

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**FEUP**

**Utilização de Energia Fotovoltaica para a  
eficiência energética de uma moradia**

Filipe Fernandes dos Santos

VERSÃO PROVISÓRIA

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa

Janeiro de 2011

Filipe Santos, 2011

# Resumo

Numa altura em que intensifica-se cada vez mais a discussão de temas como a crise económica mundial, o aquecimento global, o preço e o esgotamento dos combustíveis fósseis, é importante ter consciência de que as energias renováveis serão parte importante de um futuro cada vez mais sustentável.

Em Portugal existem condições privilegiadas para o bom desenvolvimento no campo das energias renováveis. Ainda que grande parte da produção provenha dos grandes parques eólicos e fotovoltaicos, o cliente de Baixa-Tensão será fundamental na expansão do aproveitamento de fontes de energia renovável.

Na presente dissertação é feita uma descrição e análise dos componentes principais que constituem os sistemas fotovoltaicos autónomos e sistemas fotovoltaicos ligados à rede. Foram analisados os passos que, no seu conjunto, constituem uma metodologia adequada para efectuar o dimensionamento de ambos os tipos de sistemas fotovoltaicos. Foi realizado o dimensionamento e o estudo da viabilidade económica de um sistema de microprodução fotovoltaica mediante as alterações tarifárias de 2011.

Foi feita uma análise da relação existente entre as aplicações fotovoltaicas e a arquitectura dos edifícios.

Os aspectos legislativos, as tarifas e os seguros da microprodução fotovoltaica foram também referenciados.

Também o estado actual e as perspectivas futuras do fotovoltaico em Portugal e no Mundo foram examinados, mediante dados estatísticos e previsões.

## Palavras-chave

Energia solar, energia fotovoltaica, microprodução.



# Abstract

*At a time when more and more intensified discussion of issues such as global economic crisis, global warming, the price and depletion of fossil fuels, it is important to realize that renewable energy will be an important part of a more sustainable future .*

*In Portugal there are ideal conditions for of smooth development in the field of renewable energy. Although most of the production comes from large wind farms and photovoltaic, the client's Low-Voltage will be crucial in expanding the use of renewable energy sources.*

*In the present dissertation gives a description and analysis of the major components that make up the stand-alone and grid-connected photovoltaic systems. We set out the steps that, taken together, constitute an appropriate methodology to carry out the sizing of both types of PV systems. Sizing was performed and the study of the economic viability of a PV system by tariff changes through 2011.*

*It also conducted an analysis of the relationship between photovoltaic applications and architecture of buildings.*

*The legal aspects, tariffs and insurance of micro PV is also referenced.*

*Also the current status and future prospects of PV in Portugal and the world were examined by statistical data and forecasts.*

## **Keywords**

*Solar energy, photovoltaic, micro-production.*



# Agradecimentos

Quero agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa, pelas suas valiosas indicações, sugestões críticas e correcções que contribuíram para o desenvolvimento e conclusão do trabalho.

Ao Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura, pelas suas aulas de incentivo ao estudo do ramo de Energia.

Ao Professor Doutor Cláudio Monteiro, pelas suas aulas de incentivo ao estudo de Energias Renováveis.

Quero enviar uma palavra de agradecimento e um forte abraço a todos os meus amigos, sem excepção, por toda a amizade, apoio, coragem, pelos momentos de diversão e alegria que vivemos.

Ao Luís Gonzaga pela preciosa ajuda no que diz respeito à formatação e estrutura da Dissertação escrita.

Aos meus pais que sempre me incentivaram e apoiaram no meu percurso académico.

À minha irmã Sandrina que sempre me apoiou e que recentemente vive o sonho de ser mãe.

E como os últimos são os primeiros, quero agradecer e dedicar essencialmente esta dissertação à minha esposa Larissa, que me acompanhou e encorajou sempre nos bons e maus momentos.



# Índice

Resumo .....	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos .....	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras .....	xi
Lista de tabelas .....	xv
Abreviaturas e Símbolos .....	xvii
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1. Enquadramento .....	1
1.2. Objectivos.....	3
1.3. Estrutura da dissertação.....	3
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>5</b>
Tecnologia Fotovoltaica .....	5
2.1. Radiação solar .....	5
2.2. Células fotovoltaicas .....	12
2.3. Módulos fotovoltaicos .....	19
2.4. Baterias de acumuladores .....	24
2.5. Inversores DC / AC.....	29
2.6. Reguladores de carga .....	31
2.7. Cablagem.....	32
2.8. Restantes componentes.....	33
2.9. Conclusões .....	34
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>35</b>
Instalação, Integração e Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos .....	35
3.1. Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	35
3.2. Características a levantar do local da instalação .....	39
3.3. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos .....	40
3.4. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede .....	47
3.5. Cálculo económico.....	52
3.6. Programas de simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos .....	53

3.7. Integração em telhados planos e inclinados .....	54
3.8. Integração em fachadas, coberturas e em sistemas de sombreamento .....	60
3.9. Conclusões .....	64
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>65</b>
Aspectos Legislativos, Tarifas e Seguros .....	65
4.1. A microprodução .....	65
4.2. Sistema de registos para microprodutores .....	66
4.3. Aspectos legislativos .....	67
4.4. Remuneração da microprodução .....	71
4.5. Seguros para sistemas fotovoltaicos .....	74
4.6. Conclusões .....	76
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>77</b>
Dimensionamento e Viabilidade Económica de um Sistema ligado à rede numa moradia no Porto .....	77
5.1. Características do local e do projecto .....	78
5.2. Selecção dos módulos .....	79
5.3. Selecção do inversor .....	80
5.4. Configuração do sistema .....	81
5.5. Análise alternativa: sistema com um eixo .....	84
5.6. Análise alternativa: sistema com dois eixos .....	86
5.7. Avaliação económica .....	87
5.8. Conclusões .....	93
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>95</b>
Estado Actual e Perspectivas Futuras do Fotovoltaico .....	95
6.1. Estado actual das diferentes tecnologias .....	95
6.2. Análise de viabilidade .....	99
6.3. O sector fotovoltaico no Mundo .....	101
6.4. O sector fotovoltaico na Alemanha .....	106
6.5. O sector fotovoltaico em Portugal .....	110
6.6. Impacto ecológico .....	117
6.7. Conclusões .....	119
<b>Capítulo 7 .....</b>	<b>121</b>
Conclusões .....	121
<b>Referências .....</b>	<b>123</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>127</b>

## Lista de figuras

Figura 2.1 - Distribuição global da irradiação solar em Wh/m <sup>2</sup> .....	5
Figura 2.2 - Componentes da radiação solar .....	6
Figura 2.3 - Elevação solar em função em função do azimute para diferentes dados.....	7
Figura 2.4 - Irradiação solar global para azimute e inclinação solar variadas .....	9
Figura 2.5 - Posição do sol em relação a um painel inclinado .....	9
Figura 2.6 - Consideração de um sombreamento na elevação solar função do azimute solar .	10
Figura 2.7 - Níveis de radiação global em Portugal.....	11
Figura 2.8 - Estrutura de uma célula cristalina solar .....	13
Figura 2.9 - Célula de silício monocristalino semi-quadrada (esquerda) e policristalina (direita) .....	14
Figura 2.10 - Células amorfas.....	14
Figura 2.11 - Gráfico da eficiência das células solares em função da evolução temporal .....	15
Figura 2.12 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica .....	16
Figura 2.13 - Curva corrente-tensão característica da célula fotovoltaica.....	16
Figura 2.14 - Curva corrente-tensão de uma célula fotovoltaica sob o efeito de R <sub>s</sub> (gráfico da esquerda) e do efeito de R <sub>p</sub> (gráfico da direita) .....	17
Figura 2.15 - Módulo fotovoltaico sombreado (por uma folha) com díodos de derivação ( <i>by-pass</i> ) .....	23
Figura 2.16 - Curvas corrente-tensão do módulo com e sem díodos de derivação.....	23
Figura 2.17 - Acumuladores solares .....	24
Figura 2.18 - Sistema autónomo com inversor autónomo .....	30
Figura 3.1 - Cabana com aproveitamento fotovoltaico .....	36
Figura 3.2 - Constituição de um sistema fotovoltaico autónomo.....	36

Figura 3.3 - Constituição de um sistema fotovoltaico ligado à rede .....	37
Figura 3.4 - Fluxograma do algoritmo para dimensionamento de sistemas autónomos.....	46
Figura 3.5 - Fluxograma do algoritmo para dimensionamento de sistemas ligados à rede .....	51
Figura 3.6 - Esquema representativo de um telhado frio (esquerda) e telhado quente (direita) .....	55
Figura 3.7 - Sistema fotovoltaico montado no telhado plano (esquerda) e integrado no telhado plano (direita) .....	56
Figura 3.8 - Sistema montado no telhado inclinado (esquerda) e integrado no telhado inclinado (direita).....	57
Figura 3.9 - Telha solar .....	59
Figura 3.10 - Fachada fria (esquerda) e fachada quente (direita).....	60
Figura 3.11 - Fachada fotovoltaica .....	61
Figura 3.12 - Cobertura de vidro fotovoltaica .....	62
Figura 3.13 - Dispositivo fotovoltaico de sombreamento .....	63
Figura 4.1 - Microprodução fotovoltaica num telhado de uma habitação .....	65
Figura 5.1 - Interface (parcial) do PVSYSY: Percurso solar em função do azimute solar no Porto.....	78
Figura 5.2 - Interface (parcial) do PVSYSY: Orientação dos painéis para o sistema fixo .....	78
Figura 5.3 - Interface (parcial) do PVSYSY: Inserção da potência máxima para o sistema FV .	79
Figura 5.4 - Interface (parcial) do PVSYSY: Selecção do tipo de módulo FV (SPR 225-WHT-I) .....	79
Figura 5.5 - Interface (parcial) do PVSYSY: Características eléctricas dos módulos SPR 225-WHT-I.....	80
Figura 5.6 - Interface (parcial) do PVSYSY: Selecção do tipo de inversor ( <i>Sunny Boy</i> SB3300) .....	80
Figura 5.7 - Interface (parcial) do PVSYSY: Características eléctricas dos inversores <i>Sunny Boy</i> SB3300 .....	81
Figura 5.8 - Interface (parcial) do PVSYSY: Finalização da simulação do projecto .....	81
Figura 5.9 - Energia incidente (kWh/m <sup>2</sup> /kWp), para cada mês do ano, no painel fotovoltaico .....	82
Figura 5.10 - Produção anual normalizada (por kWp instalado), para a potência nominal de 3.6 kWp, considerando-se as perdas.....	82
Figura 5.11 - Desempenho do sistema fotovoltaico .....	83
Figura 5.12 - Energia diária injectada na rede ( <i>output</i> ) em função da irradiação solar ( <i>input</i> ).....	83

Figura 5.13 - Energia anual injectada na rede.....	84
Figura 5.14 - Interface do PVSYST: Ângulo de orientação dos painéis entre 20° e 60°, orientação Sul (sistema de um eixo).....	84
Figura 5.15 - Interface (parcial) do PVSYST: Selecção do tipo de inversor ( <i>Sunny Boy SB 3800</i> ).....	85
Figura 5.16 - Interface (parcial) do PVSYST: Características eléctricas dos inversores <i>Sunny Boy SB 3800</i> .....	85
Figura 5.17 - Interface (parcial) do PVSYST: Simulação do sistema de um eixo com ajuste sazonal .....	86
Figura 5.18 - Interface do PVSYST: Ângulo de orientação dos painéis entre 0° e 45°, azimute entre este (-90°) e oeste (90°) (sistema de dois eixos) .....	86
Figura 5.19 - Interface (parcial) do PVSYST: Simulação do sistema de dois eixos .....	87
Figura 5.20 - Balanço financeiro acumulado ( <i>Cash-Flow</i> ) em função do ano de instalação para o sistema fixo, durante o período do regime bonificado (15 anos) .....	90
Figura 5.21 - Balanço financeiro acumulado ( <i>Cash-Flow</i> ) em função do ano de instalação para o sistema de 1 eixo, durante o período do regime bonificado (15 anos) .....	90
Figura 5.22 - Balanço financeiro acumulado ( <i>Cash-Flow</i> ) em função do ano de instalação para o sistema de 2 eixos, durante o período do regime bonificado (15 anos) .....	91
Figura 5.23 - Orçamento de um “ <i>kit</i> ” de ligação à rede <i>Sunpower</i> .....	92
Figura 6.1 - Quota de mercado das tecnologias .....	97
Figura 6.2 - Evolução da eficiência das células fotovoltaicas nas últimas três décadas .....	98
Figura 6.3 - Previsão de evolução dos custos de um sistema fotovoltaico em USD/W .....	101
Figura 6.4 - O mercado fotovoltaico internacional em 2009.....	101
Figura 6.5 - Crescimento da capacidade instalada mundial de fotovoltaico .....	105
Figura 6.6 - Evolução da capacidade instalada fotovoltaica na Alemanha até 2009.....	108
Figura 6.7 - Autonomia energética de diversos países .....	111
Figura 6.8 - Evolução da energia produzida a partir de FER em Portugal (TWh) .....	112
Figura 6.9 - Promoção do investimento em FER (milhões de €) em Portugal (1999 a 2009) ..	114
Figura 6.10 - Estimativa promoção do investimento em FER (milhões de €) em Portugal (2009-2020).....	114
Figura 6.11 - Novo edifício do Departamento de Energias Renováveis do INETI.....	115
Figura 6.12 - Energia fotovoltaica e perspectivas de crescimento em Portugal (2009-2020) ..	115
Figura 6.13 - Consumo cumulativo de energia primária pelos fabricantes de sistemas FV (kWh/ kWp) .....	118
Figura A.1 - Folha de características (1/3) do sistema FV fixo ligado à rede no Porto.....	128

