modelos elétrico e térmico propostos para simulação de pontos quentes;
- Utilização de tecnologia termográfica para analisar do ponto de vista experimental a evolução da temperatura do ponto quente de um módulo fotovoltaico sombreado com o intuito de efetuar uma comparação entre os resultados experimentais obtidos e os resultados das simulações efetuadas com o modelo térmico;
- Utilização de modelos que consigam simular o comportamento de novas soluções alternativas aos díodos de *bypass* com o intuito de garantir da melhor forma possível a total produção de energia por parte de todas as células fotovoltaicas que não estão em condições de sombreamento;
- Estudo do comportamento de sistemas fotovoltaicos quando uma célula ou módulo fotovoltaico já está permanentemente danificado devido à ocorrência de um ponto quente.

## Referências Bibliográficas

- [1] Ricardo Jorge Cabral Lopes, “Efeito do Sombreamento nos Painéis Fotovoltaicos”, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Portugal, 2013.
- [2] João André Ribeiro Esteves, “Otimização Estocástica para a Exploração de Centrais de Concentração Solar considerando Incerteza e Risco”, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Portugal, 2015.
- [3] Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 1997. Disponível em: <http://europa.eu>.
- [4] Energy 2020 – A strategy for competitive, sustainable and secure energy, 2011. Disponível em: <http://europa.eu>.
- [5] Estratégia Nacional para a Energia 2020, 2014. Disponível em: <http://www.apren.pt>.
- [6] Direção Geral de Energia e Geologia – “Estatísticas Rápidas – nº 141”, julho de 2016. Disponível em: <http://www.dgeg.pt>.
- [7] Portal Energia – “Energia Solar – Princípios e Aplicações”, 2012. Disponível em: <http://www.portal-energia.com>.
- [8] GeoModel Solar, 2015. Disponível em: <http://www.solargis.info>.
- [9] Portal Energia – “Preço dos painéis solares fotovoltaicos cairá 60% até 2020”, Novembro de 2010. Disponível em: <http://www.portal-energia.com>.
- [10] Wikipédia – “Energia solar fotovoltaica”, julho de 2016. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org>.
- [11] Gustavo Lara Campos Cavenaghi, “Modelo Ontológico e Método FMEA aplicados à Análise de Falhas em Painéis Fotovoltaicos”, Trabalho de Conclusão de Curso, Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo, Brasil, 2014.
- [12] K. A. Kim and P. T. Krein, “Photovoltaic Hot Spot Analysis for Cells with Various Reverse-Bias Characteristics through Electrical and Thermal Simulation,” *IEEE 14th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics*, pp. 1-8, 2013.
- [13] Observador – “Portugal usou apenas energias renováveis durante quatro dias consecutivos”, maio de 2016. Disponível em: <http://observador.pt>.

- [14] Portal Energia – “Vantagens e desvantagens da energia solar”, janeiro de 2016. Disponível em: <http://www.portal-energia.com>.
- [15] Portal Solar – “Energia Fotovoltaica”, 2015. Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br>.
- [16] Renováveis na Hora – “Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro”, 2014. Disponível em: <http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm/legislacao>.
- [17] Diário de Notícias – “Mais de 3000 consumidores passaram a ser produtores de eletricidade em 2015”, julho de 2016. Disponível em: <http://www.dn.pt>.
- [18] Centros Eletroprodutores Solares Fotovoltaicos em Portugal, 2016. Disponível em: <http://e2p.inegi.up.pt>.
- [19] J. Hudson, L. Vasilyev, J. Schmidt and G. Warner, “Economic Impacts and Approaches to Address Hot-Spot Defects in Photovoltaic Devices”, *IEEE 35th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 1706-1709, 2010.
- [20] D. Giaffreda, M. Omaña, D. Rossi and C. Metra, “Model for Thermal Behavior of Shaded Photovoltaic Cells under Hot-Spot Condition”, *IEEE International Symposium on Defect and Fault Tolerance in VLSI and Nanotechnology Systems (DFT)*, pp. 252-258, 2011.
- [21] A. M. Vallêra and M. C. Brito, “Meio Século de História Fotovoltaica”, *Revista Gazeta da Física*, vol. 29, pp. 10-15, 2006.
- [22] BlueSol – “Energia Solar: Como Funciona? – O Efeito Fotovoltaico”, dezembro de 2011. Disponível em: <http://www.blue-sol.com>.
- [23] J. Solórzano and M. A. Egido, “Hot-spot mitigation in PV arrays with distributed MPPT (DMPPT)”, *Solar Energy*, vol. 101, pp. 131-137, 2014.
- [24] J. Wohlgemuth and W. Hermann, “Hot-Spot Tests for Crystalline Silicon Modules”, *IEEE 31th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 1062-1065, 2005.
- [25] S. Silvestre and A. Chouder, “Shading Effects in Characteristic Parameters of PV Modules”, *IEEE Spanish Conference on Electron Devices*, pp. 116-118, 2007.
- [26] Q. Zhang, X. Sun, Y. Zhong and M. Matsui, “A Novel Topology for Solving the Partial Shading Problem in Photovoltaic Power Generation System”, *IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC)*, vol. 2, pp. 2130-2135, 2009.
- [27] R. Ramaprabha and B. Mathur, “Impact of partial shading on solar PV module containing series connected cells”, *International Journal of Recent Trends in Engineering*, vol. 2, no. 7, 2009.

