



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR  
Faculdade de Engenharia  
Departamento de Engenharia Electromecânica

# Ferramenta Computacional de Modelação do Desempenho de Painéis Fotovoltaicos

Romeu José Correia dos Santos

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

Orientador: Prof. Doutor Pedro Dinis Gaspar

Covilhã e UBI, Outubro de 2011



# Agradecimentos

Alguns foram aqueles que contribuíram para o sucesso desta dissertação. Por isto, apresento aqui os meus especiais agradecimentos.

Ao Professor *Pedro Dinis Gaspar*, pelo apoio, orientação, compreensão, pelo tempo disponibilizado e incentivo. A motivação e sugestões úteis foram fundamentais para a realização desta dissertação.

Aos meus pais *Teresa e Américo*, por me terem ensinado a acreditar sempre e lutar pelos meus sonhos e objectivos.

Dedico este trabalho à minha querida namorada e amiga *Tânia* pelo amor, compreensão e incentivo durante todo o tempo em que me dediquei a este trabalho.

A todos os meus amigos.



# Resumo

Esta dissertação sugere um modelo numérico preciso para posterior desenvolvimento de uma ferramenta computacional, baseado nas equações de Shockley que permite simular do desempenho de painéis fotovoltaicos. O modelo propõe o uso da equação dupla exponencial para simular as características eléctricas de qualquer painel fotovoltaico existente no mercado, respeitando a tecnologia monocristalina ou policristalina.

A ferramenta computacional desenvolvida em *MATLAB* permite ao utilizador analisar o comportamento das características eléctricas de acordo com as alterações ambientais, como a temperatura e a irradiância, através das curvas *I-V* e *P-V* e prever como os vários factores de degradação e acumulação de sujidade influenciam na potência gerada, por cada ano de vida útil.

A interface gráfica do utilizador (*Graphical User Interface - GUI*) desenvolvida em *MATLAB* integra a ferramenta computacional, que permitirá ao utilizador seleccionar a tecnologia usada no módulo, ao nível de materiais, e também a introdução dos valores técnicos que caracterizam cada módulo a testar nas condições *STC*, normalmente fornecido nos *datasheets* dos fabricantes de módulos fotovoltaicos.

A relevância do trabalho consiste na disponibilização de uma ferramenta de modelação de sistemas solares fotovoltaicos a clientes e a instaladores/reparadores. Aos primeiros esta servirá para comparar o desempenho de diferentes painéis que se pretendam instalar, aos segundos serve ao mesmo propósito, possibilitando adicionalmente analisar a partir de que momento será necessário proceder a operações de manutenção, sendo uma mais-valia no acompanhamento pós-venda.

## Palavras-chave

Células fotovoltaicas, Curvas *I-V* e *P-V*, Degradação, *GUI*, *MATLAB*, Modelação, Simulação.



# Abstract

This work suggests a precise numerical model for further development of a computational tool based on Shockley equations that can simulate the performance of photovoltaic panels. The model proposes the use of double exponential equation to simulate the electrical characteristics of any photovoltaic panel on the market, respecting the monocrystalline or polycrystalline technology.

The computational tool developed in *MATLAB* allows the user to analyze the behaviour of electrical characteristics in accordance with environmental changes such as temperature and irradiance, through the *I-V* and *P-V* curves and predict how various factors of degradation and accumulation of dust and dirt influence the power generated, for each year of life.

The graphical user interface (*GUI*) developed in *MATLAB* includes the computational tool that will allow the user to select the technology used in the photovoltaic panel, in terms of materials, and also the introduction of *STC* technical values that characterize each panel, usually provided in the datasheets of the corresponding manufacturers.

The relevance of the work consists in providing a tool to customers and installers/repairers. The former will use it for comparing the performance of different panels, and the latter will use it for the same purpose, but additionally can analyze at what time it will be necessary to carry out maintenance operations, being an asset in post-sale monitoring.

## Keywords

Photovoltaic Cells, *I-V* and *P-V* Curves, Degradation, *GUI*, *MATLAB*, Modelling, Simulation.



# Índice

Agradecimentos .....	iii
Resumo .....	v
Lista de Figuras .....	xii
Lista de Tabelas.....	xxii
Nomenclatura.....	xxv

## Capítulo I

<b>Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Enquadramento.....	1
1.2. Problema em Estudo e Aspectos Inovadores .....	2
1.3. Objectivos do Estudo .....	4
1.4. Organização Geral da Dissertação .....	4

## Capítulo II

<b>Generalidades Sobre Energia Solar Fotovoltaica .....</b>	<b>6</b>
2.1. Estado Actual e Rentabilidade da Energia Fotovoltaica.....	6
2.2. Irradiância Solar e Condições Normais de Teste.....	7
2.3. Eficiência e Princípios da Conversão de Energia Solar em Energia Eléctrica .....	9
2.4. Tipos de Materiais nas Células Solares .....	13

## Capítulo III

<b>Modelo Físico-Matemático .....</b>	<b>17</b>
3.1. Modelação da Célula Solar Fotovoltaica .....	17
3.2. Modelo Matemático para uma Célula Fotovoltaica (Modelo mais Simples) .....	17
3.3. Modelo Matemático para uma Célula fotovoltaica Considerando os Efeitos de $R_s$ , $R_{sh}$ (modelo com maior precisão).....	19
3.4. Modelação de um Painel Fotovoltaico.....	23

## Capítulo IV

<b>Análise e Discussão de Resultados .....</b>	<b>29</b>
4.1. Especificações Técnicas e Primeira Análise ao Modelo Numérico .....	29
4.2. Teste do Modelo Inicial para Diferentes Valores de $E_g$ e $a_2$ (formas de cálculo ou tabelados).....	36
4.3. Teste do Algoritmo Final / Análise das Curvas Numéricas e as Curvas Experimentais .....	43
4.4. Teste do Algoritmo Final para as Diferentes Irradiâncias e Temperaturas.....	46

## Capítulo V

<b>Degradação das Células Solares.....</b>	<b>55</b>
5.1. Modos de Degradação que Afectam as Células Solares.....	55
5.2. Análise de Rácios Percentuais de Degradação de Células Solares.....	59
5.3. Equações que Caracterizam a Degradação de Painéis Fotovoltaicos ao Longo do Tempo.....	61
5.4. Influência da Deposição de Poeiras na Superfície Frontal de Módulos Fotovoltaicos	67

## Capítulo VI

<b>Desenvolvimento da Ferramenta no <i>GUI</i> .....</b>	<b>72</b>
6.1. Desenvolvimento do <i>Layout</i> .....	72
6.2. Descrição da Ferramenta .....	75
6.3. Ferramenta de Modelação .....	80
6.4. Modelação para o Painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> .....	82

## Capítulo VII

<b>Conclusões.....</b>	<b>86</b>
7.1. Contribuições do trabalho .....	86
7.2. Perspectivas de Trabalho Futuro .....	87
<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>88</b>



# Lista de Figuras

Figura 1: Distribuição de painéis fotovoltaicos por região no mundo (EPIA, 2010). .....	6
Figura 2: Espectro da luz solar: Ultravioleta / Luz visível (Cruz & Olavarrieta, 2005). .....	7
Figura 3: Espectro do Sol antes (corpo negro, $AM0$ ) e depois de passar pela atmosfera terrestre ( $AM1$ ) (Markvart, 2002). .....	8
Figura 4: Perdas por conversão numa célula solar (Cruz & Olavarrieta, 2005). .....	9
Figura 5: Curva $I-V$ típica que caracteriza uma célula fotovoltaica onde mostra a tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ ), corrente em curto-circuito ( $I_{sc}$ ), (Halme, 2002). .....	10
Figura 6: Geração de corrente contínua numa célula fotovoltaica. Imagem retirada da referência (Shahat, 2010). .....	12
Figura 7: Vista lateral de uma célula solar fotovoltaica e convenção da corrente e electrões (Akihiro, 2005; Shahat, 2010). .....	13
Figura 8: Esquema da tecnologia fotovoltaica existente para a produção de células solares. ....	13
Figura 9: Distribuição tecnológica fotovoltaica no mercado global (Pagliaro <i>et al.</i> , 2010). .....	14
Figura 10: Diagrama que mostra as condições em curto-circuito (a) e em circuito aberto (b) (Oi, 2005). .....	18
Figura 11: Célula fotovoltaica sujeita a carregamento e o circuito equivalente mais simples (Akihiro, 2005). .....	18
Figura 12: Curva característica $I-V$ de um dispositivo fotovoltaico prático e os seus três pontos mais importantes: corrente de curto-circuito ( $0, I_{sc}$ ), MPP ( $V_{mp}, I_{mp}$ ), e tensão de circuito aberto ( $V_{oc}, 0$ ) (Villalva <i>et al.</i> , 2009). .....	21
Figura 13: Modelo de dupla exponencial (Ishaque <i>et al.</i> , 2011; Saloux <i>et al.</i> , 2011). .....	22

Figura 14: Modelo de exponencial simples de uma célula fotovoltaica (Ishaque <i>et al.</i> , 2011; Saloux <i>et al.</i> , 2011).	22
Figura 15: Processo básico de modelação (Gow & Manning, 1999).	23
Figura 16: Modelo onde só se faz o uso de um díodo e de uma resistência em série (Akihiro, 2005).	23
Figura 17: Fluxograma.	28
Figura 18: Gráfico das curvas $I-V$ para os diferentes valores de $R_s$ e $R_{sh}$ correspondentes ao painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> .	31
Figura 19: Gráfico das curvas $P-V$ para os diferentes valores de $R_s$ e $R_{sh}$ correspondentes ao painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> .	31
Figura 20: Gráfico da curva $I-V$ final correspondente ao painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> e os três pontos principais ( $I_{sc}$ , $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ).	32
Figura 21: Gráfico da curva $P-V$ final correspondente ao painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> e os pontos principais ( $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ).	32
Figura 22: Gráfico das curvas $I-V$ para os diferentes valores de $R_s$ e $R_{sh}$ correspondentes ao painel fotovoltaico <i>MSX60</i> .	33
Figura 23: Gráfico das curvas $P-V$ para os diferentes valores de $R_s$ e $R_{sh}$ correspondentes ao painel fotovoltaico <i>MSX60</i> .	34
Figura 24: Gráfico da curva $I-V$ final correspondente ao painel fotovoltaico <i>MSX60</i> e os três pontos principais ( $I_{sc}$ , $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ).	34
Figura 25: Gráfico da curva $P-V$ final correspondente ao painel fotovoltaico <i>MSX60</i> e os pontos principais ( $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ).	34

Figura 26: Gráfico da curva $I-V$ final correspondente ao painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> , os três pontos principais ( $I_{sc}$ , $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ) com a influência dos valores tabelados $E_g = 1,14$ e $a_2 = 1,025$ . .....	36
Figura 27: Gráfico da curva $P-V$ final correspondente ao módulo fotovoltaico <i>KC200GT</i> , os três pontos principais ( $I_{sc}$ , $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ) com a influência dos valores tabelados $E_g = 1,14$ e $a_2 = 1,025$ . .....	37
Figura 28: Gráfico da curva $I-V$ final correspondente ao painel fotovoltaico <i>MSX60</i> , os três pontos principais ( $I_{sc}$ , $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ) com a influência dos valores tabelados $E_g = 1,14$ e $a_2 = 1,025$ . .....	38
Figura 29: Gráfico da curva $P-V$ final correspondente ao painel fotovoltaico <i>MSX60</i> , os três pontos principais ( $I_{sc}$ , $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ) com a influência dos valores tabelados $E_g = 1,14$ e $a_2 = 1,025$ . .....	38
Figura 30: Gráfico da curva $I-V$ final correspondente ao painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> , os três pontos principais ( $I_{sc}$ , $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ) com a influência dos valores calculados numericamente $E_g$ e $a_2$ . .....	40
Figura 31: Gráfico da curva $P-V$ final correspondente ao painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> , os três pontos principais ( $I_{sc}$ , $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ) com a influência dos valores calculados numericamente $E_g$ e $a_2$ . .....	40
Figura 32: Gráfico da curva $I-V$ final correspondente ao painel fotovoltaico <i>MSX60</i> , os três pontos principais ( $I_{sc}$ , $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ) com a influência dos valores calculados numericamente $E_g$ e $a_2$ . .....	41
Figura 33: Gráfico da curva $P-V$ final correspondente ao painel fotovoltaico <i>MSX60</i> , os três pontos principais ( $I_{sc}$ , $P_{max,m}$ , $V_{oc}$ ) com a influência dos valores calculados numericamente $E_g$ e $a_2$ . .....	42

Figura 34: Gráfico da curva $I-V$ do proposto modelo de dupla exponencial final, nas condições $STC$ (dados numéricos) e curva obtida através de dados experimentais. Todos estes dados são correspondentes ao painel fotovoltaico $KC200GT$ .	44
Figura 35: Gráfico da curva $P-V$ do proposto modelo de dupla exponencial final nas condições $STC$ (dados numéricos) e curva obtida através de dados experimentais. Todos estes dados são correspondentes ao painel fotovoltaico $KC200GT$ .	44
Figura 36: Gráfico da curva $I-V$ do proposto modelo de dupla exponencial final, nas condições $STC$ (dados numéricos) e curva obtida através de dados experimentais. Todos estes dados são correspondentes ao painel fotovoltaico $MSX60$ .	45
Figura 37: Gráfico da curva $P-V$ do proposto modelo de dupla exponencial final nas condições $STC$ (dados numéricos) e curva obtida através de dados experimentais. Todos estes dados são correspondentes ao painel fotovoltaico $MSX60$ .	45
Figura 38: Gráfico da curva $I-V$ que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico $KC200GT$ , para as diferentes valores de temperatura considerando uma irradiância constante de $1 \text{ kW/m}^2$ .	47
Figura 39: Gráfico da curva $P-V$ que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico $KC200GT$ , para as diferentes valores de temperatura considerando uma irradiância constante de $1 \text{ kW/m}^2$ .	47
Figura 40: Gráfico da curva $I-V$ que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico $KC200GT$ , para as diferentes valores de irradiância considerando a temperatura $25 \text{ }^\circ\text{C}$ constante.	48
Figura 41: Gráfico da curva $P-V$ que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico $KC200GT$ , para as diferentes valores de irradiância considerando a temperatura $25 \text{ }^\circ\text{C}$ constante.	48

Figura 42: Gráfico da curva $I-V$ que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico <i>MSX60</i> , para as diferentes valores de temperatura considerando uma irradiância constante de $1 \text{ kW/m}^2$ .	49
Figura 43: Gráfico da curva $P-V$ que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico <i>MSX60</i> , para as diferentes valores de temperatura considerando uma irradiância constante de $1 \text{ kW/m}^2$ .	49
Figura 44: Gráfico da curva $I-V$ que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico <i>MSX60</i> , para as diferentes valores de irradiância considerando a temperatura $25 \text{ }^\circ\text{C}$ constante.	50
Figura 45: Gráfico da curva $P-V$ que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico <i>MSX60</i> , para as diferentes valores de irradiância considerando a temperatura $25 \text{ }^\circ\text{C}$ constante.	50
Figura 46: Gráfico das curvas $I-V$ do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos – traço preto) e dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de temperatura de $50$ e $75 \text{ }^\circ\text{C}$ e a irradiância no valor constante de $1 \text{ kW/m}^2$ para o painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> .	51
Figura 47: Gráfico das curvas $P-V$ do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos – traço preto) e dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de temperatura de $50$ e $75 \text{ }^\circ\text{C}$ e a irradiância no valor constante de $1 \text{ kW/m}^2$ para o painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> .	51
Figura 48: Gráfico das curvas $I-V$ do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos – traço preto) e dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de irradiâncias $400$ ; $600$ ; $800$ e $1000 \text{ W/m}^2$ e à temperatura de valor constante $25 \text{ }^\circ\text{C}$ para o painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> .	52

Figura 49: Gráfico das curvas $P-V$ do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos – traço preto) e dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de irradiancias 400; 600; 800 e 1000 $W/m^2$ e à temperatura de valor constante 25 °C para o painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> .....	52
Figura 50: Gráfico das curvas $I-V$ do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos – traço preto) e curvas obtidas através de dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de temperatura de 0, 50 e 75 °C e a irradiancia no valor constante de 1 $kW/m^2$ para o painel fotovoltaico <i>MSX60</i> .....	53
Figura 51: Gráfico das curvas $P-V$ do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos – traço preto) e dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de temperatura de 0, 50 e 75 °C e a irradiancia no valor constante de 1 $kW/m^2$ para o painel fotovoltaico <i>MSX60</i> .....	53
Figura 52: Ilustração de como o bus de interconexão ajuda a prevenir falhas em células (Meyer, 2004).....	58
Figura 53: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos monocristalinos ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.....	62
Figura 54: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos policristalinos ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.....	62
Figura 55: Degradação da potência do painel <i>MSX60</i> ao longo de 30 anos obtida a partir da equação 35.....	63
Figura 56: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos policristalinos de potência inferior a 80 W, ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.....	64

Figura 57: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos policristalinos de potência superior a 80 W, ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.....	65
Figura 58: Degradação da potência do painel fotovoltaico <i>MSX60</i> ao longo do tempo, a partir da equação 38 correspondente à tecnologia policristalina e a painéis de potências inferiores a 80 W.....	66
Figura 59: Degradação da potência do painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> ao longo do tempo, a partir da equação 39 correspondente à tecnologia policristalina e a painéis de potências superiores a 80 W.....	66
Figura 60: Degradação da potência do painel fotovoltaico <i>BP4160</i> ao longo do tempo, a partir da equação 34 correspondente à tecnologia monocristalina.....	67
Figura 61: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos monocristalinos, com influência da deposição de poeiras na superfície frontal, ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.....	68
Figura 62: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos policristalinos de potência inferior a 80W, com influência da deposição de poeiras na superfície frontal, ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.....	68
Figura 63: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos policristalinos de potência superior a 80W, com influência da deposição de poeiras na superfície frontal, ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.....	69

Figura 64: Degradação da potência do painel fotovoltaico <i>BP4160</i> com influência da deposição de poeiras ao longo do tempo, a partir da equação 43 correspondente à tecnologia monocristalina.....	70
Figura 65: Degradação da potência do painel fotovoltaico <i>MSX60</i> , onde se inclui a deposição do pó na superfície frontal, ao longo do tempo, a partir da equação 44 correspondente à tecnologia policristalina e a painéis de potências inferiores a 80 W.....	70
Figura 66: Degradação da potência do painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> , onde se inclui a deposição do pó na superfície frontal, ao longo do tempo, a partir da equação 45 correspondente à tecnologia policristalina e a painéis com potências superiores a 80 W.....	71
Figura 67: Exemplo de esboço para se desenvolver no <i>GUI</i> (Hanselman, 2000). ....	72
Figura 68: Janela inicial do <i>GUI</i> em branco. ....	73
Figura 69:Desenvolvimento da interface gráfica correspondente à ferramenta computacional de modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos, que simulará de uma forma generalizada o comportamento geral de um painel fotovoltaico. ....	74
Figura 70: Desenvolvimento da interface gráfica correspondente à ferramenta computacional de modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos, que simulará de uma forma especificada o comportamento geral de um painel fotovoltaico.....	74
Figura 71: Caixa de menu que permite ao utilizador seleccionar a modelação que mais lhe convém.....	75
Figura 72:Aspecto da interface que correspondente à ferramenta computacional de modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos / comportamento geral. A numeração é relativa à legenda mencionada. ....	76
Figura 73: Aspecto da interface que correspondente à ferramenta computacional de modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos / temperatura e irradiâncias específicas. A numeração é relativa à legenda mencionada. ....	78

Figura 74: Aviso de erro quando não são colocados os parâmetros mínimos para a realização de qualquer modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos. ....	81
Figura 75: Modelação computacional do desempenho geral do painel <i>Kyocera KD 315-80 P Series</i> . ....	81
Figura 76: Modelação computacional do desempenho para temperatura de 288 K e irradiância e 0,2 kW/m <sup>2</sup> respectivamente do painel <i>kyocera KD 315-80 P Series</i> . ....	82
Figura 77: Modelação computacional do desempenho geral do painel <i>KC200GT</i> . ....	83
Figura 78: Imagem ampliada das curvas <i>I-V</i> que caracterizam o painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> , para as temperaturas 75, 50, 25 e 0°C, respectivamente, com a irradiância 1 kW/m <sup>2</sup> . ....	83
Figura 79: Curvas <i>I-V</i> que caracterizam o painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> , para as temperaturas 75, 50 e 25 °C calculadas por Villalva <i>et al.</i> (2009), com a irradiância 1 kW/m <sup>2</sup> . ....	84
Figura 80: Curvas <i>I-V</i> que caracterizam o painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> , para as temperaturas 75, 50 e 25 °C que se encontram no manual de especificações do respectivo módulo, com a irradiância 1 kW/m <sup>2</sup> . ....	84



## Lista de Tabelas

Tabela I: Resumo alargado da tecnologia usada em painéis fotovoltaicos, das suas eficiências e suas correspondentes bandas de valências (Gourdin, 2007; Pagliaro <i>et al.</i> , 2010). .....	16
Tabela II: Energia de banda de valência e factor de idealidade para diferentes tipos de células solares (Tsai <i>et al.</i> , 2008; Hsiao <i>et al.</i> , 2010). .....	26
Tabela III: Especificações do painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> sob as condições nominais de teste (STC:25 °C, A.M 1,5; 1000 W/m <sup>2</sup> ). .....	29
Tabela IV: Especificações do painel fotovoltaico <i>MSX60</i> sob as condições nominais de teste (STC:25 °C, A.M 1,5; 1000 W/m <sup>2</sup> ). .....	30
Tabela V: Parâmetros obtidos numericamente para o painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> nas condições padrão de funcionamento. ....	33
Tabela VI: Parâmetros obtidos numericamente para o painel fotovoltaico <i>MSX60</i> nas condições padrão de funcionamento. ....	35
Tabela VII: Valores das resistências calculadas e o erro relativo entre a potência máxima experimental e a potência máxima obtida numericamente. ....	35
Tabela IX: Parâmetros obtidos numericamente influenciados pelo uso de valores tabelados ( $E_g$ e $a_2$ ) para o painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> nas condições normais de funcionamento (STC).....	37
Tabela X: Parâmetros obtidos numericamente influenciados pelo uso de valores tabelados ( $E_g$ e $a_2$ ), para o painel fotovoltaico <i>MSX60</i> nas condições normais de funcionamento (STC).....	39
Tabela XI: Parâmetros obtidos numericamente influenciados pelo uso de valores calculados numericamente ( $E_g$ e $a_2$ ), para o painel fotovoltaico <i>KC200GT</i> nas condições normais de funcionamento (STC). ....	41

Tabela XII: Parâmetros obtidos numericamente influenciados pelo uso de valores calculados numericamente ( $E_g$ e $a_2$ ), para o painel fotovoltaico <i>MSX60</i> nas condições normais de funcionamento ( <i>STC</i> ).....	42
Tabela XIII: Comparação de valores obtidos inicialmente na modelação com os valores obtidos com as outras propostas. Observa-se mais uma vez que o menor erro obtido acontece quando aplicamos as equações $E_g$ e $a_2$ ao programa de modelação.....	43
Tabela XIV: Comparação dos parâmetros calculados com os obtidos por Ishaque <i>et al.</i> (2011) e, apresentação do erro relativo no cálculo da potência máxima calculado.....	46
Tabela XV: Sumário de rácios de degradação observados em quatro tipos de painéis de silício cristalino ao longo do tempo (Osterwald <i>et al.</i> , 2002).....	60



# Nomenclatura

## Simbologia geral

$a$	Qualidade do díodo.
$a_1$	Qualidade do primeiro díodo do circuito.
$a_2$	Qualidade do segundo díodo do circuito.
$E_g$	Energia na banda de valência, [eV].
$G$	Irradiância, [ $W/m^2$ ].
$G_{STC}$	Irradiância nas condições $STC$ , [ $W/m^2$ ].
$I$	Corrente de circuito, [A].
$I_d$	Corrente de díodo, [A].
$I_0$	Corrente de saturação reversa, [A].
$I_{01}$	Corrente de saturação reversa do primeiro díodo, [A].
$I_{02}$	Corrente de saturação reversa do Segundo díodo, [A].
$I_{0,STC}$	Corrente de saturação reversa nas condições $STC$ , [A].
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito, [A].
$I_{sc,STC}$	Corrente de curto-circuito nas condições $STC$ , [A].
$I_{sc,Tmax}$	Corrente de curto-circuito na temperatura máxima de referência (348 K), [A].
$I_{ph}$	Corrente fotovoltaica, [A].
$I_{ph,STC}$	Corrente fotovoltaica nas condições $STC$ , [A].
$I_{mp}$	Corrente no ponto de potência máxima [A].
$I_{mp,STC}$	Corrente no ponto de potência máxima nas condições $STC$ , [A].
$k$	Constante de Boltzmann, [ $1,3806503 \times 10^{-23}$ J/K].
$K_i$	Coeficiente de temperatura de corrente curto-circuito, [ $A/^\circ C$ ].
$K_v$	Coeficiente de temperatura de tensão em circuito aberto, [ $V/^\circ C$ ].
$N_s$	Número de células.
$P_{max,m}$	Potência máxima numérica, [W].
$P_{max,e}$	Potência máxima experimental, [W].
$q$	Carga do electrão, [ $1,60217646 \times 10^{-19}$ C].
$R_s$	Resistência série, [ $\Omega$ ].
$R_{sh}$	Resistência de Shunt ou paralela, [ $\Omega$ ].
$T$	Temperatura, [K].
$T_{STC}$	Temperatura nas condições $STC$ , [298 K].
$T_{max}$	Temperatura máxima, [K].
$V$	Tensão de circuito, [V].
$V_t$	Tensão térmica, [V].
$V_d$	Tensão no díodo, [V].

- $V_{oc,STC}$  Tensão em circuito aberto nas condições *STC*, [V].
- $V_{oc,Tmax}$  Tensão em circuito aberto na condição de temperatura máxima, [V].
- $V_{mp}$  Tensão no ponto de potência máxima, [V].
- $V_{mp,STC}$  Tensão no ponto de potência máxima nas condições *STC*, [V].

#### Acrónimos

- EVA* Etileno Vinil de Acetato.
- GUI* Interface gráfica do utilizador (*Graphical User Interface - GUI*).
- GUIDE* Ambiente de projecto GUI (*GUI design environment - GUIDE*).
- I-V* Corrente vs tensão.
- MPP* Ponto de potência máxima.
- P-V* Potência vs. tensão.
- STC* Condições padrão de teste (*Standard Test Conditions - STC*).



# Capítulo I

## Introdução

### 1.1. Enquadramento

A exploração impetuosa das reservas esgotáveis de combustíveis fósseis, os danos graves causados ao meio ambiente e o aumento da população representam um panorama preocupante para o próximo século. Neste contexto, a importância da busca de fontes de energias alternativas e não poluentes, como a energia solar, torna-se uma solução óbvia, visto que a energia proveniente do Sol é de longe a maior fonte de energia disponível na Terra. Além disso, é uma fonte de energia limpa e inesgotável, o que é essencial nas circunstâncias prevalentes a nível mundial referidas. Uma das tecnologias com mais potencial e versáteis que converte esta vasta fonte de energia solar em energia eléctrica são os dispositivos fotovoltaicos. Os painéis fotovoltaicos não têm quaisquer partes móveis, funcionam de forma silenciosa e não geram quaisquer emissões.

A primeira célula fotovoltaica foi produzida em 1954, desde então esta tecnologia tem sido continuamente melhorada, resultando assim num crescimento na eficiência e num decréscimo de custos. A eficiência de um típico painel fotovoltaico, ou seja, a capacidade de converter a energia solar em energia eléctrica, continua relativamente baixa, é na ordem dos 14-17%. No entanto, considerando a enorme quantidade de energia proveniente do Sol, a aptidão da tecnologia fotovoltaica para a produção de electricidade ainda é notável. Mas, esta eficiência pode ser reduzida devido a vários modos de degradação, a que os módulos fotovoltaicos estão sujeitos quando expostos às condições exteriores.

A modelação é uma parte muito importante de qualquer prática em engenharia. Hoje em dia, o uso de um qualquer computador e de um *software* apropriado, permite simular o desempenho de uma célula fotovoltaica, de um só painel, indo até a um conjunto de painéis fotovoltaicos. Deste modo, pretende-se com este trabalho desenvolver uma ferramenta computacional em *MATLAB*, que permita ao utilizador analisar o desempenho de um painel fotovoltaico em vários aspectos: análise da curva *I-V* e *P-V* que caracteriza de forma simples um painel nas condições padrão de teste (*Standard Test Conditions - STC*); observar as curvas *I-V* e *P-V* de um modo generalizado, isto é, para as principais variações de (25 °C) e irradiância (1000 W/m<sup>2</sup>) nas condições padrão de teste; verificar o comportamento de painéis para níveis de temperatura e irradiância mais específicos e prever como os vários factores de degradação e acumulação de sujidade influenciam na potência gerada, por cada ano de vida útil.

A interface gráfica do utilizador (*Graphical User Interface - GUI*) é o programa onde se desenvolve a ferramenta computacional, que permitirá ao utilizador seleccionar a tecnologia usada no módulo, ao nível de materiais, e também a introdução dos valores técnicos que caracterizam cada módulo a testar nas condições *STC*, normalmente fornecido nos *datasheets* dos fabricantes de módulos fotovoltaicos.

## 1.2. Problema em Estudo e Aspectos Inovadores

O desenvolvimento de um sistema de conversão de energia solar fotovoltaica completo numa simulação, envolve a necessidade de se definir um modelo de circuito de base para a simulação de células fotovoltaicas. A partir daqui parte-se para a simulação do comportamento de painéis fotovoltaicos.

A modelação de painéis fotovoltaicos envolve a estimação das curvas características *I-V* e *P-V* não lineares. O uso de variações do meio ambiente como a irradiância e a temperatura torna-se comum por alguns investigadores nesta área, onde para a modelação das características de painéis fotovoltaicos usam-se diferentes topologias de circuitos. De longe, a abordagem mais elementar, como mostra *Oi* (2005), é o uso do modelo do díodo simples, isto é, uma fonte de corrente em paralelo com um díodo. Uma melhoria desta abordagem é feita por *Walker* (2001) e por *Shahat* (2010), que incluem ao circuito a resistência série  $R_s$ . *Longatt* (2005), por sua vez, faz referência à resistência paralela ou de shunt, mas despreza-a, por razões de facilidade de cálculo numérico. No entanto, o modelo continua simples, exibindo deficiências sérias quando sujeito a grandes variações de temperatura devido à não inclusão do coeficiente de tensão em circuito aberto,  $K_v$ . Uma extensão feita ao modelo de díodo simples, que inclui uma resistência adicional de shunt,  $R_{sh}$ , é sugerida por *Sera* (2007), *Carrero* (2010), *Hernanz* (2010), *Carrero* (2011) e *Zhu* (2011). Com a inclusão da  $R_{sh}$ , o número de parâmetros aumenta para cinco, fazendo com que a precisão do comportamento de um painel seja melhorada.

O modelo de díodo simples tem por base a não inclusão das perdas por recombinação que acontece na região de depleção. Numa célula fotovoltaica real, a recombinação representa uma perda substancial, que não pode estar representada no modelo de díodo simples. Considerando esta perda, existe a necessidade do uso de um modelo ainda mais preciso, conhecido por modelo de dupla exponencial, onde se faz uso de um díodo adicional representativo das perdas referidas. No entanto, a adição deste díodo, acarreta ao aumento do número de parâmetros de cinco para sete. Os parâmetros adicionais são: corrente de saturação do segundo díodo ( $I_{02}$ ) e o seu factor de idealidade ( $a_2$ ). Investigadores como *Chan* (1987), *Gow* (1999), *Chowdhury* (2008), *Villalva* (2009), e *Ishaque* (2011), usam o modelo de dupla exponencial para descrever todos os parâmetros que caracterizam a equação não linear *I-V*, onde referem ser o melhor modelo para ajustar a curva experimentalmente obtida com aquela que é fornecida pelos fabricantes de painéis fotovoltaicos.

Para se determinar todos os parâmetros, vários métodos computacionais são sugeridos. O modelo de exponencial simples que apenas inclui  $R_s$  requer quatro parâmetros. São estes:

corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), corrente de saturação ( $I_0$ ), factor de idealidade do diodo ( $a$ ) e a resistência série,  $R_s$ . Em trabalhos feitos por *Walker* (2001), *Longatt* (2005), *Oi* (2005), *Shahat* (2010), introduzem um método de cálculo de  $R_s$  e  $a$ . Uma ferramenta computacional desenvolvida em *MATLAB* é proposta por estes autores para a implementação do modelo de exponencial simples (só  $R_s$  incluído), onde aceita a irradiância e temperatura como variáveis de entrada, sendo a saída a curva característica  $I$ - $V$ . *Zhu* (2011), ao incluir a resistência de shunt ( $R_{sh}$ ), apresenta um método para a obtenção dos cinco parâmetros baseando-se na dedução de cinco equações, apresentando os passos que se deve seguir para a obtenção dos parâmetros através de um fluxograma, mas não faz qualquer referência sobre qual ferramenta utilizada nos cálculos computacionais. No entanto, *Sera* (2007) e *Hernanz* (2010) apresentam um plano de equações para posterior uso em *MATLAB*, mas falham em termos de como devem ser implementadas estas equações numa perspectiva de prossecução como fez *Zhu* (2011). Finalmente, e ainda no âmbito do modelo de exponencial simples, *Carrero* (2010) e *Ishaque* (2011) apresentam da mesma forma, equações para a extracção dos parâmetros, diferentes em ambos, mas com a diferença no curso a seguir na utilização das equações. *Carrero* (2010) apenas apresenta equações de extracção e *Ishaque* (2011) apresenta equações de extracção diferentes e um algoritmo para a extracção de parâmetros foi proposto por *Villalva* (2009), mas nenhum destes mostra qual o melhor software computacional a usar.

Para o modelo de dupla exponencial, onde os parâmetros a extrair aumentam de cinco para sete, *Chan* (1987) e *Gow* (1999) apresentam as equações para a extracção destes parâmetros deduzidas por diferentes abordagens, mas semelhantes enquanto ao que se pretende. *Chowdhury* (2008) apenas segue o trabalho de *Gow* (1999), usando as constantes das células policristalinas usadas em testes para apresentação de curvas que caracterizam o funcionamento de outros painéis. Outra característica de que os autores fazem uso, no modelo de dupla exponencial, é o facto de se considerarem factores de idealidade  $a_1 = 1$  e  $a_2 = 2$ . A adopção desta característica é muito usada mas nem sempre é verdade como comprova *Breitenstein* (2004).

Da discussão prévia, pode-se já constatar que o modelo de dupla exponencial é a escolha preferencial em termos de precisão, mesmo se o requerimento a nível de cálculo computacional seja mais intenso quando comparado com o modelo de exponencial simples. Talvez seja esta a razão pela qual muitos autores preferam o modelo de exponencial simples. Com as equações requeridas pelo modelo de dupla exponencial, dispostas de forma concisa, agregadas ao estudo da degradação temporal, fica-se apto, à realização de uma ferramenta computacional de simulação de desempenho de painéis fotovoltaicos. Estas equações e consequentemente todos os seus parâmetros requeridos e o estudo da degradação de células estão descritos nos capítulos correspondentes.

### 1.3. Objectivos do Estudo

Os objectivos deste estudo são:

1. Analisar e compreender o estado da arte sobre que equações são necessárias para a elaboração de uma estrutura de cálculo, que permite compreender o funcionamento de um painel fotovoltaico quando existem variações de temperatura e de irradiância.
2. Validar as equações através de gráficos e dados experimentais, fornecidos por investigadores e fabricantes.
3. Estudar a degradação temporal a que estão sujeitos os painéis fotovoltaicos e elaborar equações que traduzem esta degradação. Verificar qual a influência da acumulação de poeiras sobre a superfície frontal de painéis e obter as equações que traduzem esta perturbação.
4. Elaborar uma ferramenta computacional, através do ambiente de projecto de interface gráfico do utilizador (*GUI design environment - GUIDE*) incluído no software interactivo de alto desempenho vocacionado para o cálculo numérico *MATLAB (MATrix Laboratory)*, que permitirá ao utilizador analisar o desempenho de qualquer painel fotovoltaico, dentro da família tecnológica monocristalino e policristalino. Factores como a temperatura, a irradiância, agentes de degradação temporal e acumulação de poeiras são as principais preponderâncias que causam as variações, importantes de analisar, no desempenho em painéis fotovoltaicos.

### 1.4. Organização Geral da Dissertação

A dissertação encontra-se dividida em seis capítulos. O Capítulo I oferece a introdução geral da tese, descrevendo o propósito do estudo bem como o esboço da tese.

O Capítulo II tem o intuito de fornecer ao leitor uma introdução sobre o estado actual da geração de energia fotovoltaica. Sobre os conceitos de irradiância solar e de como é feita a transformação da energia radiante do sol em energia eléctrica. Para tal, uma breve explicação sobre o princípio de funcionamento de uma célula solar é dada e também sobre as perdas associadas a esta conversão.

O Capítulo III faz a introdução dos modelos, simples e de dupla exponencial, que acarretam as equações necessárias para a elaboração de um algoritmo, para posterior implementação em *MATLAB*, que permite caracterizar qualquer painel fotovoltaico através das curvas *I-V* e *P-V* quando influenciado pelos factores externos como a temperatura e Irradiância.

No Capítulo IV encontra-se a análise dos resultados obtidos na simulação numérica em *MATLAB*. Os painéis fotovoltaicos *KC200GT* e *MSX60* dos fabricantes *Kyocera* e *Solarex* respectivamente, servirão de teste para a comparação dos valores obtidos na simulação numérica nas condições *STC* com os valores fornecidos nos *datasheets* de cada fabricante. São testadas no modelo várias possibilidades na obtenção da energia na banda de valência e do factor de qualidade do segundo díodo do circuito, com intuito de reduzir o erro de cálculo do modelo numérico desenvolvido.

O Capítulo V analisa o efeito da degradação em células solares devido ao tempo prolongado de exposição e da temperatura, para posterior implementação na simulação numérica. A consideração deste efeito permitirá estudar o impacto nos parâmetros técnicos mais importantes que influencia na eficiência de conversão de energia eléctrica, principalmente na potência gerada.

O Capítulo VI considera as equações explícitas no modelo matemático e as equações referentes à análise de degradação temporal de painéis fotovoltaicos com e sem deposição de poeiras, para implementação das mesmas no software *MATLAB*. O objectivo será a criação de uma ferramenta computacional, através da interface gráfica do utilizador (*GUI*), que permite modelar o desempenho de painéis fotovoltaicos para posterior análise dos mesmos.

No Capítulo VII são apresentadas as contribuições de todo o trabalho desenvolvido. São também apontadas algumas direcções para futuro desenvolvimento de trabalhos de investigação.

## Capítulo II

# Generalidades Sobre Energia Solar Fotovoltaica

## Introdução

Antes de iniciar o estudo a fundo, convém elaborar uma abordagem prévia sobre generalidades em torno do tema energia solar fotovoltaica. Isto é importante para o leitor, pois adquirir certos conceitos tornam a leitura mais clara nos capítulos posteriores ao presente.

### 2.1. Estado Actual e Rentabilidade da Energia Fotovoltaica

Depois do desenvolvimento da primeira célula solar em silício (1954), as células solares foram usadas primeiramente em aplicações espaciais até à década de setenta (Halme, 2002). Desde então, as células solares têm encontrado variadíssimas aplicações, como na indústria electrónica, em residências, nas comunicações, em sinalização, etc. Entretanto, nestes últimos anos temos observado uma exponencial invasão de sistemas fotovoltaicos no mercado global com grande contribuição significativa por parte do Japão, Alemanha e Estados Unidos. O mercado fotovoltaico actual registou um valor de 15,5 GW (figura 1) de energia produzida no ano 2010 mundialmente, mas prevê-se até ao final de 2011 um decréscimo no investimento, onde a energia produzida rondará os 15,4 GW, isto devido à crise económica que a Europa atravessa de momento. Para 2014, prevê-se que o mercado fotovoltaico exceda os 30 GW de painéis instalados em todo o mundo, face a novos potenciais investidores como a China e a Índia (EPIA, 2010).