Figura A.2 - Folha de características (2/3) do sistema FV fixo ligado à rede no Porto .....	129
Figura A.3 - Folha de características (3/3) do sistema FV fixo ligado à rede no Porto .....	130
Figura A.4 - Folha de características (1/3) do sistema FV de um eixo ligado à rede no Porto .....	132
Figura A.5 - Folha de características (2/3) do sistema FV de um eixo ligado à rede no Porto .....	133
Figura A.6 - Folha de características (3/3) do sistema FV de um eixo ligado à rede no Porto .....	134
Figura A.7 - Folha de características (1/3) do sistema FV de dois eixos ligado à rede no Porto .....	136
Figura A.8 - Folha de características (2/3) do sistema FV de dois eixos ligado à rede no Porto .....	137
Figura A.9 - Folha de características (3/3) do sistema FV de dois eixos ligado à rede no Porto .....	138

## Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Comparação da média dos níveis de radiação mensal em Wh/m <sup>2</sup> /dia de vários países.....	5
Tabela 4.1 - Tarifas da microprodução para diferentes tecnologias .....	73
Tabela 5.1 - Orçamento do sistema fixo.....	87
Tabela 5.2 - Orçamento do sistema de um eixo.....	88
Tabela 5.3 - Orçamento do sistema de dois eixos .....	88
Tabela 5.4 - Orçamento e produção anual dos projectos simulados .....	88
Tabela 5.5 - Evolução da tarifa de referência aplicada ao projecto para a instalação em 2011.....	89
Tabela 5.6 - Orçamento, produção anual e <i>payback</i> dos 3 sistemas .....	91
Tabela 6.1 - Comparação dos custos de investimento de diversas fontes energéticas.....	99
Tabela 6.2 - Principais parâmetros de custos das diferentes FER.....	99
Tabela 6.3 - Previsão futura da capacidade fotovoltaica instalada mundial em MW .....	102
Tabela 6.4 - Modelos de políticas de apoio em diversos países .....	104
Tabela 6.5 - Vendas na indústria fotovoltaica da Alemanha, em biliões de euros .....	108
Tabela 6.6 - Potência fotovoltaica gerada na Alemanha, em GWh .....	109
Tabela 6.7 - Produção de módulos fotovoltaicos na Alemanha.....	109
Tabela 6.8 - Valores obtidos na exportação do fotovoltaico (M€) .....	109
Tabela 6.9 - Empregos criados através do mercado fotovoltaico na Alemanha .....	110
Tabela 6.10 - Trocas de energia eléctrica de Portugal com o estrangeiro (em GWh) .....	111
Tabela 6.11 - Evolução histórica da energia eléctrica produzida através de FER em Portugal (GWh) .....	112

Tabela 6.12 - Evolução da potência total instalada em renováveis (MW) em Portugal Continental.....	113
Tabela A.1 - Produção média estimada de um sistema FV no Porto diária ( $E_d$ ) e mensal ( $E_m$ ). Irradiação solar média diária ( $H_d$ ) e mensal ( $H_m$ ) .....	127
Tabela A.2 - <i>Cash Flow</i> do sistema FV fixo, no período do regime bonificado (15 anos) .....	131
Tabela A.3 - <i>Cash Flow</i> do sistema FV de um eixo, no período do regime bonificado (15 anos) .....	135
Tabela A.4 - <i>Cash Flow</i> do sistema FV de dois eixos, no período do regime bonificado (15 anos) .....	139
Tabela A.5 - Elementos constituintes da tecnologia fotovoltaica que podem ser reciclados .....	140

# Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AC	<i>Alternat Current</i>
ADENE	Agência para a Energia
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BD	Base de dados
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
BOS	<i>Balance of System</i>
BP	<i>British Petroleum</i>
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CE	Comissão Europeia
CdTe	Telurio de Cádmio
CiGs	Índio Gálio Silício
CIS	Cobre Índio Silício (Disselenieto de Cobre e Índio)
DC	<i>Direct Current</i>
DEEC	Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
DOP	<i>Deep Of Discharge</i>
DR	Diário da República
EDP	Electricidade de Portugal
EEG	<i>German Renewable Energy Sources Act</i>
ERIIE	Entidade Regional Inspectora de Instalações Eléctricas
EU	<i>European Union</i>
EUA	Estados Unidos da América
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
EVA	Etileno Vinil Acetato

FER	Fontes de Energia Renováveis
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FF	Factor de Forma
FV	Fotovoltaico(a)
GaAs	Arsénio de Gálio
GTO	<i>Gate Turn-off Thyristor</i>
HCI	Heterojunção com uma Camada fina Intrínseca
HF	<i>High Frequency</i>
HTRP	<i>100 000 Roofs Program for photovoltaics</i>
ID	Investigação e Desenvolvimento
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
INETI	Instituto Nacional de Energia, Tecnologia e Inovação
IRC	Imposto sobre o Rendimento das pessoas Colectivas
IRS	Imposto sobre o Rendimento das pessoas Singulares
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
LF	<i>Low Frequency</i>
MEID	Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MT	Média Tensão
NIF	Número de Identificação Fiscal
NIPC	Número de Identificação de Pessoa Colectiva
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
PPM	Ponto de Potência máxima
PV	<i>Photovoltaic(s)</i>
PVC	<i>Polyvinyl Chloride</i>
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
REACT	<i>Renewable Energy Action</i>
REL	<i>Renewable Energy Law</i>
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público
SB	<i>Sunny Boy</i>
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEM	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico Português
SMS	<i>Short Message Service</i>
SPES	Sociedade Portuguesa de Energia Solar
SRM	Sistema de Registo de Microprodução
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TiO <sub>2</sub>	Dióxido de Titânio
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade

UE	União Europeia
US	<i>United States (of America)</i>
USD	<i>United States Dollar</i>
VRLA	<i>Valve Regulated Lead Acid</i>

#### Lista de símbolos

$\delta$	Declinação
$\gamma_s$	Elevação Solar
$\psi_s$	Azimute Solar
$\theta_z$	Distância Zenital
$\omega_{\text{solar}}$	Ângulo Horário Solar
$\varphi$	Latitude
$\beta$	Inclinação
$\rho$	Reflectividade do Solo
$\eta$	Rendimento ou Eficácia
$\alpha$	Coefficiente de Temperatura
$\Delta$	Variação
€	Euro
W	Watt
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
kWp	Kilowatt-pico



# Capítulo 1

## Introdução

Este capítulo apresenta uma visão da temática abordada e define quais os objectivos e motivações inerentes à sua realização. Na parte final deste mesmo capítulo apresenta-se uma breve descrição sobre a estrutura desta dissertação.

### 1.1. Enquadramento

O impacto dos problemas ambientais causados pelo aumento da actividade económica e industrial desde a revolução industrial está hoje na ordem do dia. Depois de algumas décadas de incertezas e hesitações, os governos das grandes potências mundiais estão mais do que nunca concentrados na resolução do problema do aquecimento global, unindo esforços para diminuir os efeitos secundários e negativos que a actividade humana tem no nosso planeta.

O paradigma da produção de energia eléctrica é aquele que mais rapidamente se está a adaptar à nova realidade, o recurso a combustíveis fósseis é insustentável a médio prazo e o recurso às energias renováveis para produção de energia eléctrica é cada vez mais uma aposta global [4].

No panorama actual das energias renováveis, a electricidade proveniente da energia solar fotovoltaica assume particular relevo. Embora a produção mundial de electricidade recorrendo a sistemas fotovoltaicos seja ainda marginal quando comparada com a produção total, o mercado tem crescido a uma taxa anual de 35%, e o potencial desta tecnologia é teoricamente infindável.

Nesta primeira década do século XXI, a energia solar fotovoltaica é aquela que mais está a crescer, em termos relativos.

A Europa, encabeçada pela Alemanha, está muito bem posicionada no mercado mundial. No entanto, a médio prazo, outros países têm já definido metas muito ambiciosas de

produção eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos, países tais como a China, Japão, a Índia e os EUA.

Portugal apresenta uma forte dependência energética do exterior, das maiores da União Europeia. Não explorando quaisquer recursos energéticos fósseis no seu território desde 1995, a sua produção de energia assenta exclusivamente no aproveitamento dos recursos renováveis, a água, o vento, a biomassa e outros em menor escala.

Na União Europeia, Portugal é, depois da Grécia e da Espanha, o país com maior potencial de aproveitamento de energia solar.

A energia solar, passível de ser convertida em energia fotovoltaica e térmica é possivelmente a fonte mais privilegiada, já que Portugal permite um período médio de exposição solar anual de 2200 a 3000 horas, valor bastante superior aos obtidos nos países da Europa central, que possuem entre 1200 a 1700 horas. No entanto apenas se encontram instalados cerca de 6 mil metros quadrados de painéis solares em Portugal e grande parte deve-se às centrais fotovoltaicas de grandes dimensões [9].

A microprodução constitui uma alternativa às grandes centrais, bem como às redes de distribuição AT. As novas tecnologias existentes produzem electricidade de elevada qualidade e de forma eficiente. O facto da produção se dar no local de consumo, elimina perdas por transporte, bem como custos inerentes às redes AT. Existe ainda a possibilidade de aproveitar o calor libertado em determinados equipamentos, fazendo uma gestão mais eficiente dos recursos energéticos.

O enquadramento legal da microgeração em Portugal permite a injeção total da energia produzida na rede dentro de um limite estipulado, resultando tal numa redução na factura do produtor. Este enquadramento apresenta benefícios económicos, de modo a incentivar os possuidores de ligação BT [9].

Sendo as energias renováveis e em particular a microgeração um tema extremamente actual e pertinente, serve o presente documento de guia à produção realizada por clientes BT, com incidência em aproveitamento fotovoltaico.

## 1.2. Objectivos

O estudo realizado no âmbito desta dissertação teve como principais objectivos:

- Familiarização com a tecnologia fotovoltaica e suas aplicações em moradias;
- Análise das vantagens da utilização da energia fotovoltaica para a eficiência energética de uma moradia;
- Contribuição da tecnologia fotovoltaica para a sustentabilidade em Portugal;
- Análise da influência dos Programas e das abordagens políticas que incentivam o mercado fotovoltaico;
- Dimensionamento e viabilidade económica de sistemas fotovoltaicos ligados à rede;
- Conhecimento do estado actual e perspectivas futuras do fotovoltaico em Portugal e no Mundo.

## 1.3. Estrutura da dissertação

Esta dissertação é constituída, para além da introdução, por mais seis capítulos. No segundo capítulo são abordadas questões relevantes para um melhor entendimento da tecnologia fotovoltaica, como a radiação solar, as células e módulos fotovoltaicos e restantes componentes que constituem um sistema fotovoltaico.

No terceiro capítulo são apresentados os tipos de sistemas fotovoltaicos existentes, bem como o seu dimensionamento e as suas formas de integração e montagem em edifícios.

No quarto capítulo são mencionadas algumas normas legais em vigor, o processo de inscrição na microprodução, as tarifas e os seguros para os sistemas fotovoltaicos em Portugal.

No quinto capítulo é efectuado um dimensionamento e análise económica de um sistema ligado à rede no distrito do Porto.

No sexto capítulo são apresentados aspectos que caracterizam o estado actual e perspectivas futuras da tecnologia fotovoltaica no Mundo e em particular na Alemanha e Portugal.

Finalmente no sétimo capítulo são apresentadas as conclusões referentes à elaboração da dissertação.



# Capítulo 2

## Tecnologia Fotovoltaica

### 2.1. Radiação solar

O Sol fornece energia na forma de radiação. Devido à grande distância entre o Sol e a Terra, apenas uma pequena parte da radiação solar emitida atinge a superfície terrestre, sendo que somente cerca de  $1 \text{ kW/m}^2$ , dos  $62,5 \text{ kW/m}^2$  emitidos pelo sol, chegam à superfície terrestre. Uma vez que a quantidade de energia solar que atinge a superfície da Terra corresponde, aproximadamente, a dez mil vezes a procura actual global de energia. Assim, teríamos de utilizar somente 0,01% desta energia para satisfazer a procura energética total da humanidade.



Figura 2.1 - Distribuição global da irradiação solar em  $\text{Wh/m}^2$  [1]

Tabela 2.1 - Comparação da média dos níveis de radiação mensal em  $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$  de vários países [1]

	Portugal	Roménia	Alemanha	Itália	Noruega	Dinamarca	Espanha
Irradiação Média Anual ( $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$ )	4410	3710	2670	4030	2360	2650	4470

### 2.1.1. Componentes da radiação

A atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção e dispersão. Desta forma, a radiação pode-se dividir em três componentes, como mostra a figura 2.2.