- [28] J. Mathew, J. Kuitche and G. Tamizhmani, “Test-to-Failure of PV Modules: Hotspot Testing”, *IEEE 35th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 2839-2843, 2010.
- [29] Y. Liu, B. Li and Y. Zhong, “Research on Domestic PV Module Structure Based on Fault Detection”, *IEEE 8th World Congress on Intelligent Control and Automation (WCICA)*, pp. 171-175, 2010.
- [30] H. Qasem, T. Betts and R. Gottschalg, “Effect of Shading Caused by Dust on Cadmium Telluride Photovoltaic Modules”, *IEEE 37th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 3199-3204, 2011.
- [31] Q. Zhang and Q. Li, “Temperature and Reverse Voltage Across a Partially Shaded Si PV Cell Under Hot-spot Test Condition”, *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 1344-1347, 2012.
- [32] Z. Salam and M. Z. Ramli, “A Simple Circuit to Improve the Power Yield of PV Array During Partial Shading”, *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 1622-1626, 2012.
- [33] S. Ben-Menahem and S. C. Young, “Online Photovoltaic Array Hot-spot Bayesian Diagnostics from Streaming String-level Electric Data”, *IEEE 38th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, vol. 4, no. 6, pp. 2432-2437, 2012.
- [34] S.A. Spanoche, J. D. Stewart, S. L. Hawley and I. E. Opris, “Model-based Method for Partially Shaded PV Module Hot-Spot Suppression”, *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 3, no. 2, pp. 785-790, 2013.
- [35] S.A. Spanoche and B. Behziz, “A Robust, Self-Calibrating Model for Maximum Power Point Tracking and Hot Spot Suppression”, *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 3349-3352, 2013.
- [36] K.A. Kim, P. T. Krein, G. Seo and B. Cho, “Photovoltaic AC Parameter Characterization for Dynamic Partial Shading and Hot Spot Detection”, *IEEE 28th Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, vol. 2, pp. 109-115, 2013.
- [37] E. Bahaidra and A. Alamoud, “A Test Procedure for Investigating Hot Spots in Upgraded Metallurgical Grade Silicon (UMG-Si) Photovoltaic (PV) Modules”, *IEEE 1st International Conference on Artificial Intelligence, Modelling and Simulation*, pp. 370-375, 2013.
- [38] V. d'Alessandro, P. Guerreiro and S. Daliento, “A Simple Bipolar Transistor-Based Bypass Approach for Photovoltaic Modules”, *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, no. 1, pp. 405-413, 2014.
- [39] M. A. Hasan and S. K. Parida, “Effect of Non-Uniform Irradiance on Electrical Characteristics of an Assembly of PV Panels”, *IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, pp. 1-3, 2014.