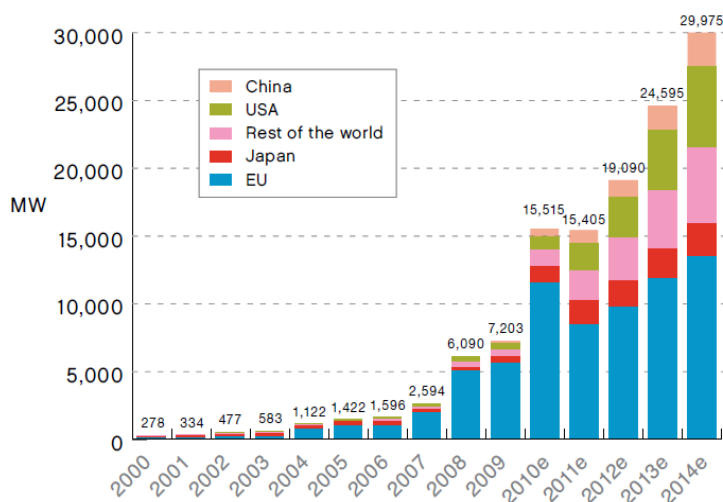


Figura 1: Distribuição de painéis fotovoltaicos por região no mundo (EPIA, 2010).

Para se ter uma tecnologia de produção de energia totalmente sustentável, como é o caso da energia fotovoltaica, deve-se qualificar para certos indicadores de viabilidade, tais como: o tempo de retorno de investimento, as emissões de CO<sub>2</sub> e a gestão e reciclagem do fim de vida útil (Halme 2002).

O retorno de investimento de um sistema fotovoltaico depende não só do conteúdo energético de todo o sistema fotovoltaico, mas também das condições da temperatura e irradiância local.

## 2.2. Irradiância Solar e Condições Normais de Teste

O espectro do Sol (Figura 2) aponta para o facto de que os materiais têm de ser compatíveis com a radiação ultravioleta, infravermelha e luz visível do Sol, para que a absorção ocorra de forma eficiente (Cruz & Olavarrieta, 2005). O Sol emite continuamente energia radiante para o sistema solar. A irradiância ou o fluxo total de potência emitida pelo Sol, pode ser calculada assumindo-se que o sol é um corpo negro à temperatura de 5762 K, ou próximo de 6000 K (Markvart, 2002; Cruz & Olavarrieta, 2005).

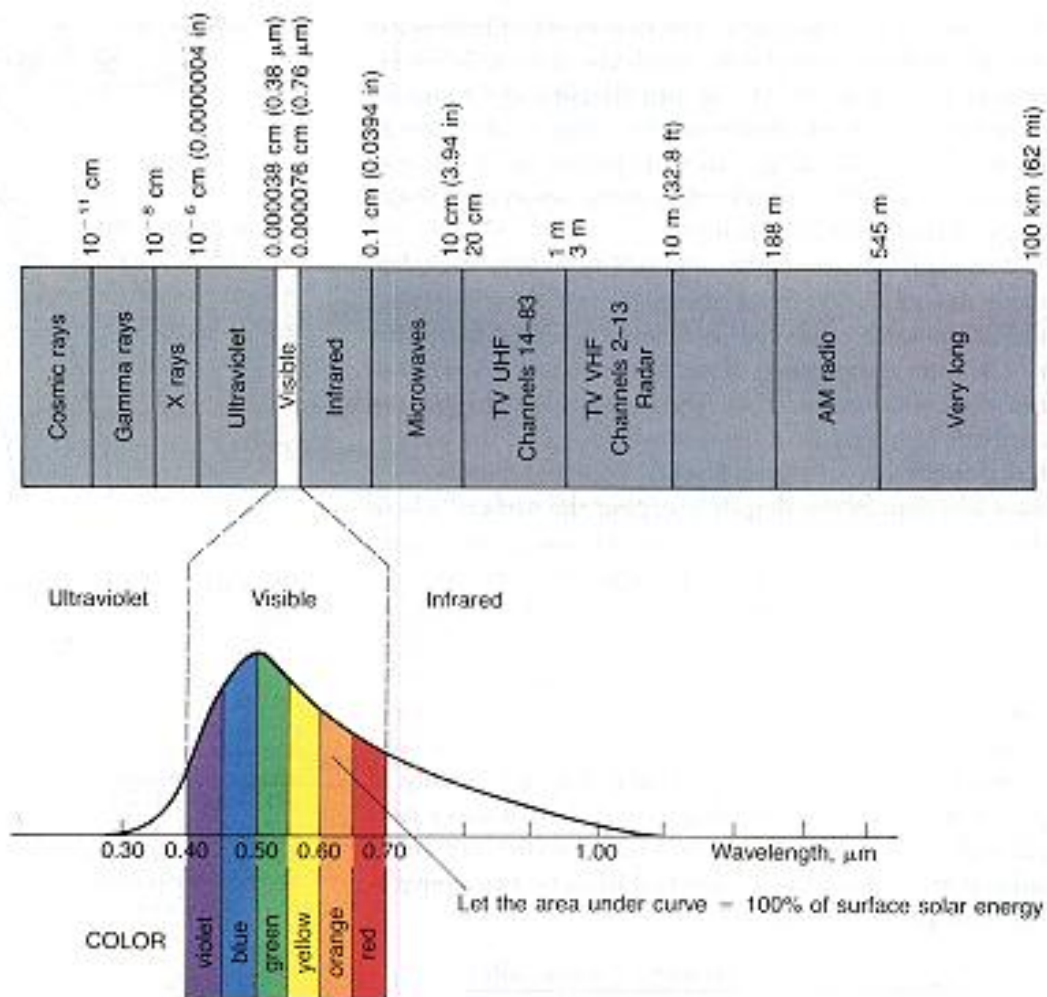


Figura 2: Espectro da luz solar: Ultravioleta / Luz visível (Cruz & Olavarrieta, 2005).

O espectro normalizado exterior à atmosfera terrestre é chamado de *AM0*, ou seja 0 atmosferas (Cruz & Olavarrieta, 2005). *AM0* é tipicamente usado para prever o desempenho de células solares no espaço. A radiação que chega à primeira camada de atmosfera é aproximadamente  $1367 \text{ W/m}^2$ . A partir desta camada atmosférica, alguma radiação começa a ser absorvida e reflectida, incluindo a maioria dos raios X e ultravioletas (Markvart, 2002).

A intensidade de radiação directa que atinge a superfície da Terra, é chamada de radiação *AM1.5D*, da qual 18% da radiação foi absorvida e 10% encontra-se dispersa na atmosfera que comparativamente com a radiação na zona *AM0* tem uma diferença de 28%. O valor 1,5 depois de *AM* indica que o comprimento do caminho da luz que atravessa a atmosfera é 1,5 vezes maior do que o menor caminho quando o sol está directamente na vertical. O *D* significa directa, em oposição à luz solar global, que inclui luz solar directa e difusa. O espectro global é 10% maior do que o espectro directo. Estas influências na irradiância solar fazem com que se aproxime do valor de  $970 \text{ W/m}^2$  usualmente considerado de  $1000 \text{ W/m}^2$ , que é a *massa de ar 1* ou *AM1* como mostra a figura 3.

Esta é a razão pela qual a irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  é usada para calibrar as células solares. Além disto, existe uma perda substancial de energia devido à espessura de ar que os raios solares têm de atravessar. Devido à posição solar de máxima emissão ocorrer num curto período de tempo, a massa de ar é normalmente maior que um, ou seja, a energia disponível é menor que  $1000 \text{ W/m}^2$ . Actualmente, a irradiância na Terra é medida e usada no projecto de sistemas fotovoltaicos (Cruz & Olavarrieta, 2005).

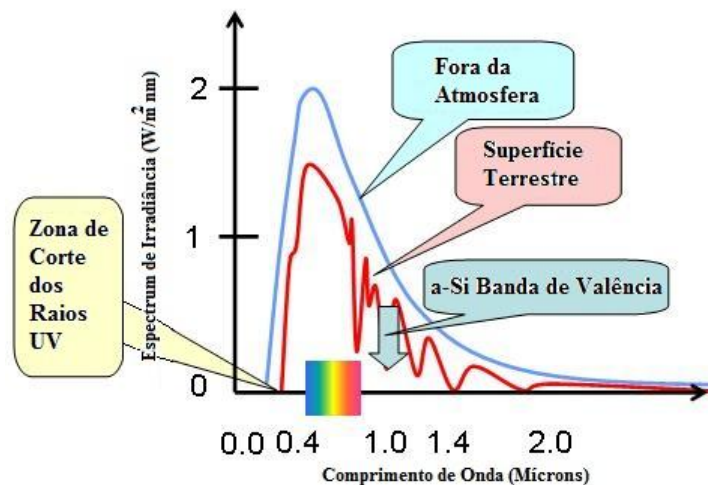


Figura 3: Espectro do Sol antes (corpo negro, *AM0*) e depois de passar pela atmosfera terrestre (*AM1*) (Markvart, 2002).

#### Condições Padrão de Teste [STC]

As condições uniformizadas são usualmente específicas para cada tipo de painel, para que, quando se comparam diferentes painéis entre si as unidades usadas nas especificações estejam dentro da mesma concordância. Todos os parâmetros que especificam cada painel fotovoltaico foram obtidos nas condições *STC* (*Standard Test Conditions*) e são usualmente fornecidos nos *datasheets* dos fabricantes. As medições são feitas sob estas condições padrão

e as características eléctricas obtidas caracterizam o módulo com alguma precisão (Dzimana, 2008). As condições específicas são as seguintes:

- A referência vertical de irradiância  $G_0$  tem um valor típico de  $1000 \text{ W/m}^2$ ;
- A temperatura de referência  $T_0$  tem um valor típico de  $25^\circ\text{C}$  e uma tolerância de  $\pm 2^\circ\text{C}$ ;
- Uma distribuição espectral da luz com uma massa de ar,  $AM = 1,5$ . Este valor é uma medida relativa do caminho que o Sol deve viajar através da atmosfera.

### 2.3. Eficiência e Princípios da Conversão de Energia Solar em Energia Eléctrica

A eficiência da conversão de energia das células solares, começa na quantidade média de irradiância que chega à célula, a qual irá diminuir gradualmente por vários tipos de perdas de conversão que estão presentes na célula solar, tais como, perdas de reflexão sobre a superfície, absorção incompleta, recolha e transmissão de pares de electrões relacionados com a banda de valência no material semiconductor usado e outros factores teóricos (figura 4) que diminuem a eficiência que irão ser tratados em capítulos posteriores (Markvart, 2002; Cruz & Olavarrieta, 2005).

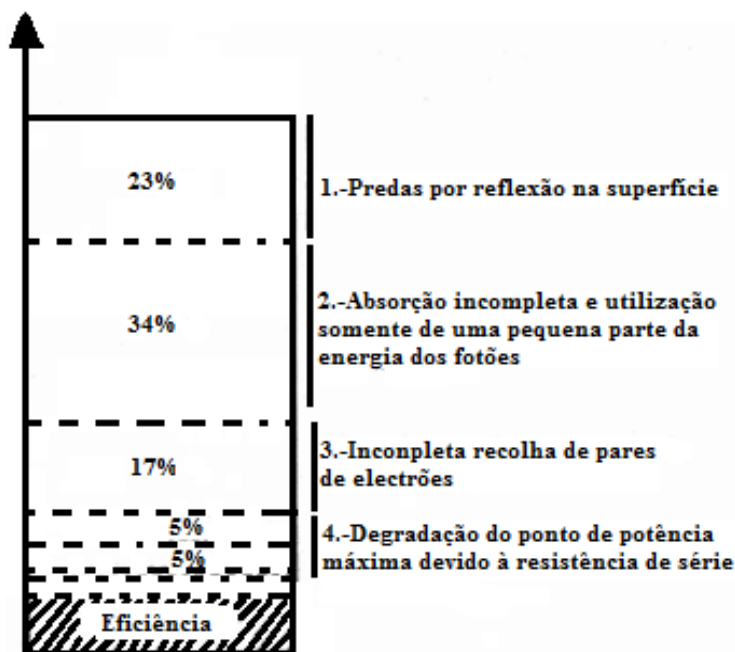


Figura 4: Perdas por conversão numa célula solar (Cruz & Olavarrieta, 2005).

Todas estas perdas existentes nos painéis solares são significativas, motivo relevante para que os investigadores estudem métodos e processos de atenuar estas perdas de forma eficaz. Outra razão resulta do investimento elevado em energias renováveis pelo que o seu contínuo

desenvolvimento no aumento da eficiência do processo de conversão da energia proveniente dos fótons da luz solar, em energia eléctrica utilizável seja necessário nos dias de hoje.

#### *Eficiência da Célula Solar Fotovoltaica*

Uma célula fotovoltaica é um dispositivo pelo qual se converte a luz incidente em energia eléctrica. A geração de potência eléctrica sob condições de iluminação é então a capacidade de um dispositivo fotovoltaico produzir tensão e corrente, sob condições de um carregamento externo. Este processo é caracterizado através da curva corrente-tensão (*I-V*) da célula para uma dada irradiância e temperatura (Figura 5) (Halme, 2002).

As quatro características eléctricas mais importantes tanto numa célula como num módulo fotovoltaico são: a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ : *Short Circuit Current*), a tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ : *Open Circuit Voltage*), o factor de forma (*FF*) e a potência máxima ( $P_{máx}$ ) (Zhou *et al.*, 2007).

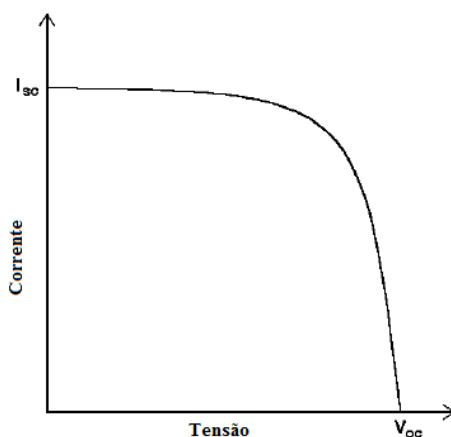


Figura 5: Curva *I-V* típica que caracteriza uma célula fotovoltaica onde mostra a tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ ), corrente em curto-circuito ( $I_{sc}$ ), (Halme, 2002).

No entanto, sob a condição de circuito aberto, nenhuma corrente poderá fluir, portanto a tensão é máxima neste ponto. Esta tensão é denominada tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ ) (Halme; 2002). O ponto que caracteriza o produto entre a corrente e tensão máxima na curva *I-V*, ou seja, a potência máxima, denomina-se por ponto de potência máxima (*MPP*: *Maximum Power Point*). Outra importante característica na eficiência da célula solar é o factor de forma (*FF*) (Halme, 2002; Nema *et al.*, 2009; Junsangri & Lombardi, 2010 Rustemli & Dincer, 2011), definido pela seguinte equação:

$$FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (1)$$

Onde  $V_{MPP}$  é o ponto de tensão máxima relacionada com o ponto de potência máxima e  $I_{MPP}$  é o ponto de corrente máxima, associada também ao ponto de potência máxima.

Usando-se o factor de forma, a potência máxima de saída de uma célula solar pode ser escrita da seguinte forma (Halme, 2002; Rustemli & Dincer, 2011):

$$P_{MAX} = V_{OC} \cdot I_{SC} \cdot FF \quad (2)$$

Ou então como sugere Junsangri & Lombardi (2010),

$$P_{MAX} = I_{MPP} \cdot V_{MPP} \quad (3)$$

Enquanto os princípios físicos que operam por detrás de diferentes tipos de células fotovoltaicas são geralmente diferentes, as curvas tensão-corrente da eficiência das células são similares, portanto podem ser comparadas e caracterizadas entre elas em termos de  $FF$ ,  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$  (Halme, 2002). Finalmente, a eficiência na conversão de energia de uma célula solar é definida como a potência produzida por uma célula ( $P_{MAX}$ ) dividida pela potência incidente numa área representativa de uma célula ( $P_{Luz}$ ) (Halme, 2002; Longatt, 2005; Rustemli & Dincer, 2011):

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{P_{Luz}} \quad (4)$$

Onde,  $P_{Luz} = P_{in} = A \cdot G_a$ , sendo  $G_a$  a irradiância incidida na célula e  $A$  é a área da célula (Longatt, 2005).

#### *Princípio de Funcionamento de uma Célula Solar Comum*

A célula fotovoltaica representa a unidade básica de um painel fotovoltaico. Este elemento é responsável de transformar directamente os raios solares ou fotões em potência eléctrica (Hernanz *et al.*, 2010).

Uma célula fotovoltaica é basicamente um díodo semiconductor cuja junção  $p-n$  é exposta à luz. As células solares são feitas de muitos tipos de semicondutores onde passam por diferentes processos de fabricação. As células de silício monocristalino e policristalino são as que mais se encontram numa escala comercial global no tempo presente. As células fotovoltaicas de silício (Si) são compostas por uma camada fina de  $Si$  ou por uma película fina de  $Si$  conectada a terminais eléctricos. Um dos lados da camada de  $Si$  é dopado para formar a junção  $p-n$ . Uma rede metálica fina é colocada na superfície onde irá incidir a luz solar do semiconductor. A figura 6 ilustra a estrutura física de uma célula fotovoltaica (Villalva *et al.*, 2009).

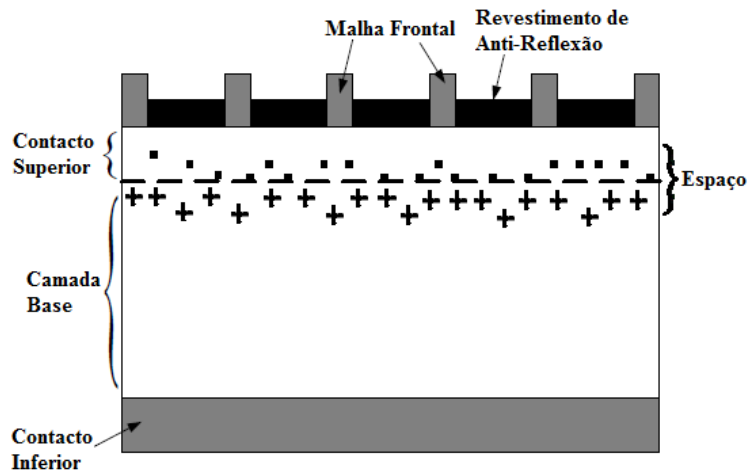


Figura 6: Geração de corrente contínua numa célula fotovoltaica. Imagem retirada da referência (Shahat, 2010).

A luz que incide sobre uma célula gera uma corrente eléctrica se o circuito da célula é fechado. As cargas são geradas quando a energia incidente dos fotões é suficiente para separar os electrões covalentes do semiconductor. Este fenómeno depende do material do semiconductor e do comprimento de onda da luz incidente. Basicamente, o fenómeno fotovoltaico pode ser descrito como a absorção da radiação solar, a geração de energia, os transportes livres que existem na junção *p-n*, e a recolha de cargas nos terminais dos dispositivos fotovoltaicos (Villalva *et al.*, 2009).

O rácio de geração de transportadores eléctricos depende do fluxo de luz incidente e da capacidade de absorção dos semicondutores. A capacidade de absorção depende principalmente da banda de valência do semiconductor, da reflexão na superfície da célula, da concentração de transportadores intrínsecos do semiconductor, da mobilidade económica, do rácio da recombinação, da temperatura, e de outros factores (Villalva *et al.*, 2009).

A radiação solar é composta por fotões de energias diferentes. Os fotões que possuem energia mais baixa que a banda de valência da célula solar são inúteis e não geram tensão ou corrente eléctrica. Por outro lado, os fotões com energia superior à da banda de valência ( $E_g$ ) geram energia, mas só a energia correspondente à da banda de valência é usada. A restante energia é dissipada em forma de calor no corpo da célula solar (Villalva *et al.*, 2009).

A célula fotovoltaica tem contactos eléctricos na parte superior e inferior como mostra a figura 7. Quando a célula fotovoltaica fornece energia para a carga, os electrões fluem para o lado *n* através de fios conectores, e retornam para o lado *p* onde se irão recombinar. Note-se que a convenção de fluxo de corrente é na direcção oposta à dos electrões (Akihiro, 2005).

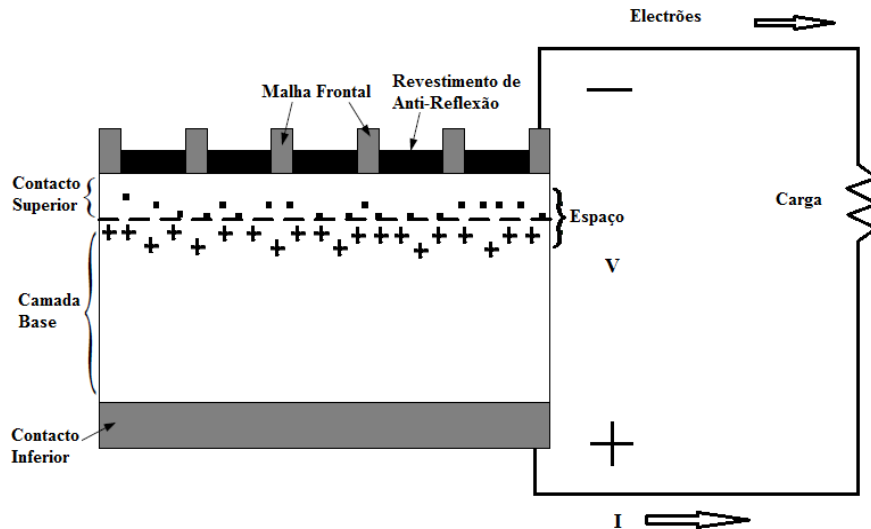


Figura 7: Vista lateral de uma célula solar fotovoltaica e convenção da corrente e electrões (Akihiro, 2005; Shahat, 2010).

## 2.4. Tipos de Materiais nas Células Solares

A potência do Sol interceptada pela Terra ronda  $1,8 \times 10^{11}$  MW, o que quer dizer que é muito maior do que o presente rácio de energia consumida no mundo. A tecnologia fotovoltaica é o método mais simples na captação da energia solar (Parida *et al.*, 2011). Existem várias gerações de materiais para a captação deste tipo de energia, de tal forma, as células solares são fabricadas a partir de material semiconductor sensíveis à luz onde fazem o uso de fótons para deslocarem electrões, com o intuito de conduzirem corrente eléctrica (Tan & Seng, 2008). Os materiais mais usuais e disponíveis com mais abundância no comércio fotovoltaico para o usufruto da tecnologia fotovoltaica, são os seguintes: Silício cristalino e silício policristalino. A figura 8 faculta uma perspectiva das tecnologias disponíveis e a tabela I resume a tecnologia usada em módulos fotovoltaicos, das suas eficiências e suas correspondentes bandas de valências

Em termos de mercado, as células solares monocristalinas e policristalinas são as que dominam a área, seguida das células de película fina, principalmente as de silício amorfo. A figura 9 fornece uma ideia da distribuição tecnológica fotovoltaica no mercado global.



Figura 8: Esquema da tecnologia fotovoltaica existente para a produção de células solares.

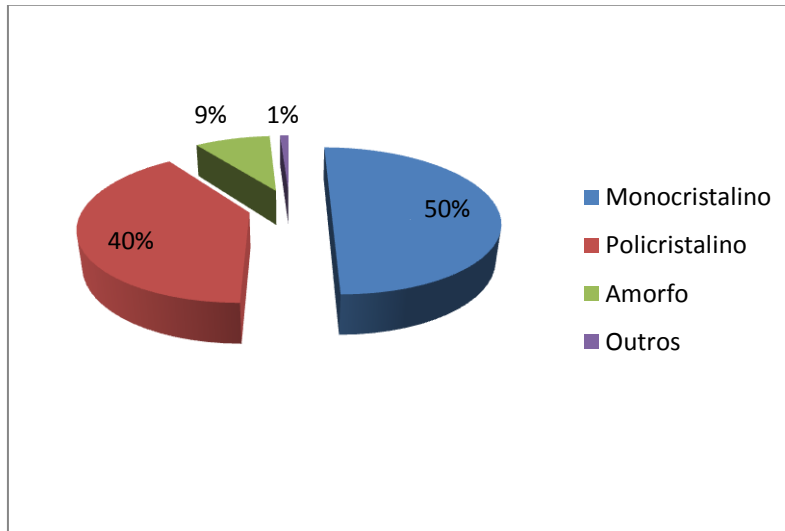


Figura 9: Distribuição tecnológica fotovoltaica no mercado global (Pagliaro *et al.*, 2010)

#### *Silício Monocristalino*

As células de silício monocristalino são uma das tecnologias mais usadas e comercializadas como conversores de energia solar em electricidade e a tecnologia para a sua fabricação é um processo simples muito bem definido. Entre as células fotovoltaicas que utilizam o silício como material de base, as monocristalinas, em geral, são as que apresentam as maiores eficiências comparativamente com as de silício policristalino (Cresesb, 2009).

#### *Silício Policristalino*

A situação do mercado, em termos comparativos, indica que as células de silício policristalino dominam 46% do mercado mundial. Só em Itália existem inúmeras companhias que produzem células solares e módulos. A capacidade de produção de silício cristalino contabiliza-se em 280 MWp (Doni *et al.*, 2010).

As células de silício policristalino são economicamente mais acessíveis que as de silício monocristalino, devido ao processo de preparação das células ser menos rigoroso. Em termos de eficiência, comparativamente com as de silício amorfo, são menos eficientes (Cresesb, 2009; Tiwari & Dubey, 2010). As bolachas de silício policristalino são produzidas a partir do corte muito fino (na ordem dos 180 a 350  $\mu\text{m}$ ) de lingotes de silício. As bolachas são geralmente dopadas para o tipo-p. Para se obter a célula solar a partir da bolacha, é executada uma difusão de superfície de dopantes do tipo-n, na parte da frente da bolacha, com o qual, formará a junção do tipo *p-n* (Tiwari & Dubey, 2010).

#### *Materiais em Película de Fina*

O silício cristalino é muitas vezes referido como a primeira geração da tecnologia fotovoltaica, enquanto que a segunda geração fotovoltaica consiste em células solares de material em película fina como o silício amorfo (*a-Si*), o Telureto de Cádmio (*Cadmium*

*telluride - CdTe*) e o Cobre, Índio, Gálio e Selênio (*Copper Indium Gallium Diselenide - CIGS*) (Halme, 2002; Parida *et al.*, 2011). As células solares de película fina são basicamente produzidas por materiais semicondutores finos. Películas finas reduzem bastante a quantidade de material semiconductor requerido em cada célula quando comparado com o que se usa nas células de silício cristalino, deste modo, reduzindo os custos na produção de células fotovoltaicas (Parida *et al.*, 2011). Outra das vantagens é o facto da banda de valência destes materiais semicondutores terem um coeficiente de absorção mais elevado que os de silício (Halme, 2002; Gourdin, 2007).

Os painéis fotovoltaicos de película fina atingiram já a maturidade e há no mercado na forma de silício de junção simples, de dupla e múltipla junção. A tecnologia de silício amorfo conta com a terceira posição de domínio no mercado mundial (Doni *et al.*, 2010).

O silício amorfo (não cristalino) é o mais popular na tecnologia de película fina, com eficiência nas células no intervalo entre 5-7%, podendo em certos casos atingir o dobro destes valores. Existem também células solares de junção tripla que atinge eficiências entre 8 a 10% (Parida *et al.*, 2011).

O Telureto de Cádmio é um material de absorção de luz eficiente usado nas células solares de película fina. Comparado com outros materiais de película fina, o *CdTe* é o mais sujeito na produção a grande escala mas também o mais tóxico devido ao elemento Cádmio (Tiwari & Dubey, 2010). Este material é de baixo custo o que se pode considerar um competidor real contra as células de silício cristalino (Doni *et al.*, 2010).

#### *Os Especiais*

Semicondutores como o Arsénio de Gálio (Gallium Arsenide - *GaAs*), mas também dentro da mesma família, o Arsénio de Gálio-Alumínio (*Gallium-Aluminum-Arsenide - GaAlAs*), o Fosfeto de Arsénio de Gálio e Índio (*Gallium Indium Arsenide Phosphide - GaInAsP*), o Arsénio de Índio (*Indium Arsenide - InAs*), o Antimónio de Índio (*Indium Antimonide - InSb*) e o Fosfeto de Índio (*Indium Phosphide - InP*) são materiais para células solares, de grande interesse, que possuem valores para bandas de valência óptimos (1,4 eV para o material *GaAs*) (Gourdin, 2007). Estes materiais são extremamente caros e as suas aplicações concentram-se em satélites e na exploração do espaço, onde a eficiência é um critério de maior importância do que o custo. Para sistemas fotovoltaicos, a área de superfície activa das células pode ser reduzida significativamente comparando com os restantes sistemas onde se faz o uso de outros tipos de materiais (Halme, 2002).

Tabela I: Resumo alargado da tecnologia usada em painéis fotovoltaicos, das suas eficiências e suas correspondentes bandas de valências (Gourdin, 2007; Pagliaro *et al.*, 2010).

Modulo, Eficiência da Célula e Banda de Valência							
Tecnologia	Película Fina				Silício Cristalino		Especiais
	(a-Si)	(CdTe)	CIGSS	( $\mu$ -Si)	Monocr.	Policr.	GaAs
Eficiência da Célula [%]	4-7	8-10	7-11	6-8	16-22	14-16	Máx:40,7
Eficiência do Módulo [%]					13-19	12-15	
Banda de Valência [eV]	1,7	1,58	1,38	-	1.11	1.11	1,4

# Capítulo III

## Modelo Físico-Matemático

### Introdução

A caracterização de um painel fotovoltaico pode ser efectuada a partir das curvas  $I$ - $V$  e  $P$ - $V$ . Mas como construí-las é um problema a solucionar. Deste modo, o capítulo que se segue explicita os vários modelos de cálculo existentes. Cada modelo acarreta uma série de equações que permitirão a construção das referidas curvas, onde o modelo de dupla exponencial será seleccionado face à sua precisão na modelação destas curvas características.

#### 3.1. Modelação da Célula Solar Fotovoltaica

O uso de um circuito eléctrico equivalente torna possível fazer uma modelação das características de uma célula solar fotovoltaica. Para tal é necessário conhecer o melhor meio para a modelação para posterior implementação no *MATLAB*, com o objectivo de simular as características de uma célula solar fotovoltaica. Esta mesma técnica é aplicável na modelação de painéis fotovoltaicos (Akihiro, 2005).

#### 3.2. Modelo Matemático para uma Célula Fotovoltaica (Modelo mais Simples)

O circuito equivalente mais simples de uma célula solar consiste numa fonte de corrente em paralelo com um diodo. A saída da fonte de corrente é directamente proporcional à luz incidente na célula e temperatura (Walker, 2001; Shahat, 2010). A fonte de corrente representa a corrente gerada pelos fotões (vulgarmente denominada por  $I_{ph}$  ou  $I_l$ ). Durante a noite ou no escuro, a célula solar não é um dispositivo activo. Trabalha como um diodo de junção  $p$ - $n$ , no qual produzirá um pouco de corrente, mas não tensão. No entanto, se for conectada a uma fonte externa gera uma corrente  $I_D$ , denominada de corrente de diodo ou corrente escura (Longatt, 2005). O diodo determina as características  $I$ - $V$  da célula (Walker, 2001). Existem dois parâmetros chave que se usam para caracterizar frequentemente as células fotovoltaicas. Curto-circuitando os terminais de uma célula fotovoltaica, como mostra a figura 10 (a), a corrente gerada pelos fotões irá fluir para fora da célula, denominada de corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ). Deste modo,  $I_{ph}=I_{sc}$ .

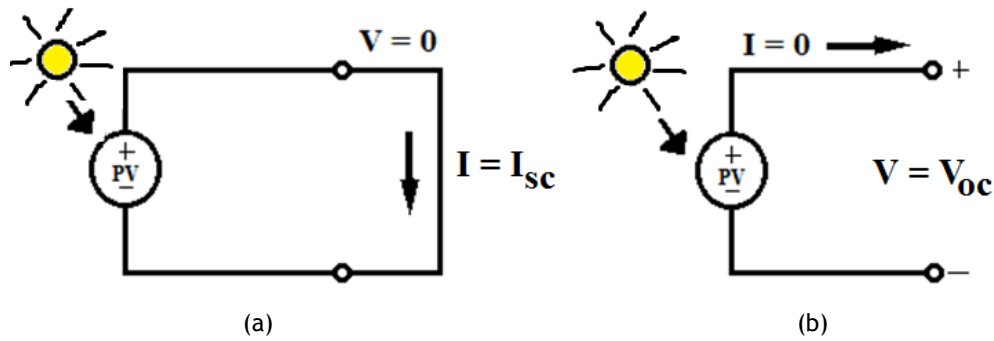


Figura 10: Diagrama que mostra as condições em curto-circuito (a) e em circuito aberto (b) (Oi, 2005).

Como mostra a figura 10 (b), quando nos terminais do circuito não apresentarem conexão (circuito aberto), a corrente gerada pelos fótons é desviada internamente pela junção *p-n* intrínseca do diodo. Esta situação providencia uma tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Os fabricantes de módulos ou células fotovoltaicas normalmente fornecem os valores destes parâmetros em *datasheets* (Akihiro, 2005; Shahat, 2010).

A corrente de saída ( $I$ ) da célula solar pode ser encontrada através da aplicação das leis de *Kirchhoff* no circuito equivalente como mostra a figura 11 (Akihiro, 2005).

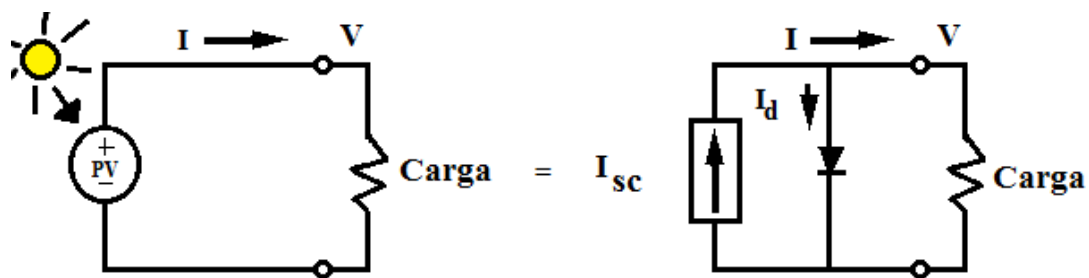


Figura 11: Célula fotovoltaica sujeita a carregamento e o circuito equivalente mais simples (Akihiro, 2005).

$$I = I_{sc} - I_d \quad (5)$$

Onde:  $I_{sc}$  é a corrente de curto-circuito que é igual à corrente gerada pelos fótons, e  $I_d$  é a corrente de diodo que atravessa o diodo intrínseco (Akihiro, 2005).

A corrente de diodo  $I_d$  é dada pela equação de Shockley (Akihiro, 2005; Hernanz *et al.*, 2010):

$$I_d = I_0 \left( e^{\frac{q \cdot V_d}{k \cdot T}} - 1 \right) \quad (6)$$

Onde:

- $I_0$  é a corrente de saturação reversa do diodo (A);
- $q$  é a carga do electrão ( $1,602 \times 10^{-19}$  C);

- $V_d$  é a tensão no díodo (V);
- $k$  é a constante de Boltzmann ( $= 1,381 \times 10^{-23}$ ) (J/K);
- $T$  é a temperatura de junção em Kelvin (K).

Substituindo na equação (5) pela equação (6), temos:

$$I = I_{sc} - I_0 \left( e^{\frac{q \cdot V}{k \cdot T}} - 1 \right) \quad (7)$$

Onde,  $V$  é a tensão da célula fotovoltaica, e  $I$  é a corrente de saída da célula (Akihiro, 2005). A corrente de saturação reversa do díodo ( $I_0$ ) é constante se a temperatura se mantiver constante, a qual se pode calcular através das condições do circuito da figura 11 e da equação (7), onde  $I = 0$  (Akihiro, 2005).

$$0 = I_{sc} - I_0 \left( e^{\frac{q \cdot V_{oc}}{k \cdot T}} - 1 \right) \quad (8)$$

$$I_{sc} = I_0 \left( e^{\frac{q \cdot V_{oc}}{k \cdot T}} - 1 \right) \quad (9)$$

$$I_0 = \frac{I_{sc}}{\left( e^{\frac{q \cdot V_{oc}}{k \cdot T}} - 1 \right)} \quad (10)$$

Para obtenção da aproximação adequada, a corrente gerada pelos fótons, que é igual a  $I_{sc}$ , é directamente proporcional à irradiância. Deste modo, se o valor,  $I_{sc}$  for conhecido do *datasheet* do fabricante, sob condições normais de teste em que  $G_0 = 1000 \text{ W/m}^2$  sob determinadas condições de massa de ar, então a corrente gerada pelos fótons a qualquer radiância,  $G$  ( $\text{W/m}^2$ ), conforme indicado por Akihiro (2005) e Shahat (2010) é dada por:

$$I_{sc} \cdot I_G = \left( \frac{G}{G_0} \right) \cdot I_{sc} \cdot I_{G_0} \quad (11)$$

### 3.3. Modelo Matemático para uma Célula fotovoltaica Considerando os Efeitos de $R_s$ , $R_{sh}$ (modelo com maior precisão)

Existem alguns efeitos que devem ser introduzidos no modelo mais simples para se obterem as características  $I$ - $V$  da célula fotovoltaica com maior precisão (Akihiro, 2005).

São eles:

a) Resistência em Série ( $R_s$ )

Na prática, nas células solares fotovoltaicas, existe uma resistência em série que induz a uma corrente que atravessa o material semicondutor, a rede metálica, contactos e outras correntes provocadas pelo barramento de ligações. Estas perdas resistivas são tidas em conta como uma resistência em série ( $R_s$ ). Este efeito torna-se relevante, pois um painel fotovoltaico é constituído por células fotovoltaicas conectadas em série, onde o valor da resistência é multiplicado pelo número de células (Akihiro, 2005; Castañer *et al.*, 2002).

b) Resistência em Paralelo ou de Shunt ( $R_{sh}$ )

Estas perdas estão associadas a uma pequena corrente de fuga associada a um trajecto resistivo em paralelo com o dispositivo intrínseco. Esta condição pode ser representada através de uma resistência em paralelo ( $R_{sh}$ ). Este efeito não é tão revelante comparado com o da resistência em série, mas quando se aumenta o número de módulos ligados em paralelo este efeito torna-se mais significativo (Akihiro, 2005; Castañer *et al.*, 2002).

c) Recombinações

A recombinação nas zonas de redução das células fotovoltaicas promove trajectos de correntes não óhmicas em paralelo com a célula solar intrínseca. Esta situação é revelante para tensões de polarização baixas e pode ser representado num circuito equivalente através de um termo num segundo díodo de densidade de corrente  $I_{02}$ , diferente da densidade de corrente de um díodo ideal, onde normalmente se dá um factor de idealidade diferente de 1, usualmente assumindo-se o valor 2 (Castañer *et al.*, 2002; Akihiro, 2005).