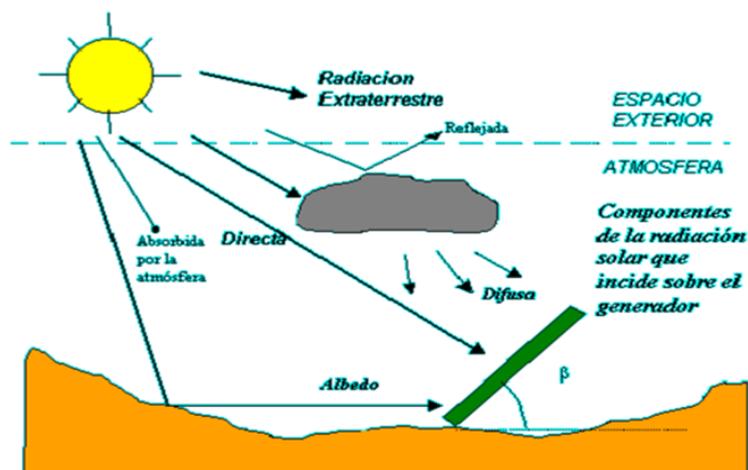


Figura 2.2 - Componentes da radiação solar [3]

Antes de prosseguirmos ao estudo mais detalhado destas componentes, vejamos as duas definições relativas à radiação [3]:

- **Irradiância:** potência que incide na superfície por unidade de área ( $\text{kW}/\text{m}^2$ ).
- **Irradiação:** energia que incide na superfície por unidade de área durante um período de tempo ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ ).

Vejamos agora as definições relativas às três componentes que constituem a radiação solar [3]:

- **Radiação directa:** constituída por raios solares recebidos em linha recta do Sol.
- **Radiação difusa:** procedente de todo o céu visível, excluindo o disco solar, e originada pelos raios não directos e dispersos pela atmosfera.
- **Radiação reflectida no albedo:** procedente do solo e com origem na reflexão da radiação incidente na superfície.

Para além destas três componentes, podemos ainda definir [3]:

- **Radiação global:** é a radiação total que incide na superfície e é a soma da radiação directa e difusa.
- **Radiação total:** é a soma da radiação directa, difusa e a reflectida no albedo.

Nos dias claros, em especial no Verão, a fracção da radiação directa prevalece, no entanto, para os dias mais escuros, ou seja, cobertos de nuvens, o que acontece especialmente no Inverno, a radiação solar é quase totalmente difusa. Em Portugal, a

proporção da radiação solar difusa durante um ano é cerca de 40% e para a radiação directa é cerca de 60%.

### 2.1.2. Movimento de translação da Terra

A definição da localização exacta do Sol perante o referencial que pretendemos torna-se muito importante para que o procedimento de cálculo de radiação solar num painel seja possível. Tal definição exprime-se como sendo um ângulo e para obtermos esse ângulo, teremos de começar por definir o ângulo entre o plano do equador e a direcção Sol-Terra, ou seja, a declinação  $\delta$  em graus. Sabe-se que existem valores típicos para esta declinação em função do movimento de translação da Terra, ou seja, valores clássicos para a declinação correspondentes ao equinócio de Primavera ( $\delta = 0^\circ$ ) e Outono ( $\delta = 0^\circ$ ), bem como para o solstício de Inverno ( $\delta = -23,45^\circ$ ) e Verão ( $\delta = +23,45^\circ$ ).

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(2\pi \frac{284 + d_n}{365}\right) \quad (2.1)$$

sendo  $\delta$  a declinação ( $^\circ$ ) e  $d_n$  corresponde ao dia do ano e varia entre 1 a 365 [3].

O conhecimento exacto da localização do Sol é necessário para determinar os dados de radiação e a energia produzida pelas instalações solares. Essa localização pode ser determinada através da altura solar ( $\gamma_s$ ) e do azimute solar ( $\psi_s$ ). O azimute solar é o ângulo formado entre a direcção Sul e a projecção da linha Sol-Terra sobre a horizontal. No campo da energia solar, o Sul é referido como  $\psi_s = 0^\circ$ , Este é  $\psi_s = -90^\circ$  e Oeste  $\psi_s = 90^\circ$ , verifica-se portanto que é aplicado o sinal negativo para orientação Este e positivo para Oeste. A elevação solar (figura 2.3) é o ângulo entre o plano horizontal e a radiação directa no plano.

$$\gamma_s = 90 - \theta_z \quad (2.2)$$

sendo  $\gamma_s$  a elevação solar ( $^\circ$ ) e  $\theta_z$  a distância zenital ( $^\circ$ ) [3].

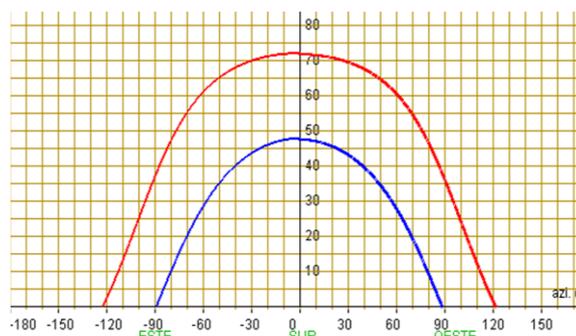


Figura 2.3 - Elevação solar em função em função do azimute para diferentes dados [3]

A evolução temporal, ao longo do dia, é dada pelo ângulo horário solar ( $\omega_{\text{solar}}$ ). O ângulo horário de  $15^\circ$  corresponde a uma hora. Para a hora que o Sol está mais alto (meio dia solar) o ângulo solar é nulo, para a manhã é negativo e para a tarde é positivo.

$$\omega_s = -\cos^{-1}(-\tan(\delta) \cdot \tan(\varphi)) \quad (2.3)$$

$$\omega_p = -\omega_s \quad (2.4)$$

sendo  $\omega_s$  o ângulo de saída do sol ( $^\circ$ ),  $\omega_p$  o ângulo do pôr-do-sol ( $^\circ$ ),  $\varphi$  a latitude ( $^\circ$ ) e  $\delta$  a declinação ( $^\circ$ ) [3].

A expressão 2.5 permite fazer a conversão para o horário do ângulo solar ( $H_{\text{solar}}$ ) [3]:

$$H_{\text{solar}} = 12 + \frac{\omega_s(^{\circ})}{15^{\circ}} \quad (\text{em horas}) \quad (2.5)$$

A conversão para ângulo solar ( $\omega_{\text{solar}}$ ) para uma determinada hora será efectuada pela expressão 2.6 [3].

$$\omega_s(^{\circ}) = (H_{\text{solar}} - 12) \cdot 15 \quad (2.6)$$

A radiação solar é sempre maior numa área que se pretende perpendicularmente em relação aos raios solares, do que numa área horizontal das mesmas dimensões. Uma vez que o azimute e a altura solar mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar varia constantemente na maior parte das áreas potenciais ao aproveitamento da energia solar, nos telhados por exemplo.

Em Portugal, a orientação óptima de uma instalação é a direcção Sul, com um ângulo de inclinação de aproximadamente  $\beta = 35^\circ$ , uma vez que este ângulo de inclinação permite aumentar o nível de irradiação em cerca de 15% do que numa área horizontal ( $\beta = 0^\circ$ ). Sendo assim, a construção de instalações solares em telhados inclinados, com orientações diferentes à da posição óptima, traduz-se numa menor produção de energia devido à redução da radiação.

A figura 2.4 mostra os níveis de irradiação solar mediante a elevação solar e o azimute solar.

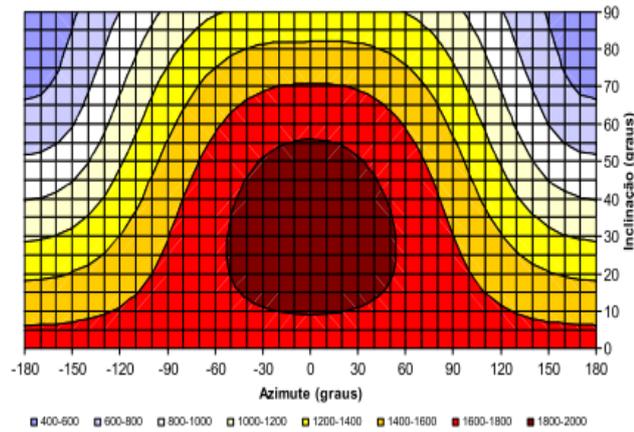


Figura 2.4 - Irradiação solar global para azimute e inclinação solar variadas [10]

A inclinação óptima, em graus, para cada dia do ano é calculada em função da latitude ( $\varphi$ ) e da declinação ( $\delta$ ), como mostra a expressão 2.7 [3].

$$\beta = \varphi - \delta \quad (2.7)$$

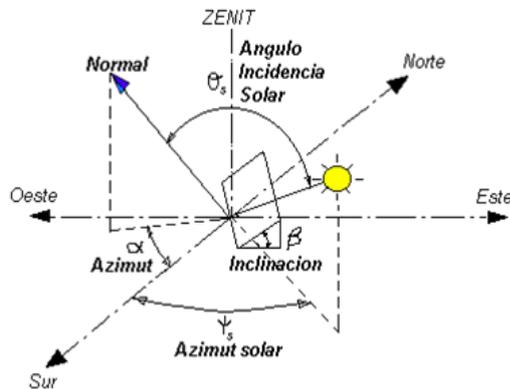


Figura 2.5 - Posição do sol em relação a um painel inclinado [3]

A radiância média ( $E_{\text{média}}$ ), pode ser calculada directamente a partir de valores diários do índice de atenuação ( $K_T$ ), como mostra a expressão 2.8 [3].

$$E_{\text{média}} = (219 + 832 \cdot K_T) \cdot FC \quad (\text{W/m}^2) \quad (2.8)$$

$$FC = 1 - 0,000117 \cdot (\beta_{\text{opt}} - \beta) \quad (\text{para cada dia}) \quad (2.9)$$

sendo  $\beta_{\text{opt}}$  a inclinação óptima ( $^\circ$ ) para o dia considerado e  $\beta$  a inclinação adoptada ( $^\circ$ ) [3].

### 2.1.3. Radiação solar horária

A radiação total horária obtém-se pela soma das três componentes horárias (directa, difusa e albedo).

$$h_t = h_b \cdot R_b + h_d \cdot \left(\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right) + h \cdot \left(\frac{1-\cos(\beta)}{2}\right) \cdot \rho \quad (\text{Wh/m}^2) \quad (2.10)$$

sendo  $h_b$  a radiação horária directa ( $\text{Wh/m}^2$ ),  $h_d$  a radiação horária difusa ( $\text{Wh/m}^2$ ),  $h$  a radiação horária total ( $\text{Wh/m}^2$ ),  $\rho$  a reflectividade do solo,  $\beta$  a inclinação ( $^\circ$ ) e  $R_b$  um coeficiente que converte a radiação directa em plano horizontal na radiação no plano do painel [3].

A existência de obstáculos que levam ao sombreamento (figura 2.6) será considerada na formulação da radiação horária num painel (expressão 2.10), em que a componente horária directa será nula (expressão 2.11).

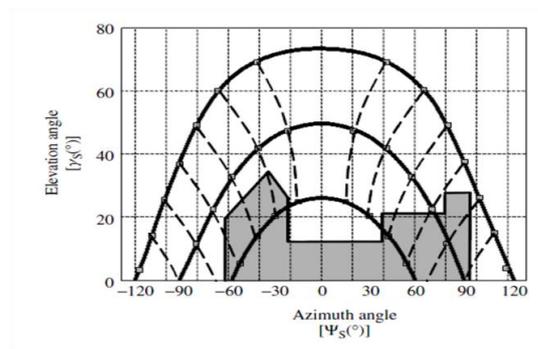


Figura 2.6 - Consideração de um sombreamento na elevação solar função do azimute solar [3]

$$h_b \cdot R_b = 0 \quad (\text{Wh/m}^2) \quad (2.11)$$

Para as horas em que o sombreamento tenha influência na radiação solar, anula-se a componente directa da radiação total horária, como mostra a expressão 2.11.

### 2.1.4. Produção energética mediante o seguimento do movimento solar

A energia produzida será maior se um sistema efectuar o seguimento do movimento solar. De facto, nos dias em que existe uma maior radiação, podem-se obter elevados ganhos através deste seguimento do movimento solar por parte dos sistemas fotovoltaicos. A maior parte do aumento da produção de energia pode ser obtida no Verão. Não só os ganhos absolutos são muito maiores do que no Inverno, mas também a proporção de dias nublados é significativamente maior no Inverno.

Existem dois tipos de dispositivos, que permitem o movimento dos equipamentos de acordo com a deslocação do Sol: os que têm dois eixos e os que têm apenas um eixo.

Os sistemas de um eixo permitem variar a inclinação do painel seguindo a trajetória solar, enquanto que os sistemas de dois eixos, para além de permitirem variar a inclinação do painel seguindo a trajetória solar, também permitem variar o ângulo em função do azimute solar.