- [40] L. Fialho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "PV system modeling by five parameters and in situ test", *Proceedings of the International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives and Motion (SPEEDAM)*, pp. 573-578, 2014.
- [41] R. Hocine, A. Boudjemai, K. Belkacemi and A. Amrani, "A Three-Dimensional TLM Simulation Method for Analysis of Thermal Effect in the Space Solar Panel", *IEEE 7th International Conference on Recent Advances in Space Technologies (RAST)*, pp. 561-566, 2015.
- [42] K. A. Kim and P. T. Krein, "Reexamination of Photovoltaic Hot Spotting to Show Inadequacy of the Bypass Diode", *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, no. 5, pp. 1435-1441, 2015.
- [43] P. Manganiello, M. Balato and M. Vitelli, "A Survey on Mismatching and Aging of PV Modules: The Close Loop", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 11, pp. 7276-7286, 2015.
- [44] D. Rossi, M. Omaña, D. Giaffreda and C. Metra, "Modeling and Detection of Hotspot in Shaded Photovoltaic Cells", *IEEE Transactions on Very Large Scale Integration Systems (VLSI)*, vol. 23, no. 6, pp. 1031-1039, 2015.
- [45] M. R. A and K. Sivakumar, "A Fault Tolerant Single Phase Five-Level Inverter for Grid Independent PV Systems", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 12, pp. 7569-7577, 2015.
- [46] K. A. Kim, G. Seo, B. Cho, and P. T. Krein, "Photovoltaic Hot-spot Detection for Solar Panel Substrings Using AC Parameter Characterization", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 2, pp. 1121-1130, 2015.
- [47] L. Fialho, R. Melício, V. M. F. Mendes, A. Estanqueiro e M. Collares-Pereira, "PV Systems Linked to the Grid: Parameter Identification with a Heuristic Procedure", *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 10, pp. 29-39, 2015.
- [48] Sabereletrico – "Semicondutores".  
Disponível em: <http://www.sabereletrico.com>.
- [49] Renovasol – "A tecnologia fotovoltaica (PV)", 2015.  
Disponível em: <http://www.renovasolenergia.com.br>.
- [50] Eletrónica Analógica – "Aula 4 – Junção PN e Recombinação", fevereiro de 2014.  
Disponível em: <http://eletronica.trabalheparasi.com>.
- [51] Júlio César Pereira, "Eletrónica: Díodo Semicondutor", agosto de 2014.  
Disponível em: <http://tendendo-aoinfinito.blogspot.pt>.
- [52] SaberElétrica – "Saiba quando usar um díodo de silício ou germânio", agosto de 2015. Disponível em: <http://www.sabereletrica.com.br>.
- [53] João Carneiro, "Semicondutores – Modelo Matemático da Célula Fotovoltaica", Trabalho de Eletromagnetismo B do Mestrado Integrado em Engenharia Civil, Escola de Ciências da Universidade do Minho, Portugal, 2010.

- [54] Wikipédia – “Semiconductor”, julho de 2016.  
Disponível em: <https://es.wikipedia.org>.
- [55] Wikipédia – “Díodo Semicondutor”, julho de 2016.  
Disponível em: <https://pt.wikipedia.org>.
- [56] Emmanuel Loureiro Garrido, “Tecnologia Fotovoltaica”, julho de 2010.  
Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt>.
- [57] Fábio Araújo, “Efeito Fotoelétrico”, maio de 2012.  
Disponível em: <http://fisicacomentada.blogspot.pt>.
- [58] InfoEscola – “Espectro Eletromagnético”.  
Disponível em: <http://www.infoescola.com>.
- [59] Portal Energia – “Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projeto e instalação”, janeiro de 2004.  
Disponível em: <http://www.portal-energia.com>.
- [60] Wikipédia – “Célula Solar”, junho de 2016.  
Disponível em: <https://pt.wikipedia.org>.
- [61] Portal Solar – “Tipos de Painel Solar Fotovoltaico”, 2015.  
Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br>.
- [62] Wikipédia – “Silício”, maio de 2016.  
Disponível em: <https://pt.wikipedia.org>.
- [63] BlueSol – “Introdução a Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica”, abril de 2015.  
Disponível em: <http://www.blue-sol.com>.
- [64] Sunflower – “Qual é a diferença entre policristalino e monocristalino célula filme amorfo fino solar?”, abril de 2015.  
Disponível em: <http://www.sunflower-solar.com>.
- [65] BlueSol – “Energia Solar: Como Funciona? – Tipos de Células Fotovoltaicas”, janeiro de 2012. Disponível em: <http://www.blue-sol.com>.
- [66] CEPEL/CRESESB – “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”, agosto de 2004. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>.
- [67] J. Carneiro, “Módulos Fotovoltaicos – Características e Associações”, Trabalho de Eletromagnetismo B do Mestrado Integrado em Engenharia Civil, Escola de Ciências da Universidade do Minho, Portugal, 2010.
- [68] Portal Solar – “Passo a passo da fabricação do painel solar”.  
Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br>.
- [69] Universidad de Jaén – “La Célula Solar”.  
Disponível em: <https://www.ujaen.es>.