Sumarizando estes efeitos, a relação corrente-tensão pode ser descrita como:

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[ e^{\left( \frac{V + I R_s}{N_s \cdot V_t} \right)} - 1 \right] - I_{02} \left[ e^{\left( \frac{V + I R_s}{\alpha \cdot N_s \cdot V_t} \right)} - 1 \right] - \left( \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \right) \quad (12)$$

Onde:

$N_s$ : Número de células

$I_{ph}$ : Corrente gerada pelos fotões (A);

$I_{01}$ : Corrente de saturação devido à difusão (A);

$I_{02}$ : Corrente de saturação devido ao efeito de recombinação (A);

$R_s$ : Resistência em série ( $\Omega$ );

$R_{sh}$ : Resistência de shunt ( $\Omega$ );

$\alpha$ : Factor de qualidade do díodo dois;

$V_t$ : Tensão térmica da junção (V), que corresponde a:

$$V_t = \frac{N_s \cdot k \cdot T}{q} \quad (13)$$

$k$ : Constante de Boltzmann (J/K);

$q$ : Carga electrónica, (C)

$T$ : Temperatura ambiente (K);

A equação (12) denomina-se por equação de dupla exponencial, que modela uma célula fotovoltaica, derivando da física da junção  $p-n$ , e é geralmente aceite como um reflexo do comportamento de tais células, especialmente aquelas que são construídas por silício policristalino. Esta equação origina a curva característica  $I-V$  (figura 12), onde os três pontos mais importantes estão representados. São eles: corrente de curto-circuito  $(0, I_{sc})$ , *MPP*  $(V_{mp}, I_{mp})$ , e tensão de circuito aberto  $(V_{oc}, 0)$  (Villalva *et al.*, 2009). Também se sugere, para células construídas de silício amorfo que se use a equação (14) para se obter uma melhor caracterização  $I-V$ . Esta equação provém da equação de dupla exponencial definindo-se a corrente de saturação  $I_{01} = 0$ . Ambas equações são não lineares, portanto é difícil determinar uma solução analiticamente (Gow & Manning, 1999).

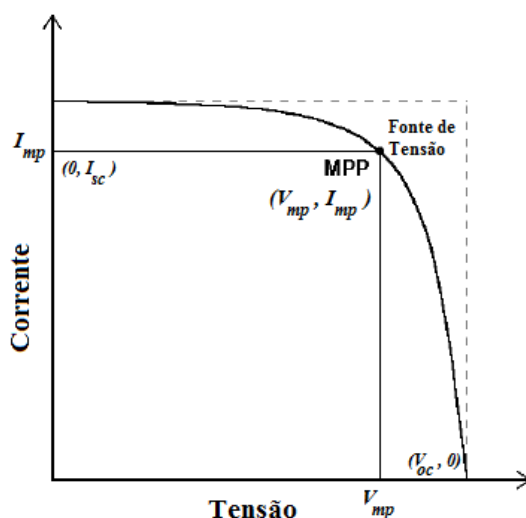


Figura 12: Curva característica  $I-V$  de um dispositivo fotovoltaico prático e os seus três pontos mais importantes: corrente de curto-circuito  $(0, I_{sc})$ , *MPP*  $(V_{mp}, I_{mp})$ , e tensão de circuito aberto  $(V_{oc}, 0)$  (Villalva *et al.*, 2009)

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{V + I \cdot R_s}{a \cdot V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (14)$$

Destas equações, (12) e (14), apresentam-se os circuitos equivalentes que traduzem estas relações. O circuito do modelo de dupla exponencial, correspondente à equação (12), é

apresentado na figura (13) e o circuito do modelo de exponencial simples, correspondente à equação (14), é apresentado na figura (14).

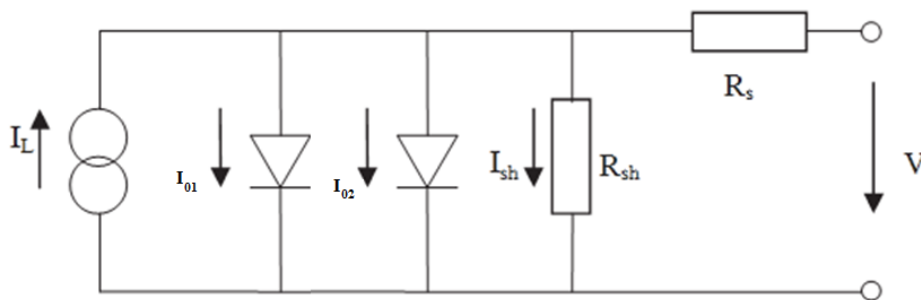


Figura 13: Modelo de dupla exponencial (Ishaque *et al.*, 2011; Saloux *et al.*, 2011).

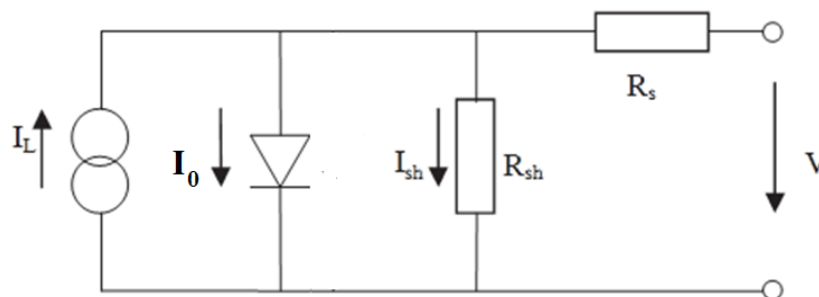


Figura 14: Modelo de exponencial simples de uma célula fotovoltaica (Ishaque *et al.*, 2011; Saloux *et al.*, 2011).

Portanto, a modelação de painéis fotovoltaicos envolve primeiramente a estimação das curvas características  $I$ - $V$  e  $P$ - $V$  não lineares. Investigadores têm utilizado topologias de circuitos para modelar as características dos módulos como já anteriormente foi referido, no sentido de analisar o seu desempenho quando sujeitos a variações de irradiância e de temperatura. De longe, a abordagem mais simples é o modelo de exponencial simples, ou seja, uma fonte de corrente em paralelo com um diodo. Uma melhoria desta versão consiste na colocação de uma resistência série no circuito,  $R_s$  (Ishaque *et al.*, 2011). No entanto, o modelo continua muito simples, exhibe deficiências sérias quando sujeito a variações significativas de temperatura, porque não conta com o coeficiente de tensão em circuito aberto,  $K_v$ , nem com o coeficiente de corrente de curto-circuito,  $K_i$  (Walker, 2001). Uma extensão do modelo de exponencial simples consiste na inclusão de uma resistência adicional de shunt,  $R_{sh}$ . Incluindo a  $R_{sh}$ , o número de parâmetros aumenta para cinco. Usando este modelo, a precisão aumenta (Carrero *et al.*, 2010; Carrero *et al.*, 2011; Ishaque *et al.*, 2011).

O modelo comporta-se como uma “caixa negra”, por isso os *designers* da electrónica de potência usam parâmetros ambientais tais como a irradiância e a temperatura, com o intuito de estudarem o sistema de conversão para qualquer ponto fixo ou variável relativamente aos parâmetros ambientais. Para isto, é necessário usar-se a equação (12). É necessário relacionar os cinco parâmetros variáveis da equação com os dois parâmetros ambientais. A modelação essencial requerida está retratada na figura 15 (Gow & Manning, 1999).

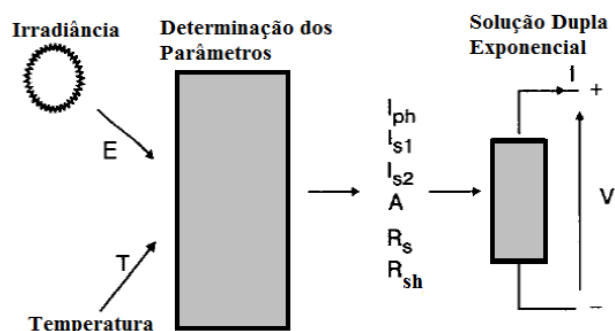


Figura 15: Processo básico de modelação (Gow & Manning, 1999).

O modelo de exponencial simples é baseado num modelo onde as perdas por recombinação são desprezadas. Numa célula fotovoltaica real, as recombinações representam perdas substanciais, que não podem ser adequadamente modeladas através do modelo de exponencial simples. Considerando esta perda, obtém-se um modelo mais preciso conhecido pelo modelo de dupla exponencial. No entanto, a inclusão de um diodo aumenta de cinco para sete parâmetros, que são eles  $I_{02}$  e  $a_2$  (Ishaque *et al.*, 2011).

### 3.4. Modelação de um Painel Fotovoltaico

A estratégia de modelação de um painel fotovoltaico não é muito diferente da utilizada na modelação de uma célula fotovoltaica. O mesmo modelo utilizado é o mesmo, tal como os parâmetros. Somente o parâmetro tensão em circuito aberto é diferente e deve ser dividido pelo número de células existentes no painel (Akihiro, 2005).

Para a modelação de um painel fotovoltaico, usa-se o modelo de dupla exponencial também conhecido por modelo dos sete parâmetros, com o intuito de se reduzir os erros de propagação nos cálculos computacionais (Ishaque *et al.*, 2011). Portanto, o uso do modelo de dupla exponencial oferece uma maior precisão de cálculo comparativamente com os restantes modelos, que são eles, modelo de exponencial simples e modelo onde somente se faz o uso de um diodo e de uma resistência em série (Figura 16). Em particular, o modelo de exponencial dupla é uma escolha preferencial em termos de precisão, mas as suas exigências computacionais são superiores às dos restantes modelos (Chan & Phang, 1987; Ishaque *et al.*, 2011).

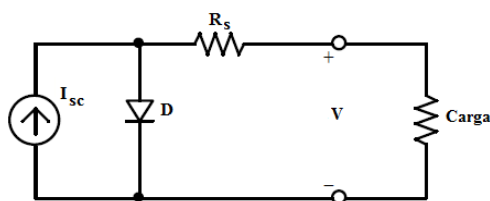


Figura 16: Modelo onde só se faz o uso de um diodo e de uma resistência em série (Akihiro, 2005).

Os fabricantes de painéis fotovoltaicos, em vez de fornecerem a equação  $I$ - $V$ , apenas oferecem acesso a poucos dados experimentais sobre as características eléctricas e térmicas. Infelizmente, alguns dos parâmetros requeridos para a modelação de painéis fotovoltaicos não podem ser encontrados nos *datasheets* dos fabricantes, como a corrente gerada pela luz solar, as resistências série e de shunt, a constante de idealidade do díodo, as correntes de saturação e a energia da banda de valência do semiconductor. Todos os *datasheets* dos painéis fotovoltaicos trazem a seguinte informação: a tensão de circuito aberto nominal ( $V_{oc,n}$ ), a corrente de curto-circuito nominal ( $I_{sc,n}$ ), a tensão no *MPP* (Ponto de potência máxima), ( $V_{mp}$ ), a corrente em *MPP* ( $I_{mp}$ ), o coeficiente de temperatura/tensão de circuito aberto ( $K_v$ ), o coeficiente de temperatura/corrente de curto-circuito ( $K_i$ ), e o pico de potência máxima experimental ( $P_{max,e}$ ). Esta informação é frequentemente fornecida em referência às condições nominais de teste *STC* de temperatura e de irradiância. Alguns fabricantes fornecem as curvas  $I$ - $V$  para várias condições de irradiância e de temperatura. Estas curvas tornam fácil a validação aquando do uso da equação da dupla exponencial para a modelação das mesmas curvas. Basicamente, esta é toda a informação que se consegue extrair de qualquer *datasheet* de um painel fotovoltaico (Villalva *et al.*, 2009).

Portanto, a utilização do modelo de dupla exponencial, requer que se obedeça à equação 12 e ao circuito da figura 13 para proceder à modelação e caracterização  $I$ - $V$ . Mas para tal, são necessárias outras equações para encontrar os parâmetros necessários para a modelação.

Os sete parâmetros necessários para que modelo siga uma perspectiva concisa são,  $I_{ph}$ ,  $I_{01}$ ,  $I_{02}$ ,  $R_{sh}$ ,  $R_s$ ,  $a_1$  e  $a_2$ . Para simplificar, muitos investigadores assumem que  $a_1 = 1$  e  $a_2 = 2$ . O último é uma aproximação das recombinações que acontecem no díodo de Schokley (Ishaque *et al.*, 2011).

Em  $I = I_{sc}$ ,  $V = 0$ ,  $I_{ph}$  é bem próxima de  $I_{sc}$  como porção de corrente que flui pelos díodos e a resistência em paralelo é muito pequena:  $R_s$  é pequeno, por isto a queda de tensão é também pequena. Em  $V = V_{oc}$ ,  $I = 0$ , o termo  $R_s$  na equação é nulo, e o fluxo de corrente nos ramos paralelos é dominada pelas duas correntes dos dois díodos (Gow & Manning, 1999). Assim:

$$I_{ph} = I_{sc} \quad (15)$$

Para o cálculo de todos os parâmetros, deve-se primeiro calcular a corrente fotovoltaica ( $I_{ph}$ ) para uma dada temperatura da célula ( $T$ ):

$$I_{ph} = (I_{ph,STC} + K_i \cdot \Delta T) \cdot \frac{G}{G_{STC}} \quad (16)$$

Onde  $I_{ph,STC}$  (A) é a corrente gerada pela luz nas condições normais de teste *STC*, igual a  $I_{sc,STC}$ . A variação térmica  $\Delta T$  (K) é igual à diferença entre a temperatura da célula e a temperatura *STC* ( $T_{STC} = 25^\circ C$ ), ficando assim na seguinte forma:

$$\Delta T = T - T_{STC} \quad (17)$$

A irradiância que atinge a célula e a irradiância  $STC$  estão representadas na equação (16) por,  $G$  e  $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$  respectivamente. A constante  $K_i$  é o coeficiente de corrente de curto-circuito, normalmente dada pelo fabricante (Ishaque *et al.*, 2011).

As correntes de saturação dos díodos  $I_{01}$  e  $I_{02}$  são determinadas segundo a consideração sugerida por Ishaque (2011), ou seja,  $I_{01} = I_{02}$ .

$$I_{01} = I_{02} = I_{0,STC} \left( \frac{T_{STC}}{T} \right)^3 e^{\left[ \frac{q \cdot E_g}{a \cdot k} \left( \frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (18)$$

A corrente de saturação nominal é obtida através da seguinte fórmula (Gow & Manning, 1999):

$$I_{0,STC} = \frac{I_{sc,STC}}{e^{\left( \frac{V_{oc,STC}}{V_t} \right) - 1}} \quad (19)$$

A corrente de curto-circuito ( $I_{sc,STC}$ ) e a tensão de circuito-aberto ( $V_{oc,STC}$ ), são ambas nominais ( $STC$ ), podendo os valores ser obtidos através dos *datasheets* dos fabricantes de painéis fotovoltaicos.

$E_g$  (eV) é a energia na banda de valência do semicondutor e  $I_{0,STC}$  (A) é a corrente de saturação nominal nas condições  $STC$ . O valor de  $E_g$  pode ser obtido das seguintes formas: recorrendo-se a tabelas fornecidas por alguns investigadores (ver tabela (II)), ou então, através de uma equação que fornece um valor com elevada precisão, onde as tensões em circuito aberto do modelo são coincidadas com a gama de temperaturas  $T_n < T < T_{max}$ , considerando uma temperatura máxima de 348 K (75 °C). Assim, para a modelação de painéis fotovoltaicos usar-se-á a equação (20) (Villalva *et al.*, 2009).

Relativamente à tabela, encontra-se disponível nesta dissertação, devido à sua não inclusão nos *datasheets* dos fabricantes de módulos fotovoltaicos. A tabela fornece o valor da energia na banda de valência e o seu correspondente factor de idealidade do díodo para qualquer tipo de tecnologia semicondutor usada numa célula fotovoltaica.

No capítulo em que se analisam os resultados obtidos na simulação, é feita uma análise entre as duas abordagens, ou seja, é comparado o valor do erro de simulação fazendo uso dos valores tabelados da energia na banda de valência e o seu correspondente factor de idealidade do díodo com o valor do erro usando as equações correspondentes.

Uma outra equação sugerida por Villalva *et al.* (2009) é necessária para que as tensões de circuito aberto coincidam com os dados experimentais para qualquer variação de temperatura. Verifica-se que o parâmetro  $K_v$  é importante para que este processo se valide. Esta equação é obtida através da equação (19) onde se incluem os coeficientes de corrente e tensão  $K_i$  e  $K_v$ . A corrente de saturação  $I_0$  é dependente da temperatura e a equação (20)

propõe uma diferente abordagem para expressar a dependência de  $I_0$  da temperatura, com o intuito de verificação da variação linear da temperatura de acordo com o coeficiente de tensão/temperatura. Esta equação aumenta a precisão do modelo, reduzindo os erros.

$$I_0 = \frac{I_{sc,n} + K_i \cdot \Delta T}{e^{\left(\frac{V_{oc,n} + K_v \cdot \Delta T}{a \cdot V_t}\right) - 1}} \quad (20)$$

Tabela II: Energia de banda de valência e factor de idealidade para diferentes tipos de células solares (Tsai *et al.*, 2008; Hsiao *et al.*, 2010).

Tipo de Célula Solar	$E_g$ (eV)	$a_2$
Mono-Si	1,12	1,026
Poly-Si	1,14	1,025
a-Si:H	1,65	1,8
a-Si:H tandem	2,9	3,3
a-Si:H triple	1,6	3,09
CdTe	1,48	1,5
CIS	1	1,5
AsGa	1,43	1,3

$$E_g = -\ln \left[ \frac{\left(\frac{I_{sc,Tmax}}{I_{0,STC}}\right) \cdot \left(\frac{T_{STC}}{T_{max}}\right)^3}{e^{\left(\frac{q \cdot V_{oc,Tmax}}{a \cdot N_s \cdot k \cdot T_{max}}\right) - 1}} \right] \cdot \frac{a \cdot k \cdot T_{STC} \cdot T_{max}}{q \cdot (T_{STC} - T_{max})} \quad (21)$$

Onde,

$$I_{sc,Tmax} = I_{sc,STC} + K_i \cdot \Delta T \quad (22)$$

$$V_{oc,Tmax} = V_{oc,STC} + K_v \cdot \Delta T \quad (23)$$

$$\Delta T = T_{max} - T_{STC} \quad (24)$$

Para o cálculo do melhor factor de idealidade ( $a_2$ ), Chan (1987) sugere que se use a equação (25), ou então, que se recorra a valores tabelados. Na modelação desenvolvida nesta dissertação usar-se-á a equação referida.

$$a_2 = \frac{V_{mp,STC} + I_{mp,STC}R_s - V_{oc,STC}}{V_t \left\{ \ln \left( I_{sc,STC} - \frac{V_{mp,STC}}{R_s} - I_{mp,STC} \right) - \ln \left( I_{sc,STC} - \frac{V_{oc,STC}}{R_{sh}} \right) + \frac{I_{mp,STC}}{I_{sc,STC} - \left( \frac{V_{oc,STC}}{R_{sh}} \right)} \right\}} \quad (25)$$

Dois parâmetros continuam por encontrar, são eles  $R_s$  e  $R_{sh}$ . Para calcular estes parâmetros, a fundamentação reside do facto que existe apenas um par de  $R_s$  e  $R_{sh}$  que garante que  $P_{max,m} = P_{max,e} = V_{mp}I_{mp}$  no ponto  $(V_{mp}, I_{mp})$  da curva  $I$ - $V$ , isto é, a potência máxima calculada pelo modelo  $I$ - $V$  ( $P_{max,m}$ ) é igual à potência máxima experimental fornecida no *datasheet* do fabricante ( $P_{max,e}$ ) no ponto de potência máxima (Villalva *et al.*, 2009). A estratégia reside em maximizar o ponto de potência máxima, ou seja, corresponder o valor de potência de pico ( $P_{max,m}$ ) com o valor experimental ( $P_{max,e}$ ), através do aumento iterativo do valor de  $R_s$  enquanto que simultaneamente se calcula o valor de  $R_{sh}$  (Ishaque *et al.*, 2011).

$$P_{max,m} = V_{mp} \left\{ I_{ph} - I_{01} \left[ e^{\left( \frac{q}{kT} \cdot \frac{V_{mp} + R_s \cdot I_{mp}}{N_s} \right)} - 1 \right] - I_{02} \left[ e^{\left( \frac{q}{kT} \cdot \frac{V_{mp} + R_s \cdot I_{mp}}{a \cdot N_s} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_s \cdot I_{mp}}{R_{sh}} \right\} = P_{max,e} \quad (26)$$

$$R_{sh} = \frac{V_{mp} \cdot (V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s)}{\left\{ V_{mp} \cdot I_{ph} - V_{mp} \cdot I_{01} \cdot e^{\left[ \frac{(V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s) \cdot q}{N_s \cdot kT} \right]} - V_{mp} \cdot I_{02} \cdot e^{\left[ \frac{(V_{mp} + I_{mp} \cdot R_s) \cdot q}{a \cdot N_s \cdot kT} \right]} + V_{mp} \cdot I_{01} + V_{mp} \cdot I_{02} - P_{max,e} \right\}} \quad (27)$$

A equação (27) significa que para cada valor de  $R_s$  existe um valor de  $R_{sh}$  que faz com que as curvas  $I$ - $V$  se cruzem no ponto experimental de potência máxima  $(V_{mp}, I_{mp})$ .

O objectivo será então encontrar o valor  $R_s$  e de  $R_{sh}$  que faz com que o pico da curva matemática  $P$ - $V$  coincida com o ponto potência de pico  $(V_{mp}, I_{mp})$ . Este processo iterativo é terminado quando a condição  $P_{max,m} = P_{max,e}$  é cumprida (Ishaque *et al.*, 2011a; Ishaque *et al.*, 2011b).

Finalmente, para se resolver a equação característica  $I$ - $V$  é necessário aplicar-se o método de *Newton-Raphson* para uma rápida convergência do processo iterativo (Akihiro, 2005; Shahat, 2010). Este método é descrito como:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (28)$$

Onde:  $f'(x)$  é a derivada da função,  $f(x) = 0$ ,  $x_n$  é o valor na iteração actual, e  $x_{n+1}$  é o valor na iteração seguinte.

Reescrevendo a equação (12) fica-se com a seguinte função:

$$f(I) = I_{ph} - I - \left[ I_{01} \cdot e^{\left( \frac{V + I \cdot R_s}{a_1 \cdot V_{t1}} \right)} - 1 \right] - \left[ I_{02} \cdot e^{\left( \frac{V + I \cdot R_s}{a_2 \cdot V_{t2}} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} = 0 \quad (29)$$

Introduzindo na equação (28), obtém-se a seguinte equação que permitirá calcular a corrente ( $I$ ) iterativamente.

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{ph} - I_n - \left[ I_{01} \cdot e^{\left( \frac{V + I \cdot R_s}{a_1 \cdot V_{t1}} \right)} - 1 \right] - \left[ I_{02} \cdot e^{\left( \frac{V + I \cdot R_s}{a_2 \cdot V_{t2}} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}}}{-1 - \left[ I_{01} \cdot \frac{R_s}{a_1 \cdot V_{t1}} \cdot e^{\left( \frac{V + I \cdot R_s}{a_1 \cdot V_{t1}} \right)} \right] - \left[ I_{02} \cdot \frac{R_s}{a_2 \cdot V_{t2}} \cdot e^{\left( \frac{V + I \cdot R_s}{a_2 \cdot V_{t2}} \right)} \right]} - \frac{R_s}{R_{sh}} \quad (30)$$

Onde:  $V_{t1} = \frac{a_1 \cdot N_s \cdot k \cdot T}{q}$  e  $V_{t2} = \frac{a_2 \cdot N_s \cdot k \cdot T}{q}$ , são as respectivas tensões térmicas.

O algoritmo de modelação (ver fluxograma da figura 17) de painéis fotovoltaicos reside assim no conjunto de equações descritas ao longo deste capítulo. Uma descrição sucinta e sistemática do algoritmo encontra-se em Santos & Gaspar (2011).

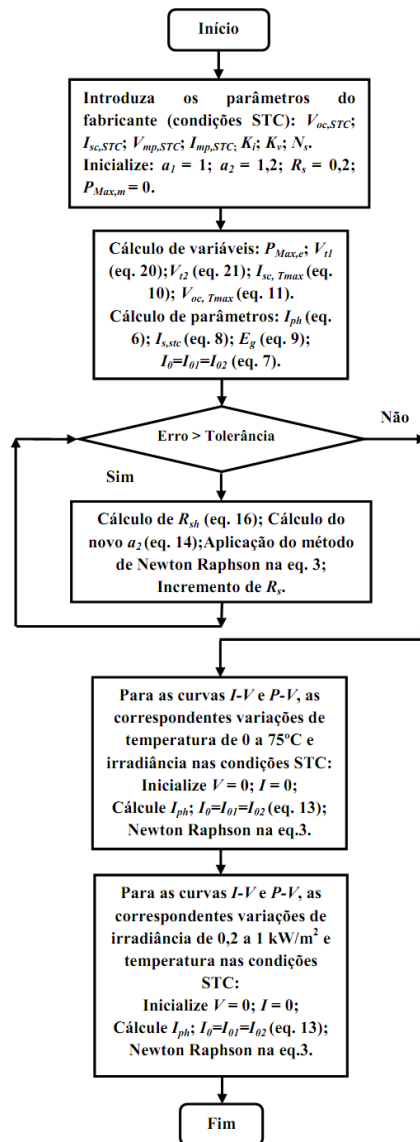


Figura 17: Fluxograma.

# Capítulo IV

## Análise e Discussão de Resultados

### Introdução

Neste capítulo efectua-se a análise de dados obtidos com a modelação numérica elaborada em *MATLAB*. Para tal, são necessários módulos fotovoltaicos que sirvam para comparação aos cálculos efectuados com a modulação numérica. Os módulos fotovoltaicos seleccionados são: *KC200GT* da Kyocera (Kyocera, 2011) e o módulo *MSX 60* da Solarex (Solarex, 1997), ambos policristalinos.

Para que o modelo possua menor erro possível, são testadas várias possibilidades, tais como: teste do modelo inicial para diferentes valores de  $E_g$  e  $a_2$  disponíveis em tabelas ou através de formas de cálculo.

#### 4.1. Especificações Técnicas e Primeira Análise ao Modelo Numérico

Para se conseguir uma análise com precisão dos dados obtidos na modelação numérica, é necessário aceder às especificações técnicas fornecidas nos *datasheets* de cada fabricante de painéis fotovoltaicos para cada modelo supracitado. Portanto, para uma avaliação mais expedita das especificações de cada painel, é seguidamente apresentado em tabelas cada modelo de painel fotovoltaico (tabela III e tabela IV).

Tabela III: Especificações do painel fotovoltaico *KC200GT* sob as condições nominais de teste (STC:25 °C, A.M 1,5; 1000 W/m<sup>2</sup>).

Parâmetro	Valor
Potência Máxima ( $P_{\max,e}$ )	200 W
Tensão no Ponto de Potência Máxima ( $V_{\text{mpp}}$ )	26,3 V
Corrente no Ponto de Potência Máxima ( $I_{\text{mpp}}$ )	7,61 A
Tensão de Circuito-Aberto ( $V_{\text{oc}}$ )	32,9 V
Corrente de Curto-Circuito ( $I_{\text{sc}}$ )	8,21 A
Coefficiente de Temperatura para $V_{\text{oc}}$	$-123 \times 10^{-3} \text{ V}/^\circ\text{C}$
Coefficiente de Temperatura para $I_{\text{sc}}$	$3,18 \times 10^{-3} \text{ A}/^\circ\text{C}$
Número de Células ( $N_s$ )	54

Todos estes valores específicos de cada painel que foram obtidos nas condições nominais de teste *STC*. Quando inseridos no modelo numérico, permitem obter as curvas características *I-V* e *P-V* com uma precisão mais elevada do que a apresentada nos *datasheets*, visto o modelo numérico usar o modelo de dupla exponencial, já referenciado como o modelo existente mais preciso para a simulação do comportamento funcional de painéis fotovoltaicos. Inseridos os valores nas condições padrão de teste de cada painel, não só são obtidos as curvas características de cada painel, como também calculadas a resistência série, a resistência de shunt, o melhor valor da energia na banda de valência, o factor de idealidade do segundo diodo, as correntes de saturação, o factor de forma, o rendimento do painel e o erro entre a potência máxima experimental e a potência máxima numérica.

Tabela IV: Especificações do painel fotovoltaico *MSX60* sob as condições nominais de teste (*STC*:25 °C, A.M 1,5; 1000 W/m<sup>2</sup>).

Parâmetro	Valor
Potência Máxima ( $P_{max,e}$ )	60 W
Tensão no Ponto de Potência Máxima ( $V_{mpp}$ )	17,1 V
Corrente no Ponto de Potência Máxima ( $I_{mpp}$ )	3,5 A
Tensão de Circuito-Aberto ( $V_{oc}$ )	21,1 V
Corrente de Curto-Circuito ( $I_{sc}$ )	3,8 A
Coefficiente de Temperatura para $V_{oc}$	$-80 \times 10^{-3}$ V/°C
Coefficiente de Temperatura para $I_{sc}$	$3 \times 10^{-3}$ A/°C
Número de Células ( $N_s$ )	36

A posterior aplicação do modelo matemático por meio de programação em *MATLAB*, permite de uma forma iterativa determinar o valor de  $R_s$  e conseqüentemente o valor de  $R_{sh}$ , com o qual se faz coincidir o pico da curva matemática *P-V* com o ponto de pico de potência máxima experimental ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ). Este processo requer bastantes iterações até o critério de convergência seja cumprido,  $P_{max,m} = P_{max,e}$ .

No processo iterativo,  $R_s$  deve ser incrementado lentamente, partindo-se por exemplo do valor  $R_s = 0,02 \Omega$ . O ajuste da curva *P-V* com os dados experimentais requer o cálculo de ambas as resistências ( $R_s$ ,  $R_{sh}$ ) de maneira a que se concretize o objectivo de cálculo dos melhores valores (mais precisos) das ambas resistências. Os melhores valores das resistências são calculados no último ciclo iterativo, para as condições *STC*, ou seja, a solução iterativa para o processo de obtenção dos melhores valores das resistências série e de shunt para qualquer painel fotovoltaico, deve-se sempre obter-se nas condições padrão de teste. Esta solução permitirá depois uma posterior análise do comportamento de painéis fotovoltaicos para os distintos valores de temperatura e de irradiância. As figuras 18 e 19 e de igual modo as figuras 22 e 23 representam o processo iterativo de cálculo das resistências série e de shunt (paralelo) para os painéis fotovoltaicos *KC200GT* e *MSX60*, com as quais se faculta uma ideia de como o processo iterativo funciona.

O método iterativo cede-nos a solução  $R_s = 0,35 \Omega$  e  $R_{sh} = 201,9 \Omega$  para o painel fotovoltaico *KC200GT*. Existe um único ponto, correspondente aos únicos valores de  $R_s$  e  $R_{sh}$  que satisfaz a condição imposta  $P_{max,m} = V_{mp} I_{mp}$  no ponto  $(V_{mp}, I_{mp})$ . De igual modo, para o painel fotovoltaico *MSX60*, as soluções obtidas são  $R_s = 0,38 \Omega$  e  $R_{sh} = 192,8 \Omega$ .

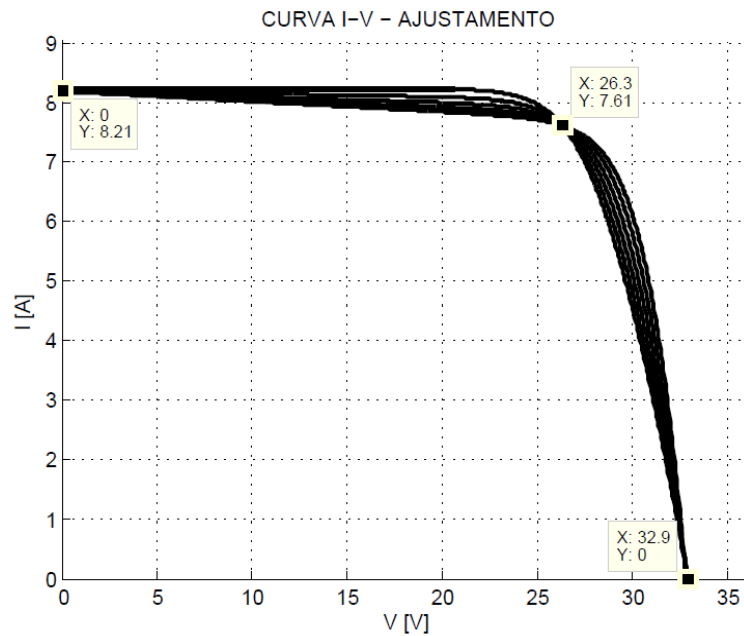


Figura 18: Gráfico das curvas *I-V* para os diferentes valores de  $R_s$  e  $R_{sh}$  correspondentes ao painel fotovoltaico *KC200GT*.

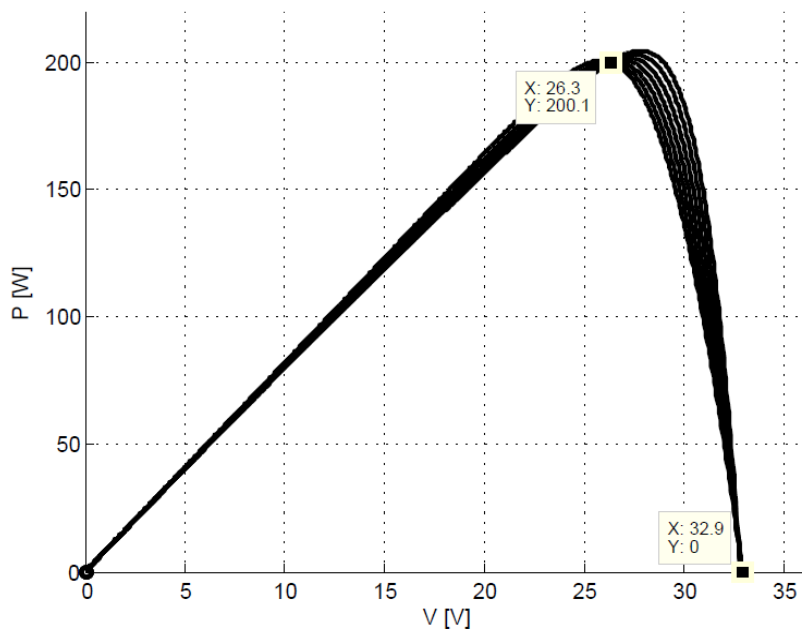


Figura 19: Gráfico das curvas *P-V* para os diferentes valores de  $R_s$  e  $R_{sh}$  correspondentes ao painel fotovoltaico *KC200GT*.

As figuras 20 e 21 representam as curvas finais *I-V* e *P-V* ajustadas pelo método iterativo, do módulo fotovoltaico *KC200GT*, sendo estas as que mais se aproximam da curva experimental

representada no *datasheet* do respectivo fabricante. As curvas obtidas coincidem exactamente com os três pontos experimentais mais importantes fornecidos pelo fabricante: corrente de curto-circuito, potência máxima e tensão de circuito aberto. Os principais parâmetros obtidos numericamente estão representados na tabela V.

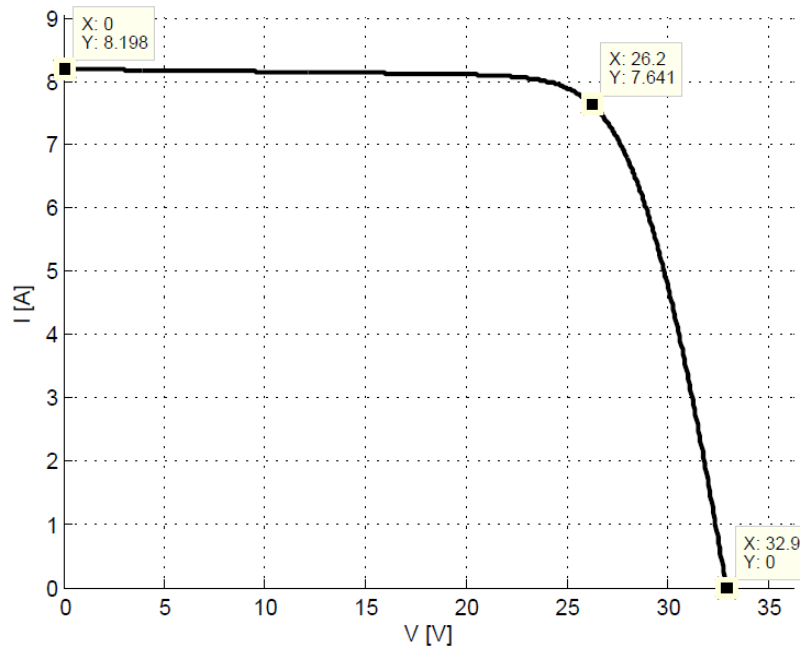


Figura 20: Gráfico da curva  $I$ - $V$  final correspondente ao painel fotovoltaico  $KC200GT$  e os três pontos principais ( $I_{sc}$ ,  $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ).

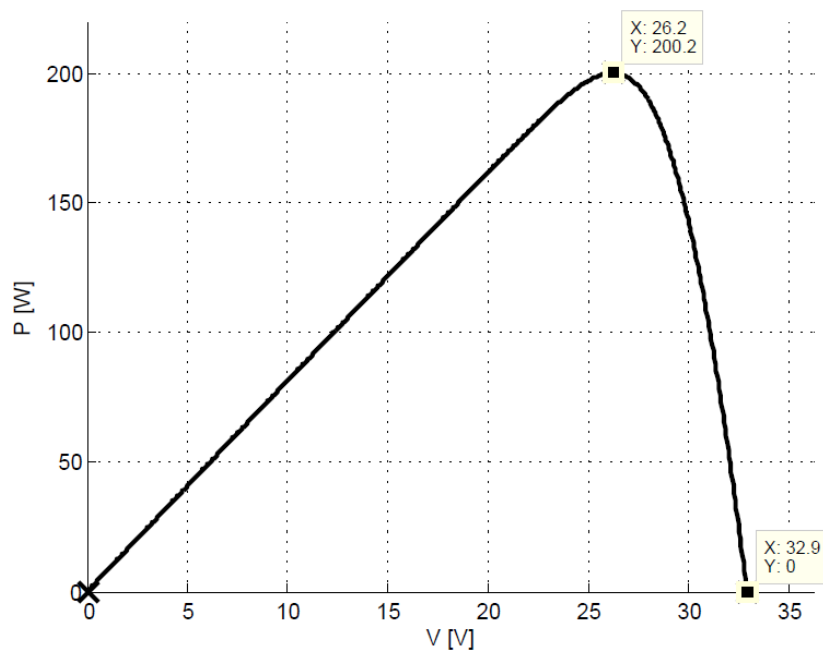


Figura 21: Gráfico da curva  $P$ - $V$  final correspondente ao painel fotovoltaico  $KC200GT$  e os pontos principais ( $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ).

Da mesma forma, as figuras 24 e 25 representam as curvas finais  $I$ - $V$  e  $P$ - $V$  ajustadas pelo método iterativo, do módulo fotovoltaico  $MSX60$ , sendo estas as que mais se aproximam da

curva experimental representada no *datasheet* do respectivo fabricante. As curvas obtidas coincidem exactamente com os três pontos experimentais mais importantes fornecidos pelo fabricante: corrente de curto-circuito, potência máxima e tensão de circuito aberto. Os principais parâmetros obtidos numericamente estão representados na tabela VI.

Tabela V: Parâmetros obtidos numericamente para o painel fotovoltaico *KC200GT* nas condições padrão de funcionamento.