### 2.1.5. Níveis de radiação em Portugal

A irradiação solar, em algumas regiões situadas perto do Equador, excede os 2.300 kWh/m por ano, no sul da Europa não deverá exceder os 1.900 kWh/m. Em Portugal, este valor poderá situar-se entre os 1.300 kWh/m e os 1.800 kWh/m. São notáveis as diferenças sazonais existentes por toda a Europa, quando se observa a relação entre a radiação solar para os períodos de Verão e de Inverno.

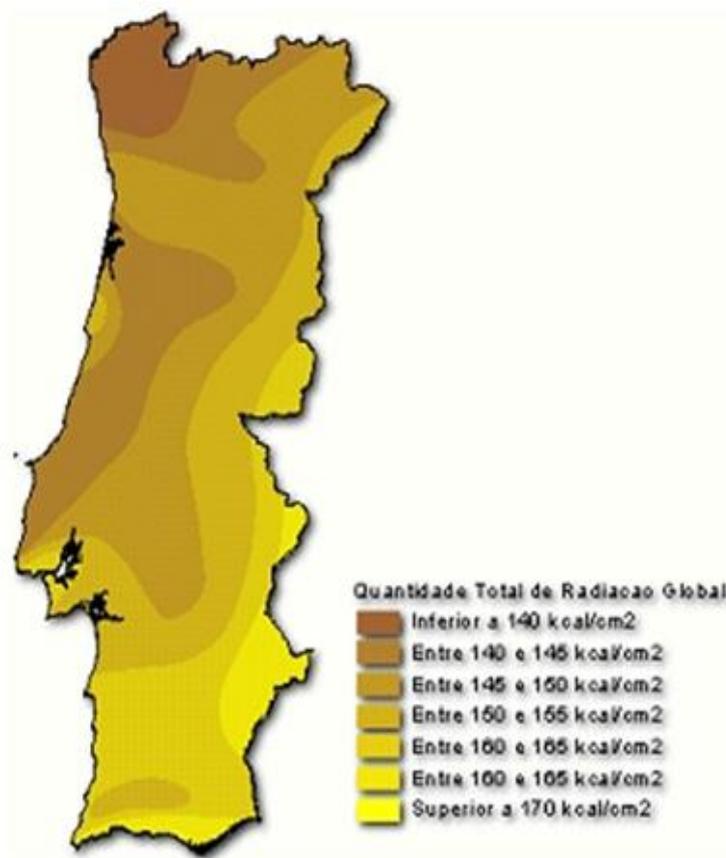


Figura 2.7 - Níveis de radiação global em Portugal [11]

## 2.2. Células fotovoltaicas

### 2.2.1. Efeito fotovoltaico

Quando se fala em fotovoltaico, fala-se na transformação directa da luz em energia eléctrica e, para isso, recorre-se a células solares. Neste processo, são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, teluriato de cádmio ou disseleniuto de cobre e índio. A célula de silício cristalina é a mais comum. Hoje, cerca de 95 % de todas as células solares existentes no mundo são de silício. Numa quantidade próxima do oxigénio, é o segundo elemento químico mais frequentemente utilizado na Terra. O silício apresenta uma disponibilidade quase ilimitada, no entanto não existe como um elemento químico, existindo somente associado à areia de sílica.

### 2.2.2. Princípio de funcionamento

Os átomos de silício formam um retículo cristalino estável. Cada átomo de silício detém quatro electrões de coesão (electrões de valência) na sua camada periférica. Para atingir uma configuração estável de electrões, dois electrões de átomos vizinhos formam um par de ligações de electrões. Através do estabelecimento desta ligação com quatro átomos de silício vizinhos, obtém-se a configuração do gás inerte estável de seis electrões. Com a influência da luz ou do calor, a coesão dos electrões pode ser quebrada. O electrão pode então mover-se livremente, deixando uma lacuna atrás de si, no retículo cristalino. Este processo é designado por auto-condução.

A auto-condução não pode ser utilizada para gerar energia. Para que o material de silício funcione como um gerador de energia, o retículo cristalino é propositadamente contaminado com os chamados átomos impuros. Estes átomos possuem um electrão a mais (fósforo), ou um electrão a menos (boro), do que o silício na camada externa de valência. Por este motivo, os átomos impuros causam defeitos no interior do retículo cristalino. Se ao retículo for adicionado fósforo (impureza  $n$ ), fica um electrão supérfluo por cada átomo de fósforo introduzido. Este electrão pode mover-se livremente dentro do cristal e por isso transportar carga eléctrica. Com o boro (impureza  $p$ ), fica disponível uma lacuna (electrão de coesão perdido) por cada átomo de boro introduzido. Os electrões dos átomos vizinhos de silício podem preencher este orifício, resultando na produção de uma nova lacuna noutra lugar. O mecanismo condutor que resulta da presença dos átomos impuros é chamado de condução extrínseca.

Se virmos individualmente o material de impureza  $p$  ou  $n$ , as cargas livres não têm uma direcção definida durante o seu movimento. Se juntarmos as camadas dos semicondutores  $n$  e  $p$  impuros, produziremos uma região de transição  $pn$ , o que leva à difusão dos electrões supérfluos do semicondutor  $n$  para o semicondutor  $p$  na junção. Cria-se assim uma nova área com poucos portadores de carga, designada por barreira de potencial. Na área  $n$  da região de

transição, os átomos dopantes positivos são remetidos para trás, acontecendo de modo semelhante com os negativos na área  $p$ . É criado um campo eléctrico que se mantém contrário ao movimento dos portadores de carga. Por esta razão a difusão não se mantém infinitamente. A figura 2.7 ilustra a estrutura de uma célula cristalina solar.

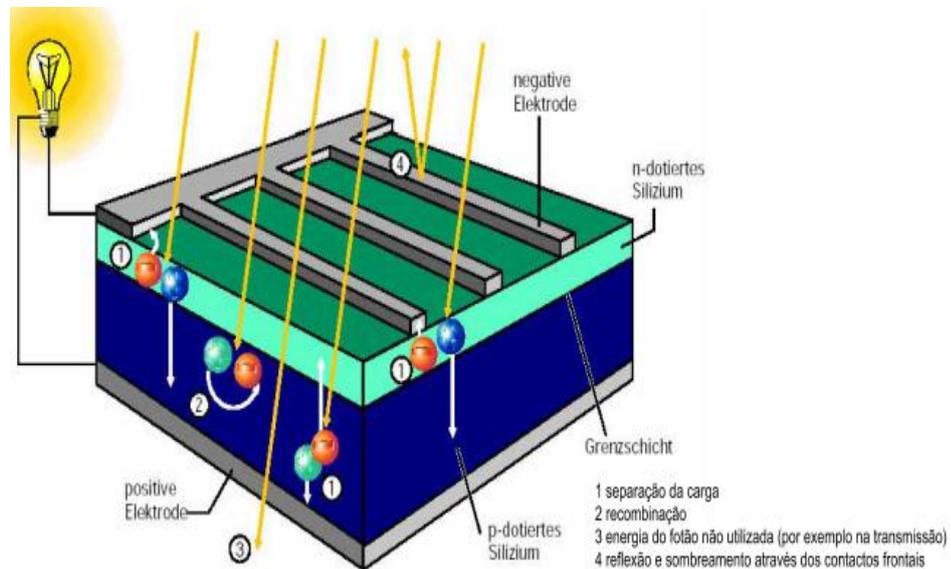


Figura 2.8 - Estrutura de uma célula cristalina solar [2]

Se um semiconductor  $pn$  (célula solar) é exposto à luz, os fótons são absorvidos pelos electrões. As ligações entre electrões são quebradas por este fornecimento de energia. Os electrões libertados são conduzidos através do campo eléctrico para a área  $n$ . As lacunas assim criadas seguem na direcção contrária para a área  $p$ . Todo este processo é denominado por efeito fotovoltaico.

### 2.2.3. Tipos de células

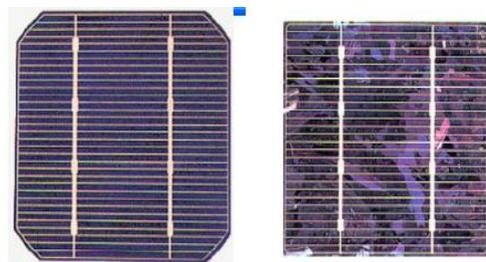
Existem essencialmente três grandes grupos de células solares:

- Células de silício cristalino;
- Células de película fina;
- Células híbridas.

O material utilizado nas células solares deve ser da maior pureza possível o que pode ser conseguido através de sucessivas etapas na produção química. Até aos dias de hoje, os fabricantes de células solares têm obtido, na sua maior parte, o material purificado do desperdício da indústria electrónica de semicondutores.

Para os sistemas solares com ligação à rede pública, geralmente são utilizadas as células solares de silício cristalino (1ª geração): monocristalino e policristalino (figura 2.9). A menor

eficiência do silício policristalino é contrabalançada pelas vantagens que oferece em termos do preço final, que advém dos menores custos de fabrico. Uma possibilidade é o arrefecimento progressivo de silício fundido em moldes dando origem a barras de silício de secção quadrada que permitem, após o corte, um maior preenchimento da área do módulo.



**Figura 2.9** - Célula de silício monocristalino semi-quadrada (esquerda) e policristalina (direita) [2]

As células de película fina (2ª geração) são células em que os semicondutores fotovoltaicos são aplicados em finas camadas num substrato (na maioria dos casos vidro). Correspondem a cerca de 10% do mercado actual. O silício amorfo, o disselenieto de cobre e índio (CIS) e o telurieto de cádmio (CdTe) são utilizados como materiais semicondutores. Estes materiais são mais tolerantes à contaminação de átomos estranhos, quando comparados com as células de silício cristalino. Os menores consumos de materiais e de energia, assim como a elevada capacidade de automatização da produção em larga escala, oferecem um potencial considerável para a redução dos custos de produção, quando comparada com a tecnologia de produção do silício cristalino.

Os módulos de silício amorfo (figura 2.10) têm sido maioritariamente utilizados em aplicações de lazer (pequenas aplicações, campismo, barcos). Os módulos de película fina CIS e CdTe alcançaram a fase de produção em série e têm vindo a ser utilizados em vários locais de referência.



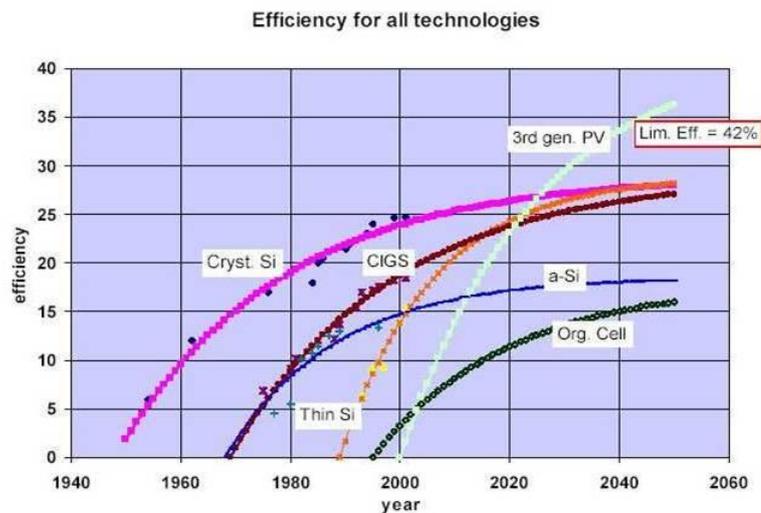
**Figura 2.10** - Células amorfas [2]

Como perspectivas futuras existem as que se baseiam em nanotecnologias para formação de películas finas sobre substratos flexíveis (3ª geração). Levarão a um melhor

aproveitamento de todo o espectro solar (células multi-junção com utilização da concentração). É uma das tecnologias de conversão fotovoltaica mais promissoras pelo seu potencial reduzido custo. Consistem na formação de uma célula fotovoltaica a partir de compostos orgânicos (células orgânicas) semicondutores, como por exemplo, o dióxido de titânio (TiO<sub>2</sub>). Estas células podem ser formadas sobre plásticos e películas flexíveis, podendo ser parcialmente transparentes e com cores distintas, o que as torna interessantes para aplicações em edifícios. Em geral, o objectivo é “copiar” o processo de fotossíntese que ocorre nas plantas. Rendimentos de 5% foram já obtidos, prevendo-se que se atinjam valores de 10 a 15%.

Temos por fim as células do tipo híbridas, mais conhecidas por células solares HCl (Heterojunção com uma camada fina intrínseca). Estas células são uma combinação da clássica célula solar cristalina, com uma célula de película fina. Possuem uma eficiência de cerca de 17,3%, têm a forma quadrada (estriada), são de cor azul escura ou praticamente preto.

A figura 2.11 mostra a tendência de evolução da eficiência das diversas tecnologias fotovoltaicas existentes.