- [70] Portal Energia – “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”, março de 2014. Disponível em: <http://www.portal-energia.com>.
- [71] André Luiz Costa de Carvalho, “Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas”, Trabalho final para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Brasil, 2014.
- [72] H. Yang, W. Xu, H. Wang and M. Narayanan, “Investigation of reverse current for crystalline silicon solar cells – New concept for a test standard about the reverse current”, *IEEE 35th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 2806-2810, 2010.
- [73] PV Education – “Mismatch for cells connected in series”. Disponível em: <http://www.pveducation.org>.
- [74] Energia Solar Fotovoltaica – “IV – Curvas características”, 2002. Disponível em: <http://alagador.tripod.com/4.htm>.
- [75] Sargosis Soalr & Electric – “How Shade Affects a Solar Array”. Disponível em: <http://sargosis.com>.
- [76] PV Education – “Mismatch Effects”. Disponível em: <http://www.pveducation.org>.
- [77] J. Guerrero, Y. Muñoz, F. Ibáñez and A. Ospino, “Analysis of mismatch and shading effects in a photovoltaic array using different technologies”, *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, vol. 59, 2014.
- [78] J. Balfour, M. Shaw and N. B. Nash, “Introduction to Photovoltaic System Design”, *The Art and Science of Photovoltaics*, 2011.
- [79] J. Gallon, G. S. Horner, J. E. Hudson, L. A. Vasilyev, K. Lu, “PV Module Hotspot Detection”, *Tau Science Corporation*, 2015.
- [80] Nautilus Solar – “The Reality of Solar Power in Winter Vs Summer”, agosto de 2015. Disponível em: <http://info.nautilussolar.com/blog>.
- [81] Home Power – “ENERGY BASICS: Shading and Solar Electric Systems”, janeiro de 2013. Disponível em: <http://www.homepower.com>.
- [82] Wikipédia – “Efeito avalanche”, março de 2013. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org>.
- [83] S. Wendlandt, A. Drobisch, T. Buseth, S. Krauter and P. Grunow, “Hot Spot Risk Analysis on Silicon Cell Modules”, *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 4002-4006, 2010.
- [84] C. Gonzalez and E. Jetter, “Hot-Spot Durability Testing of Amorphous Cells and Modules”, *IEEE 18<sup>th</sup> Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1041-1046, 1985.

- [85] Cristina de Moura Ramos, “Procedimentos para Caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos”, Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, Brasil, 2006.
- [86] Solar Diagnose – “Hot Spots”.  
Disponível em: <http://www.solar-diagnose.de>.
- [87] PV Education – “Bypass Diodes”.  
Disponível em: <http://www.pveducation.org>.
- [88] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, et al., “Performance and Reliability of Photovoltaic Systems: Review of Failures of Photovoltaic Modules”, *International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS)*, 2014.
- [89] Lúcio Almeida Hecktheuer, “Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos”, Tese para obtenção do Título de Doutor em Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil, 2001.
- [90] Mauro Analídio Pereira do Nascimento, “Avaliação de qualidade de energia de um sistema fotovoltaico numa rede elétrica”, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Portugal, 2013.
- [91] Sara Domingues da Costa, “Detecção de Defeitos em Células e Módulos Fotovoltaicos por Medidas e Termografia”, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia da Energia e do Ambiente, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Portugal, 2015.
- [92] FLIR – “Photovoltaic systems thermography from the air using drones”, 2011.  
Disponível em: <http://www.flir.fr/cs/display/?id=60636>.
- [93] Pedro Renato Machado Martins, “A Termografia Aplicada à Eficiência Energética de Equipamentos e Processos em Contexto Industrial do Tratamento de Alumínios”, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Mecânica – Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Portugal, 2014.
- [94] FLIR – “Thermal Cameras for Electrical & Mechanical”, 2016.  
Disponível em: <http://www.flir.eu/instruments>.
- [95] Inverter, Storage and PV System Technology – “Plant Monitoring and Identifying Faults”, 2014. Disponível em: <http://www.pv-system-tech.com>.
- [96] Electrical Connection – “Using thermal imagers to locate ‘hot spots’ on solar installations”, 2012. Disponível em: <http://electricalconnection.com.au>.
- [97] J. O. Rezende and S. C. G. Júnior, “Determinação de Processos para Levantamento Prático das Curvas Características de Painéis Fotovoltaicos”, *Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Uberlândia*, 2012.

- [98] R. Ramaprabha, B. Mathur, K. Santhosh and S. Sathyanarayanan, “MATLAB Based Modelling of SPVA Characterization under Reverse Bias Condition”, *IEEE 3rd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET)*, pp. 334-339, 2010.
  
- [99] S. Saraiva, R. Melício, J. C. O. Matias, J. P. S. Catalão, C. Cabrita, "Simulation and experimental results for a photovoltaic system formed by monocrystalline solar modules", *Technological Innovation for Value Creation*, pp. 329-336, 2012.