Parâmetro	Valor
$I_{mp,e}$	7,61 A
$V_{mp,e}$	26,3 V
$I_{mp,m}$	7,64 A
$V_{mp,m}$	26,2 V
$P_{max,m}$	200,2 W
$I_{sc}$	8,2 A
$V_{oc}$	32,9 V
$I_{01,STC} = I_{02,STC}$	$4,128 \times 10^{-10}$ A
$I_{pv}$	8,21 A
$a_2$	1,12
$R_{sh}$	179,6 $\Omega$
$R_s$	0,32 $\Omega$

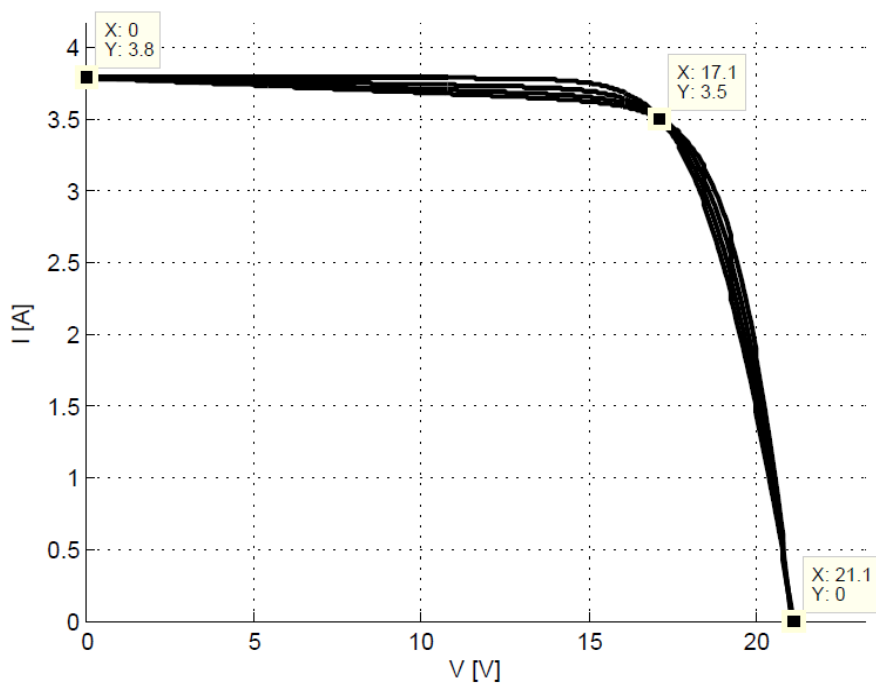


Figura 22: Gráfico das curvas *I-V* para os diferentes valores de  $R_s$  e  $R_{sh}$  correspondentes ao painel fotovoltaico *MSX60*.

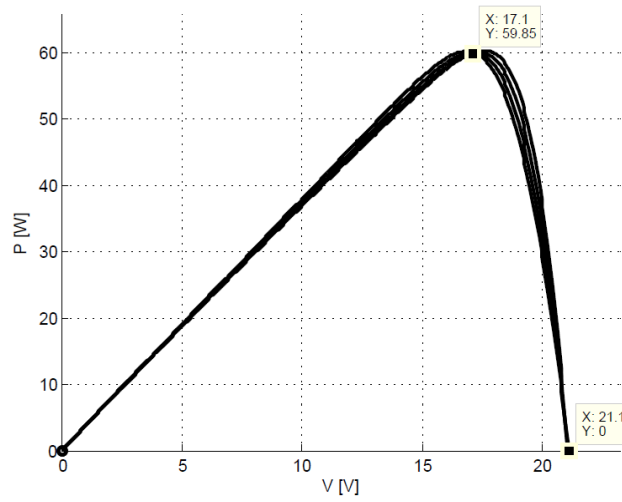


Figura 23: Gráfico das curvas  $P$ - $V$  para os diferentes valores de  $R_s$  e  $R_{sh}$  correspondentes ao painel fotovoltaico MSX60.

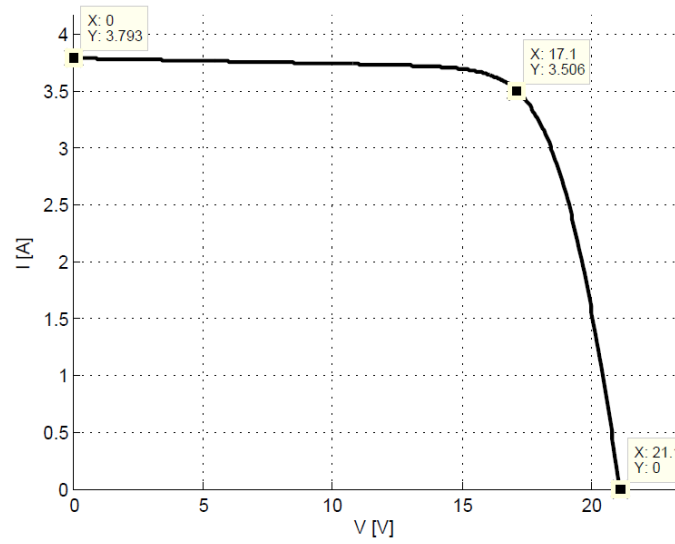


Figura 24: Gráfico da curva  $I$ - $V$  final correspondente ao painel fotovoltaico MSX60 e os três pontos principais ( $I_{sc}$ ,  $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ).

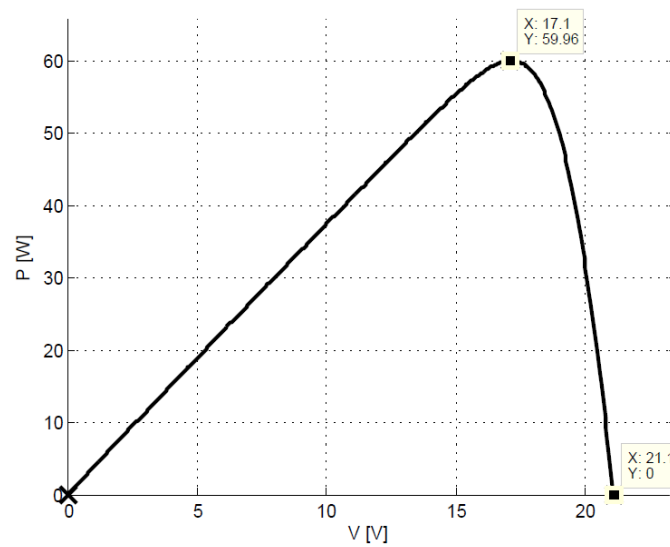


Figura 25: Gráfico da curva  $P$ - $V$  final correspondente ao painel fotovoltaico MSX60 e os pontos principais ( $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ).

Os valores das resistências calculadas e o erro entre a potência máxima experimental e a potência máxima obtida numericamente estão representados na tabela VIII. Comparando os valores representados na tabela, verifica-se uma boa proximidade de valores e também um erro muito baixo, ao que indica a precisão do programa de simulação desenvolvido, face ao cálculo de valores bastante próximos dos reais. A fórmula que traduz o erro relativo entre potências é a seguinte:

$$Erro (\%) = \frac{|P_{max,m} - P_{max,e}|}{P_{max,e}} \cdot 100 \quad (31)$$

Tabela VI: Parâmetros obtidos numericamente para o painel fotovoltaico *MSX60* nas condições padrão de funcionamento.

Parâmetro	Valor
$I_{mp,e}$	3,5 A
$V_{mp,e}$	17,1 V
$I_{mp,m}$	3,5 A
$V_{mp,m}$	17,1 V
$P_{max,m}$	59,96 W
$I_{sc}$	3,8 A
$V_{oc}$	21,1 V
$I_{01,STC} = I_{02,STC}$	$4,7040 \times 10^{-10}$ A
$I_{pv}$	3,8 A
$a_2$	1,12
$R_{sh}$	184,6 $\Omega$
$R_s$	0,357 $\Omega$

Tabela VII: Valores das resistências calculadas e o erro relativo entre a potência máxima experimental e a potência máxima obtida numericamente.

Painel Fotovoltaico	Resistência Série [ $\Omega$ ]	Resistência Shunt [ $\Omega$ ]	Erro [%]
KC200GT	0,329	179,6	0,1515
MSX60	0,357	184,6	0,1769
KC200GT (Ishaque <i>et al.</i> , 2011)	0,32	160,5	-
MSX60 (Ishaque <i>et al.</i> , 2011)	0,35	176,4	-

## 4.2. Teste do Modelo Inicial para Diferentes Valores de $E_g$ e $a_2$ (formas de cálculo ou tabelados)

Partindo da programação inicial elaborado em *MATLAB*, e do pressuposto para o uso de um valor fixo para a banda de valência ( $E_g = 1,12$ : Células multicristalinas) e um factor de idealidade para o segundo díodo ( $a_2 = 1,2$ : Independente do tipo de célula usada), surgiu a necessidade de verificar da aplicabilidade de valores tabelados, tanto para  $E_g$  como para  $a_2$ . A programação desenvolvida, pouco é alterada para o teste de valores tabelados, ou seja, é muito próxima à usada inicialmente. Portanto, a tabela para os valores supracitados, já referenciada, é usada para os mesmos módulos fotovoltaicos (*KC200GT* e *MSX60*), como o objectivo de verificar da existência da redução do erro entre as potências experimental e numérica. Os novos valores de  $E_g$  e  $a_2$ , tanto para o módulo *KC200GT* e o *MSX60* são os mesmos, visto que a tecnologia usada nestes painéis ser policristalina. Os valores tabelados a atribuir são:  $E_g = 1,14$  e  $a_2 = 1,025$ .

Depois da substituição destes valores e da aplicação do processo iterativo que satisfaz a condição imposta  $P_{max,m} = V_{mp} I_{mp}$  no ponto  $(V_{mp}, I_{mp})$ , as curvas *I-V* (figura 26) e *P-V* (figura 27) que caracterizam o módulo foram traçadas e os principais parâmetros obtidos. Os parâmetros estão representados na tabela IX, fornecendo uma perspectiva da influência do uso dos valores tabelados para  $E_g$  e  $a_2$ .

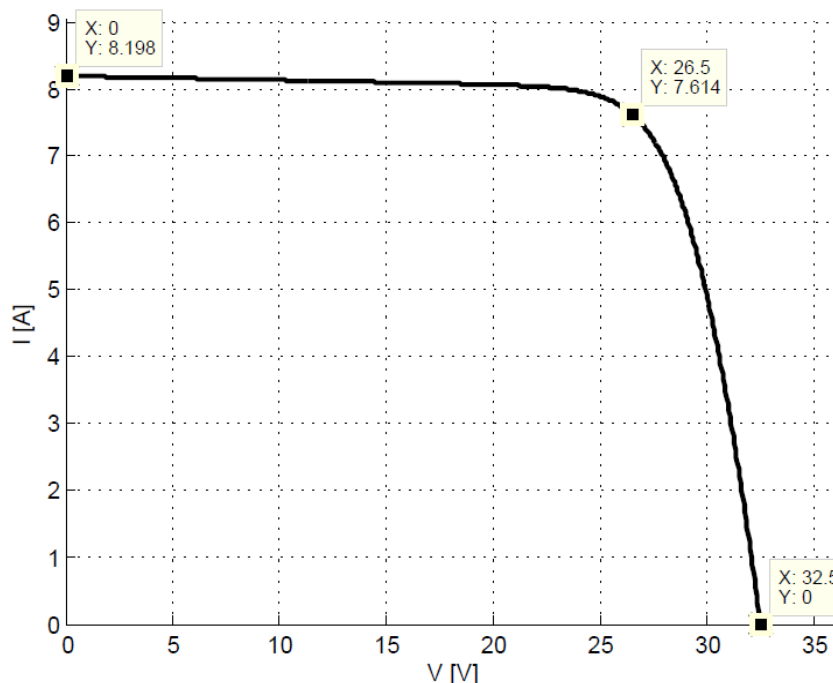


Figura 26: Gráfico da curva *I-V* final correspondente ao painel fotovoltaico *KC200GT*, os três pontos principais ( $I_{sc}$ ,  $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ) com a influência dos valores tabelados  $E_g = 1,14$  e  $a_2 = 1,025$ .

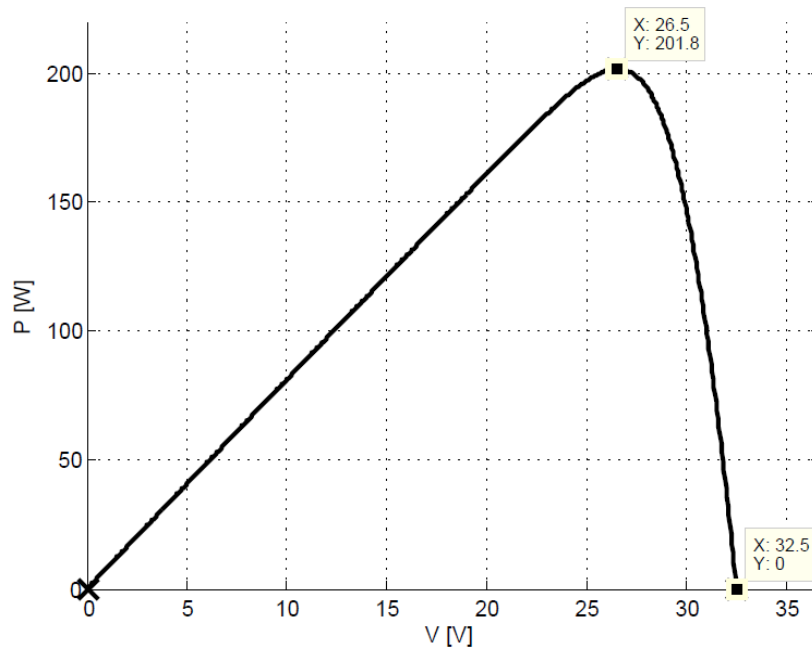


Figura 27: Gráfico da curva  $P$ - $V$  final correspondente ao módulo fotovoltaico  $KC200GT$ , os três pontos principais ( $I_{sc}$ ,  $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ) com a influência dos valores tabelados  $E_g = 1,14$  e  $a_2 = 1,025$ .

De igual modo, foram traçadas as curvas  $I$ - $V$  (Figura 28) e  $P$ - $V$  (Figura 29) que caracterizam o módulo  $MSX60$ , obedecendo-se aos mesmos princípios referidos anteriormente. Da mesma maneira, os parâmetros estão representados na tabela X, fornecendo uma perspectiva da influência do uso dos valores tabelados  $E_g$  e  $a_2$ , mas desta vez para o painel fotovoltaico  $MSX60$ .

Tabela IX: Parâmetros obtidos numericamente influenciados pelo uso de valores tabelados ( $E_g$  e  $a_2$ ) para o painel fotovoltaico  $KC200GT$  nas condições normais de funcionamento ( $STC$ ).

Parâmetro	Valor
$I_{mp,e}$	7,61 A
$V_{mp,e}$	26,3 V
$I_{mp,m}$	7,61 A
$V_{mp,m}$	26,5 V
$P_{max,m}$	201,8 W
$I_{sc}$	8,2 A
$V_{oc}$	32,5 V
$I_{01,STC} = I_{02,STC}$	$4,128 \times 10^{-10}$ A
$I_{pv}$	8,21 A
$a_2$	1,025
$E_g$	1,14
$R_{sh}$	159,4 $\Omega$
$R_s$	0,241 $\Omega$

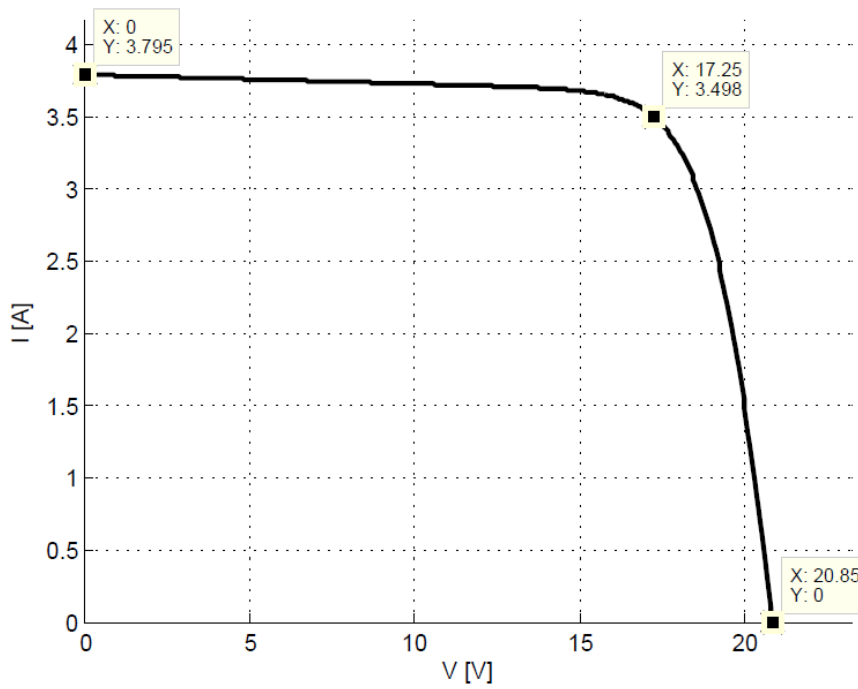


Figura 28: Gráfico da curva  $I$ - $V$  final correspondente ao painel fotovoltaico MSX60, os três pontos principais ( $I_{sc}$ ,  $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ) com a influência dos valores tabelados  $E_g = 1,14$  e  $a_2 = 1,025$ .

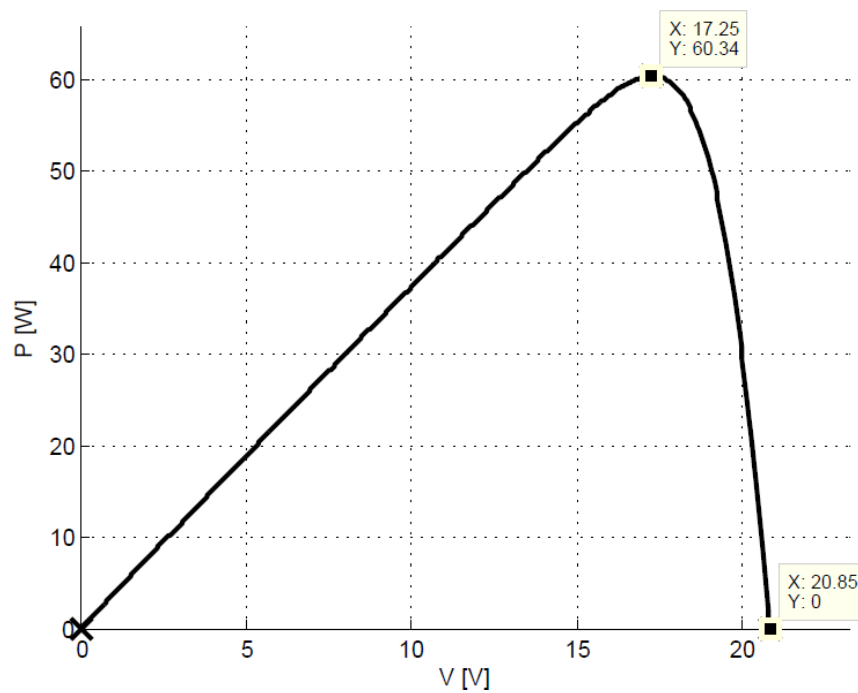


Figura 29: Gráfico da curva  $P$ - $V$  final correspondente ao painel fotovoltaico MSX60, os três pontos principais ( $I_{sc}$ ,  $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ) com a influência dos valores tabelados  $E_g = 1,14$  e  $a_2 = 1,025$ .

Tabela X: Parâmetros obtidos numericamente influenciados pelo uso de valores tabelados ( $E_g$  e  $a_2$ ), para o painel fotovoltaico *MSX60* nas condições normais de funcionamento (*STC*).

Parâmetro	Valor
$I_{mp,e}$	3,5 A
$V_{mp,e}$	17,1 V
$I_{mp,m}$	3,498 A
$V_{mp,m}$	17,25 V
$P_{max,m}$	60,34 W
$I_{sc}$	3,795 A
$V_{oc}$	20,85 V
$I_{01,STC} = I_{02,STC}$	$4,7040 \times 10^{-10}$ A
$I_{pv}$	3,8 A
$a_2$	1,025
$E_g$	1,14
$R_{sh}$	184,6 $\Omega$
$R_s$	0,357 $\Omega$

No entanto, existe outro modo de se obter os melhores valores para a energia na banda de valência ( $E_g$ ) e para o factor de idealidade de díodo dois ( $a_2$ ), como já referido no capítulo de descrição do modelo matemático. Por este motivo, existe também a necessidade de aplicar ao método iterativo esta opção de cálculo para posterior verificação do erro entre a potência experimental máxima ( $P_{max,e}$ ) e a potência obtida numericamente máxima ( $P_{max,m}$ ).

Em termos de aplicação no ciclo iterativo, para o valor de  $E_g$ , é calculado uma única vez através da equação (21), onde o valor obtido será sempre o mesmo a usar aquando da necessidade de cálculo dos restantes parâmetros influenciados por este valor. Na situação de cálculo de  $a_2$ , em termos de programação em *MATLAB*, é necessário aplicar-se a equação 25 no ciclo iterativo que calcula os melhores valores correspondentes ao módulo fotovoltaico a testar, das resistências de série e shunt. Se existem valores específicos de  $R_s$  e  $R_{sh}$  para qualquer módulo a testar, também existe um factor de idealidade correspondente. Da mesma forma de obedecer à condição imposta e na obtenção de curvas característica, são traçados os gráficos correspondentes influenciados pelas equações  $E_g$  e  $a_2$ .

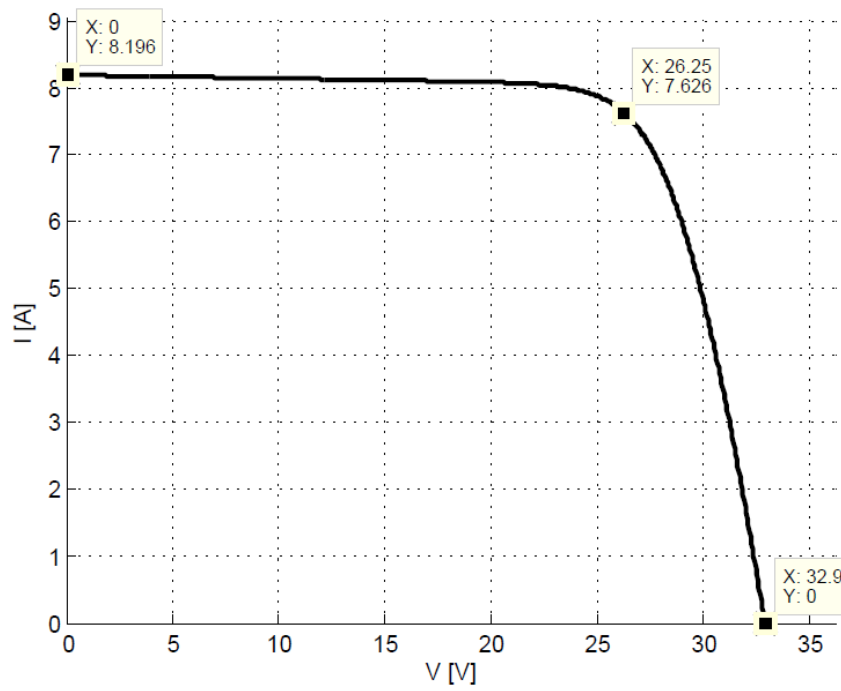


Figura 30: Gráfico da curva  $I$ - $V$  final correspondente ao painel fotovoltaico  $KC200GT$ , os três pontos principais ( $I_{sc}$ ,  $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ) com a influência dos valores calculados numericamente  $E_g$  e  $a_2$ .

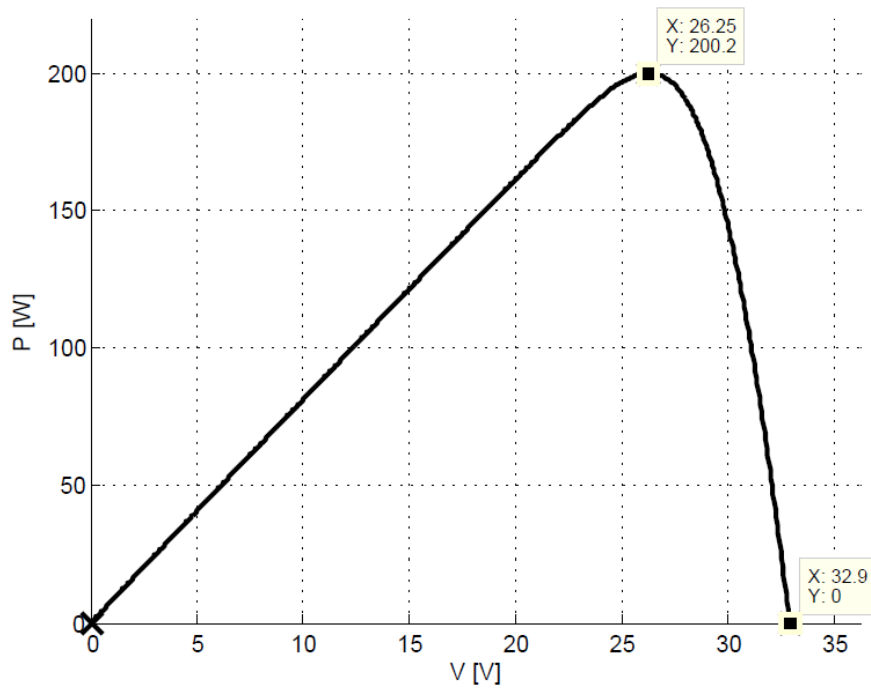


Figura 31: Gráfico da curva  $P$ - $V$  final correspondente ao painel fotovoltaico  $KC200GT$ , os três pontos principais ( $I_{sc}$ ,  $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ) com a influência dos valores calculados numericamente  $E_g$  e  $a_2$ .

Tabela XI: Parâmetros obtidos numericamente influenciados pelo uso de valores calculados numericamente ( $E_g$  e  $a_2$ ), para o painel fotovoltaico *KC200GT* nas condições normais de funcionamento (STC).

Parâmetro	Valor
$I_{mp,e}$	7,61 A
$V_{mp,e}$	26,3 V
$I_{mp,m}$	7,63 A
$V_{mp,m}$	26,3 V
$P_{max,m}$	200,2 W
$I_{sc}$	8,2 A
$V_{oc}$	32,9 V
$I_{01,STC} = I_{02,STC}$	$4,128 \times 10^{-10}$ A
$I_{pv}$	8,21 A
$a_2$	1,393
$E_g$	2,04
$R_{sh}$	201,9 $\Omega$
$R_s$	0,35 $\Omega$

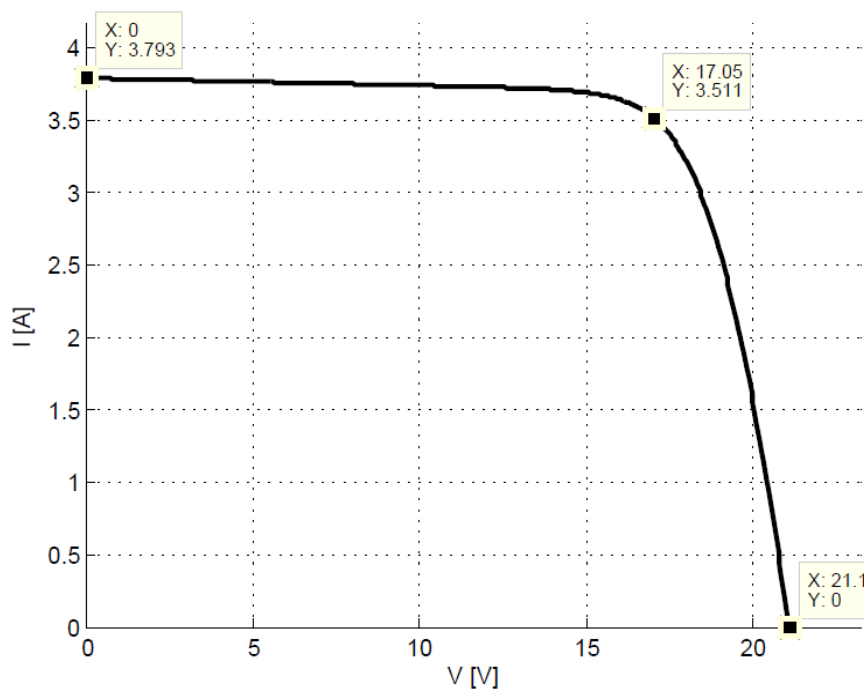


Figura 32: Gráfico da curva *I-V* final correspondente ao painel fotovoltaico *MSX60*, os três pontos principais ( $I_{sc}$ ,  $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ) com a influência dos valores calculados numericamente  $E_g$  e  $a_2$ .

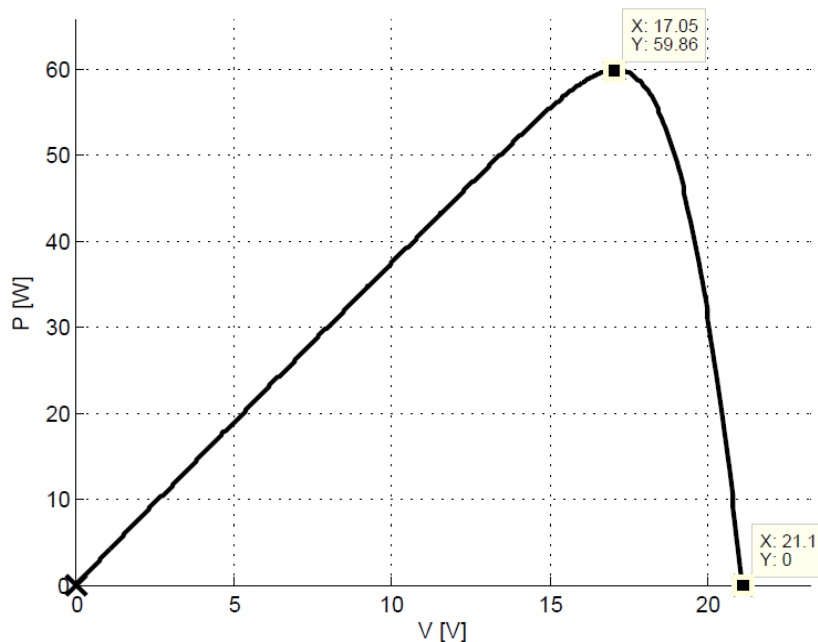


Figura 33: Gráfico da curva  $P$ - $V$  final correspondente ao painel fotovoltaico MSX60, os três pontos principais ( $I_{sc}$ ,  $P_{max,m}$ ,  $V_{oc}$ ) com a influência dos valores calculados numericamente  $E_g$  e  $a_2$ .

Tabela XII: Parâmetros obtidos numericamente influenciados pelo uso de valores calculados numericamente ( $E_g$  e  $a_2$ ), para o painel fotovoltaico MSX60 nas condições normais de funcionamento (STC).

Parâmetro	Valor
$I_{mp,e}$	3,5 A
$V_{mp,e}$	17,1 V
$I_{mp,m}$	3,51 A
$V_{mp,m}$	17,1 V
$P_{max,m}$	59,86 W
$I_{sc}$	3,8 A
$V_{oc}$	21,1V
$I_{01,STC} = I_{02,STC}$	$4,7040 \times 10^{-10}$ A
$I_{pv}$	3,8 A
$a_2$	1,428
$E_g$	1,975
$R_{sh}$	192,8 $\Omega$
$R_s$	0,38 $\Omega$

Desta forma, estão reunidas as condições para tirar algumas conclusões sobre qual das propostas de cálculo da energia na banda de valência e do factor de idealidade do diodo 2 ou pela utilização de valores tabelados será o procedimento mais adequado a considerar no modelo de cálculo numérico ou de simulação do comportamento de painéis fotovoltaicos. Para tal, deve-se comparar os erros entre as propostas. A seguinte tabela faz o resumo alargado destes erros. Como se pode verificar, a proposta para o uso dos valores de  $E_g$  e  $a_2$

tabelados no modelo de cálculo em *MATLAB*, é aquela que obteve maior erro. A proposta para o uso dos valores de  $E_g$  e  $a_2$  calculados foi onde se obteve um erro menor (ver zona sombreada na tabela XIII). Portanto, o modelo final de simulação de painéis fotovoltaicos irá usar valores  $E_g$  e  $a_2$  calculados pelas equações referenciadas no modelo matemático. Assim, o programa desenvolvido no *MATLAB* considera-se pronto para uma próxima etapa de simulações, mas antes deve-se fazer uma última verificação tendo por base a comparação de valores de  $I-V$  numericamente obtidos com os experimentais disponibilizados por Villalva (2009).

Tabela XIII: Comparação de valores obtidos inicialmente na modelação com os valores obtidos com as outras propostas. Observa-se mais uma vez que o menor erro obtido acontece quando aplicamos as equações  $E_g$  e  $a_2$  ao programa de modelação.

Módulo Fotovoltaico	$R_s$ [ $\Omega$ ]	$R_{sh}$ [ $\Omega$ ]	Erro [%]
KC200GT ( $E_g=1.12$ e $a_2=2$ )	0,329	179,6	0,1515
MSX60 ( $E_g=1.12$ e $a_2=2$ )	0,357	184,6	0,1769
KC200GT ( $E_g$ e $a_2$ Tab.)	0,241	159,4	0,8217
MSX60 ( $E_g$ e $a_2$ Tab.)	0,219	157,3	0,8154
KC200GT ( $E_g$ e $a_2$ Calc.)	0,337	188,4	0,0160
MSX60 ( $E_g$ e $a_2$ Calc.)	0,373	196,0	0,0130
KC200GT (Ishaque <i>et al.</i> ,2011)	0,32	160,5	-
MSX60 (Ishaque <i>et al.</i> ,2011)	0,35	176,4	-

### 4.3. Teste do Algoritmo Final / Análise das Curvas Numéricas e as Curvas Experimentais

Para uma última análise do programa numérico, foi necessário obter os dados experimentais, entre tensão e corrente dos painéis fotovoltaicos *KC200GT* e *MSX60*. Esta análise é feita ao modelo numérico onde o valor de  $E_g$  e  $a_2$  são calculados e não retirados de tabelas como já se tinha indicado. Portanto, recorrendo aos dados experimentais fornecidos por Villalva (2009), são esboçados os gráficos característicos de cada módulo,  $I-V$  e  $P-V$ , onde é visível a reduzida disparidade entre valores experimentais e os calculados numericamente através do modelo de dupla exponencial. Esta análise gráfica não chega para determinar um erro, por isso, é apresentado o erro entre potências máximas experimentais e máxima numérica. Para além deste cálculo, determina-se o erro entre todos os pontos das curvas e o respectivo valor experimental de cada painel. Contudo na tabela XIV é apresentado o erro entre as potências máximas experimental e numérica e o cálculo do erro relativo entre curvas, avaliando-se por isso, a proximidade de cada valor numérico obtido iterativamente ao respectivo valor experimental de cada painel.

Para o painel fotovoltaico *KC200GT*, os gráficos que representam as curvas *I-V* (figura 34) e *P-V* (figura 35), com os dados experimentais e com os dados numéricos obtidos em simulação apresentam-se em seguida:

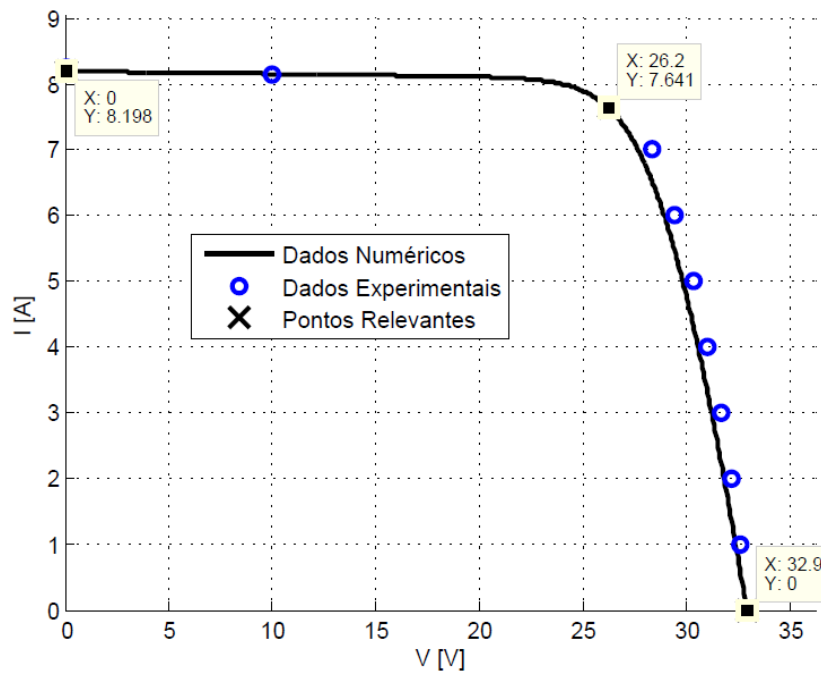


Figura 34: Gráfico da curva *I-V* do proposto modelo de dupla exponencial final, nas condições *STC* (dados numéricos) e curva obtida através de dados experimentais. Todos estes dados são correspondentes ao painel fotovoltaico *KC200GT*.

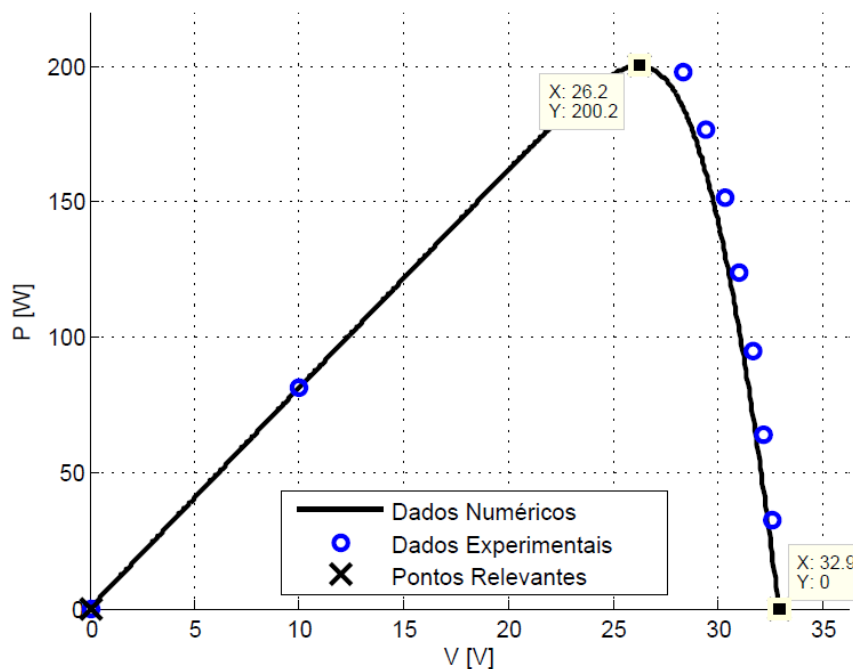


Figura 35: Gráfico da curva *P-V* do proposto modelo de dupla exponencial final nas condições *STC* (dados numéricos) e curva obtida através de dados experimentais. Todos estes dados são correspondentes ao painel fotovoltaico *KC200GT*.

Para o painel fotovoltaico *MSX60*, os gráficos que representam as curvas *I-V* (figura 36) e *P-V* (figura 37), com os dados experimentais e com os dados numéricos obtidos em simulação apresentam-se de seguida:

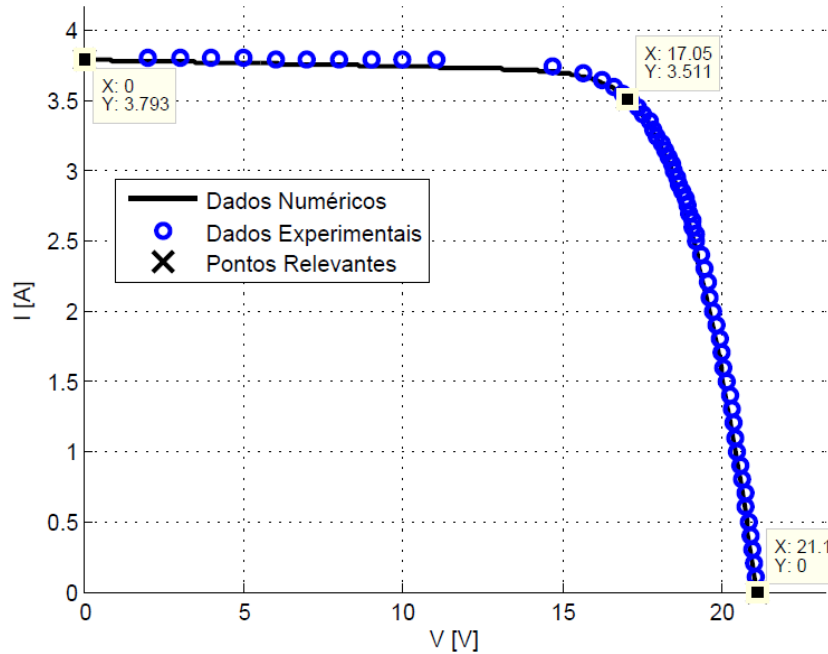


Figura 36: Gráfico da curva *I-V* do proposto modelo de dupla exponencial final, nas condições *STC* (dados numéricos) e curva obtida através de dados experimentais. Todos estes dados são correspondentes ao painel fotovoltaico *MSX60*.