**Figura 2.11** - Gráfico da eficiência das células solares em função da evolução temporal [2]

Como se pode observar na figura 2.11, a tendência é para que as células solares sejam cada vez mais eficientes, em especial para o caso das células de 3ª geração.

## 2.2.4. Propriedades eléctricas

Uma célula solar composta por camadas de silício contaminado por impurezas do tipo p e do tipo n, tem o mesmo princípio que um díodo comum de silício.

Sabemos que as células solares não apresentam um circuito idealizado e portanto possuem perdas de tensão ( $R_s$ ) e perdas de corrente ( $R_p$ ), como se verifica no circuito equivalente ilustrado na figura 2.12.

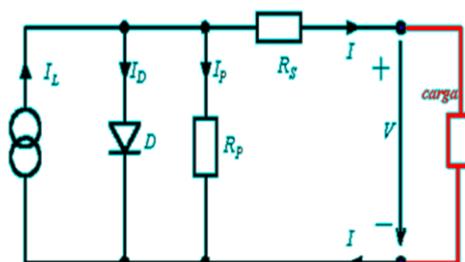


Figura 2.12 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [3]

$$I = I_{SC} \cdot \left(1 - e^{\frac{V - V_{OC} + R_s I}{V_t}}\right) \quad (2.12)$$

sendo  $I_{SC}$  a corrente em curto-circuito (A),  $V_{OC}$  a tensão em circuito aberto (V),  $V_t$  a tensão térmica (V) e  $R_s$  a resistência em série ( $\Omega$ ) [3].

Os parâmetros da célula são  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  e  $R_s$ , sendo que  $I(V)$  é a curva característica da célula, como se exemplifica na figura 2.13.

Será necessário recorrer a métodos numéricos para resolver a equação, uma vez que tanto  $I_0$  como  $I_L$  são difíceis de quantificar. A equação característica de uma célula fotovoltaica resulta da análise do circuito equivalente em regimes de circuito aberto ( $V=0$  e  $I_{SC} \approx I_L$ ) e de curto-circuito ( $R_p \gg R_s$  e  $I_p=0$ ).

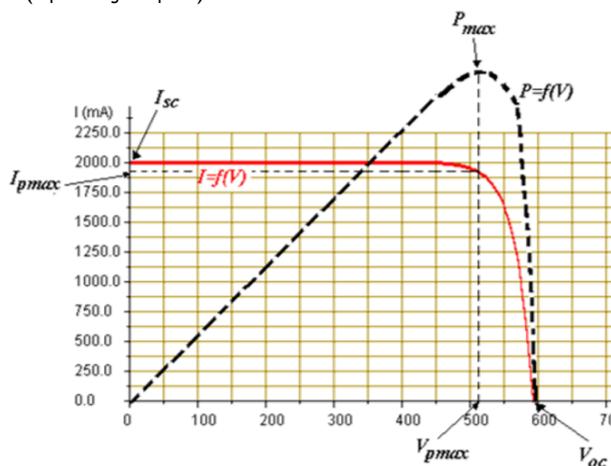


Figura 2.13 - Curva corrente-tensão característica da célula fotovoltaica [2]

O factor de forma FF é um indicador da qualidade das células solares [3].

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{V_{p\max} \cdot I_{p\max}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (2.13)$$

sendo  $P_{\max}$  a potência máxima (W),  $V_{p\max}$  a tensão sob potência máxima (V),  $I_{p\max}$  a corrente sob potência máxima (A),  $V_{OC}$  a tensão em circuito aberto (V) e  $I_{SC}$  a corrente em curto-circuito (A).

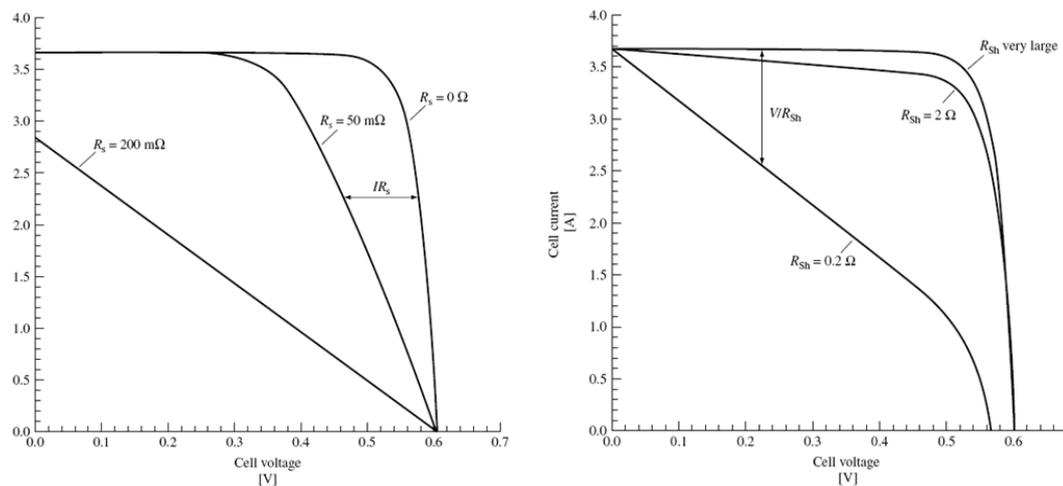
O factor de forma para as células cristalinas solares tem um valor entre 0,75 e 0,85, para as células solares amorfas este valor situa-se entre os 0,5 e 0,7. De notar também que a potência máxima verificada na curva corrente-tensão ( $P_{\max}$ ) é também designada por MPP (ponto de máxima potência).

O rendimento  $\eta$  da célula, ou eficácia, é dado pela expressão 2.14.

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{\text{irradiância}} \cdot A_{\text{célula}}} \quad (2.14)$$

sendo  $P_{\max}$  a potência máxima (W),  $P_{\text{irradiância}}$  a irradiância da célula ( $W/m^2$ ) e  $A_{\text{célula}}$  a área da célula ( $m^2$ ) [3].

A influência das resistências internas  $R_s$  e  $R_p$  pode ser observada na figura 2.14.



**Figura 2.14** - Curva corrente-tensão de uma célula fotovoltaica sob o efeito de  $R_s$  (gráfico da esquerda) e do efeito de  $R_p$  (gráfico da direita) [2]

A temperatura e a irradiância possuem um efeito determinante na eficiência das células solares. A temperatura da célula  $T_{\text{cel}}$  ( $^{\circ}\text{C}$ ) passa por um processo de ajuste, uma vez que em

geral as características são referentes a uma temperatura de 25°C (STC), e pode ser calculada através da expressão 2.15.

$$T_{cel} = T_{amb} + G \cdot \frac{NOCT-20}{800} - \frac{P}{S \cdot (K_C + v_{vento} \cdot K_V)} \quad (2.15)$$

Sendo  $T_{cel}$  a temperatura da célula (°C),  $T_{amb}$  a temperatura ambiente,  $G$  a irradiância ( $W/m^2$ ),  $K_C$  e  $K_V$  os factores de perdas térmicas do painel,  $S$  a secção do painel e NOCT (“Nominal Operating Cell Temperature”) refere-se às características da célula [3].

Uma vez que o último termo da expressão é muito pequeno, na maioria dos casos é então ignorado resultando na expressão 2.16.

$$T_{cel} = T_{amb} + G \cdot \frac{NOCT-20}{800} \quad (2.16)$$

A tensão  $V_{OC}$  diminui com o aumento da temperatura, segundo o coeficiente  $\beta$  ( $V/^\circ C$  ou  $\%/^\circ C$ ).

$$V_{OC}(T_{cel}) = V_{OC}(25^\circ C) - \beta \cdot (T_{cel} - 25) \quad (2.17)$$

A corrente  $I_{SC}$  aumenta com a temperatura  $\alpha$  ( $\%/^\circ C$ ).

$$I_{SC}(T_{cel}) = I_{SC}(25^\circ C) \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{cel} - 25)) \quad (2.18)$$

A potência da célula diminui com a temperatura, da mesma forma que o rendimento.

$$P_{max}(T_{cel}) = FF \cdot V_{OC}(1 - \beta \cdot \Delta T) \cdot I_{SC} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \approx P_{max}(T_0) \cdot (1 + (\alpha - \beta) \cdot \Delta T) \quad (2.19)$$

Quanto ao efeito da irradiância na célula, a corrente  $I_{SC}$  varia directamente com a irradiância  $G$  ( $W/m^2$ ).

$$I_{SC} = G \cdot \frac{I_{sc}}{1000} \quad (2.20)$$

Assim como a eficiência, a potência aumenta com a irradiância.

## 2.3. Módulos fotovoltaicos

As células são agrupadas em módulos fotovoltaicos, que se agrupam em painéis de múltiplos módulos. Na construção dos módulos, estes devem ser dotados de meios que lhes permitam resistir às condições ambientais adversas em que vão ser colocados. Ao agrupamento de módulos fotovoltaicos, dá-se o nome de painel fotovoltaico.

### 2.3.1. Encadeamento e encapsulamento das células

A reduzida potência das células solares justifica a ligação de várias células no fabrico dos módulos fotovoltaicos, ou seja, o encadeamento de células. A interligação de células pode ser feita com os diversos tipos existentes de células solares, sendo por fim aplicado o contacto posterior, criando assim uma ligação eléctrica desde o contacto posterior de uma célula até ao contacto frontal da célula seguinte, estando as tiras celulares interligadas em série.

Existem três tipos possíveis de encapsulamento:

- Encapsulamento em Etileno Vinil Acetato (EVA);
- Encapsulamento em *Teflon*;
- Encapsulamento em resina fundida.

### 2.3.2. Tipos de módulos

Os módulos fotovoltaicos podem ser classificados mediante diversos factores:

- **Em função do material celular:** Módulos monocristalinos, módulos policristalinos, e módulos de película fina (amorfos, CdTe e módulos CIS);
- **Em função do material de encapsulamento:** Módulos *Teflon*, módulos de resina fundida e módulos EVA;
- **Em função da tecnologia de encapsulamento:** Laminagem (com EVA ou com *Teflon*);
- **Em função da tecnologia do substrato:** Módulos película-película (flexíveis), módulos vidro-película, módulos metal-película, módulos de plástico acrílico e módulos vidro-vidro;
- **Em função de funções específicas de construção:** Módulos com armação, módulos sem armação (módulos laminados), módulos de vidro de segurança endurecido, módulos de vidro de segurança laminado, módulos de vidro isolante, módulos de vidro isolante para coberturas de vidro e módulos de vidro laminado.

Existe ainda a distinção entre módulo *Standard*, módulo Especial e módulo feito à medida (Específicos).

- **Módulos *Standard***

Os módulos *Standard* ou convencionais são fabricados com o objectivo de se obter a maior produção por metro quadrado, ao menor custo possível. Na sua maioria são laminados película-vidro encapsulados com EVA. São aplicados sempre que não existam exigências especiais em termos de dimensão e forma, quer geralmente unidos a armações base *standard*, quer incorporados em sistemas de perfil que fazem parte integrante de edifícios [3].

- **Módulos Especiais**

Os módulos especiais são módulos produzidos em massa para determinados propósitos. Nestes casos poderão ser utilizados materiais ou armações específicas. Como exemplo, incluem-se todas as aplicações de pequena escala, e os módulos leves utilizados em veículos solares, barcos, campos e telhas solares. Estas últimas requerem uma armação que assegure a protecção do telhado no que se refere à chuva e à neve [3].

- **Módulos Específicos**

Os módulos específicos são módulos que são fabricados especialmente para uma determinada aplicação. Poderá ser uma fachada fria ou quente, ou uma cobertura de vidro de um edifício. O local da aplicação determina a estrutura do módulo, a dimensão e a forma [3].

### 2.3.3. Interligação entre módulos

Os módulos fotovoltaicos são combinados entre si através de ligações em série e em paralelo, de forma a criar uma maior unidade do ponto de vista eléctrico e mecânico. Os módulos ligados em série constituem as fileiras. Para minimizar as perdas de potência no sistema, apenas deverão ser utilizados módulos do mesmo tipo.

O número de módulos ligados em série perfaz a tensão do sistema, que por sua vez determina a tensão de entrada do inversor. A tensão total  $U_T$  e a corrente total  $I_T$  de um sistema com ligação de módulos em série são dados pelas expressões 2.21 e 2.22 respectivamente [3].

$$U_T = U_1 + U_2 + \dots + U_n = n \cdot U \quad (2.21)$$

$$I_T = I_1 = I_2 = \dots = I_N \quad (2.22)$$

Com a associação em paralelo obtêm-se maiores correntes, mantendo a tensão estipulada do módulo. As ligações em paralelo entre módulos individuais são utilizadas tipicamente nos sistemas autônomos. Nos sistemas com ligação à rede, encontram-se várias fileiras em paralelo. O número de módulos por fileira irá depender da tensão do sistema. A tensão total  $U_T$  e a corrente total  $I_T$  de um sistema com ligação de módulos em paralelo são dados pelas expressões 2.23 e 2.24 [3].

$$U_T = U_1 = U_2 = \dots = U_n \quad (2.23)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_N = n \cdot I \quad (2.24)$$

Uma alternativa às ligações em série e em paralelo dos módulos fotovoltaicos consiste numa associação mista de módulos fotovoltaicos.