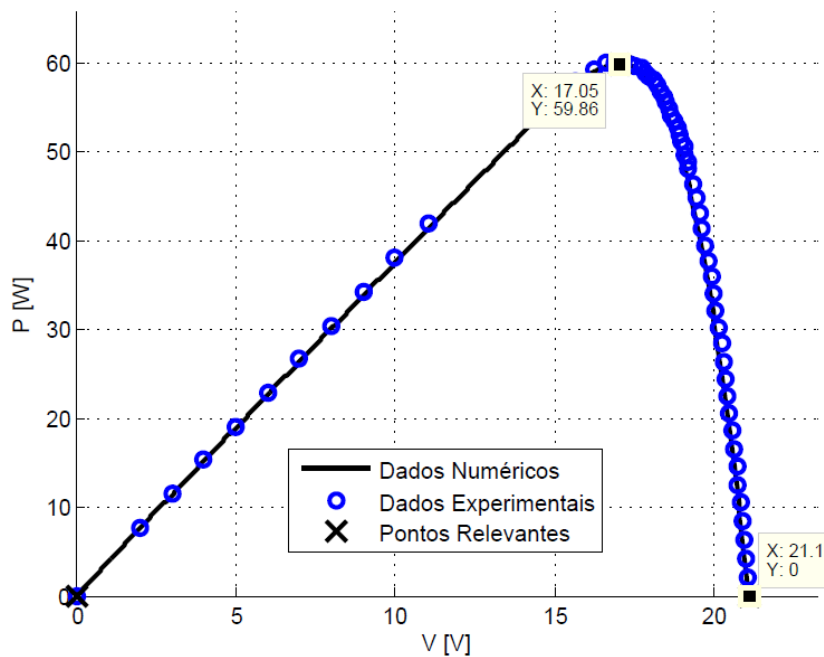


Figura 37: Gráfico da curva *P-V* do proposto modelo de dupla exponencial final nas condições *STC* (dados numéricos) e curva obtida através de dados experimentais. Todos estes dados são correspondentes ao painel fotovoltaico *MSX60*.

Tabela XIV: Comparação dos parâmetros calculados com os obtidos por Ishaque *et al.* (2011) e, apresentação do erro relativo no cálculo da potência máxima calculado.

Módulo Fotovoltaico	$R_s$ [ $\Omega$ ]	$R_{sh}$ [ $\Omega$ ]	$E_g$ [eV]	$a_2$	$e(P_{max})$ [%]	$E(I)$ [A]
KC200GT	0,35	201,9	2,04	1,39	0,021	0,5
MSX60	0,38	192,8	1,98	1,43	0,014	0,07
KC200GT (Ishaque <i>et al.</i> ,2011)	0,32	160,5			-	-
MSX60 (Ishaque <i>et al.</i> ,2011)	0,35	176,4	-	-	-	-

#### 4.4. Teste do Algoritmo Final para as Diferentes Irradiâncias e Temperaturas

A avaliação do funcionamento do modelo de dupla exponencial final é feita seguidamente, para diferentes níveis de irradiância e de temperatura. Para isto, procede-se da mesma forma, calculando iterativamente com base no programa desenvolvido em *MATLAB* para as diferentes condições de irradiância (200; 400; 600; 800 e 1000 W/m<sup>2</sup>) e para as diferentes temperaturas (0; 25; 50 e 75 °C) para os correspondentes painéis fotovoltaicos (*KC200GT* e *MSX60*). Estes painéis são testados para as diferentes condições referidas, ou seja, fica apto a desenhar as curvas *I-V* variando-se a temperatura e a irradiância, e do mesmo modo para as curvas *P-V*. De seguida são apresentados e discutidos os diferentes gráficos que avaliam o funcionamento dos diferentes painéis fotovoltaicos para as diferentes condições de irradiância e de temperatura.

Como se pode observar na curva *I-V* relativa ao painel fotovoltaico *KC200GT* em condições de temperatura variável (0; 25; 50 e 75 °C) e irradiância constante (1 kW/m<sup>2</sup>) exposta na figura 38, o aumento de temperatura produz efeito sobre determinados parâmetros, como sejam a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) e a tensão em circuito fechado ( $V_{oc}$ ).

A influência da temperatura na corrente de curto-circuito não é significativa, visto que para a variação de temperatura referida houve apenas um ligeiro aumento de corrente.

Para a tensão de circuito fechado, verifica-se a influência mais significativa da temperatura para este parâmetro. Com o aumento da temperatura, a tensão de circuito fechado diminui bastante em relação à corrente de curto-circuito.

A variação destes dois importantes parâmetros técnicos, obrigam também a variação de outros, como de exemplo o factor de forma (*FF*) e a potência gerada pelo painel fotovoltaico ( $P_{Max}$ ).

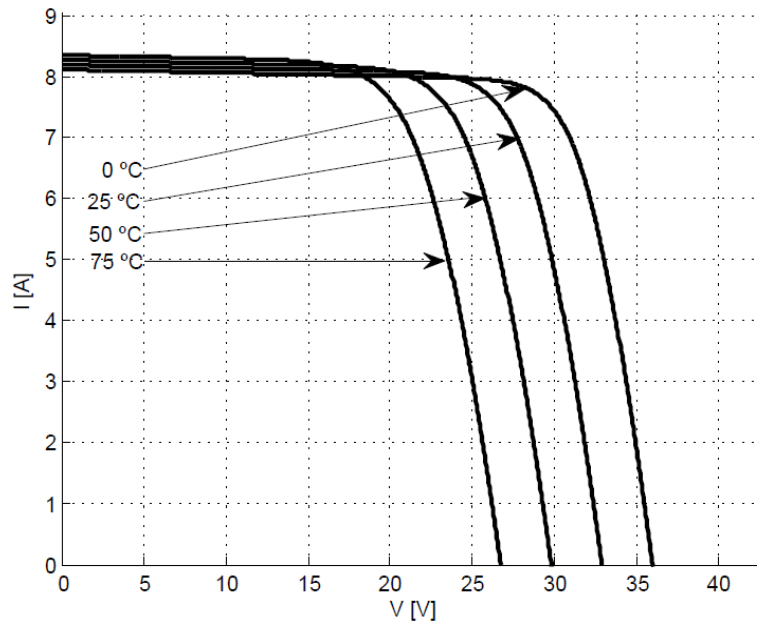


Figura 38: Gráfico da curva  $I$ - $V$  que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico  $KC200GT$ , para as diferentes valores de temperatura considerando uma irradiância constante de  $1 \text{ kW/m}^2$ .

A curva  $P$ - $V$  para o mesmo painel, nas mesmas condições, exposta na figura 39, permite analisar a influência dos parâmetros  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  sob a potência gerada. O aumento da temperatura reduz a potência gerada, caso a irradiância se mantenha constante ( $1 \text{ kW/m}^2$ ). Genericamente, pode-se indicar que o aumento a cada  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  traduz-se aproximadamente numa redução de  $23,9 \text{ W}$  na potência máxima disponibilizada pelo painel.

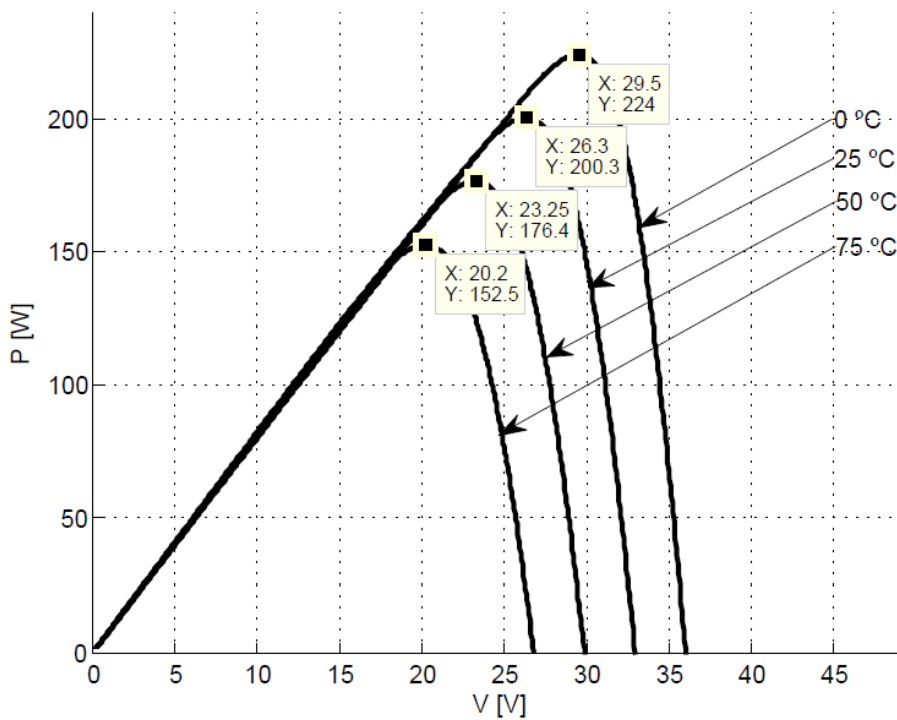


Figura 39: Gráfico da curva  $P$ - $V$  que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico  $KC200GT$ , para as diferentes valores de temperatura considerando uma irradiância constante de  $1 \text{ kW/m}^2$ .

Por outro lado, foi elaborado um estudo do comportamento do painel para as condições, irradiância variável (200; 400; 600; 800 e 1000 W/m<sup>2</sup>) e temperatura fixa nos 25 °C. Neste contexto, verifica-se os efeitos sobre os parâmetros técnicos  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  (figura 40). O aumento dos níveis de irradiância leva ao aumento significativo da corrente de curto-circuito. Este mesmo aumento de irradiância influencia a tensão de circuito fechado, mas de modo não tão significativo como sucede com a corrente de curto-circuito. Da mesma forma, a influência destes dois parâmetros sob a potência gerada pelo painel fotovoltaico é verificada pela análise da figura 41. Como não poderia deixar de ser, a diminuição dos níveis de irradiância traduz-se na diminuição da potência gerada pelo painel fotovoltaico.

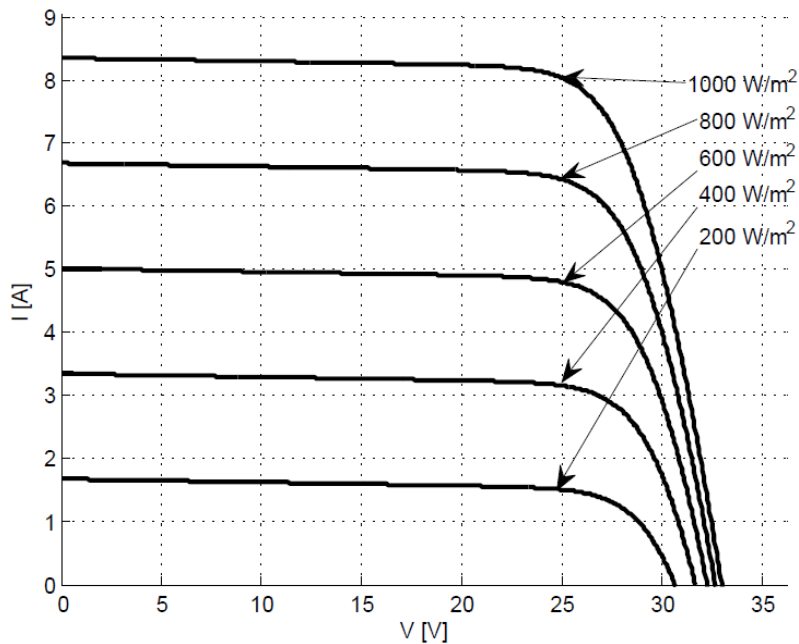


Figura 40: Gráfico da curva  $I$ - $V$  que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico  $KC200GT$ , para as diferentes valores de irradiância considerando a temperatura 25 °C constante.

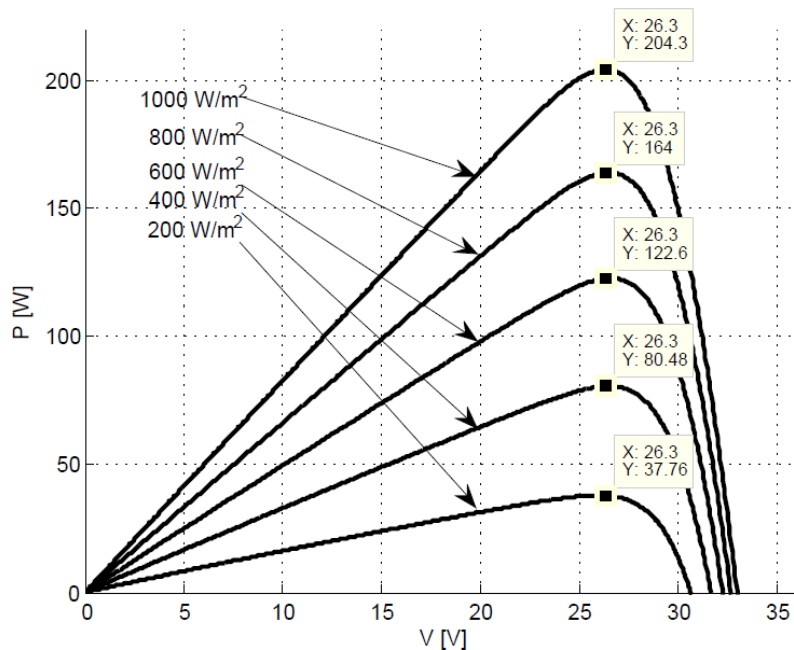


Figura 41: Gráfico da curva  $P$ - $V$  que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico  $KC200GT$ , para as diferentes valores de irradiância considerando a temperatura 25 °C constante.

Seguindo o mesmo procedimento, foi elaborada uma análise segundo as mesmas condições mas para o painel fotovoltaico *MSX60*, tendo-se obtido conclusões similares. Verificam-se as mesmas considerações para a influência da variação de temperatura, mantendo-se constante a irradiância, nos parâmetros  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  (figura 42). A variação destes dois parâmetros reflecte-se na potência gerada pelo painel fotovoltaico *MSX60* (figura 43), correspondendo o aumento a cada 25 °C numa redução aproximadamente de 2 W na potência máxima.

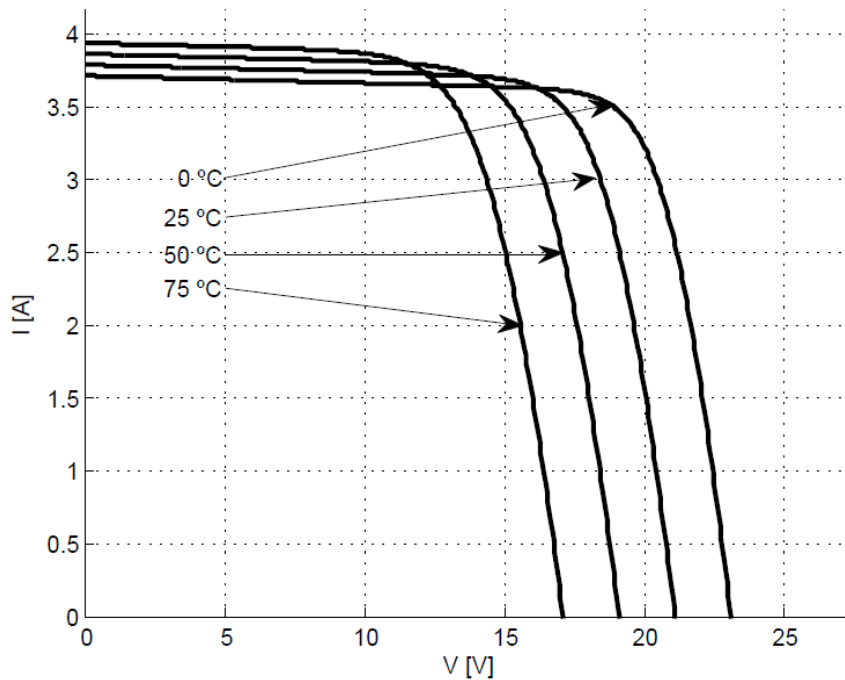


Figura 42: Gráfico da curva  $I$ - $V$  que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico *MSX60*, para as diferentes valores de temperatura considerando uma irradiância constante de 1 kW/m<sup>2</sup>.

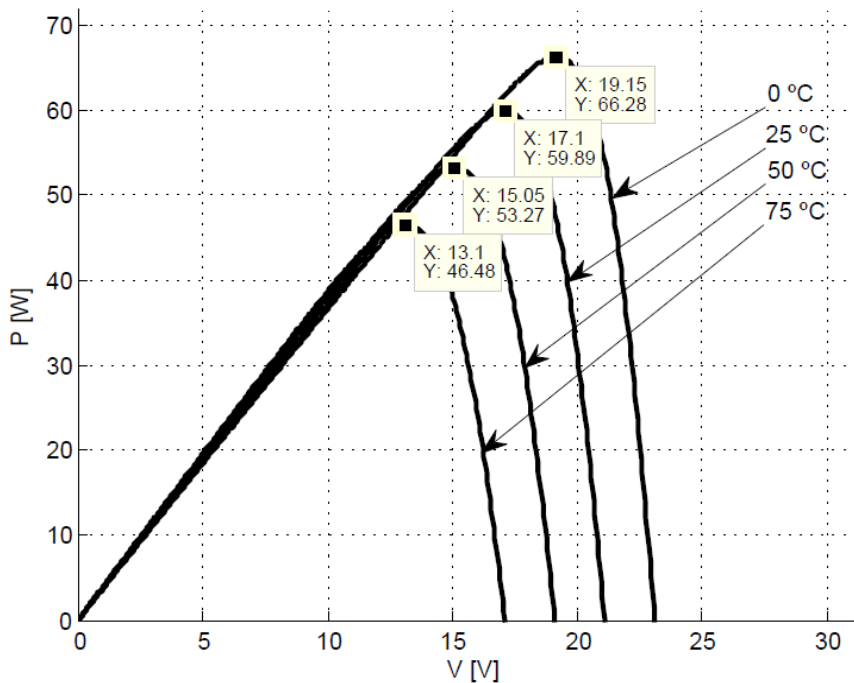


Figura 43: Gráfico da curva  $P$ - $V$  que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico *MSX60*, para as diferentes valores de temperatura considerando uma irradiância constante de 1 kW/m<sup>2</sup>.

Adicionalmente, para este painel foi analisado a influência da variação dos níveis de irradiância, mantendo-se um temperatura fixa de 25°C. Com a diminuição dos níveis de irradiância, a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito fechado diminuem, mas de forma menos acentuada (figura 44).

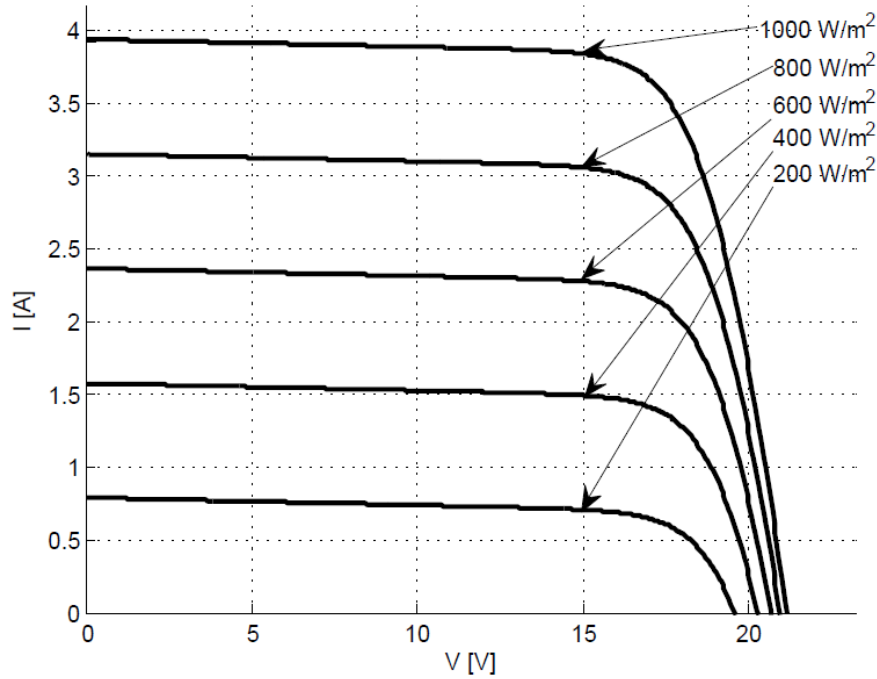


Figura 44: Gráfico da curva  $I$ - $V$  que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico  $MSX60$ , para as diferentes valores de irradiância considerando a temperatura 25 °C constante.

A variação dos parâmetros  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  influenciam na potência gerada pelo painel fotovoltaico  $MSX60$  com se pode observar na figura 45. Neste caso, o aumento da irradiância em 200 W/m² traduz-se num aumento de aproximadamente 12 W na potência máxima.

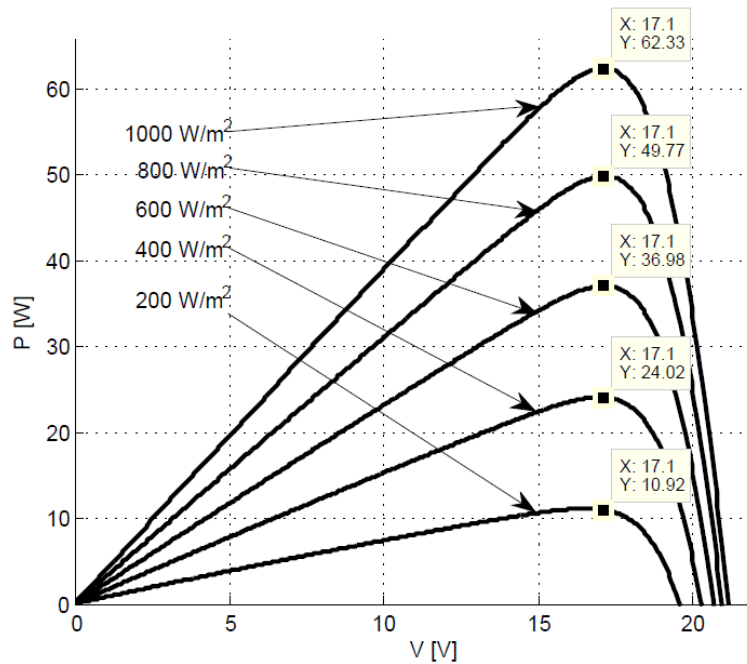


Figura 45: Gráfico da curva  $P$ - $V$  que demonstra o comportamento funcional do painel fotovoltaico  $MSX60$ , para as diferentes valores de irradiância considerando a temperatura 25 °C constante.

As influências que afectam os parâmetros principais nos painéis fotovoltaicos *KC200GT* e *MSX60* foram verificadas de forma generalizada, sendo obtidos valores baixos para o erro relativo no cálculo de potência máxima e para o erro absoluto entre os pontos das curvas experimentais e numéricas. Contudo, houve a necessidade de se verificar, uma vez mais a autenticidade dos valores numéricos obtidos no cálculo iterativo. Desta forma, recorreu-se aos *datasheets* dos fabricantes dos referidos painéis fotovoltaicos e aos estudos feitos por investigadores, como por exemplo Ishaque *et al.* (2011), com o intuito de se extrair pontos experimentais de tensão e a correspondente corrente sob a influência de certas condições de irradiância e temperatura.

Observando as figuras 46 e 47, que correspondem as curvas *I-V* e *P-V* influenciadas pela variação de temperatura de 50 e 75 °C e com irradiância constante de 1 kW/m<sup>2</sup>, verifica-se uma boa proximidade entre os valores calculados (traço preto) com os valores experimentais (círculos azuis).

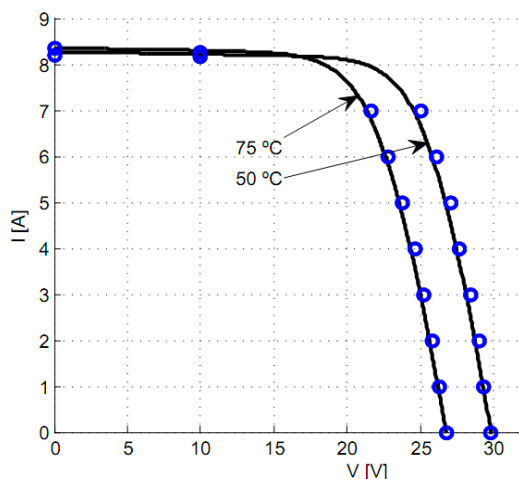


Figura 46: Gráfico das curvas *I-V* do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos - traço preto) e dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de temperatura de 50 e 75 °C e a irradiância no valor constante de 1 kW/m<sup>2</sup> para o painel fotovoltaico *KC200GT*.

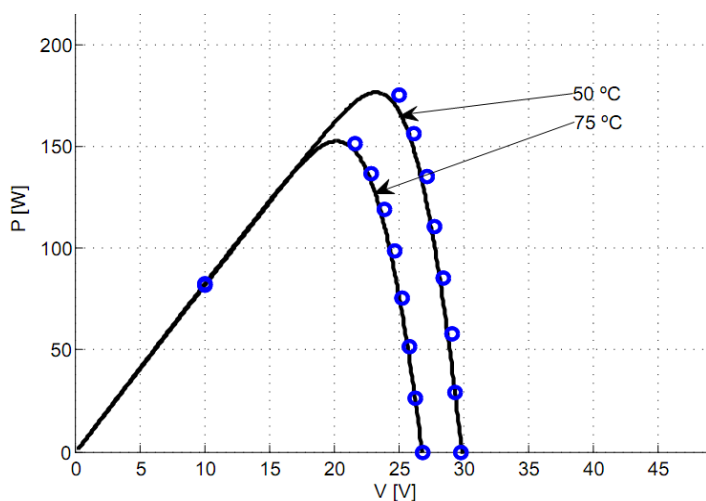


Figura 47: Gráfico das curvas *P-V* do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos - traço preto) e dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de temperatura de 50 e 75 °C e a irradiância no valor constante de 1 kW/m<sup>2</sup> para o painel fotovoltaico *KC200GT*.

Da mesma forma, foram elaboradas as curvas  $I-V$  e  $P-V$  (figura 48 e 49) influenciadas pela variação de irradiâncias entre os valores 400; 600; 800 e 1000  $W/m^2$  e com a temperatura constante de 25 °C, verificando-se uma boa proximidade entre os valores calculados (traço preto) com os valores experimentais (círculos azuis). Para este painel testado (*KC200GT*), verifica-se a ausência de certos valores experimentais, não tendo sido possível verificar a proximidade entre resultados numéricos e experimentais para as condições de temperatura e irradiância: [0 °C; 1000  $W/m^2$ ] e [25 °C; 200  $W/m^2$ ].

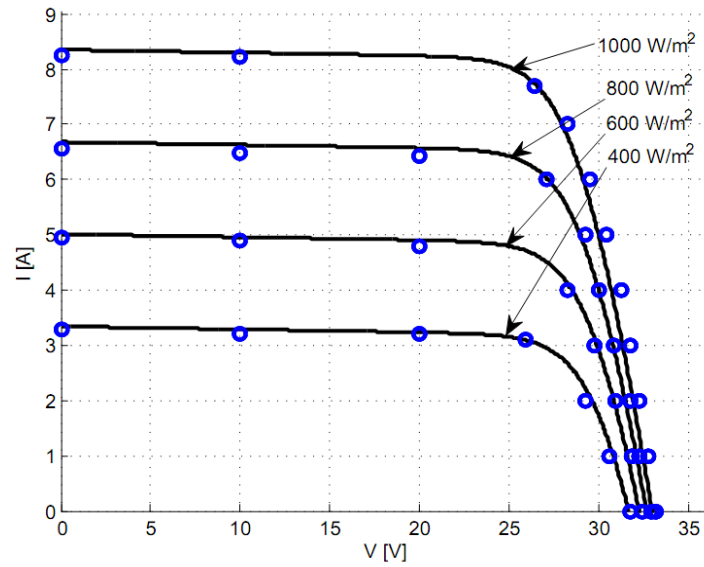


Figura 48: Gráfico das curvas  $I-V$  do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos - traço preto) e dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de irradiâncias 400; 600; 800 e 1000  $W/m^2$  e à temperatura de valor constante 25 °C para o painel fotovoltaico *KC200GT*.

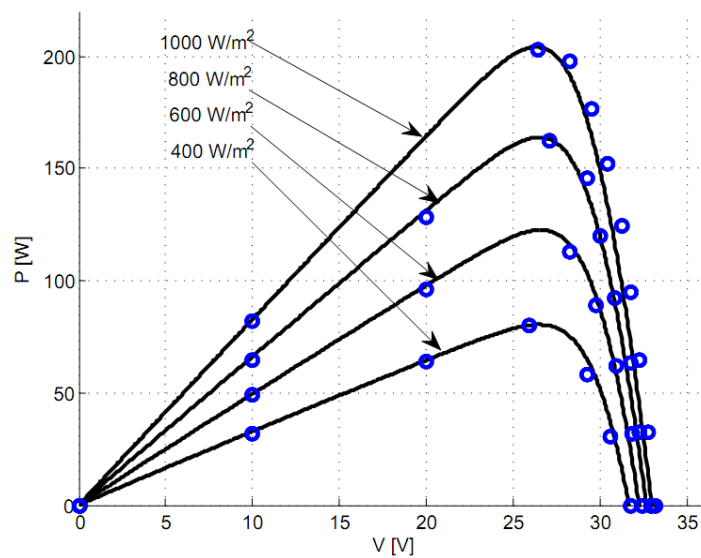


Figura 49: Gráfico das curvas  $P-V$  do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos - traço preto) e dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de irradiâncias 400; 600; 800 e 1000  $W/m^2$  e à temperatura de valor constante 25 °C para o painel fotovoltaico *KC200GT*.

Elaborou-se também a análise de proximidade entre as curvas  $I-V$  e  $P-V$  calculadas numericamente (traço preto), com as curvas  $I-V$  e  $P-V$  experimentais (círculos azuis), para as condições de irradiância constante e temperatura variável [0; 25; 50 e 75 °C]. Pela análise das figuras 50 e 51, verifica-se que as curvas  $I-V$  e  $P-V$  (numéricas e experimentais) possuem uma boa proximidade entre elas. A ausência da comparação das curvas influenciadas pelos vários níveis de irradiância para o painel fotovoltaico *MSX60* deve-se à sua não disponibilização tanto nos *datasheets* como nos estudos efectuados.

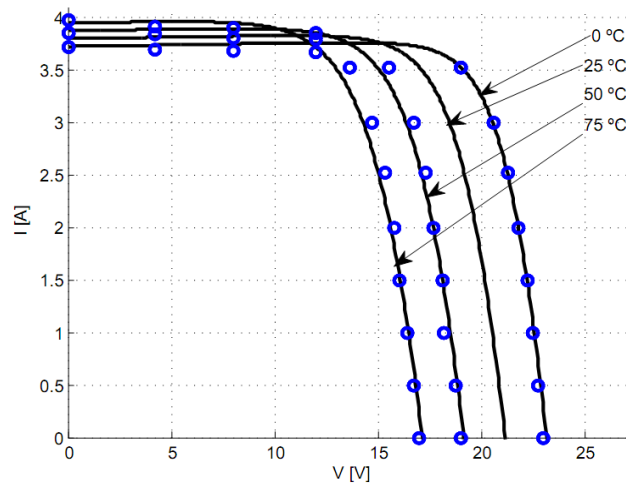


Figura 50: Gráfico das curvas  $I-V$  do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos - traço preto) e curvas obtidas através de dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de temperatura de 0, 50 e 75 °C e a irradiância no valor constante de 1 kW/m<sup>2</sup> para o painel fotovoltaico *MSX60*.

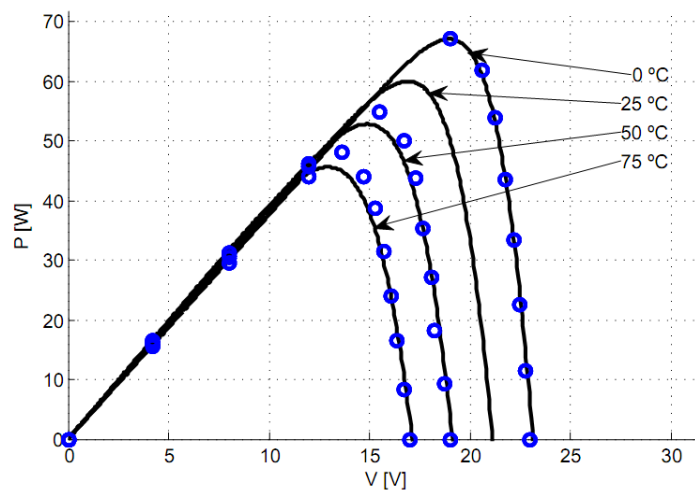


Figura 51: Gráfico das curvas  $P-V$  do modelo de dupla exponencial final (dados numéricos - traço preto) e dados experimentais (círculos azuis). As condições de teste correspondem à variação de temperatura de 0, 50 e 75 °C e a irradiância no valor constante de 1 kW/m<sup>2</sup> para o painel fotovoltaico *MSX60*.

Até aqui, desenvolveu-se um algoritmo capaz de simular o desempenho de painéis fotovoltaicos com elevada precisão, para diferentes variações de temperatura e de irradiância. Deste modo, falta adicionar à ferramenta computacional a análise de degradação que os painéis fotovoltaicos sofrem quando expostos às condições ambientais, e também a análise da acumulação de poeiras sobre a superfície frontal dos painéis. Esta análise é desenvolvida no capítulo seguinte.

# Capítulo V

## Degradação das Células Solares

### Introdução

Embora os painéis fotovoltaicos sejam uma fonte de energia eléctrica fiável, por vezes podem falhar ou degradarem-se por alguma razão. O seu funcionamento é afectado pela eficiência limitada em converter a luz solar em energia usável. Esta degradação da eficiência das células solares é determinante para o custo efectivo da energia solar, pelo menos ao nível da tecnologia disponível no mercado actual. Como foi visto, o comportamento de uma célula solar pode ser simulado de uma forma muito precisa usando-se para isso um circuito eléctrico equivalente, mais conhecido por modelo de dupla exponencial. Analisando-se o efeito da degradação das células solares devido ao tempo prolongado de exposição e da temperatura, para posterior implemento na simulação numérica, permitirá estudar o impacto nos parâmetros técnicos mais importantes que influenciam na eficiência de conversão eléctrica, principalmente na potência gerada. A variação de parâmetros como mudanças de temperatura e exposição prolongada que afectam o funcionamento são analisados de modo a quantificar a degradação de um painel fotovoltaico.

### 5.1. Modos de Degradação que Afectam as Células Solares

Quando uma célula solar é usada por um longo período de tempo, a degradação ao nível da sua eficiência irá ocorrer. Existem muitas razões que contribuem para esta degradação na célula solar. Seguidamente apresenta-se uma breve discussão de cada um destes tipos de degradação que influenciam na eficiência de qualquer célula solar.

#### *Acumulação de Sujidade na Superfície Frontal do Painel*

Este modo de degradação pode ocorrer devido a acumulação de sujidade na superfície frontal de um painel (Junsangri & Lombardi, 2010). Estas perdas mantêm-se abaixo dos 10%, não aumentando devido ao facto da existência de uma “auto-limpeza” realizada pelo vento e chuva. No entanto, se a acumulação de sujidade ocorrer numa só célula poderá colocá-la na situação em que receba um nível de irradiância abaixo das restantes células do módulo, o que causará um decréscimo na produção de corrente comparativamente com as restantes. Se existir protecção eléctrica insuficiente, o sombreamento parcial pode levar a danos permanentes no que toca a pontos quentes até mesmo à falha total do módulo. A acumulação de sujidade na superfície frontal de um painel pode ser detectada através de simples inspecções visuais feita de um modo gradual (Meyer, 2004).

### *Degradação Óptica*

A degradação óptica resulta da descoloração do material encapsulante. Devido à exposição aos raios ultravioletas, temperatura, ou humidade, o amarelecimento do material encapsulante pode acontecer depois da exposição de um módulo por um longo período de tempo. Também pode ocorrer devido à difusão da sujidade da superfície frontal para as extremidades do painel (Junsangsri & Lombardi, 2010).

Quando o Etileno Vinil Acetato (*EVA*) é usado como encapsulante, o seu tempo de vida aumenta, usando-se para isso um estabilizador de raios ultravioleta (*UV*) e anti-oxidantes. No entanto, a concentração de estabilizadores, decresce gradualmente quando da existência de temperaturas elevadas e quando exposto à radiação ultravioleta. Quando esta concentração de estabilizador cai para valores críticos, ocorre uma degradação rápida do encapsulante. Esta degradação vem associada com o amarelecimento do *EVA* e com a formação do ácido acético. Este último faz com que o *EVA* se torne numa cor acastanhada (Meyer, 2004). Um *EVA* acastanhado absorve uma fracção significativa de radiação solar o que implica a redução de fótons disponíveis necessários para a geração de corrente requerida. Este escurecimento do encapsulante pode decrescer o desempenho do módulo até 50% (Pern *et al.*, 1991). A degradação do *EVA* pode ser visualmente detectada bastando para isso iluminar o painel fotovoltaico com uma lâmpada ultravioleta de 372 nm. Sob estas condições, as regiões do *EVA* que começaram a degradar-se tornar-se-ão visíveis, onde as zonas degradadas revelam-se com o aparecimento de uma cor próxima do branco (Pern, 1996).

### *Degradação das Células*

A degradação das células solares é causada por três factores, que influenciam a degradação gradual da eficiência dos módulos. Estes factores são: o aumento da resistência série nas células,  $R_s$ ; a diminuição da resistência shunt,  $R_{sh}$ ; e a degradação da película anti-reflexo (Junsangsri & Lombardi, 2010). Estes modos de degradação específicos são importantes factores para a análise da degradação e falhas de células e painéis fotovoltaicos. Estes factores podem degradar gradualmente a eficiência de um painel fotovoltaico depois de um longo período de funcionamento (Meyer, 2004).

A resistência série,  $R_s$ , de um painel fotovoltaico surge das ligações soldadas, emissores e regiões de base, metalizações das células, interconexões das células e resistências devido aos terminais da caixa de junção. A resistência série reduz significativamente a tensão produzida pela célula, que leva à redução da eficiência da célula e por sua vez do painel. As medições da corrente-tensão (*I-V*) podem ser usadas quantitativamente para avaliar o aumento da resistência série. Estas medições são sensíveis a mudanças no painel, à resistência shunt e a outros parâmetros das células solares (King *et al.*, 1997). A resistência shunt,  $R_{sh}$ , representa qualquer caminho paralelo de alta condutividade que atravessa a célula solar ou nas extremidades das células (Rummel, 1995). Surge devido a danos existentes no cristal e a impurezas interiores e próximas das junções. Estes shunts implicam a redução da eficiência do módulo fotovoltaico, especialmente a níveis de irradiância baixa. O número de shunts em

células de película fina aumenta depois de uma exposição prolongada à luz solar (Rummel, 1995). O aumento em número de shunts leva ao aumento da corrente efectiva de shunt na célula, que diminuirá por sua vez o valor da resistência shunt. Existem métodos não destrutivos para a medição destas correntes numa célula individual ou num painel (Rummel, 1995).