#### 2.3.4. Propriedades eléctricas

As características importantes na caracterização de um módulo são a potência nominal, a tolerância de potência, a eficiência e a tensão nominal. Para além destas características, são também referenciadas a potência mínima, a corrente nominal, a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto e a tensão máxima admissível.

Quanto à curva característica dos módulos, depende claramente da forma como são interligadas as várias células solares. Essa interligação tem o intuito de aumentar a potência total útil e, nesse sentido, existem duas possibilidades: a interligação de células em série ou em paralelo. Nos módulos fotovoltaicos, as células solares encontram-se ligadas maioritariamente em série até perfazer os níveis de tensão pedidos.

O desempenho e as curvas características dos módulos fotovoltaicos dependem da temperatura das células e da intensidade da radiação incidente, pelo que os módulos funcionam normalmente em regime de carga parcial. A intensidade de corrente que atravessa o módulo é praticamente proporcional à variação da irradiância ao longo do dia. Quando a irradiância desce para metade, a electricidade produzida reduz-se também para metade.

A equação característica de um módulo é semelhante à da célula, mas usando as grandezas referentes ao módulo.

$$I_{SCm} = I_{SC} \cdot N_p \quad (2.25)$$

$$V_{OCm} = V_{OC} \cdot N_s \quad (2.26)$$

$$R_{Sm} = R_s \cdot \frac{N_s}{N_p} \quad (2.27)$$

$$V_{tm} = V_t \cdot N_s \quad (2.28)$$

sendo  $I_{SC}$  a corrente em curto-circuito (A),  $I_{OC}$  a corrente em circuito aberto (A),  $N_s$  o número de células em série,  $N_p$  o número de células em paralelo,  $R_s$  as perdas de tensão,  $R_p$  as perdas de corrente e  $V_t$  a tensão térmica (V), [3].

A equação característica de um módulo fotovoltaico é dada pela expressão 2.29 [3].

$$I_m = I_{SCm} \cdot \left(1 - e^{\frac{V_m - V_{OCm} + R_{Sm} \cdot I_m}{V_{tm}}}\right) \quad (2.29)$$

em que  $R_s$  pode ser estimada com os dados de ponto máximo ( $V_m$ ,  $I_m$ ) e com  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$  através da expressão 2.30 [3].

$$R_{Sm} = \frac{V_{OCm} - V_{Mm} + \ln\left(1 - \frac{I_{Mm}}{I_{SCm}}\right)}{I_{Mm}} \quad (2.30)$$

### 2.3.5. Efeitos de sombreamento, deposição de neve e vento nos módulos

Sob certas condições operacionais, uma célula solar sombreada pode aquecer a tal extremo, que o material celular fique danificado. Origina-se assim o que é designado por um ponto quente, o que pode acontecer, por exemplo, quando flui uma corrente inversa relativamente elevada através da célula solar. O sombreamento nos módulos fotovoltaicos pode ter consequências nefastas quer na eficiência, quer na segurança dos módulos fotovoltaicos. Se cair uma folha no módulo solar, de tal modo que uma célula solar fique totalmente obscurecida, esta célula passará a estar inversamente polarizada, actuando como uma carga eléctrica e convertendo a energia eléctrica em calor. Se a corrente que a atravessa for suficientemente elevada, poderá então resultar o ponto quente. A maior intensidade de corrente que pode fluir através da célula é a corrente de curto-circuito.

No caso de sombreamento de um módulo (figura 2.15), a fonte de corrente extingue-se e comporta-se como uma "resistência" que é atravessada pela corrente produzida pelos outros módulos, ficando sujeito a uma tensão inversa mais ou menos elevada e provocando aquecimento que eleva a temperatura para valores que, em alguns casos, destroem o módulo. Nestes casos, os diodos de *by-pass* tornam-se importantes para fazer o desvio de correntes, evitando que estas passem pelo módulo sombreado em sentido inverso, mantendo a fileira em produção, embora diminuída.

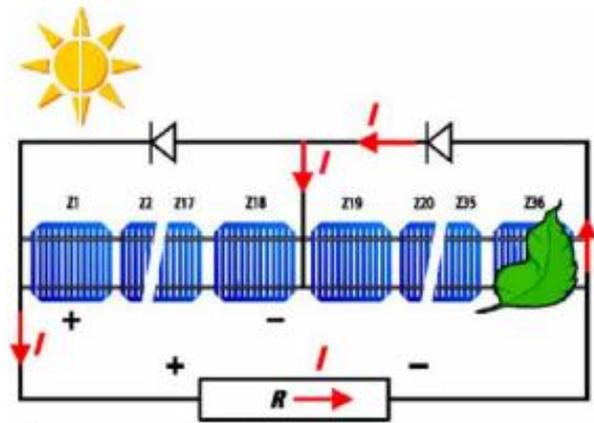


Figura 2.15 - Módulo fotovoltaico sombreado (por uma folha) com diodos de derivação (*by-pass*) [3]

Pode então afirmar-se que os diodos de derivação (*by-pass*) impedem o aparecimento de tensões inversas elevadas nas células solares.

Se um módulo estiver situado na sombra de um objecto próximo, a curva corrente-tensão (figura 2.16) do módulo será modificada pelo diodo de derivação. Sem o diodo de derivação, a corrente total do módulo estaria determinada pela célula sombreada.

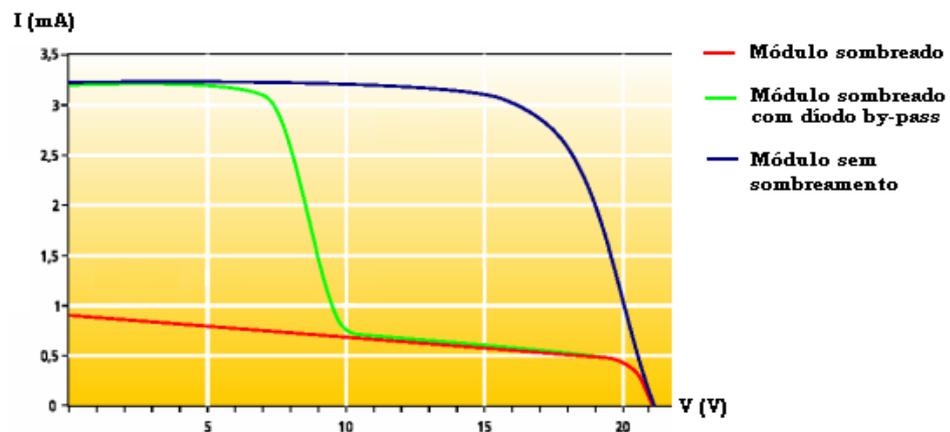


Figura 2.16 - Curvas corrente-tensão do módulo com e sem diodos de derivação [3]

Um outro aspecto influente no desempenho geral dos módulos fotovoltaicos diz respeito à possibilidade da deposição de neve nos módulos. De facto, a possibilidade de deposição de neve nos módulos requer alguns cuidados na sua colocação para minimizar os efeitos negativos na eficiência do sistema produtor, pelo efeito de sombreamento.

O sombreamento dos módulos poderá levar ao aquecimento dos mesmos devido às resistências internas que se criam. Por outro lado, o vento pode ter uma função importante no arrefecimento dos módulos, melhorando os efeitos da convecção natural. O vento para além de arrefecer os módulos fotovoltaicos, também exerce uma pressão dinâmica sobre os

módulos que não pode ser descurada, carecendo de cuidada análise o dimensionamento dos sistemas mecânicos dos painéis fotovoltaicos.

## 2.4. Baterias de acumuladores

O armazenamento de energia é hoje um tema central no que diz respeito ao aproveitamento da energia solar nos sistemas fotovoltaicos autónomos, dado que a produção e o consumo de energia não coincidem, quer ao longo do dia quer ao longo do ano. A energia solar produzida durante o dia não é, normalmente, utilizada antes do início da noite, sendo por este motivo necessário armazená-la. Os períodos de dias sucessivos sem sol também devem ser tidos em conta. Recorre-se portanto aos acumuladores (baterias recarregáveis) ou baterias de ácido de chumbo, como sendo os elementos mais comuns para os armazenamentos de curta duração nas instalações de energia solar. Estas baterias têm a melhor relação preço-eficiência e podem assegurar elevadas e reduzidas correntes de carga com uma boa eficiência. Há outros tipos de baterias já comercializados, como as baterias de níquel-cádmio, de hidreto metálico ou de iões de lítio.

### 2.4.1. Constituição e princípio de funcionamento

As baterias de ácido de chumbo compreendem várias células individuais, cada uma delas com uma tensão nominal de 2 V. Quando são montadas em bloco, as células são dispostas dentro de um invólucro comum, sendo internamente ligadas em série (por ex. 6 células de 2V em série formando um bloco de 12 V). Nos grandes sistemas de acumulação, as baterias são construídas geralmente como células individuais, devido ao seu peso.



Figura 2.17 - Acumuladores solares [12]

Na forma mais simples, um acumulador é constituído externamente por um vaso e internamente por dois eléctrodos interligados por um electrólito constituindo o circuito interno. O conjunto de vários acumuladores em série forma uma bateria de acumuladores. Os eléctrodos podem ser de diversos materiais metálicos tais como o cobre, zinco, prata,

chumbo, etc. O electrólito tanto pode ser um ácido como uma base. Os ácidos são ainda os mais utilizados.

As baterias de acumuladores armazenam ou fornecem energia eléctrica através das reacções químicas de oxidação-redução que se processam no seu interior. Este processo pode ser reversível, contrariamente ao que sucede nas pilhas onde a reacção química se dá só num sentido e durante a descarga da mesma.

Pode dizer-se que as baterias de acumuladores transformam energia eléctrica em energia química durante a carga e transformam depois essa energia química em energia eléctrica durante a descarga. Durante o processo de carga tem lugar o incremento da diferença de potencial aos terminais da bateria, que será referenciada para efeitos de controlo de carga e de descarga da bateria. No circuito externo, a corrente eléctrica é resultante do movimento de electrões, no interior de cada acumulador a corrente é resultante da deslocação de iões de um eléctrodo para outro. Durante esta fase, as matérias activas vão-se esgotando e a reacção abranda até que a bateria deixa de ser capaz de fornecer os eléctrodos, o que significa que a bateria está descarregada. Invertendo o sentido da corrente eléctrica, a reacção química no interior da bateria inverte-se, carregando novamente a bateria. Este processo não é completamente reversível, uma vez que pequenas quantidades de sulfato de chumbo não se voltam a dissolver (sulfatação). Em resultado do processo de carga/descarga, a capacidade da bateria diminui. Esta perda de capacidade é maior quanto maior for a profundidade da descarga. Se for utilizada apenas uma parte da capacidade da bateria, então a diminuição é relativamente pequena, pelo que a vida da bateria, isto é, o seu número de ciclos, aumenta consideravelmente para operações caracterizadas por fracas descargas.

#### 2.4.2. Tipologia

Existem diversos tipos de baterias, para diferentes utilizações. Começamos então por falar das baterias de acumuladores de chumbo-ácido, que são as que nos interessam para a presente dissertação. Como o próprio nome indica, o electrólito é um ácido, normalmente o ácido sulfúrico, e os eléctrodos (placas) são de chumbo. A diferença de potencial, ou tensão, de cada acumulador elementar situa-se à volta de 2V.

Estas são as baterias mais comuns nas instalações fotovoltaicas. As baterias de ácido de chumbo podem ser divididas em diferentes tipos, de acordo com a tecnologia da placa e o tipo de electrólito que utilizam. Nas instalações solares são normalmente utilizadas baterias húmidas de electrólito fluido (conhecidas por baterias solares), baterias de gel, baterias estacionárias de placa tubular e baterias de bloco.

- **Baterias húmidas**

Esta bateria é a mais comum nas instalações fotovoltaicas, é composta pelas placas e pelo fluido electrolítico. Ambos os electrodos, positivo e negativo, constituem as placas da bateria. Dado que a matéria activa pode ser simplesmente espalhada na estrutura da grelha, as placas podem ser produzidas a um baixo custo. Estas baterias são utilizadas especialmente para aplicações pontuais, por exemplo para caravanas de campismo, barcos e casas de ocupação temporária (fim de semana ou férias).

- **Baterias de gel (Baterias VRLA - *Valve Regulated Lead Acid*)**

A bateria de gel de chumbo constitui uma versão melhorada da normal bateria de ácido de chumbo. As suas principais vantagens são: não tem problemas de estratificação e é caracterizada por uma reduzida sulfatação do ácido, possui um maior ciclo de vida útil, não liberta gases, o invólucro é completamente selado, isento de derrames e não requer cuidados de manutenção.

- **Baterias estacionárias com placas tubulares (tipo OPzS e OPzV)**

Este tipo de baterias é usualmente utilizado em operações permanentes, durante períodos que vão de quinze a vinte anos e em grandes instalações fotovoltaicas. O peso, o volume, o custo da instalação (pode ser necessário construir uma plataforma que suporta o banco de baterias) e os preços comerciais, que podem ser duas a três vezes superiores aos restantes tipos de baterias, são as características principais desta solução. O ciclo de vida das baterias OPzS e OPzV é significativamente maior do que nos restantes tipos de baterias.

- **Baterias de bloco com placas positivas planas**

As baterias de bloco de electrolítico fluido estão classificadas entre as baterias estacionárias. Os electrodos positivos neste caso são placas planas, um compromisso entre as placas radiais (grelha) e as placas tubulares. As baterias de bloco caracterizam-se pela sua elevada fiabilidade e ciclo de vida.

### 2.4.3. Características dos acumuladores

As características que classificam os diversos acumuladores existentes são:

- Capacidade;
- Tempo de descarga;
- Tensão;
- Energia específica;
- Densidade energética;
- Densidade de potência;
- Ciclos de vida;
- Auto-descarga;
- Profundidade de descarga (DOP - *Deep of Discharge*);
- Eficiência (ou rendimento energético).

De entre estas características, vale a pena destacar a Capacidade  $C$ , que é a quantidade de electricidade que a bateria pode fornecer até ficar totalmente descarregada, em determinadas condições de descarga. A capacidade nominal é dada pela expressão 2.31.

$$C = I_n \cdot t_n \quad (\text{Ah}) \quad (2.31)$$

sendo  $I_n$  a descarga constante (A) e  $t_n$  o tempo de descarga (h) [3].

No que diz respeito à tensão, esta varia mediante o tipo de baterias, sendo que as de ácido de chumbo são de 2V por célula. Em geral estão disponíveis no mercado baterias de 12V com seis células em série e baterias de 24V com doze células em série.

O ciclo de vida corresponde ao número de vezes que a bateria pode estar descarregada e carregada durante a sua vida útil.

A auto-descarga é a percentagem de descarga da bateria mesmo quando não utilizada (normalmente cerca de 3% ao mês).

A profundidade de descarga corresponde ao valor máximo aconselhado para a descarga da bateria. A profundidade das baterias influencia fortemente a vida útil das mesmas relativamente ao número de ciclos carga/descarga.

### 2.4.4. Efeitos do envelhecimento

O maior inconveniente dos acumuladores de ácido de chumbo é o seu curto período de vida útil. Para 100 a 800 ciclos completos, funcionam entre 3 a 8 anos. As baterias estacionárias atingem um maior período de vida útil, que vai de 10 a 15 anos.

Os motivos para tal resultam dos vários processos reversíveis ou irreversíveis de envelhecimento, alguns dos quais se influenciam e se intensificam mutuamente:

- Estratificação do ácido (reversível);
- Sulfatação (irreversível);
- Corrosão (irreversível);
- Sedimentação (irreversível);
- Secagem (irreversível).

#### 2.4.5. Critérios de selecção

Os critérios de selecção das baterias de acumuladores provêm dos seguintes aspectos:

- Boa relação desempenho/preço;
- Reduzidas exigências em termos de manutenção;
- Longo período de vida útil;
- Reduzida auto-descarga e elevada eficiência energética;
- Possibilidade de carga para pequenas intensidades de corrente;
- Elevada capacidade de armazenamento e densidade de potência (requisitos de volume e de peso);
- Resistência mecânica à vibração (para o transporte);
- Protecção contra a ocorrência de riscos para o meio ambiente e para a saúde, reciclável.

No entanto, sabemos que não existe nenhum acumulador que reúna todas estas características, e portanto torna-se necessário definir quais as propriedades mais importantes, tendo em conta a sua aplicação.

Para sistemas usados pontualmente (casa de férias, de fim de semana, etc.), uma simples bateria solar de eléctrodo fluido deverá satisfazer as necessidades de armazenamento do sistema fotovoltaico.

No caso dos sistemas que são permanentemente utilizados ao longo do ano, o período de vida útil das baterias solares normais e de gel não é geralmente suficiente. Pelo que necessitem de ser substituídas de forma regular. Sendo assim, recomendam-se o uso de baterias estacionárias de bloco (do tipo OPzS ou OPzV).

## 2.5. Inversores DC / AC

O inversor solar estabelece a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede AC (ou carga AC). Estes inversos têm como objectivo a conversão do sinal eléctrico DC do gerador fotovoltaico num sinal eléctrico AC e, uma vez feita a conversão, realiza o ajuste para a frequência e o nível de tensão da rede a que está ligado.

Existem algumas diferenças importantes no que diz respeito a este tipo de inversores, mediante a sua aplicação, ou seja, para sistemas ligados à rede (inversores de rede) e para sistemas autónomos (inversores autónomos).

### 2.5.1. Inversores de rede

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, o inversor é ligado à rede eléctrica principal de forma directa ou através da instalação do serviço eléctrico do prédio. Com uma ligação directa, a electricidade produzida é injectada directamente na rede pública. Com o acoplamento à instalação do prédio, a energia gerada é em primeiro lugar consumida no prédio, sendo então a excedente fornecida à rede pública.

Estes inversores de rede podem-se subdividir em inversores comutados pela rede, ou seja, sincronizados pela rede, e em inversores auto-controlados.

- **Inversores comutados pela rede**

Baseiam o seu funcionamento em tirístores e utilizam-se em grandes sistemas fotovoltaicos. Estes inversores são comutados pelo “clock” da rede. Não são indicados para sistemas isolados onde existam cargas puramente resistivas.

- **Inversores auto-controlados**

São baseados na tecnologia dos MOSFET, GTO e IGBT. Podem ter ou não, um transformador de baixa ou alta-frequência (LF ou HF) na saída. Com o transformador, a protecção contra contactos indirectos fica assegurada sem recurso a dispositivos diferenciais. Estes tipos de inversores são também para sistemas com ligação à rede, mas também para sistemas isolados. Necessitam de pouca energia reactiva no seu funcionamento, carecendo de controlo dos harmónicos produzidos pelas altas frequências de comutação.

## 2.5.2. Inversores autónomos

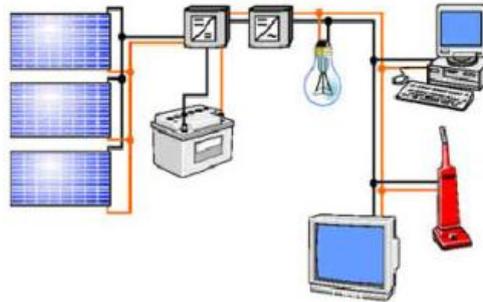


Figura 2.18 - Sistema autónomo com inversor autónomo [3]

Num sistema autónomo, o armazenamento de energia nos acumuladores e o fornecimento de energia para o consumo é feito sob a forma de um sinal contínuo. Os inversores autónomos são então utilizados para possibilitar o uso de aparelhos eléctricos AC convencionais de 230V, 50Hz, a partir da rede DC. Um inversor autónomo deve poder alimentar uma vasta gama de equipamentos eléctricos.

Podem-se distinguir diversas características que levam à boa qualidade de um inversor autónomo:

- Corrente alternada sinusoidal, com a tensão e a frequência estabilizadas;
- Excelente eficiência de conversão;
- Elevada tolerância às correntes de arranque;
- Elevada tolerância perante as flutuações de tensão da bateria;
- Protecção contra uma profunda descarga da bateria;
- Baixo consumo em “*stand-by*”, com detecção automática da presença de uma carga;
- Protecção contra curto-circuitos no lado da saída;
- Elevada compatibilidade electromagnética;
- Baixo conteúdo harmónico;
- Protecção contra sobreintensidades.

## 2.6. Reguladores de carga

Os reguladores de carga controlam a carga da bateria pela análise da tensão da mesma e interrompem o fornecimento às cargas externas quando é atingida a profundidade de descarga máxima da bateria. Também interrompem o fornecimento da carga à bateria quando esta atingir a carga máxima.

O perfeito funcionamento dos acumuladores ao longo do seu período de vida útil requer que os reguladores de carga operem de forma flexível. Sendo que os reguladores de carga podem fazer a diferença, ao permitirem o aumento do ciclo de vida útil dos acumuladores.

As principais tarefas de um regulador consistem nos seguintes aspectos:

- Ótima carga do acumulador;
- Protecção contra sobrecargas;
- Prevenção de descargas indesejáveis;
- Protecção contra profundas descargas;
- Informação do estado da carga.

### 2.6.1. Reguladores série

Tipo de regulador em que os interruptores electrónicos de controlo ficam em série com o gerador fotovoltaico. Controlam a carga da bateria pela análise da tensão da mesma e interrompem o fornecimento às cargas externas quando é atingido o limiar de profundidade de descarga máxima da bateria.

Quando se atinge a tensão máxima de carga, o regulador série interrompe a entrega de potência do módulo, através de um relé ou um semicondutor, voltando a fechar o circuito após uma determinada redução de tensão. Estas constantes comutações “*on-off*” criam oscilações da tensão perto da tensão máxima de carga, bem como perdas permanentes de energia, e como tal, foram desenvolvidos reguladores de carga de regulação constante perante estas desvantagens dos reguladores série.

### 2.6.2. Reguladores *shunt* ou paralelo

Nestes reguladores, um dos interruptores electrónicos de controlo fica em paralelo com o gerador FV. Controlam a carga da bateria aplicando um curto-circuito momentâneo ao gerador FV.

Estes reguladores permitem reduzir continuamente a potência do módulo, a partir do momento em que é atingida a tensão máxima de carga da bateria. A energia não aproveitada é dissipada sob a forma de calor, e sendo assim, os módulos podem tomar a corrente de curto-circuito sem qualquer problema, limitando-se a sofrer um ligeiro aquecimento adicional. Permitem o curto-circuito do gerador FV à noite, evitando correntes inversas no

mesmo. Este método é ideal para a bateria, uma vez que a carga da bateria é feita de forma eficiente e em total segurança.

### 2.6.3. Reguladores MPP

Os reguladores apresentados têm um problema: se a tensão do gerador baixar, por exemplo, devido à diminuição da radiação solar no gerador FV, os reguladores poderão não permitir o aproveitamento da energia em produção no gerador FV, porquanto o abaixamento da tensão e a deslocação do ponto óptimo de funcionamento à máxima potência (ponto MPP) ficam fora do alcance do regulador. Para continuar a aproveitar essa energia, é necessário um regulador que situe o funcionamento do sistema no ponto de máxima potência, MPP, mantendo a tensão com valor superior ao da bateria para que esta carregue.

## 2.7. Cablagem

Os cabos devem ser colocados através de materiais de fixação apropriados. Os vários materiais da instalação, tais como as braçadeiras dos cabos, devem ser resistentes aos agentes atmosféricos. As opções mais simples para fixar os cabos são as braçadeiras.

### 2.7.1. Cabos de módulo ou de fileira

Os cabos de módulo ou de fileira são condutores que estabelecem a ligação eléctrica entre os módulos individuais de um gerador fotovoltaico e a caixa de junção do gerador. Estes cabos são aplicados quase sempre no exterior.

Com o objectivo de garantir protecção contra a ocorrência de falhas de terra, bem como de curto-circuitos, os condutores positivos e negativos não podem ser colocados lado a lado no mesmo cabo. De uma forma generalizada, os cabos monocondutores com isolamento duplo costumam ser a melhor solução. Possuem, no entanto, a desvantagem de serem sensíveis às temperaturas máximas e, como tal, são usados em alternativa os “cabos solares” nas aplicações externas.

### 2.7.2. Cabo principal DC

Este cabo estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor. Se a caixa de junção do gerador estiver localizada no exterior, estes cabos são entubados, uma vez que não são resistentes aos raios ultra-violetas. Sempre que houver possibilidade de opção, os cabos de policloreto de vinilo (PVC) não deverão ser usados no exterior.

### 2.7.3. Cabo do ramal AC

O cabo de ligação de corrente alternada (AC) liga o inversor à rede receptora, através do equipamento de protecção.

## 2.8. Restantes componentes

### 2.8.1. Protecção das fileiras e caixa de junção geral

As fileiras individuais são ligadas entre si na caixa de junção geral do gerador fotovoltaico. A caixa de junção geral do gerador contém terminais, aparelhos de corte, fusíveis de fileira e díodos de bloqueio das fileiras. Os fusíveis de fileira protegem os cabos contra sobrecargas e devem ser concebidos para funcionar em DC.

Para promover o desacoplamento entre as fileiras dos módulos individuais, podem ser ligados díodos de bloqueio em série com cada fileira. No caso de ocorrer um curto-circuito ou o sombreamento de uma fileira, as restantes poderão continuar a funcionar sem serem perturbadas. Sem a presença de díodos de bloqueio nas fileiras, uma corrente fluiria no sentido inverso através da fileira afectada. Actualmente, são suprimidos os díodos de bloqueio das fileiras nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede.

Para proteger os módulos e os cabos das fileiras das sobrecargas, são intercalados fusíveis de fileira em todos os condutores activos.

### 2.8.2. Interruptor diferencial DC

Na eventualidade da ocorrência de falhas, ou para a condução de trabalhos para manutenção e de reparação, será necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico. Para tal utiliza-se o interruptor principal DC, uma vez que é estipulada a necessidade da instalação de um aparelho de corte da ligação acessível entre o gerador FV e o inversor. O interruptor diferencial DC deve ter suficiente poder de corte para permitir a abertura do circuito DC em boas condições de segurança.