A reflectividade do silício é de cerca 35% na intensidade máxima do espectro solar, que ocorre num comprimento de onda de 600 nm (Szc, 1981). Esta percentagem pode reduzir até 20% texturizando a superfície e até 3% adicionando um revestimento anti-reflectivo. A baixa reflexão melhora a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) e a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), que por sua vez aumenta a eficiência de conversão em células fotovoltaicas. As películas anti-reflectoras devem ser obviamente transparentes mas no entanto oxidam. A degradação destes revestimentos depois de algum tempo em exposição solar, irá resultar numa menor absorção de fótons que chegam da luz solar e, por isso, produzir menos corrente. A degradação destes revestimentos podem ser observados pela cor esbranquiçada numa célula, ou então, através da monitorização da corrente curto-circuito e da tensão circuito aberto ao longo do tempo (Meyer, 2004).

#### *Células Incompatíveis*

As células incompatíveis são causadas através da acumulação de sujidade na superfície frontal do painel, da degradação do encapsulante, da deterioração do revestimento de anti-reflexão, defeitos de fabrico, fendas nas células e pelo sombreamento parcial de uma ou mais células (Junsangsri & Lombardi, 2010). As células incompatíveis reduzem a eficiência dos painéis, especialmente aquelas que são conectadas em série (Meyer, 2004).

Quando uma célula num painel produz menos corrente que as restantes células num painel, a última tende a actuar com um inversor de polarização. Isto causa que a célula se torne deficiente para as condições de funcionamento, ou seja, começa a funcionar na região de tensão negativa, tornando-se num dissipador de potência (Hermann *et al.*, 1997). A figura 52 (a) mostra como o barramento de interconexão que ajuda a prevenir a produção de menos corrente devido à fenda ilustrada. As variações acentuadas de temperatura, ou stress térmico, e o granizo podem causar ruptura nas células solares. As rupturas em células também podem ser originadas durante o processo de montagem. A fenda representada na figura 52 (b) remove parte da célula do circuito eléctrico. Esta situação conduz à redução da corrente produzida pela célula. O mesmo fenómeno é observado quando a célula é parcialmente sombreada (Meyer, 2004).

As condições de incompatibilidade em células solares causam o aquecimento das mesmas. Quando a temperatura das células incompatíveis excede um valor crítico (aprox. 150 °C), pode acontecer a separação do encapsulante da célula (Hermann *et al.*, 1997). Se a elevada polarização inversa excede a tensão de falha da célula, a célula poderá falhar irreversivelmente através da falha térmica. Isto pode-se verificar através da observação do desenvolvimento dos pontos quentes.

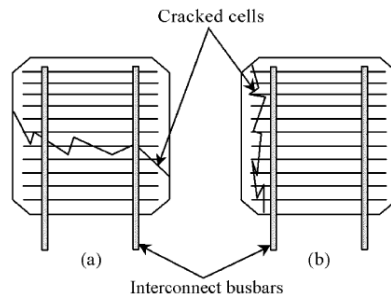


Figura 52: Ilustração de como o bus de interconexão ajuda a prevenir falhas em células (Meyer, 2004).

A formação de pontos quentes em células solares e em painéis não só diminui a eficiência do painel, como também influencia a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), a potência máxima ( $P_{MAX}$ ), e o factor de forma ( $FF$ ). As células incompatíveis podem ser detectadas através de medições de corrente e tensão ( $I-V$ ) e monitorização de temperaturas nas células (Meyer, 2004).

#### *Degradação Induzida pela Luz*

Degradação induzida pela luz é o modo de degradação dominante nas células de silício amorfo e ligas de silício amorfo. Quando as células solares estão expostas à luz solar, ocorre a geração e recombinação de pares de electrões. A energia libertada durante o processo de recombinação pode romper algumas das fracas ligações de  $Si-Si$  na região de depleção da célula (Meyer, 2004; Junsangsri & Lombardi, 2010). O aumento da quebra destas ligações deteriora a qualidade do material. Esta diminuição da qualidade do material traduz-se na diminuição da eficiência na célula solar (Yang *et al.*, 1997). Este tipo de degradação pode ser detectada através da monitorização continua da corrente de curto-circuito e da tensão em circuito aberto e/ou através de medições periódicas das características  $I-V$  (Meyer, 2004).

#### *Degradação Induzida pela Temperatura*

Os painéis fotovoltaicos são classificados pela sua potência medida em condições normais de teste (STC: Irradiância  $1000 \text{ W/m}^2$ , Temperatura da célula  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $1,5$  de massa de ar no espectro global). No entanto, quando um painel opera no exterior, somente cerca 15% da energia incidente é convertida em electricidade. Uma fracção em falta, 85%, é transformada em calor enquanto que a restante é internamente reflectida ou reflectida pela superfície do painel (Junsangsri & Lombardi, 2010). É quase óbvio que um painel exterior atinja temperaturas superiores a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  de forma frequente. A temperaturas mais elevadas, a energia de banda de valência decresce, implicando que mais fotões sejam absorvidos. De igual modo, com o aumento de temperatura, o tempo de vida útil dos transportadores minoritários aumenta de igual modo. Estes factores referidos irão aumentar corrente gerada pela luz e consequentemente a corrente de saturação ( $I_{sc}$ ) (Meyer, 2004). A corrente de saturação, no entanto, decrescerá exponencialmente com o aumento da temperatura (Dyk *et al.*, 2000). Esta condição reflecte-se na redução da tensão de circuito aberto das células à medida que a temperatura aumenta. A diminuição da tensão de circuito aberto é mais rápida que o

aumento da corrente em curto-circuito, resultando então na redução global do factor de sensibilidade das células, e igualmente, na eficiência (Meyer, 2004). Assim, o aumento da temperatura leva à diminuição da eficiência em painéis fotovoltaicos.

As temperaturas elevadas influenciam a eficiência em todos os painéis fotovoltaicos, nuns mais que outros. Por esta razão, é importante conhecer a dependência da temperatura de cada painel fotovoltaico. Estes coeficientes podem também ser usados para a explicação do comportamento de painéis quando funcionam no exterior.

## 5.2. Análise de Rácios Percentuais de Degradação de Células Solares

Nesta secção, são avaliados estudos efectuados por investigadores ao nível da degradação de células solares, de materiais monocristalino e policristalino, devido aos vários factores já mencionados neste capítulo. O que aqui importa será a obtenção de variações temporais de parâmetros técnicos como a potência máxima ( $P_{MAX}$ ), e transformar esta variação em valores percentuais para posterior implementação no programa numérico e assim analisar o comportamento deste parâmetro ao longo do tempo.

Osterwald (2001) apresenta uma análise da degradação ao longo do tempo de quatro módulos, dois policristalinos e dois monocristalinos, onde faz referência que as perdas na potência máxima são de completa responsabilidade da corrente de curto-circuito. A tabela XV sumariza estes resultados e indica que as tensões de circuito aberto e os factores de forma pouco se alteraram. Estes painéis estiveram sujeitos a um método onde se incluía a exposição em tempo real às condições exteriores durante 7,5 anos (Osterwald *et al.*, 2001; Osterwald *et al.*, 2002). Note-se também que a corrente de curto-circuito para os dois painéis monocristalinos e para os dois painéis policristalinos são quase idênticos. Numa análise dos valores tabelados efectuada por Osterwald, apresenta quatro causas mais prováveis para a lenta degradação dos painéis, são eles: obscuração ou absorção do extracto do vidro, obscuração ou absorção do encapsulante EVA, degradação das junções *p-n* e a degradação térmica. Da mesma análise, revela-se que quando os módulos de silício cristalino são expostos a longo termo, a degradação lenta da corrente de curto-circuito, que começa assim que a luz incide no módulo, é devida à contaminação de oxigénio na zona da célula onde é dopada pelo boro.

Uma outra abordagem efectuada por Frieria *et al.* (2011), levou a cabo a análise da degradação de uma instalação de 42 painéis fotovoltaicos em Málaga (Espanha). Os resultados da análise mostraram que ocorreu degradação na instalação, principalmente na potência que se degradou 11,5% em 12 anos. Este valor corresponde a uma queda de 9,3% da corrente de curto-circuito. Os outros factores como o  $FF$  e o  $V_{oc}$  apresentam pouca variação.

Em conclusão, a instalação de painéis fotovoltaicos, constituídos apenas por células monocristalinas, apresenta uma degradação anual de potência na ordem de 1%.

Tabela XV: Sumário de rácios de degradação observados em quatro tipos de painéis de silício cristalino ao longo do tempo (Osterwald *et al.*, 2002).

Tipo de Módulo	Potência (W)	$P_{MAX}$ (%/ano)	$I_{SC}$ (%/ano)	$V_{OC}$ (%/ano)	$FF$ (%/ano)
Monocristalino #1	11	-0,88	-0,59	-0,12	-0,14
Monocristalino #2	16	-0,76	-0,60	-0,14	-0,02
Policristalino #1	9	-0,70	-0,25	-0,14	-0,24
Policristalino #2	18	-0,53	-0,24	-0,08	-0,08

Em termos de degradação ao nível físico observou-se que os painéis possuíam nas extremidades poeiras impossíveis de se retirar. A rede metálica e a película de revestimento das células apresentavam oxidação e o encapsulante apresentava delaminação.

Além disto, observou-se a existência de células partidas e a parte de trás do painel estava queimado, onde se sugere a existência de shunts muito fortes que acabaram por queimar o material envolvente. Um dos motivos para o aparecimento de shunts terá sido causado por sombras externas à instalação.

Ainda dentro da degradação, apresenta-se o estudo feito por Vera *et al.* (2006), onde faz a análise do desempenho de oito painéis fotovoltaicos durante seis anos de funcionamento. Da análise destes painéis, constituídos principalmente por células monocristalinas, mostrou-se que em média, os valores de  $I_{sc}$  e  $P_m$  sofreram reduções da ordem de 2% e 6% respectivamente. A variação de  $V_{oc}$  foi desprezável, porque foi uma variação mínima como já tinha verificado Frieria *et al.* (2011). Mais uma vez, conclui-se que a degradação leva à diminuição da potência, que poderá ser um reflexo da variação pendente de  $V_{oc}$ , e uma variação menos estável de  $I_{sc}$ , comportamento associado a um aumento de  $R_s$ .

Dos painéis testados por Vera *et al.* (2006), em termos de potência gerada, verificou-se que os painéis de 65 W foram-se degradando 0,33%/ano, os painéis de 50 W foram-se degradando 1,125%/ano e os painéis de 45 W foram-se degradando 1,442%/ano.

Um outro estudo elaborado pelos laboratórios nacionais de Sandia (Novo México), levou a cabo a análise de uma quantidade significativa de diferentes tipos de painéis fotovoltaicos. De igual modo, apresenta-se o tipo de painel e a perda de potência devido à degradação. Foram analisados oitenta painéis de silício policristalino, cada um com 68 W onde a perda de potência anual ficou-se pelos 0,2%/ano, oitenta e oito painéis de silício monocristalino, cada um com 80 W onde a perda de potência anual foi de 0,4%/ano, quarenta e dois painéis de silício policristalino, cada um com 190 W onde a perda anual de potência ficou nos 5,5%/ano, oitenta e quatro módulos de silício policristalino, cada um com 83 W onde a perda anual de potência ficou nos 1,4%/ano e finalmente sessenta e três módulos de silício policristalino, cada um com 90 W onde a perda anual ficou nos 3,5%/ano. Para finalizar, apresenta-se também um estudo efectuado por Kaplanis & Kplani (2011), da degradação num período de 20 anos de um painel fotovoltaico de silício policristalino, de 33 W onde a perda de potência ronda os 0,526%/ano. Com as perdas determinadas pelos autores supracitados, fica-se apto à

obtenção das equações que descrevem a degradação em termos de potência produzida ao longo dos anos.

### 5.3. Equações que Caracterizam a Degradação de Painéis Fotovoltaicos ao Longo do Tempo

A antecedente investigação relativa a valores percentuais de degradação de potência ( $P_{max}$ ), em painéis fotovoltaicos de tecnologia monocristalino e policristalino, favorecerá a obtenção das equações que caracterizam as tecnologias referidas. O meio usado para encontrar as equações que caracterizam todo o tipo de degradação, à excepção da acumulação de poeiras na superfície de módulos, reside na elaboração de tabelas de perda de potência em cada módulo testado pelos investigadores referidos ao longo de trinta anos para as ambas as tipologias tecnológicas. A partir destas tabelas, foram elaborados os gráficos de degradação para as diferentes tecnologias (figura 53 e 54). A partir daqui, traçaram-se as linhas médias de perda de potência com base nos estudos indicados e obtiveram-se as equações 32 e 33. Assim, a equação obtida a partir da linha média que caracteriza a degradação em painéis fotovoltaicos monocristalinos é dada por:

$$P_{max,mono}(t) = -0,2826 \cdot t + 44,17 \quad (32)$$

A equação obtida a partir da linha média que caracteriza a degradação em painéis fotovoltaicos policristalinos é dada por:

$$P_{max,poli}(t) = -1,1843 \cdot t + 65,85 \quad (33)$$

Em que  $P$  representa a potência em (W) e  $t$  representa o tempo de funcionamento em anos. Assim, as equações a implementar ao modelo iterativo que simula o desempenho de painéis fotovoltaicos e que integram a degradação destes ao longo do tempo são dadas respectivamente para de tecnologia monocristalina e policristalina por:

$$P_{max,mono}(t) = P_{max,0} \frac{-0,2826t+44,178}{44,178} \quad (34)$$

$$P_{max,poli}(t) = P_{max,0} \frac{-1,1843.t+65,85}{65,85} \quad (35)$$

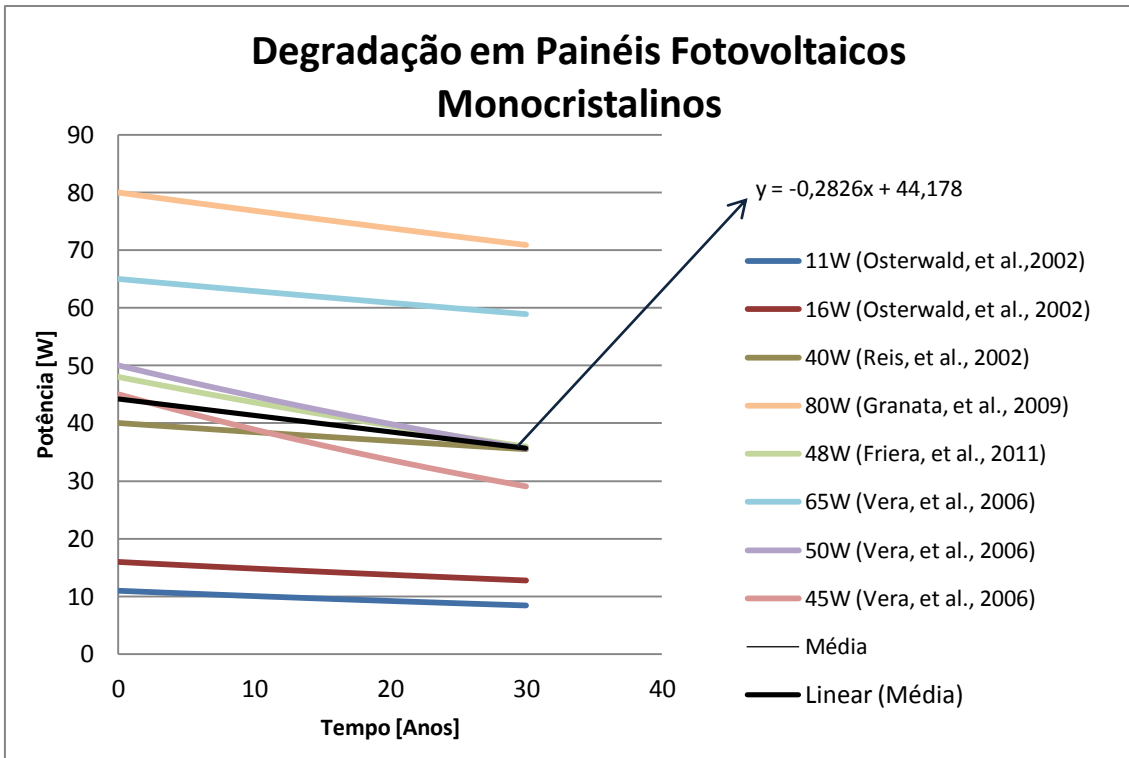


Figura 53: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos monocristalinos ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.

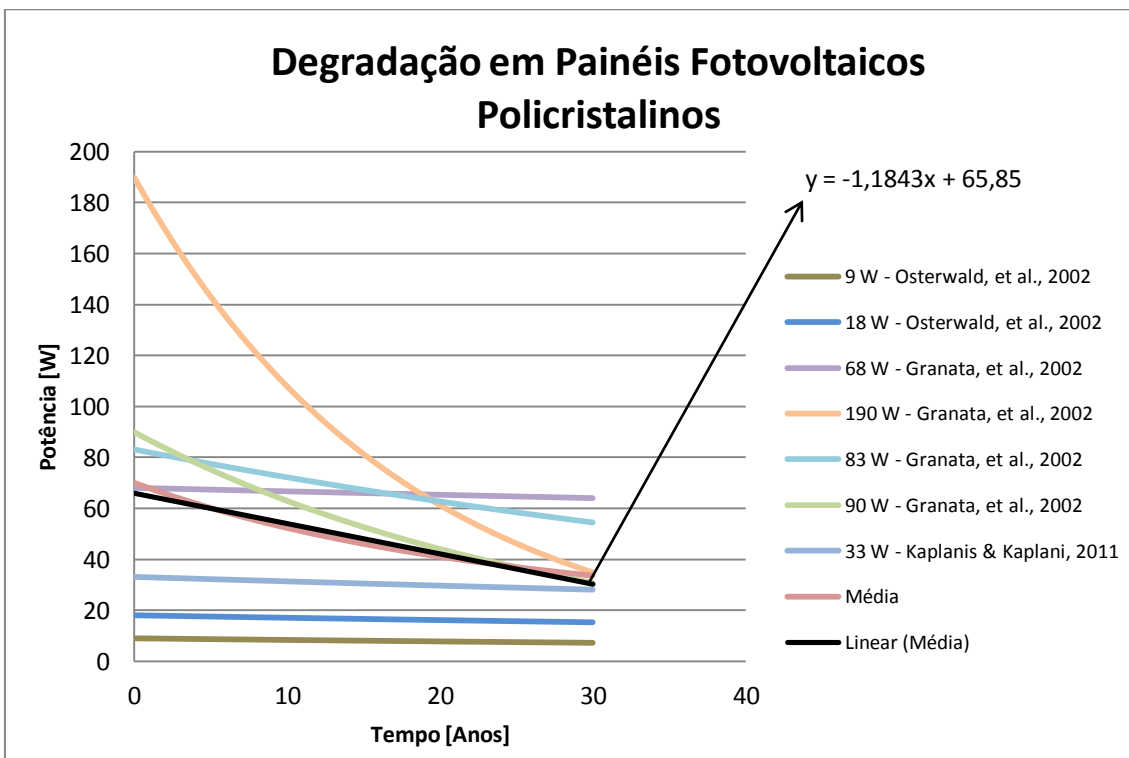


Figura 54: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos policristalinos ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.

#### - Aplicação das Equações de Degradação no Modelo Numérico de Simulação

Uma vez obtidas as equações que caracterizam a degradação de painéis fotovoltaicos, tanto em painéis monocristalinos como em painéis policristalinos, fica-se apto para uma demonstração de dois exemplos com o modelo de simulação. Existe a necessidade de fazer um teste em ambos os tipos de materiais aqui referidos, onde por isto, são seleccionados dois painéis solar fotovoltaicos para o referido teste. Os painéis escolhidos são: o conhecido painel fotovoltaico *MSX60* policristalino, já usado para o teste do modelo numérico de simulação, e o *BP4160* monocristalino. Em primeiro lugar apresenta-se a simulação do painel *MSX60*, visto já se conhecer o desempenho deste painel do ponto de vista comportamental. Introduzindo-se os valores que caracterizam este painel no programa de simulação, provenientes do *datasheet* correspondente, e introduzindo também a equação no modelo iterativo de simulação que relaciona a degradação de células policristalinas ao longo dos anos, obtêm-se o gráfico apresentado na figura 55. Observa-se que o declive da recta linear média é muito maior que no caso dos painéis monocristalinos, o conduz a decréscimos de potências superiores ao longo dos anos.

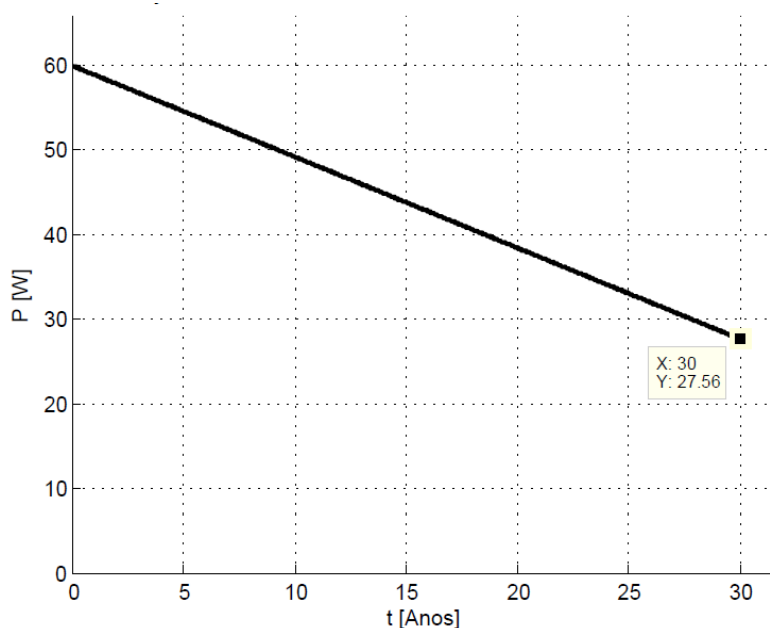


Figura 55: Degradação da potência do painel *MSX60* ao longo de 30 anos obtida a partir da equação 35.

O painel *MSX60* tem de início, quando exposto pela primeira vez no exterior, aproximadamente 60 W de potência máxima nas condições *STC*. Considerando todos os tipos de degradação discutidos, a influência destes ao fim de 30 anos resultará numa perda de potência de aproximadamente 33 W nas condições *STC*, isto é, cerca de 54%. Esta perda é significativamente grande, devido ao facto dos testes feitos por investigadores em painéis policristalinos, indicarem uma influência mais significativa da degradação nos painéis com potências superiores a 80 W (Figura 57). Isto é, os painéis policristalinos com potências superiores a 80 W degradam-se mais rapidamente que os possuem potências inferiores a 80 W

(figura 56). Por esta razão, existe a necessidade de dividir o gráfico da figura 54 em dois, ou seja, traçar dois gráficos para a obtenção de duas equações distintas. Uma que represente a degradação de painéis policristalinos com potência até 80 W (Figura 56) e outro que represente a degradação de painéis fotovoltaicos para potências superiores a 80 W (Figura 57). Posto isto, obtêm-se duas equações que substituem portanto a última equação (equação 35) representativa de redução de potência devido à degradação em painéis policristalinos.

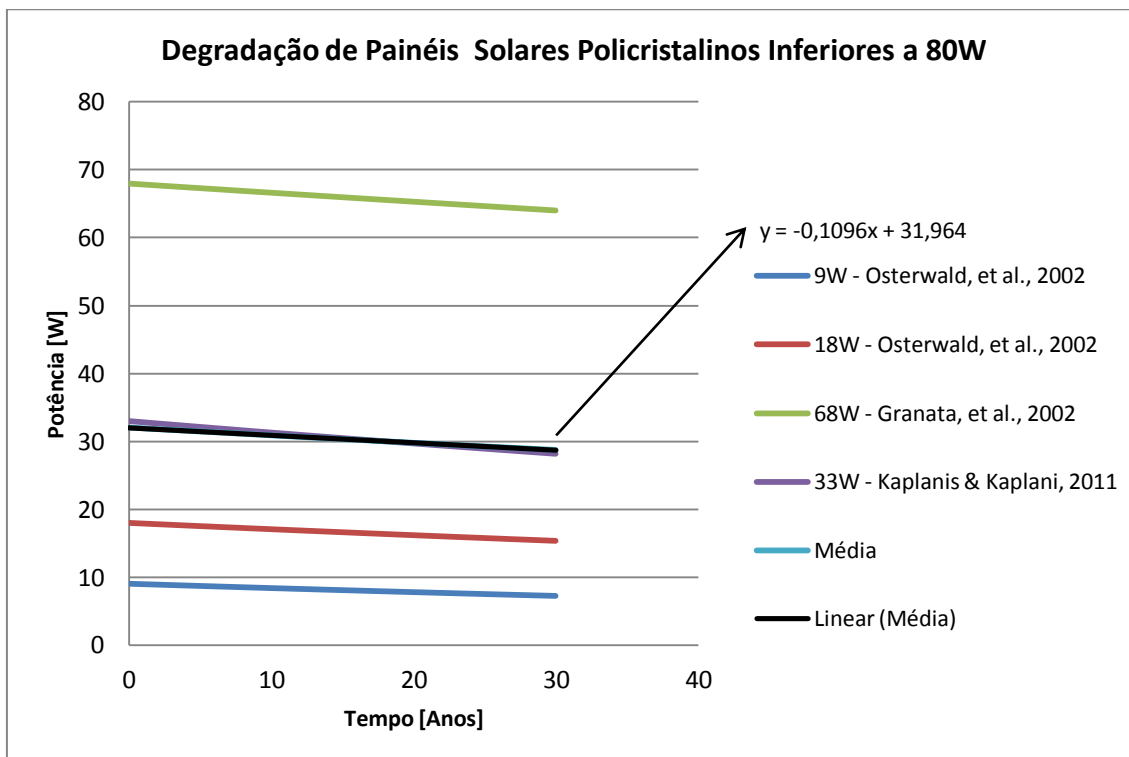


Figura 56: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos policristalinos de potência inferior a 80 W, ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.

Uma vez traçados os gráficos, obtêm-se as equações que definem a degradação ao longo do tempo para painéis policristalinos, nas duas situações concretas, primeiro para painéis de potência inferior a 80 W e segundo para painéis superiores a 80 W. Observando-se os gráficos das figuras 56 e 57, verifica-se então a obtenção das seguintes equações que traduzem a situação referida:

$$P = -0,1096 \cdot t + 31,964 \quad (36)$$

$$P = -2,6173 \cdot t + 111,03 \quad (37)$$

As equações a implementar no modelo iterativo que simula o desempenho de painéis fotovoltaicos policristalinos vêm:

$$P_{max, poli.(P < 80W)}(t) = P_{max,0} \frac{-0,1096.t + 31,964}{31,964} \quad (38)$$

$$P_{max, poli.(P > 80W)}(t) = P_{max,0} \frac{-2,6173.t + 111,03}{111,03} \quad (39)$$

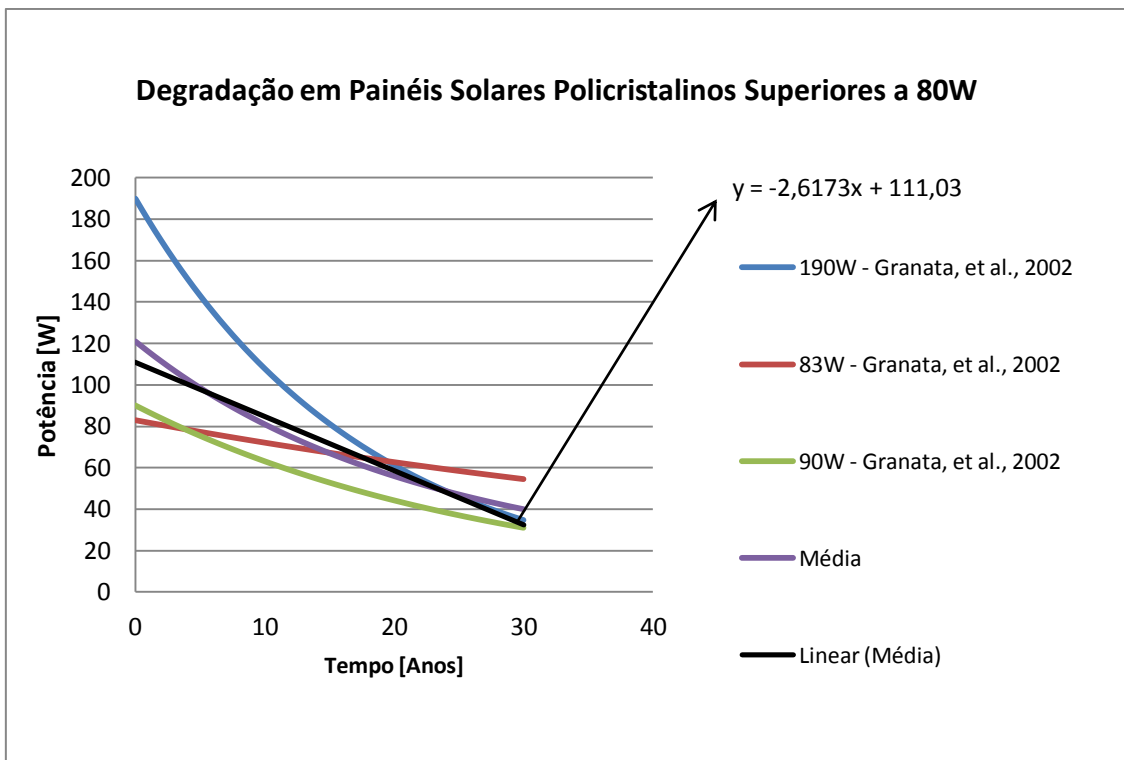


Figura 57: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos policristalinos de potência superior a 80 W, ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.

Desta vez, colocando a equação 38 no modelo iterativo de simulação para prever a degradação em potência ao longo dos anos, obtém-se o gráfico exposto na figura 58. É necessário realçar que com a equação anterior (equação 35), obteve-se um decréscimo de 33 W ao fim de 30 anos. Agora, fazendo uso da equação adequada para potências inferiores a 80 W, equação 38, o decréscimo foi de 6,31 W ao fim de 30 anos, correspondente a 11%, que comparativamente com o anterior não é tão elevado. Mesmo assim, pela análise dos resultados dos diferentes estudos para módulos com esta potência, esperar-se-ia uma degradação em potência de aproximadamente 20% ao fim de trinta anos. Tendo em conta o estudo efectuado por Skoczek *et al.* (2009), onde foram efectuadas medições das perdas de potência em painéis solares monocristalinos e policristalino, todos eles com 20 anos de funcionamento, conclui-se que as perdas associadas tanto aos painéis monocristalinos e policristalinos são de aproximadamente 20%. No entanto, segundo testes efectuados em painéis fotovoltaicos policristalinos pelos investigadores referenciados, o valor de 11% de

perdas obtido pelo algoritmo de simulação é um valor bastante aceitável e que se enquadra nos resultados obtidos por estes.

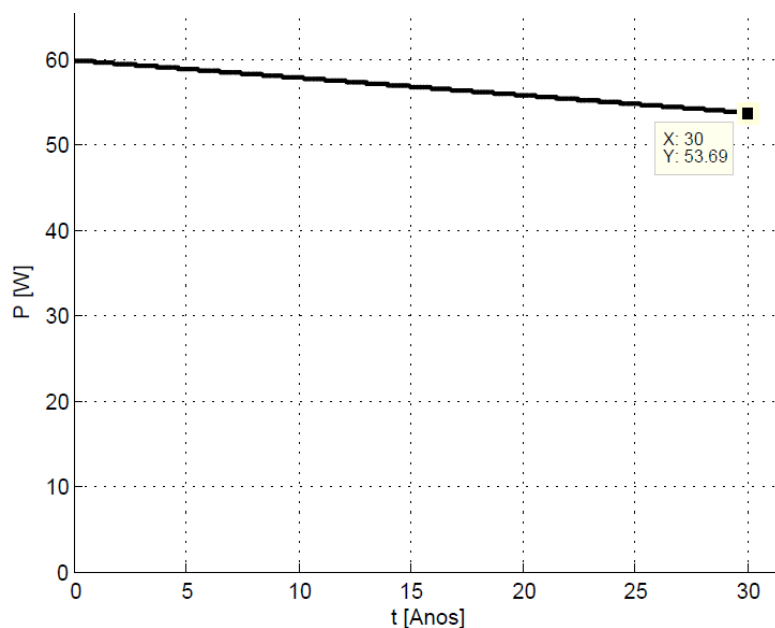


Figura 58: Degradação da potência do painel fotovoltaico *MSX60* ao longo do tempo, a partir da equação 38 correspondente à tecnologia policristalina e a painéis de potências inferiores a 80 W.

De outra forma, é necessário também verificar o comportamento da equação 39, para painéis fotovoltaicos policristalinos de potência superior a 80 W. Para este teste, é seleccionado o conhecido painel fotovoltaico *KC200GT*, com potência de 200 W, ou seja, ideal para testar a equação. Introduzindo a equação 39 no modelo iterativo de simulação, obtém-se os resultados expostos na figura 59:

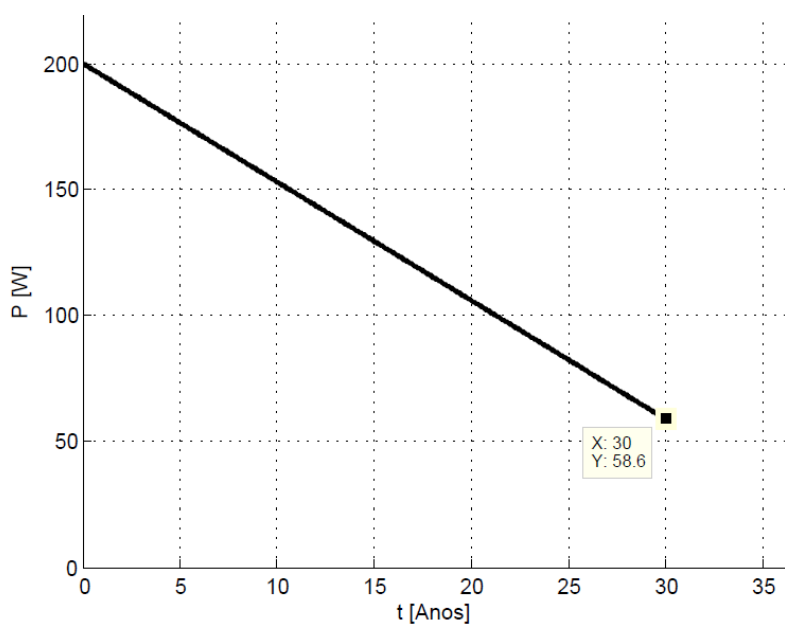


Figura 59: Degradação da potência do painel fotovoltaico *KC200GT* ao longo do tempo, a partir da equação 39 correspondente à tecnologia policristalina e a painéis de potências superiores a 80 W.

Observando-se o gráfico da figura 59, a equação que se usa para simular a degradação de painéis com potências superiores a 80 W, com células policristalinas, demonstra uma tendência de degradação bastante elevada. Note-se que o valor de potência obtida ao fim de 30 anos de operação é de 58,6 W, ou seja, apresenta uma perda da ordem dos 70%.

Para a equação que representa a degradação de painéis com tecnologia monocristalina, seleccionou-se o painel fotovoltaico *BP4160* de 160 W. O gráfico que representa a degradação em potência do mesmo ao fim de 30 anos de operação representa-se seguidamente:

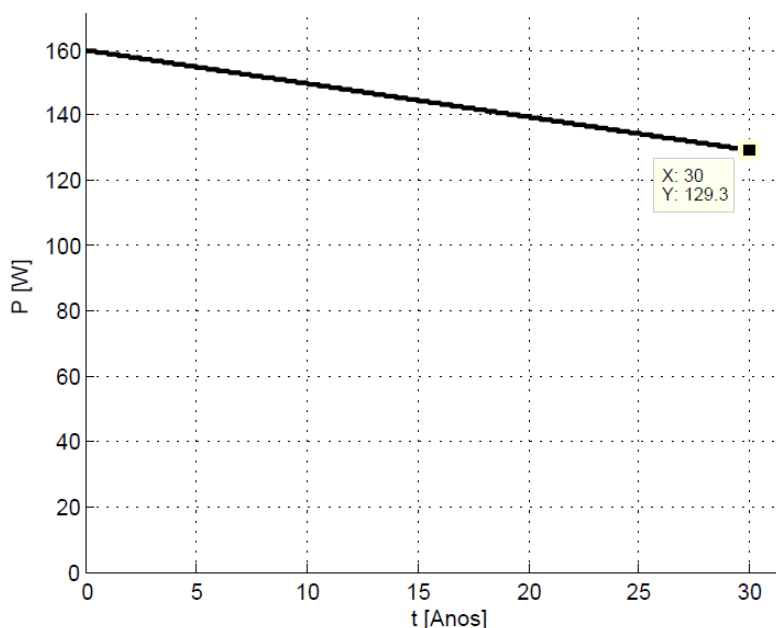


Figura 60: Degradação da potência do painel fotovoltaico *BP4160* ao longo do tempo, a partir da equação 34 correspondente à tecnologia monocristalina.

O painel *BP4160* apresenta no início de operação uma potência máxima de 160 W nas condições *STC*. Considerando todos os tipos de degradação discutidos, à excepção da acumulação de pó, a influência desta ao fim de 30 anos residirá na perda de aproximadamente 30,7 W de potência nas condições *STC*, isto é, cerca de 19%.

#### 5.4. Influência da Deposição de Poeiras na Superfície Frontal em Painéis Fotovoltaicos

Neste contexto, a análise é feita numa situação onde a acumulação de poeiras ao longo dos anos é considerada. A acumulação de poeiras na superfície frontal de um painel influencia a sua potência gerada, onde a perda de potência poderá chegar aos 0,67% por ano, o que corresponde a 4% em seis anos como observou Vera *et al.* (2006). Deste modo, adicionando a perda anual de potência à lista de valores de perdas de potências anuais e sem a influência do pó, observados pelos investigadores citados na subsecção anterior, obtêm-se outras três equações, mas desta vez que consideram a deposição de poeiras sobre a superfície frontal do painel na redução de potência.

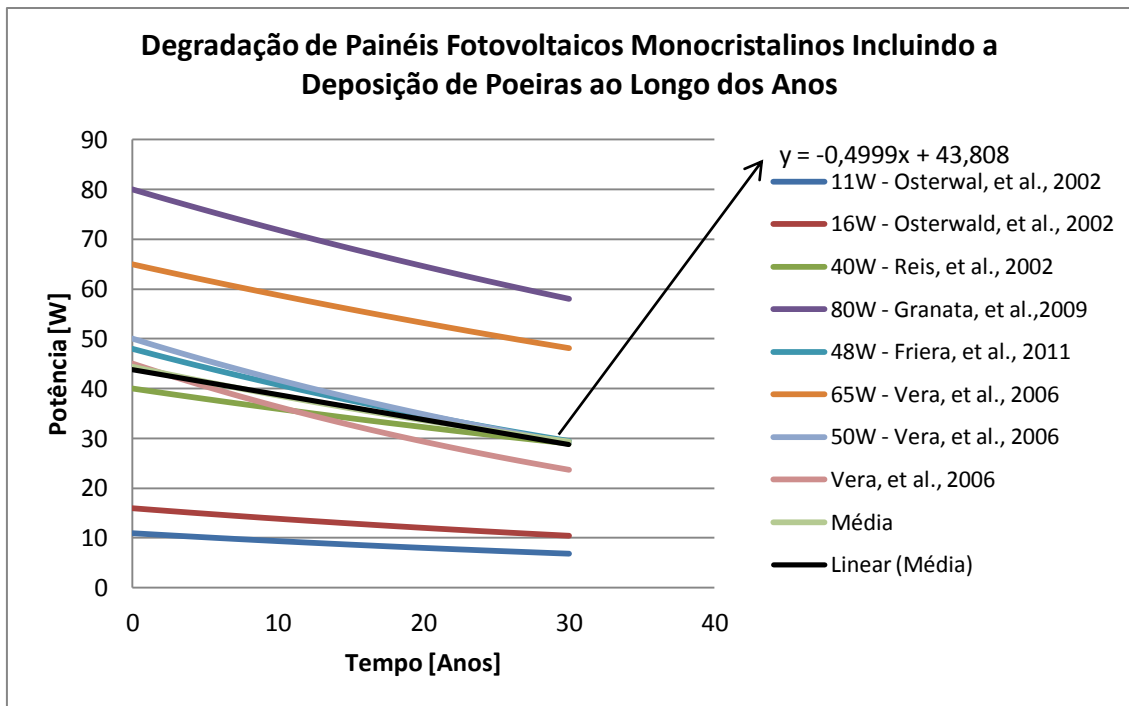


Figura 61: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos monocristalinos, com influência da deposição de poeiras na superfície frontal, ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.

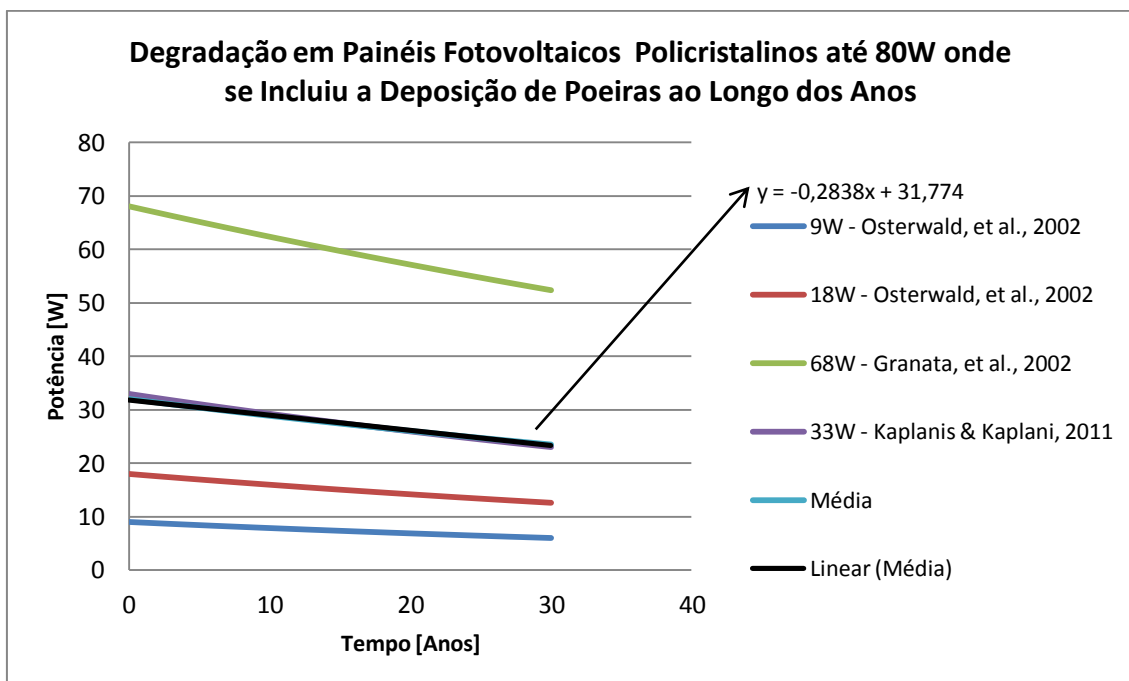


Figura 62: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos policristalinos de potência inferior a 80W, com influência da deposição de poeiras na superfície frontal, ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.

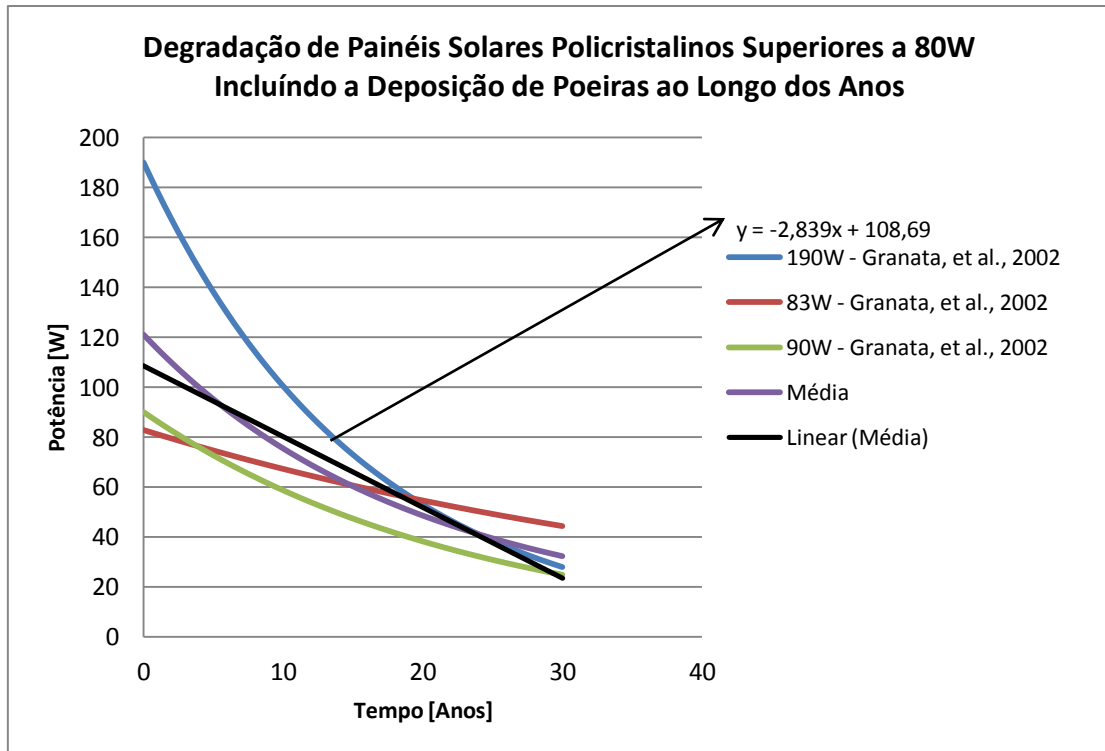


Figura 63: Gráfico que representa o decréscimo da potência em painéis fotovoltaicos policristalinos de potência superior a 80W, com influência da deposição de poeiras na superfície frontal, ao longo de 30 anos de operação. Inclui-se também a linha média na qual se extraiu a equação que caracteriza a degradação.

Observando-se os gráficos que caracterizam a degradação em painéis fotovoltaicos monocristalinos e policristalinos, as equações que traduzem este facto da acumulação de poeiras, apresentam-se na seguinte forma:

$$P_{max,mono,Pó}(t) = -0,4999 \cdot t + 43,808 \quad (40)$$

$$P_{max,poli,Pó (P < 80W)}(t) = -0,2838 \cdot t + 31,774 \quad (41)$$

$$P_{max,poli,Pó (P > 80W)}(t) = -2,839 \cdot t + 108,69 \quad (42)$$

As equações a integrar ao modelo iterativo que simula o desempenho de painéis fotovoltaicos, e que traduzem a degradação externa mais a influência da acumulação de poeiras apresentam-se na seguinte forma:

$$P_{max,mono,Pó}(t) = P_{max,0} \frac{-0,4999 \cdot t + 43,808}{43,808} \quad (43)$$

$$P_{max,poli.,P6(P<80W)}(t) = P_{max,0} \frac{-0,2838.t+31,774}{31,774} \quad (44)$$

$$P_{max,poli.,P6(P>80W)}(t) = P_{max,0} \frac{-2,839.t+108,69}{108,69} \quad (45)$$

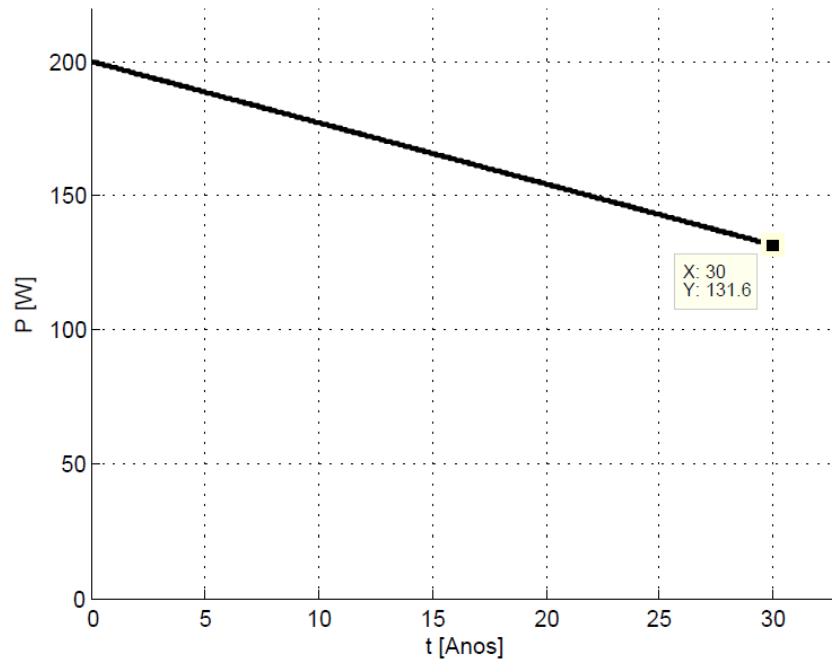


Figura 64: Degradação da potência do painel fotovoltaico *BP4160* com influência da deposição de poeiras ao longo do tempo, a partir da equação 43 correspondente à tecnologia monocristalina.

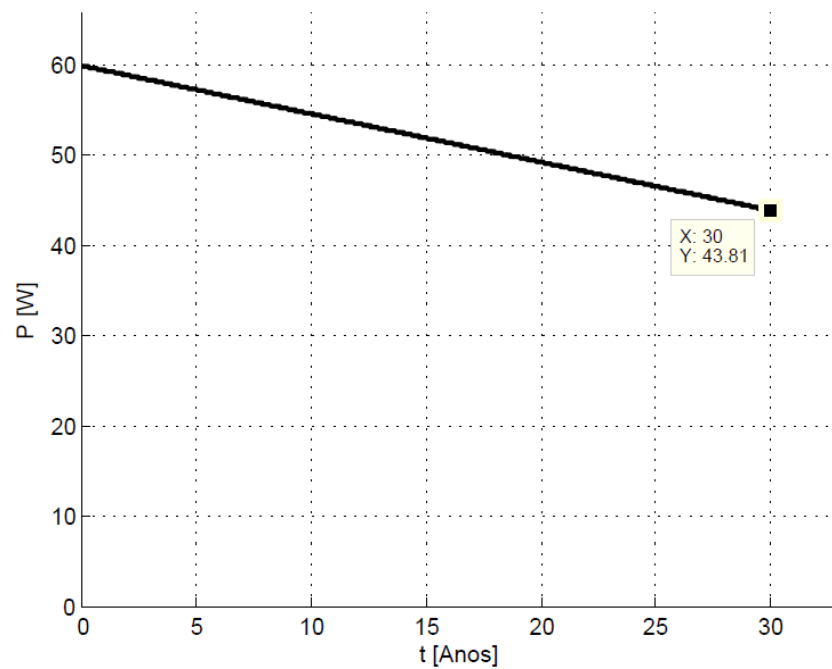


Figura 65: Degradação da potência do painel fotovoltaico *MSX60*, onde se inclui a deposição do pó na superfície frontal, ao longo do tempo, a partir da equação 44 correspondente à tecnologia policristalina e a painéis de potências inferiores a 80 W.

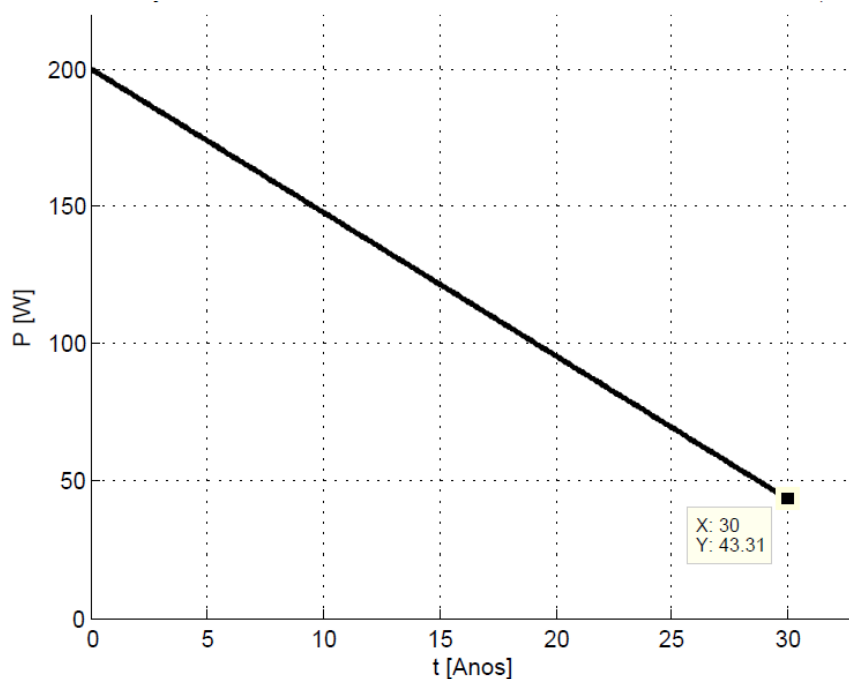


Figura 66: Degradação da potência do painel fotovoltaico *KC200GT*, onde se inclui a deposição do pó na superfície frontal, ao longo do tempo, a partir da equação 45 correspondente à tecnologia policristalina e a painéis com potências superiores a 80 W.

Do gráfico da figura 64 verificou-se que o painel fotovoltaico *BP4160* sofreu uma queda de potência, ao fim de 30 anos de exposição aos elementos de degradação e à deposição de poeiras, de 18%. Para o painel fotovoltaico *MSX60*, sob as mesmas condições, verificou-se perdas de potência de 27%. Finalmente para o painel fotovoltaico *KC200GT* verificaram-se perdas na ordem dos 78%, o que é uma perda bastante elevada tendo em consideração o estudo feito por Skoczek *et al.* (2009). É importante salientar que as equações desenvolvidas para representarem o decréscimo da potência máxima em função da degradação ao longo do tempo, consistiram na obtenção do valor médio dos resultados dos estudos de variados autores. Por este motivo, e tendo cada um destes estudos particularidades muito próprias na realização dos testes ao longo de dezenas de anos, é plausível que nem todas as equações se encontram devidamente refinadas.

# Capítulo VI

## Desenvolvimento da Ferramenta no GUI

### Introdução

Considerando as equações explícitas no modelo matemático e as equações referentes à análise de degradação temporal de painéis fotovoltaicos com e sem deposição de poeiras, surge a capacidade da implementação das mesmas no *software* MATLAB com o intuito de criar uma ferramenta computacional, que permite, modelar o desempenho de painéis fotovoltaicos para posterior análise dos mesmos. O MATLAB permite criar através do GUIDE (*Graphical User Interface Design Environment*) uma janela que contém menus, botões, texto, gráficos, etc., que podem ser manipulados interactivamente com o rato ou o teclado.

Para se criar um interface gráfico do utilizador (*GUI*) deve-se seguir dois passos: o primeiro será o de planear um *layout*, e segundo, escrever as funções *callback* que permitiram realizar as operações dependendo do painel a testar pelo utilizador.

### 6.1. Desenvolvimento do *Layout*

Antes de se desenvolver qualquer projecto final, é interessante que se faça um planeamento do que se deseja. Um projecto no *GUI* pode ser feito com papel e caneta, como um rascunho da interface que se deseja que o programa tenha. A ideia de um esboço é exemplificada na figura 67, não para o caso que se pretende, mas fornecer uma ideia do que se pretende. O rascunho em papel é um método simples, mas independentemente da complexidade da interface a desenvolver, é um dos melhores meios para se iniciar.

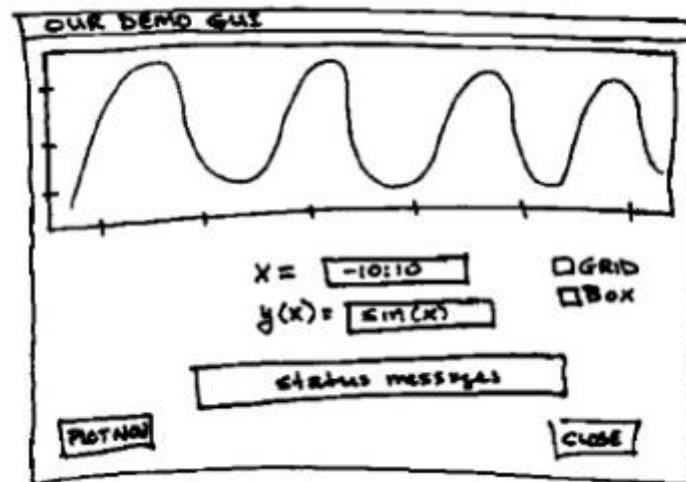


Figura 67: Exemplo de esboço para se desenvolver no GUI (Hanselman, 2000).

O passo seguinte reside na construção do *GUI*. Escrevendo “*guide*” na janela de comandos do *MATLAB*, obtém-se uma *GUI* em branco como mostra a figura 68.

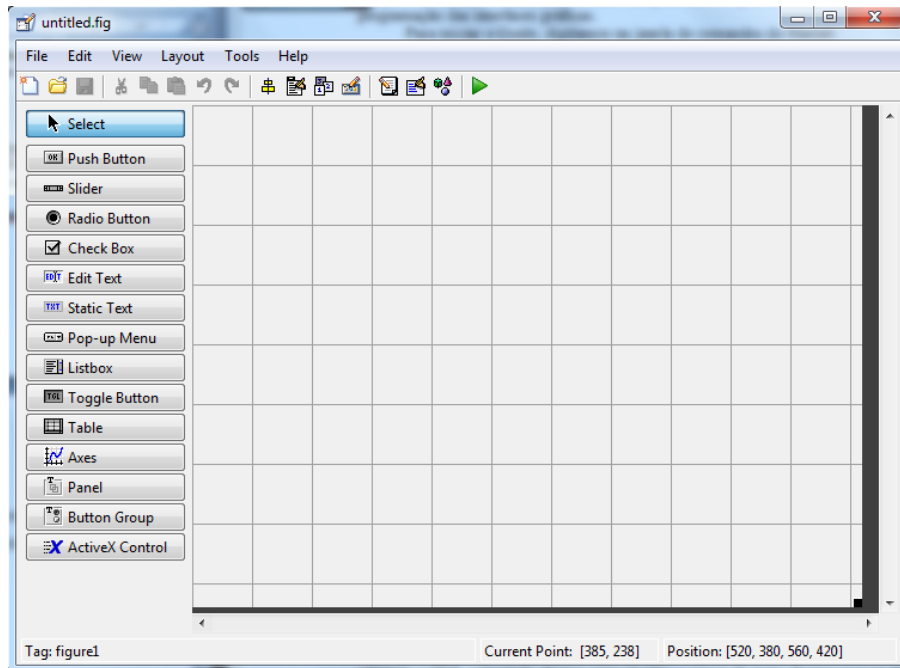


Figura 68: Janela inicial do *GUI* em branco.

Quando um *GUI* é criado, criam-se dois arquivos: o arquivo da interface gráfica (que é guardado com uma figura de extensão *.fig*, do *MATLAB*) e outro arquivo contendo funções que controlam como o *GUI* trabalha (guardado como um arquivo de função *.m*, do *MATLAB*). Este arquivo fornece códigos para iniciar a *GUI* que contém a estrutura para os *callbacks* da interface (as rotinas que são executadas quando o utilizador interage com um componente do *GUI*).

Neste contexto, e para o tema que se está a trabalhar, colocaram-se botões simples (*push buttons*), caixas de edição (*edit text boxes*), menus popup (*pop-up menus*), eixos, rótulos de texto (*static text*) e painéis. Um botão simples é um componente gráfico que normalmente contém um rótulo de texto, com o qual, quando clicado, permite ao *MATLAB* executar uma acção definida pelo *callback* do objecto. As caixas de edição servirão para que o texto possa ser editado ou substituído. Os menus *popup* são necessários para a ferramenta com o intuito de apresentar uma lista de escolhas. Os eixos são necessários para a exibição de um conjunto de dados. Os rótulos de texto servirão para criar uma área para a exibição de informações, como resultados de cálculos. Finalmente necessita-se de painéis com o intuito de agrupar os rótulos de texto que informam sobre de todos os resultados e que valores se deverão introduzir.

Agrupando todos os componentes referidos acima descritos e oferecendo-lhes as funções adequadas, ficou-se apto à elaboração das respectivas interfaces gráficas. As figuras que se representam seguidamente correspondem às duas interfaces que se desenvolveram no *GUI*. A primeira, figura 69, representa a interface gráfica de ferramenta de simulação do

desempenho de painéis fotovoltaicos onde se obtêm as informações mais generalizadas do painel a testar. A segunda interface gráfica, figura 70, representa na mesma a ferramenta de simulação do desempenho de painéis fotovoltaicos, mas mais específico em questões que são discutidas no subcapítulo seguinte.

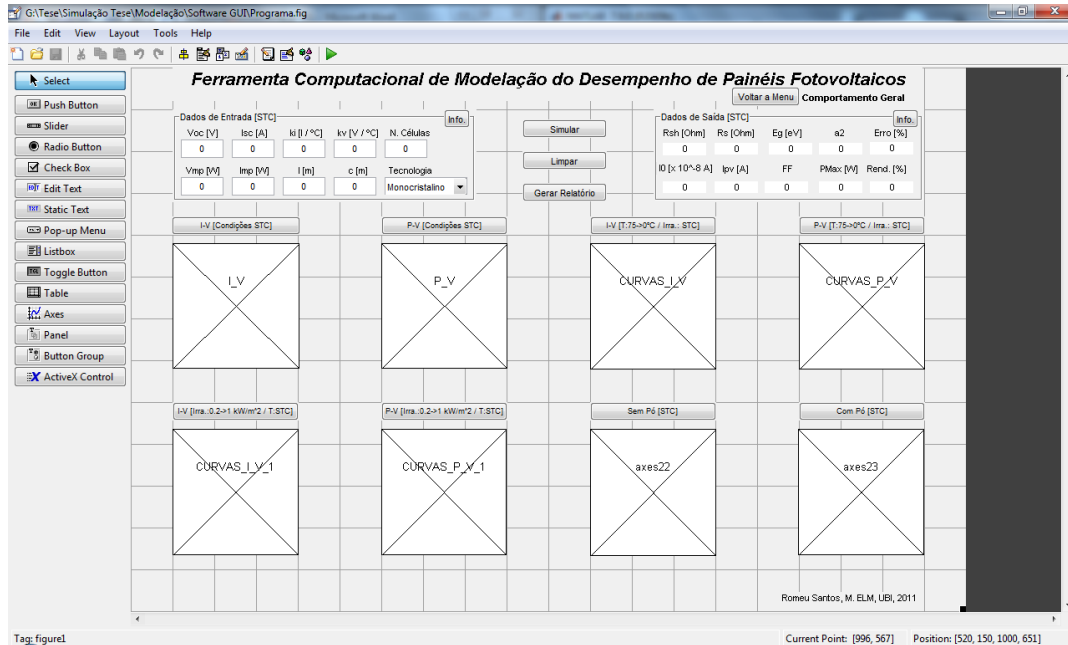


Figura 69: Desenvolvimento da interface gráfica correspondente à ferramenta computacional de modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos, que simulará de uma forma generalizada o comportamento geral de um painel fotovoltaico.

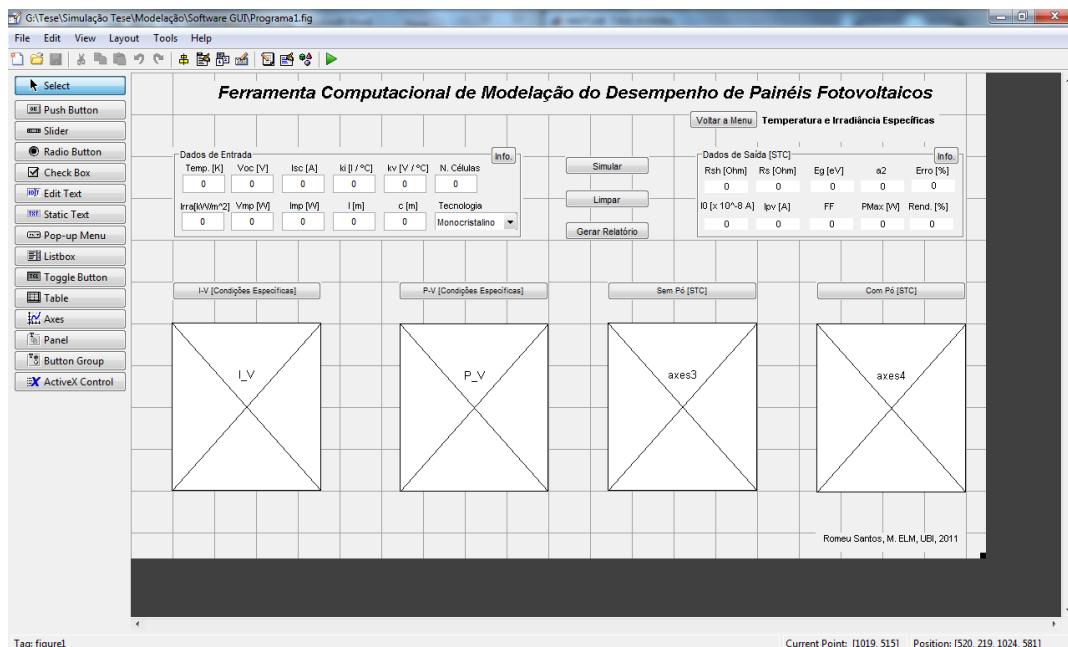


Figura 70: Desenvolvimento da interface gráfica correspondente à ferramenta computacional de modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos, que simulará de uma forma especificada o comportamento geral de um painel fotovoltaico.

## 6.2. Descrição da Ferramenta

A ferramenta computacional é constituída por três interfaces. A primeira interface corresponde a uma caixa menu (figura 71) onde o utilizador poderá seleccionar o tipo de simulação mais conveniente. Contudo, a caixa de menu é constituída por três botões de selecção: comportamento geral, comportamento para valores fixos de temperatura e irradiância e sair. A primeira opção corresponde à selecção da modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos de uma forma geral. Quer isto dizer, que quando o utilizador selecciona esta opção, fica apto de modelar o desempenho de qualquer painel a testar para temperaturas e irradiâncias fixas de teste. Por outro lado, se a selecção corresponder à segunda hipótese, o utilizador pode modelar qualquer painel fotovoltaico mas terá que introduzir a temperatura e a irradiância a que pretende modelar o desempenho do painel. A terceira opção é o botão sair, quando o utilizador clicar neste botão, o programa de simulação encerra-se.

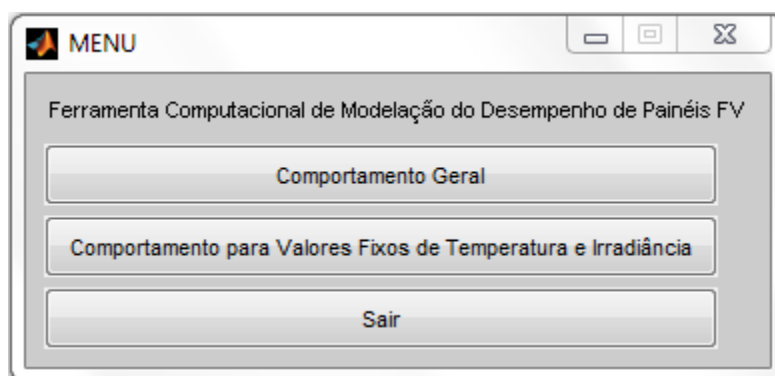


Figura 71: Caixa de menu que permite ao utilizador seleccionar a modelação que mais lhe convém.

Para a descrição das duas interfaces mais importantes, é feita a legenda das respectivas figuras 72 e figura 73 para uma melhor compreensão. Portanto, a legenda correspondente à interface ferramenta computacional de modelação de painéis fotovoltaicos / comportamento geral (figura 72), apresenta-se na seguinte forma:

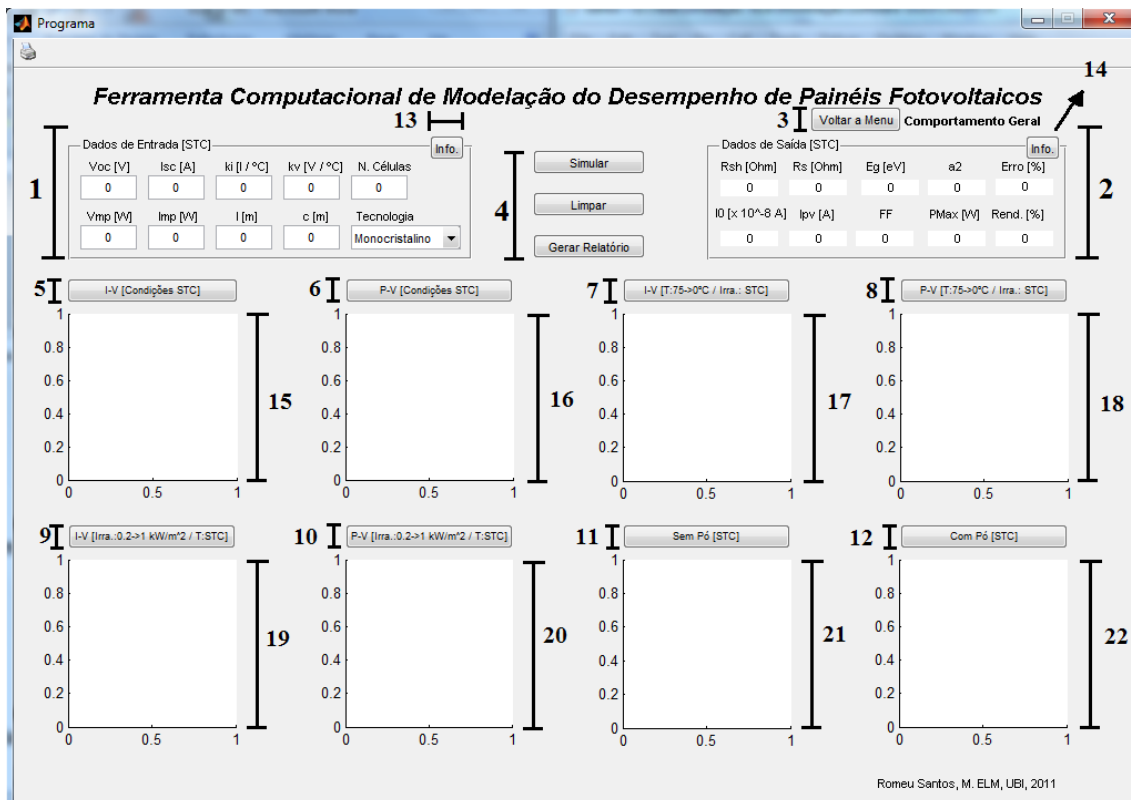


Figura 72: Aspecto da interface que corresponde à ferramenta computacional de modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos / comportamento geral. A numeração é relativa à legenda mencionada.

1-Botão “*Dados de Entrada [STC]*”: relativo a todos os parâmetros de um painel fotovoltaico que se deverão ser introduzidos antes de se efectuar uma simulação, nas condições *STC*;

2-Botão “*Dados de Saída [STC]*”: calculados pela ferramenta computacional de modelação relativos ao painel fotovoltaico estudado, nas condições *STC*;

3-Botão “*Voltar a Menu*”: retorno se assim desejar, à caixa de menu de forma a seleccionar outro modo de modelação ou sair;

4-Botão “*Simular*”, “*Limpar*” e “*Gerar Relatório*”. *Simular*: depois de introduzir os dados de entrada, quando se clicar no respectivo botão, a ferramenta inicia o cálculo numérico; *limpar*: todo o conteúdo dos dados de entrada, saída e gráficos serão apagados; *gerar relatório*: é gerado um relatório dos dados de entrada e de dados de saída, nas condições *STC* do respectivo painel fotovoltaico a testar;

5-Botão “*I-V [Condições STC]*”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado;

6-Botão “*P-V [Condições STC]*”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado;

7-Botão “*I-V [T:75 -> 0 °C / Irra: STC]*”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado. Este gráfico apresenta as curvas *I-V* para valores decrescentes de temperatura:  $T = 75\text{ °C}$ ,  $50\text{ °C}$ ,  $25\text{ °C}$ , e  $0\text{ °C}$  e para uma irradiância de  $G = 1000\text{ W/m}^2$ ;

8- Botão “*P-V [T:75 -> 0 °C / Irra: STC]*”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado. Este gráfico apresenta as curvas *P-V* para valores decrescentes de temperatura:  $T = 75\text{ °C}$ ,  $50\text{ °C}$ ,  $25\text{ °C}$ , e  $0\text{ °C}$  e para uma irradiância de  $G = 1000\text{ W/m}^2$ ;

9-Botão “*I-V [Irra:0,2 -> 1 kW/m<sup>2</sup> / T:STC]*”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado. Este gráfico apresenta as curvas *I-V* para valores decrescentes de irradiância:  $G = 0,2\text{ kW/m}^2$ ,  $0,4\text{ kW/m}^2$ ,  $0,6\text{ kW/m}^2$ ,  $0,8\text{ kW/m}^2$  e  $1\text{ kW/m}^2$ , para uma temperatura  $T = 25\text{ °C}$ ;

10-Botão “*P-V [Irra:0,2 -> 1 kW/m<sup>2</sup> / T:STC]*”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado. Este gráfico apresenta as curvas *P-V* para valores decrescentes de irradiância:  $G = 0,2\text{ kW/m}^2$ ,  $0,4\text{ kW/m}^2$ ,  $0,6\text{ kW/m}^2$ ,  $0,8\text{ kW/m}^2$  e  $1\text{ kW/m}^2$ , para uma temperatura  $T = 25\text{ °C}$ ;

11-Botão “*Sem Pó [STC]*”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado, de variação da potência ao longo do tempo considerando os diferentes tipos de degradação à exceção da provocada pela acumulação de poeiras;

12-Botão “*Com Pó [STC]*”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado, de variação da potência ao longo do tempo considerando os diferentes tipos de degradação incluindo a provocada pela acumulação de poeiras;

13-Botão “*Info.*”: informação relativa a todos os parâmetros de dados de entrada;

14-Botão “*Info.*”: informação relativa a todos os parâmetros de dados de saída;

15-Gráfico que representa a curva *I-V* de um painel fotovoltaico nas condições *STC*;

16-Gráfico que representa a curva *P-V* de um painel fotovoltaico nas condições *STC*;

17-Gráfico que representa as curvas *I-V* respectivas às temperaturas  $75$ ,  $50$ ,  $25$  e  $0\text{ °C}$  para uma irradiância constante de  $1\text{ kW/m}^2$ ;

18- Gráfico que representa as curvas *P-V* respectivas às temperaturas  $75$ ,  $50$ ,  $25$  e  $0\text{ °C}$  para uma irradiância constante de  $1\text{ kW/m}^2$ ;

19-Gráfico que representa as curvas  $I$ - $V$  respectivas às irradiâncias 0,2; 0,4; 0,6; 0,8 e 1  $\text{kW}/\text{m}^2$  para uma temperatura constante de 25  $^{\circ}\text{C}$ ;

20-Gráfico que representa as curvas  $P$ - $V$  respectivas às irradiâncias 0,2; 0,4; 0,6; 0,8 e 1  $\text{kW}/\text{m}^2$  para uma temperatura constante de 25  $^{\circ}\text{C}$ ;

21-Gráfico que representa o decréscimo de potência nas condições  $STC$  de um dado painel fotovoltaico, ao longo do tempo, quando sujeito aos vários tipos de degradação, mas sem acumulação de poeiras na sua superfície;

22-Gráfico que representa o decréscimo de potência nas condições  $STC$  de um dado painel fotovoltaico, ao longo do tempo, quando sujeito aos vários tipos de degradação, mas com acumulação de poeiras na sua superfície;

A legenda correspondente à interface ferramenta computacional de modelação de painéis fotovoltaicos / temperatura e irradiâncias específicas (figura 73) apresenta-se na seguinte forma:

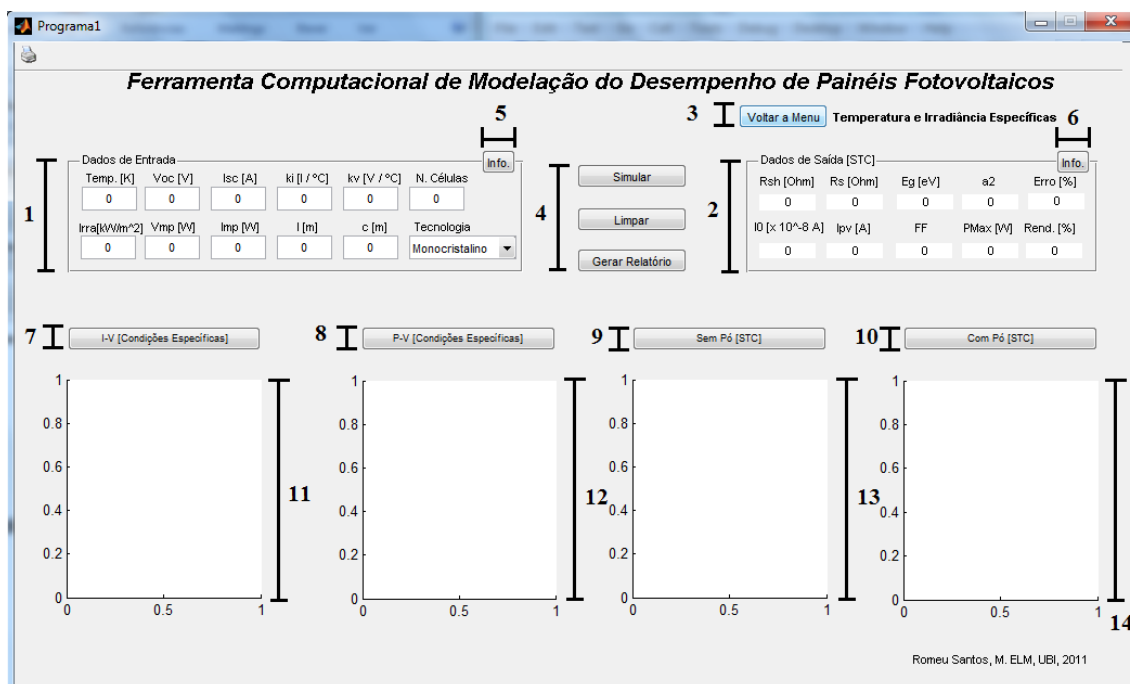


Figura 73: Aspecto da interface que corresponde à ferramenta computacional de modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos / temperatura e irradiâncias específicas. A numeração é relativa à legenda mencionada.

1-Botão “Dados de Entrada [STC]”: relativo a todos os parâmetros que se deverá introduzir de um painel fotovoltaico antes de se efectuar uma simulação, nas condições  $STC$ . Os valores de temperatura e a irradiância não necessitam de obedecer às condições  $STC$ , ou seja, o

utilizador poderá introduzir as respectivas condições, de temperatura e irradiância conforme desejar;

2-Botão “*Dados de Saída [STC]*”: calculados pela ferramenta computacional de modelação relativos ao painel fotovoltaico estudado, nas condições *STC*;

3-Botão “*Voltar a Menu*”: retorno se assim desejar, à caixa de menu de forma a seleccionar outro modo de modelação ou sair;

4-Botão “*Simular*”, “*Limpar*” e “*Gerar Relatório*”. *Simular*: depois de introduzir os dados de entrada, quando se clicar no respectivo botão, a ferramenta inicia o cálculo numérico; *limpar*: todo o conteúdo dos dados de entrada, saída e gráficos serão apagados; *gerar relatório*: é gerado um relatório dos dados de entrada e de dados de saída, nas condições *STC* do respectivo painel fotovoltaico a testar;

5-Botão “*Info.*”: informação relativa a todos os parâmetros de dados de entrada;

6- Botão “*Info.*”: informação relativa a todos os parâmetros de dados de saída;

7-Botão “*I-V [Condições Específicas]* ”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado;

8-Botão “*P-V [Condições Específicas]* ”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado;

9-Botão “*Sem Pó [STC]*”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado, de variação da potência ao longo do tempo considerando os diferentes tipos de degradação à excepção da provocada pela acumulação de poeiras;

10-Botão “*Com Pó [STC]*”: abre uma janela do respectivo gráfico de tamanho aumentado, de variação da potência ao longo do tempo considerando os diferentes tipos de degradação à excepção da provocada pela acumulação de poeiras;

11-Gráfico que representa a curva *I-V* de um painel fotovoltaico nas condições especificadas pelo utilizador;

12-Gráfico que representa a curva *P-V* de um painel fotovoltaico nas condições especificadas pelo utilizador;

13- Gráfico que representa o decréscimo de potência nas condições *STC* de um dado painel fotovoltaico, ao longo do tempo, quando sujeito aos vários tipos de degradação, mas sem acumulação de poeiras na sua superfície;

14- Gráfico que representa o decréscimo de potência nas condições *STC* de um dado painel fotovoltaico, ao longo do tempo, quando sujeito aos vários tipos de degradação, mas com acumulação de poeiras na sua superfície;

### 6.3. Ferramenta de Modelação

Neste subcapítulo faz-se uma breve descrição de como deve ser utilizada a ferramenta de modelação. Para o efeito, seleccionou-se um painel fotovoltaico, da página da internet [www.kyocerasolar.com](http://www.kyocerasolar.com). O painel seleccionado é um *kyocera KD 315-80 P Series*, um dos últimos modelos desenvolvidos pelo fabricante. Apresentam-se seguidamente as características técnicas (Tabela XVI) nas condições *STC* mais importantes para se efectuar uma modelação do seu desempenho, quando exposto às várias condições do meio ambiente. O parâmetro técnico, a potência máxima é apresentado na tabela, mas não é necessário introduzir este valor nos dados de entrada do simulador, pois este calcula o valor durante o processo numérico.

Iniciando-se a modelação geral deste painel fotovoltaico, abre-se a caixa de menu e selecciona-se comportamento geral. Neste modo de modelação, obtém-se o desempenho geral deste painel fotovoltaico. Se caso o utilizador não inserir qualquer dado técnico e clicar “*Simular*” aparece uma mensagem de aviso como exemplifica a figura 74. Devem-se ser colocados no mínimo cinco parâmetros para a realização de qualquer simulação. São eles:  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$  e número de células.

Tabela XVI: Especificações do painel fotovoltaico *kyocera KD 315-80 P Series* sob as condições nominais de teste (*STC*:25 °C, A.M 1,5; 1000 W/m<sup>2</sup>).

Parâmetro	Valor
Potência Máxima ( $P_{max,e}$ )	315 W
Tensão no Ponto de Potência Máxima ( $V_{mpp}$ )	39,8 V
Corrente no Ponto de Potência Máxima ( $I_{mpp}$ )	7,92 A
Tensão de Circuito-Aberto ( $V_{oc}$ )	49,2 V
Corrente de Curto-Circuito ( $I_{sc}$ )	3,8 A
Coefficiente de Temperatura para $V_{oc}$ ( $K_v$ )	$-708,48 \times 10^{-3}$ V/°C
Coefficiente de Temperatura para $I_{sc}$ ( $K_i$ )	$20,74 \times 10^{-3}$ A/°C
Número de Células ( $N_s$ )	80

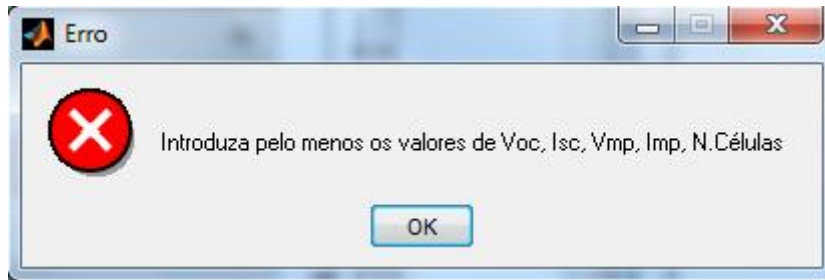


Figura 74: Aviso de erro quando não são colocados os parâmetros mínimos para a realização de qualquer modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos.

A ausência dos parâmetros técnicos  $K_v$  e  $K_i$ , influência bastante no cálculo das curvas  $I$ - $V$  e  $P$ - $V$  para as várias condições de temperatura e irradiância, à excepção da condição  $STC$  onde o cálculo numérico é feito correctamente. Os valores de  $K_v$  e  $K_i$  influenciam directamente o  $V_{oc}$  e a  $I_{sc}$  respectivamente.

Introduzindo os parâmetros técnicos na sua totalidade e seleccionado o tipo de painel, neste caso, como policristalino nos dados de entrada da ferramenta, obtém-se uma vasta informação geral sobre o desempenho do painel *kyocera KD 315-80 P Series*, como mostra a figura 75. Como não existe a indicação sobre as dimensões de uma só célula, não se coloca qualquer valor nos dados de entrada, relativos às dimensões comprimento  $c$  e largura  $l$ . A influência é verificada no cálculo do rendimento do painel, que neste caso não será efectuada face à falta destes dados. Observando-se então a figura 75, tem-se acesso a toda a informação sobre o desempenho geral do painel fotovoltaico *Kyocera KD 315-80 P Series*.

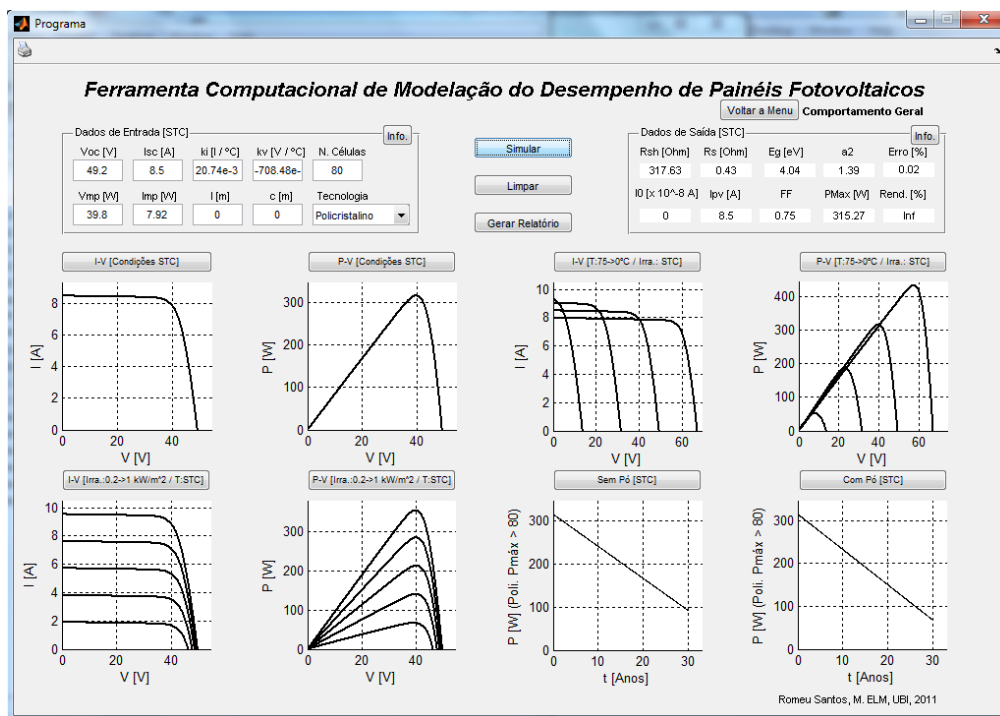


Figura 75: Modelação computacional do desempenho geral do painel *Kyocera KD 315-80 P Series*.

Voltando a menu e seleccionando a opção “*Comportamento para Valores Fixos de Temperatura e Irradiância*”, encontramos-nos noutra tipo de modelação, isto é, pode-se seleccionar uma temperatura e uma irradiância específica e verificar o desempenho do referido painel para estes mesmos valores de temperatura e irradiância.

Suponha-se que as condições ambientais nas quais se pretende efectuar a simulação do desempenho do painel consideram uma temperatura de 15 °C (288 K) e uma irradiância de 0,2 kW/m<sup>2</sup>. Colocando estes valores de temperatura e irradiância e os restantes parâmetros técnicos do painel *kyocera KD 315-80*, clicando em simular e aguardar enquanto a ferramenta faça o processo de cálculo, obtém-se a seguinte modelação (figura 76). Observa-se que a potência máxima nas condições ambientais referidas é próximo de 80 W, tendo em consideração que nas condições *STC* o mesmo painel produz 315 W.

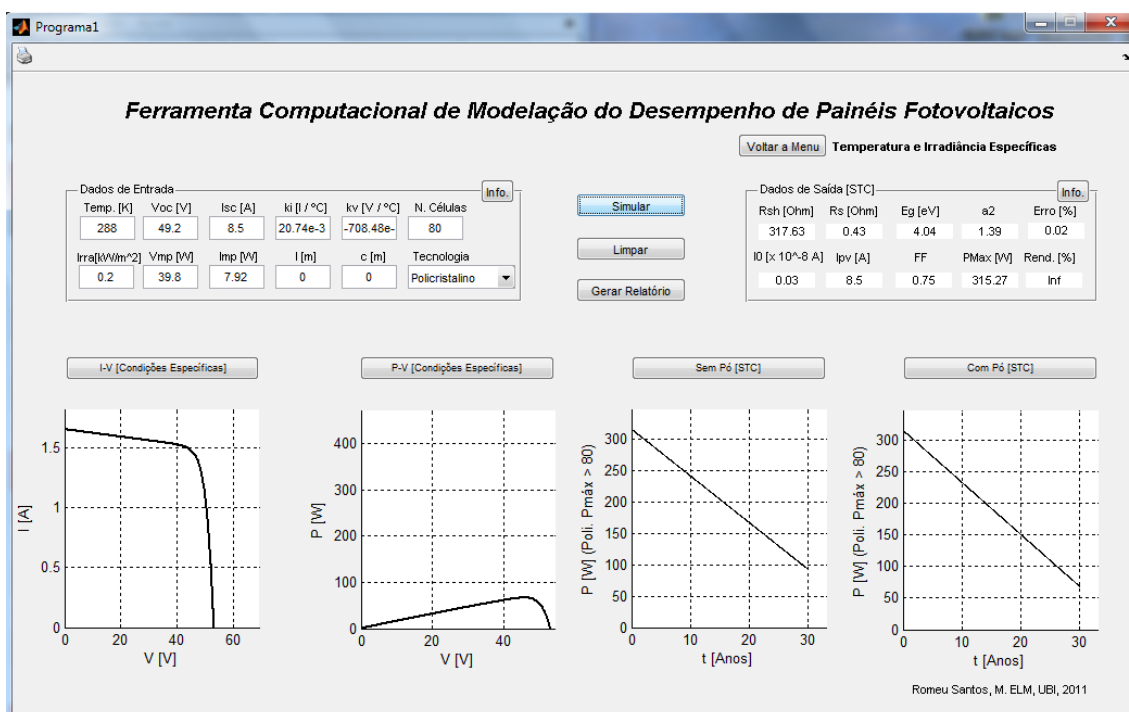


Figura 76: Modelação computacional do desempenho para temperatura de 288 K e irradiância e 0,2 kW/m<sup>2</sup> respectivamente do painel *kyocera KD 315-80 P Series*.

#### 6.4. Modelação para o Painel fotovoltaico *KC200GT*

Considerando as especificações técnicas do referido painel, efectua-se a simulação do mesmo com a ferramenta de modelação, com o intuito de uma vez mais verificar a precisão das curvas *I-V* para as diferentes temperaturas (0, 25, 50 e 75 °C) e irradiância fixa em 1 kW/m<sup>2</sup>, com as curvas *I-V* obtidas por *Villalva et al. (2009)* e também com as curvas *I-V* disponíveis no respectivo manual do fabricante. Os parâmetros técnicos do painel fotovoltaico *KC200GT* podem ser encontrados no capítulo IV ou no respectivo manual do fabricante. Uma vez mais são inserindo os parâmetros técnicos na ferramenta de modelação, mas para o caso geral obtém-se os seguintes resultados expostos na figura 77.

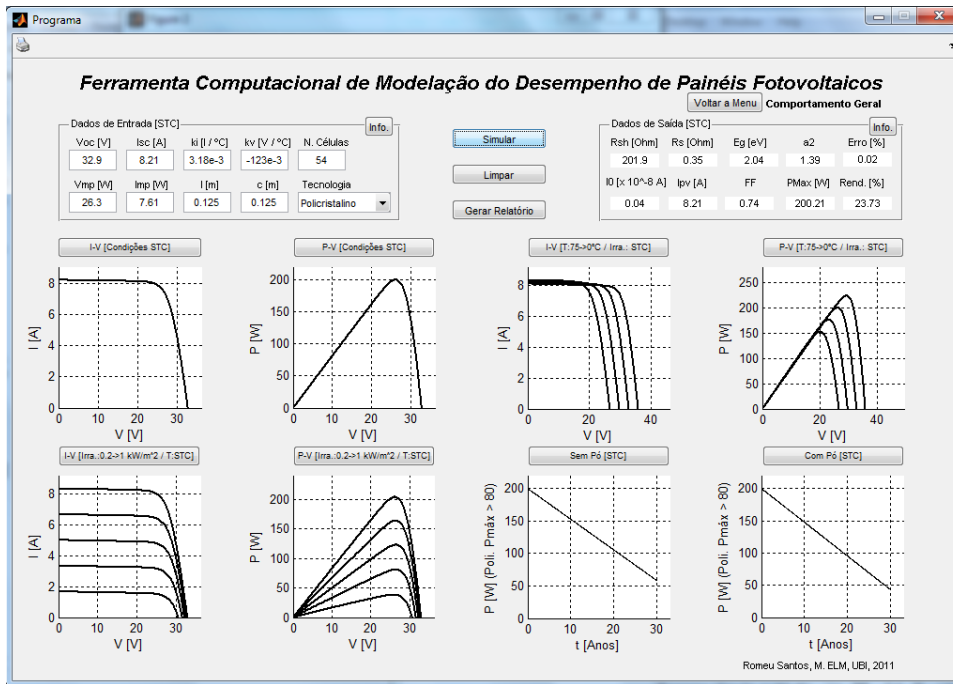


Figura 77: Modelação computacional do desempenho geral do painel KC200GT.

Clicando com o rato no botão *I-V [T:75->0°C / Irra.: STC]* a imagem do respectivo gráfico é ampliada. Para uma melhor observação desta ampliação veja-se a figura 78. Depois de verificado o gráfico respectivo, analise-se agora a figura 79, que representa as mesmas curvas mas com os resultados obtidos por Villalva *et al.* (2009), e a figura 80, que representa também as mesmas curvas mas disponíveis no manual do fabricante. Com estas três figuras chega-se à conclusão uma vez mais que a ferramenta computacional elaborada possui uma precisão elevada no cálculo de todas as características funcionais para qualquer painel fotovoltaico seja ele monocristalino ou policristalino.

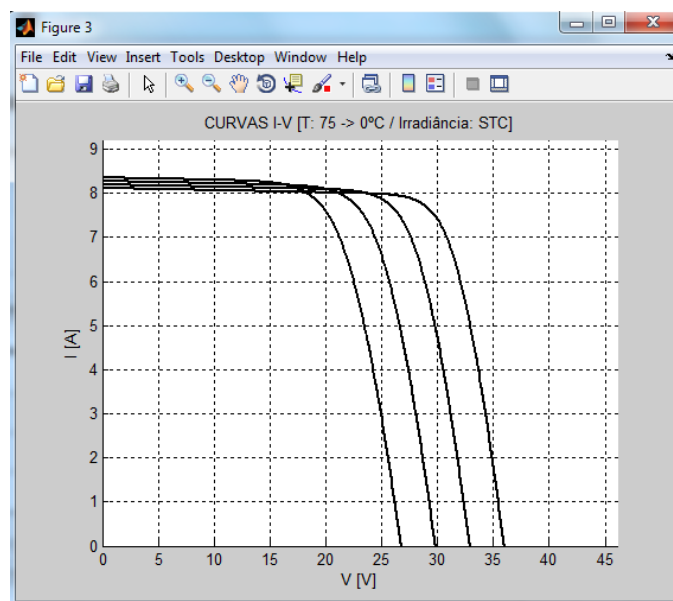


Figura 78: Imagem ampliada das curvas *I-V* que caracterizam o painel fotovoltaico KC200GT, para as temperaturas 75, 50, 25 e 0°C, respectivamente, com a irradiância 1 kW/m<sup>2</sup>.

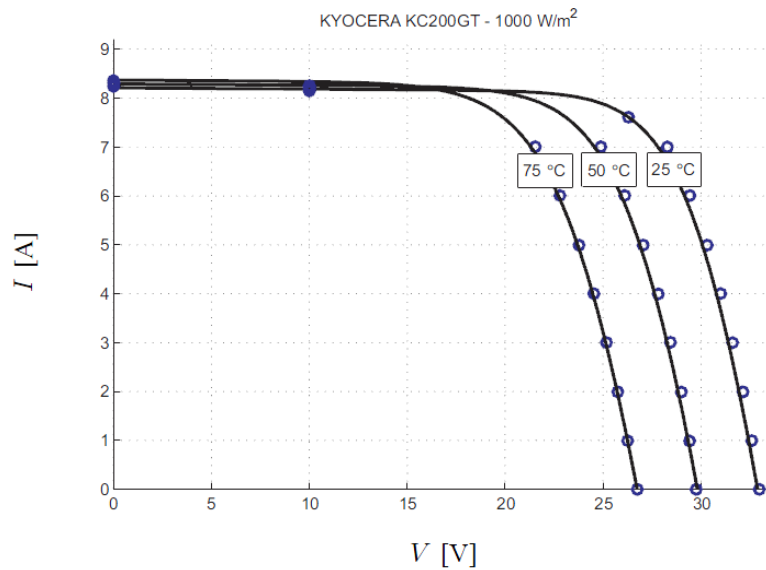


Figura 79: Curvas  $I$ - $V$  que caracterizam o painel fotovoltaico  $KC200GT$ , para as temperaturas 75, 50 e 25 °C calculadas por Villalva *et al.* (2009), com a irradiância 1 kW/m<sup>2</sup>.

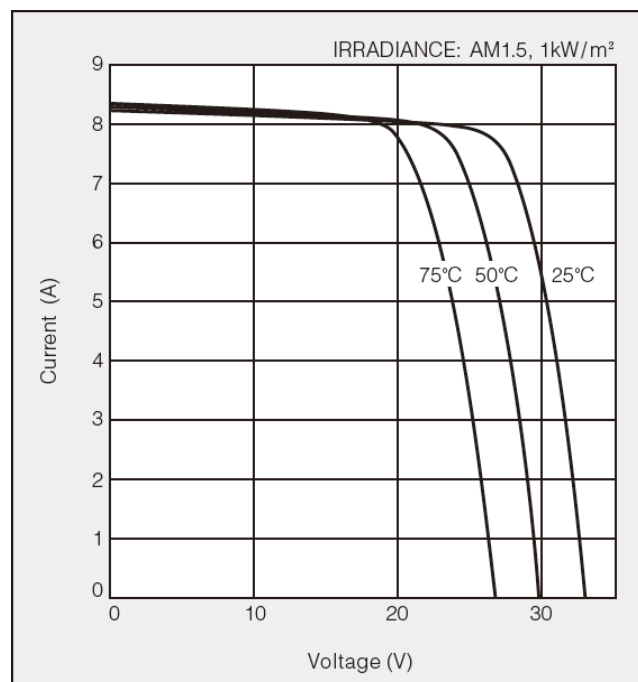


Figura 80: Curvas  $I$ - $V$  que caracterizam o painel fotovoltaico  $KC200GT$ , para as temperaturas 75, 50 e 25 °C que se encontram no manual de especificações do respectivo módulo, com a irradiância 1 kW/m<sup>2</sup>.

Esta ferramenta computacional de modelação do desempenho fotovoltaico foi construída tendo em conta as equações estudadas no capítulo IV, integrando também a redução de potência ao longo dos anos devido aos vários tipos de degradação, com e sem a deposição de poeiras. Com base no *software MATLAB*, incluindo-se a ferramenta *GUI*, conseguindo-se desenvolver uma ferramenta que oferece uma completa perspectiva sobre o funcionamento de um painel fotovoltaico. A ideia é disponibilizar uma ferramenta a clientes e a instaladores/reparadores. Aos primeiros esta servirá para comparar o desempenho de

diferentes painéis que se pretendam instalar, aos segundos serve ao mesmo propósito mais adicionalmente possibilita analisar a partir de que momento será necessário proceder a operações de manutenção, sendo uma mais-valia no acompanhamento pós-venda.

No CD disponibilizado junto com esta dissertação, encontra-se todo o código que tornou possível a concretização deste trabalho.

# Capítulo VII

## Conclusões

### 7.1. Contribuições do Trabalho

O objectivo principal deste trabalho consiste no desenvolvimento de uma ferramenta computacional que, permite a utilizadores, como exemplo, clientes e a instaladores/reparadores, analisar o desempenho de diferentes painéis que se pretendam instalar ou possibilitar a análise a partir de que momento será necessário proceder a operações de manutenção.

Para que o desenvolvimento desta ferramenta se concretizasse foi necessário dividir-se o trabalho em três fases. A primeira caracteriza-se pela fase da obtenção de modelos (simples ou dupla exponencial) e de outras equações, que quando dispostas numa forma concisa, é obtido um algoritmo para posterior implementação em *MATLAB*, com o intuito de caracterizar qualquer painel fotovoltaico, segundo as curvas *I-V* e *P-V* quando influenciados por factores externos como a temperatura e irradiância.

A segunda fase esteve relacionada com a redução de erro do pré-programa de simulação. Esta análise ficou marcada pelos diversos testes de proximidades entre curvas obtidas numericamente, com as experimentais disponíveis nos *datasheets* de fabricantes ou em trabalhos feitos por investigadores. Esta análise elaborou-se numa perspectiva de comparar os pontos (corrente vs. tensão) obtidos em simulação nas condições *STC* com os valores experimentais disponíveis. O erro correspondente ao cálculo das curvas *I-V* dos painéis *KC200GT* e *MSX60* nas condições *STC* foi na ordem de 0,02% com um erro relativo de 0,5 [A] e 0,014% com um erro relativo de 0,07 [A] respectivamente. A redução de erro é pautada principalmente pela análise das diferentes formas de obtenção dos valores da energia na banda de valência,  $E_g$ , e do factor de qualidade associado ao segundo diodo,  $a_2$ . A aplicação de distintas equações desenvolvidas por diferentes autores permitiu a obtenção destes valores que proporciona uma redução de erro de cálculo mais relevante, e consequentemente aumenta a precisão da modelação numérica. Os erros de cálculo numérico em ambos os painéis solares *KC200GT* e *MSX60*, associados à aplicação de equações para a obtenção dos valores supraditos foram na ordem de 0,01%, tendo em conta à potência máxima calculada numericamente com a experimental fornecida nos respectivos *datasheets*. Desta forma, verifica-se que o modelo numérico desenvolvido em *MATLAB* possui um erro bastante baixo, quando se exige simular o desempenho de painéis fotovoltaicos.

Desta forma, ficou-se apto para a última fase, que reside na integração no pré-programa de simulação de uma análise dos efeitos de degradação das células solares devido ao tempo

prolongado de exposição e à deposição de poeiras sobre a superfície frontal em painéis fotovoltaicos. A análise destes efeitos reflecte-se no parâmetro técnico principal, isto é, na potência máxima gerada.

Em suma, estas três fases de estudo permitiram desenvolver, com sucesso, através do *Graphical User Interface Design Environment (GUIDE)* incluído no *software MATLAB*, uma ferramenta de simulação do desempenho de painéis fotovoltaicos, útil a utilizadores que lidam com o tema de geração de energia fotovoltaica diariamente.

## 7.2. Perspectivas de Trabalho Futuro

Todavia, a ferramenta desenvolvida não esgota a necessidade de trabalho adicional com o intuito de aperfeiçoar a precisão dos resultados, bem como de possibilitar aos utilizadores novas funcionalidades que vão ao encontro das suas necessidades. Entre estas podem ser incluídas, a possibilidade que efectuar a leitura de um ficheiro de dados experimentais das curvas *I-V* e *P-V* para analisar a precisão da ferramenta não só no ponto de potência máxima. Também com o intuito de facilitar a utilização da ferramenta, ao invés de requer para cada painel fotovoltaico a introdução dos parâmetros característicos nas caixas de texto, possibilitar a leitura de um ficheiro de texto, devidamente formatado, que inclua todos estes elementos. Adicionalmente, pode ser prevista a geração de um relatório que congregue todos os resultados da modelação do desempenho do painel fotovoltaico em estudo. Estes são apenas alguns aspectos que beneficiariam a ferramenta na vertente do interface com o utilizador, porém ao nível do modelo numérico poder-se-á considerar a inclusão de equações e parâmetros destinados à modelação de painéis constituídos por outros materiais que não o silício mono ou policristalino. Embora a ferramenta tenha sido desenvolvida com o intuito de possibilitar a modelação do desempenho de painéis fotovoltaicos fora das condições padrão de teste, isto é, para valores específicos de temperatura e irradiância, no presente momento, não permite realizar esta modelação para valores destas grandezas variantes no tempo. Assim, para permitir a modelação do desempenho nestas condições transientes, a ferramenta requereria o *input* de dados de irradiância e temperatura em tempo real, providenciados por sensores ou publicados em páginas de internet. Um exemplo deste último é o sistema de informação geográfica fotovoltaica (*Photovoltaic Geographical Information System - PVGIS*), <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, disponibilizado na página de internet do *Joint Research Centre* da Comissão Europeia. Este tipo de modelação será adequado para simulação do desempenho de seguidores solares, assim como para contabilizar o efeito do sombreamento no desempenho de qualquer tipo de sistema de painéis fotovoltaicos.

## Referências Bibliográficas

Aazou, S., Assaid, E. M., (2009). “*Modelling Real Photovoltaic Solar Cell Using Maple*”, International Conference on Microelectronics, pp. 394-397, IEEE, ISBN: 978-1-4244-5814-1.

Barragán, O., Cruz, Olavarrieta, L. D., (2005). “*A bird’s Eye View of Materials and Manufacturing Processes for Photovoltaic Cells*”, Proceedings of the 15<sup>th</sup> International Conference on Electronics, Communications and Computers (CONIELECOMP), pp. 251-256, ISBN: 0-7695-2283-1.

Breitenstein, O., Rakotoniaina, J. P., Rifai, M. H. A., Werner, M., (2004). “*Shunts Types in Crystalline Silicon Solar Cells*”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 12(7), pp. 529-538, DOI: 10.1002/pip.544.

Carrero, C., Ramírez, D., Rodríguez, J., Platero, C. A., (2011). “*Accurate and Fast Convergence method for Parameter Estimation of PV Generators Based on Three Main Points of the I-V Curve*”, Renewable Energy 36 (11), pp 2971-2977.

Carrero, C., Rodríguez, J., Ramírez, D., Platero, C. (2010). “*Simple Estimation of Pv Modules Loss Resistances for Low Error Modelling*”, Renewable Energy 35(5), pp. 1103-1108.

Castañer, Luis, Silvestre, S. (2002). “*Modelling Photovoltaic Systems,Using PSpice*”, John Wiley & Sons Ltd.

Chan, D. S. H., Phang, J. C. H., (1987). “*Analytical Methods for the Extraction of Solar-Cell Single- and Double-Diode Model Parameters from I-V Characteristics*”, IEEE Transactions on Electron Devices, 34(2), pp. 286-293, ISSN: 0018-9383.

Chowdhury, S., Chowdhury, S. P., Taylor, G. A., Song, Y. H., (2008). “*Mathematical Modelling and Performance Evaluation of a Stand-Alone Polycrystalline PV Plant with MPPT Facility*”, Royal Society (UK), Incoming India Fellowship Scheme, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-7, ISSN: 978-1-4244-1905-0.

Cresesb, (2009). “*Energia Solar Princípios e Aplicações*”, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, CEPEL Sistemas Eletrobrás.

Doni, A., Dughiero, F., Lorenzoni, A., (2010). “*A Comparison Between Thin Film and C-SI PV Technologies for MW Size Applications*”, Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) 35th IEEE, pp. 2380-2385, ISBN: 978-1-4244-5890-5.

Dyk, E. E. V., Scott, B. J., Meyer, E. L., Leitch, A. W. R., (2000). “*Temperature Dependence of Performance of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules*”, South African Journal of Science, 96, pp. 198-200.

Dzimano, G., (2008). “*Modeling of Photovoltaic Systems*”, Electrical and Computer Engineering Graduate Program, Ohio State University.

EPIA, (2010). “*Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2014*”, European Photovoltaic Industry Association, Renewable Energy House.

Friera, P. S., Piliouline, M., Peláez, J., Carretero, J., Cardona, M. S., (2011). “*Analysis of Degradation Mechanisms of Crystalline Silicon PV Modules After 12 Years of Operation in Southern Europe*”, Prog. Photovolt: Res. Appl, Doi: 10.1002/pip.1083.

Gerald Gourdin, (2007). “*Solar Cell Technology - Current State of Art*”, Introduction to Green Chemistry.

Gow, J. A., Manning, C. D., (1999). “*Development of a Photovoltaic Array model for use in Power-Electronics Simulation Studies*”, IEEE Proc. Elect. Power Appl., 146(2), pp. 193-200.

Granata, J. E., Boyson, W. E., Kratochvil, J. A., Quintana, M. A., (2009). “*Long-Term Performance and Reliability of 8 PV Arrays at Sandia National Laboratories*”, Photovoltaic Systems Evaluation Laboratory, Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 34th IEEE, Sandia Nat., pp. 1486-1491, ISBN: 978-1-4244-2949-3.

Halme, J., (2002). “*Dye-Sensitized Nanostructured and Organic Photovoltaic Cells: Technical Review and Preliminary Tests*”, Master’s thesis, Helsinki University of Technology, Espoo.

Hanselman, D., Littlefield, B.R., (2000). “*Mastering Matlab 6*”, Prentice Hall.

Hermann, W., Wiesner, W., Vaa, W., (1997). “*Hot Spots Investigations on PV Modules - New Concepts for Test Standard and Consequences for Module Design With Respect to Bypass Diodes*”, in Proceedings of the 26<sup>th</sup> IEEE PV Specialists Conference, 1997, pp. 1129 - 1132, ISSN: 0160-8371

Hernanz, R., J. A., Martín, C., Zamora, J. J., Belver, I., Lesaka, L., Guerrero, J. Z., Pérez, E. P., (2010). “*Modelling of Photovoltaic Module*”, European Association for the Development of Renewable Energies, Environment and Power Quality (EA4EPQ) and *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPPQ’10)*, Granada (Spain).

Hsiao, P. W., Chang, C. H., Tsai, H. L., (2010). “*Accuracy Improvement of Practical PV Model*”, SICE Annual Conference, Taipei, Taiwan, pp. 2715-2730, ISBN: 978-1-4244-7642-8.

Ishaque, K., Salam, Z., Taheri, H., (2011). "Accurate MATLAB Simulink PV System Simulator Based on a Two-Diode Model", *Journal of Power Electronics*, 11(2), pp. 179-187, JPE.

Ishaque, K., Salam, Z., Taheri, H., (2011). "Simple, Fast and Accurate Two-Diode Model for Photovoltaic Modules", *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 95(22), pp. 586-594.

Ishaque, K., Salam, Z., Taheri, H., Syafaruddin, (2011). "Modeling and Simulation of Photovoltaic (PV) System During Partial Shading Based on a Two-Diode Model", *Simulation Modelling Practice and Theory*, 19(7), pp. 1613-1626.

Junsangsri, P., Lombardi, F., (2010). "Time/Temperature Degradation of Solar Cells Under the Single Diode Model", 25<sup>th</sup> International Symposium on Defect and Fault Tolerance in VLSI Systems, pp 240-248, ISSN: 1550-5774.

Kaplanis, S., Kaplani, E., (2011). "Energy Performance and Degradation Over 20 Year Performance of BP c-Si PV Modules", *Simulation Modelling Practice and Theory*, 19(4), pp. 1201-1211, Elsevier, doi:10.1016/j.simpat.2010.07.009.

King, D. L, Hansen, B. R., Kratochvil, J. A. and Quintana, M.A., (1997). "Dark Current-Voltage Measurements on Photovoltaic Modules as a Diagnostic or Manufacturing Tool", presented at the 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1125-1128, ISBN: 0-7803-3767-0.

Kyocera (2011). "KC200GT datasheet", Kyocera, Japan.

Langenkamp, M., Breitenstein, O., (2001). "Classification of Shunting Mechanism in Crystalline Silicon Solar Cells", *EMRS Strasbourg*, 72(1-4), Max-Planck-Institut of Microstructure Physics Halle, Germany, pp. 433-440.

Longatt, F. M. G., (2005). "Model of Photovoltaic Module in Matlab™", 2<sup>o</sup>. Congreso Iberoamericano de Estudiantes de Ingeniería Eléctrica, Electrónica Y Computación (II Cibelec), pp. 1-4.

Markvart, T., (2002). "Photovoltaic Solar Energy Conversion", European Summer University: Energy for Europe, School of Engineering Sciences.

Meyer, E. L., Dyk, E. E. V., (2004). "Assessing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters", *IEEE Transactions on Reliability*, 53(1), pp. 83-92, ISSN: 0018-9529.

Nema, R. K., Nema, S., Agnihotri, G., (2009). "Computer Simulation Based Study of Photovoltaic Cells/Modules and Their Experimental Verification", *International Journal of Recent Trends in Engineering*, 1(3), Academy Publisher, ACEEE.

Oi, A., (2005). “*Design and Simulation of Photovoltaic Water Pumping System*”, Doctoral thesis, Faculty of California Polytechnic State University, San Luis Obispo.

Osterwald, C. R., Pruett, J., Myers, D. R., Rummel, S., Anderberg, A., Ottoson, L., and Basso, T., (2001). “*Real-Time and Accelerated Solar Weathering of Commercial PV Modules*”, at the NCPV Program Review Meeting, NREL National Renewable Energy Laboratory.

Osterwald, C.R., Anderberg, A., Rummel, S., Ottoson, L., (2002). “*Degradation Analysis of Weathered Crystalline-Silicon PV Modules*”, 29th IEEE PV Specialists Conference, NREL National Renewable Energy Laboratory, pp. 1392-1395,

Pagliaro, M., Ciriminna, R., Palmisano, G., (2010). “*BIPV: Merging the Photovoltaic With the Construction Industry*”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 18(1), pp. 61-72, DOI: 10.1002/pip.920. Parida, B., Iniyar, S., Goic, R., (2011). “*A review of solar photovoltaic technologies*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15(3), pp. 1625-1636.

Pern, F. J., (1996). “*Spectroscopic, scanning laser OBIC and I-V/QE Characterizations of Browned EVA Solar Cells*”, in Proceedings of the 25<sup>th</sup> IEEE PV Specialists Conference, pp. 1255-1258, ISBN: 0-7803-3166-4.

Pern, F. J., Czanderna, A. W., Emery, K. A., Dhere, R. G., (1991). “*Weathering Degradation of EVA Encapsulant and the Effect of its Yellowing on Solar Cell Efficiency*”, in Proceedings of the 22<sup>nd</sup> IEEE PV Specialists Conference, pp. 557-560, ISBN: 0-87942-636-5.

Reis, A.M., Coleman, N.T., Marshall, M.W., Lehman, P.A., Chamberlin, C.E., (2002). “*Comparison of PV Module Performance Before and After 11-Years of Field Exposure*”, Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaics Specialists Conference, pp. 1432-1435, ISBN: 0-7803-7471-1.

Rummel, S. R., McMahon, T. J., (2005). “*Effect of Cell Shunt Resistance on Module Performance at Reduced Light Levels*”, Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, pp. 1331-1334, ISSN: 0160-8371.

Rustemli, S., Dincer, F., (2011). “*Modeling of Photovoltaic Panel and Examining Effects of Temperature in Matlab/Simulink*”, Electronics and Electrical Engineering, 3(109), pp. 35-40, ISSN 1392-1215.

Salam, Z., Ishaque, K., Taheri, H., (2010). “*An Improved Two-Diode Photovoltaic (PV) Model for PV System*”, Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & Power India, Joint International Conference, pp. 1-5, ISBN: 978-1-4244-7782-1.

Saloux, E., Teysseidou, A., Sorin, M., (2011). "Explicit Model of Photovoltaic Panels to Determine Voltages and Currents at the Maximum Power Point", Solar Energy, 85(5), pp. 713-722.

Santos, R., Gaspar, P.D., (2011). "Computational tool for modelling performance of photovoltaic panels", International Conference on Engineering - University of Beira Interior (ICEUBI 2011), Covilhã, Portugal.

Sera, D., Teodorescu R., Rodriguez, P., (2007). "PV Panel Model Based on Datasheet Values", Industrial Electronics, ISIE, International Symposium on IEEE, pp. 2392-2396, ISBN: 978-1-4244-0754-5.

Shahat, A. E., (2010). "PV Cell Module Modeling & Ann Simulation for Smart Grid Applications", Journal of theoretical and applied information technology. Mechatronics-Green Energy Lab.16(1), pp. 9-20, Elect. & Comp. Eng.

Skoczek A., Sample T., Dunlop E., (2009). "The Results of Performance Measurements of Field-Aged Crystalline Silicon Photovoltaic Modules", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Prog. Photovoltaic: 17, pp. 227-240, Wiley Interscience DOI:10.1002/pip.874.

Solarex (1997). "MSX-60 datasheet", Solarex, USA.

Szc, S. M., (1981). "Physics of Semiconductor Devices" John Wiley and Sons, pp. 812 - 816.

Tan, D., Seng A. K., (2008). "Handbook for Solar Photovoltaic (PV) Systems", Energy Market Authority, Building and Construction Authority.

Tiwari, G.N., Dubey, S., (2010). "Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications", RSC Energy Series, Julian Hunt, University College London, Published by The Royal Society of Chemistry.

Tsai, H. L., Tu, C. S., Su, Y. J., (2008). "Development of Generalized Photovoltaic Model Using Matlab/Simulink", Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science.

Vera, L. H., Prieb, C. W. M., Krenzinger, A., (2006). "Comparação do Desempenho de Módulos Fotovoltaicos Após 6 Anos de Operação", Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, 10, ASADES, pp. 4-25, ISSN 0329-5184.

Villalva, M. G., Gazoli, J. R., Ruppert, E., (2009). "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays", IEEE Transactions on Power Electronics, 24(5), School of Electrical and Computer Engineering, University of Campinas, pp. 1198-1208, ISSN: 0885-8993.

Villalva, M. G., J. R. Gazoli, J. R., Ruppert, E., (2009). “*Modeling and Circuit-Based Simulation of Photovoltaic Arrays*”, Brazilian Journal of Power Electronics, 14(1), pp. 35-45, ISSN: 1414-8862.

Walker, G. R., (2001). “*Evaluating MPPT Converter Topologies Using a Matlab PV Model*”, Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, 21(1), pp. 49-56, ISSN: 0725-2986.

Yang, J., Banerjee, A., Glatfelter, T., Sugiyama, S., Guha, S., (1997). “*Recent Progress in Amorphous Silicon Alloy Leading to 13% Stable Cell Efficiency*”, in proceedings of the 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 563-568, ISSN: 0-7803-3767-0.

Zhou, W., Yang, H., Fang, Z., (2007). “*A Novel Model for Photovoltaic Array Performance Prediction*”, Science Direct, 84(12), Applied Energy, pp. 1187-1198, DOI:10.1016/j.apenergy.2007.04.006.

Zhu, X. G., Fu, Z. H., Long, X. M., Li, X., (2011). “*Sensitivity Analysis and More Accurate Solution of Photovoltaic Solar Cell Parameters*”, Solar Energy, 85(2), pp. 393-403, doi:10.1016/j.solener.2010.10.022.