### 2.8.3. Equipamento de protecção AC

Os equipamentos de protecção AC definem-se como sendo os disjuntores e os disjuntores diferenciais. Os disjuntores são aparelhos de protecção contra sobreintensidades, que podem voltar a ser rearmados depois de dispararem. Isolam automaticamente o sistema FV da rede eléctrica, caso ocorra uma sobrecarga ou um curto-circuito. São muito utilizados como interruptores AC.

Os disjuntores diferenciais são aparelhos de protecção sensíveis à corrente residual-diferencial. Estes dispositivos “observam” a corrente que flui nos condutores de ida e de retorno do circuito eléctrico.

## 2.9. Conclusões

O sol fornece energia na forma de radiação e que é variável mediante a posição do referencial no globo terrestre e, obviamente, os níveis de radiação são maiores quanto mais próximo o referencial estiver da linha equatorial. A radiação solar pode ser dividida em diversas componentes, que advêm do seu trajecto na superfície terrestre. O movimento de translação da Terra proporciona a existência de determinados dias do ano e, horas do dia, em que a radiação solar é superior, como são os casos dos equinócios e solstícios.

A radiação solar é sempre maior numa área que se pretende perpendicularmente em relação aos raios solares, do que numa área horizontal das mesmas dimensões. Em Portugal, a orientação óptima de uma instalação é a direcção Sul, com um ângulo de inclinação de cerca de 35°, variando ligeiramente dependendo da localização exacta.

A energia produzida por um sistema fotovoltaico será superior se este possuir um sistema de seguimento solar.

A transformação directa da luz solar em energia eléctrica, consiste no efeito fotovoltaico proveniente das células fotovoltaicas que constituem os módulos e, conseqüentemente, os painéis fotovoltaicos. Existem vários tipos de células fotovoltaicas, sendo que as mais comuns são as células de silício cristalino (células de 1ª geração). O encadeamento e o encapsulamento das células fotovoltaicas constituem os módulos fotovoltaicos.

Os módulos fotovoltaicos podem ser classificados mediante diversos factores, tais como o material celular, tecnologia de encapsulamento, etc. Devem ser considerados os efeitos de sombreamento, de deposição de neve e do vento nos módulos fotovoltaicos, de forma a evitar os pontos quentes e possíveis danos.

As baterias de acumuladores permitem armazenar a energia fotovoltaica nos sistemas autónomos e representam um ponto essencial na instalação de um sistema fotovoltaico autónomo, devido aos custos associados e ao tempo útil de vida.

Os inversores DC/AC estabelecem a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede, e têm como objectivo a conversão do sinal eléctrico DC num sinal eléctrico AC. Existem inversores para os sistemas autónomos (inversores autónomos) e para os sistemas ligados à rede (inversores de rede).

Os reguladores de carga controlam a carga da bateria pela análise da tensão da mesma e interrompem o fornecimento às cargas externas quando é atingida a profundidade de descarga máxima da bateria.

Os módulos fotovoltaicos, as baterias de acumuladores, os inversores DC/AC e os reguladores de carga são elementos constituintes de sistemas solares fotovoltaicos. Também a cablagem e outros componentes, tais como as caixas de junção geral, interruptores diferenciais DC ou equipamentos de protecção AC, são elementos que constituem os sistemas solar fotovoltaicos.

# Capítulo 3

## Instalação, Integração e Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

### 3.1. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas solares fotovoltaicos, mediante as necessidades em causa, localização e outros factores, podem ser de dois tipos: sistemas autónomos e sistemas ligados à rede. Neste capítulo serão abordados os pontos característicos de ambos os sistemas solares fotovoltaicos.

#### 3.1.1. Sistemas autónomos

No caso dos sistemas autónomos, o aproveitamento da energia solar precisa de ser ajustado à procura energética. Uma vez que a energia produzida não corresponde, na maior parte das vezes, à procura pontual de energia de um consumidor concreto, torna-se obrigatório considerar um sistema de armazenamento (baterias de acumuladores) e meios de apoio complementares de produção de energia (sistemas híbridos). O planeamento de sistemas autónomos torna-se mais complexo, quando a intenção é a de fornecer electricidade ao longo de todo o ano, uma vez que a radiação solar vai variando ao longo do ano. O “desencontro” da produção/consumo de electricidade devido à intermitência da radiação solar contrasta com o consumo energético que se verifica ao longo do ano.

Um gerador fotovoltaico que seja apenas usado durante uma fracção do seu tempo de vida útil, conduzirá a maiores períodos de retorno do investimento e, nestes casos, será mais sensato a utilização de um sistema híbrido, composto por um gerador fotovoltaico e um gerador auxiliar.

Estes tipos de sistemas assumirão um papel de grande relevo nos países em vias de desenvolvimento. A aplicação deste tipo de sistemas fotovoltaicos, verifica-se geralmente em

locais onde o fornecimento de energia através da rede pública de distribuição de energia eléctrica, não existe por razões técnicas e/ou económicas. Este cenário vem então ao encontro do grande potencial para a implementação dos sistemas autónomos nos países em vias de desenvolvimento, onde se verificam grandes áreas que permanecem sem fornecimento de energia eléctrica. As sucessivas evoluções tecnológicas e a diminuição dos custos associados, também poderão contribuir para a expansão deste tipo de aplicações.

A figura 3.1 exemplifica um sistema fotovoltaico autónomo, uma vez que se trata de uma instalação de carácter rural.



Figura 3.1 - Cabana com aproveitamento fotovoltaico [13]

Os tradicionais sistemas fotovoltaicos autónomos são essencialmente constituídos pelos seguintes componentes (figura 3.2):

- Gerador fotovoltaico (um ou vários módulos fotovoltaicos, geralmente dispostos em paralelo);
- Regulador de carga;
- Acumulador;
- Consumidor.

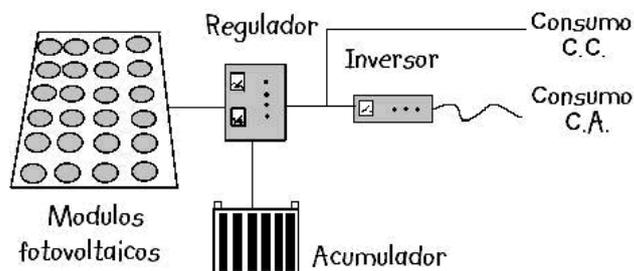


Figura 3.2 - Constituição de um sistema fotovoltaico autónomo [14]

### 3.1.2. Sistemas ligados à rede

No caso dos sistemas ligados à rede, a rede pública de distribuição de electricidade opera como sendo um acumulador de energia fotovoltaica.

Estes tipos de sistemas fotovoltaicos serão cada vez mais uma aposta dos países desenvolvidos, uma vez que se adivinham como sendo parte significativa da energia eléctrica fornecida por um país num plano futuro. Um dos aspectos de maior relevo relativamente a este tipo de sistemas fotovoltaicos trata-se precisamente da sua interligação com a rede.

Um sistema fotovoltaico ligado à rede é, normalmente, constituído pelos seguintes componentes (figura 3.3):

- Gerador fotovoltaico (vários módulos dispostos em série e em paralelo, com estruturas de suporte e de montagem);
- Caixa de junção (equipada com dispositivos de protecção e interruptor de corte principal DC);
- Cabos AC-DC;
- Inversor;
- Mecanismos de protecção;
- Aparelho de medida (contador).

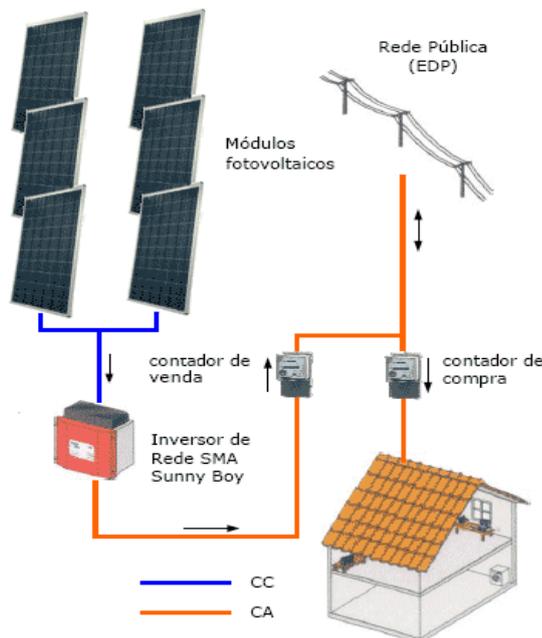


Figura 3.3 - Constituição de um sistema fotovoltaico ligado à rede [14]

Os sistemas ligados à rede de distribuição, em BT ou MT, são mais simples e baratos para potências idênticas aos sistemas autónomos, pelo facto de dispensarem as baterias de acumuladores.

Os inversores para ligação à rede têm características específicas ao nível de segurança. Se a tensão da rede faltar, os sistemas fotovoltaicos devem ser automaticamente desligados por acção do inversor, evitando assim a injeção de energia nessas circunstâncias.

### 3.1.3. Situação em Portugal

Em Portugal, tal como noutros países, a procura e a implementação de projectos fotovoltaicos tem crescido nos últimos tempos.

No que diz respeito a sistemas autónomos e à questão problemática dos acumuladores, em Portugal, devido à variação de radiação solar ao longo do ano, em que a quantidade de radiação disponível é cerca de seis vezes maior no Verão do que no Inverno, o consumo de electricidade é geralmente maior no Inverno do que no Verão, em especial devido aos processos de aquecimento e de iluminação. Portanto, para os casos em que será necessário o fornecimento de electricidade ao longo de todo o ano, dimensionar o gerador fotovoltaico para as necessidades do Inverno, pode levar à produção de uma considerável quantidade de energia que não é utilizada durante o resto do ano, tornando assim o sistema muito pouco económico e, para além disto, também se revela uma situação muito pouca satisfatória do ponto de vista ecológico. Sendo assim e para estas ocorrências, será indicada a utilização de um sistema híbrido.

Contrastando com o caso de Portugal, em alguns países, como é o caso da Alemanha, a maioria dos sistemas fotovoltaicos encontram-se ligados à rede. Nestes sistemas, a totalidade da energia produzida é injectada na rede pública de distribuição de energia eléctrica, como resultado da receita adicional que é conseguida pelo maior valor que é pago, por cada unidade de energia eléctrica produzida por sistemas fotovoltaicos.

Face à legislação actual, a energia produzida na microprodução em Portugal, deve ser toda injectada na rede. Neste contexto, em ambiente doméstico vão existir dois contadores de energia: o contador da injeção na rede (de produtor) e o contador da recepção (de consumidor). Acresce que nos casos em que os sistemas beneficiam de uma tarifa bonificada, os valores de compra e de venda da energia são substancialmente diferentes durante o período de vigência da bonificação.

No que diz respeito à instalação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos, é na força do vento que em Portugal nos temos de preocupar maioritariamente, embora nalguns pontos do país também se deva ter em linha de conta o peso da neve ou do gelo. A pressão dinâmica do vento sobre os painéis implica atenção no dimensionamento dos sistemas de fixação dos mesmos às respectivas estruturas.

Quanto à orientação dos painéis em Portugal, devem estar orientados para sul. Para sistemas isolados, em que é necessário garantir produção no Inverno, deve utilizar-se uma inclinação correspondente à latitude mais 20°. Para os sistemas ligados à rede, em que

pretendemos maximizar o aproveitamento da radiação de Verão, deve utilizar-se uma inclinação correspondente à latitude menos  $10^\circ$ .

## **3.2. Características a levantar do local da instalação**

### **3.2.1. Análise detalhada do local da instalação**

Antes de se começar o dimensionamento e o cálculo económico de um sistema fotovoltaico, terá de ser efectuado um estudo detalhado do local da instalação. A visita ao local da instalação irá permitir efectuar uma avaliação prévia sobre as condições básicas existentes, que poderão levar a uma indicação mais ou menos favorável sobre a instalação do sistema fotovoltaico no local.

Inicialmente, terá de ser efectuado um reconhecimento do local mediante questões que viabilizam a instalação do sistema fotovoltaico, bem como encontrar soluções alternativas para o caso de não se verificar a viabilidade da instalação.

Esta análise detalhada do local da instalação será fundamental na medida em que permite que se evitem diversos erros de planeamento relativamente à produção e consumo de energia, bem como ao cálculo do custo global do sistema a instalar.

Antes do momento em que a instalação é visitada, terão de ser elaboradas diversas questões a colocar junto do cliente. Essas questões vão desde o formato e inclinação do telhado em questão, características da estrutura e subestrutura, tipo de cobertura, disponibilidade da área do telhado, fachadas e/ou superfícies disponíveis na envolvente, possíveis sombreamentos, aberturas no telhado, produção energética desejada, tipo de módulos, etc.

Também será necessário recolher os documentos relativos à localização do edifício, peças desenhadas, projectos, entre outras informações sobre o edifício que possam influenciar a instalação do sistema fotovoltaico.

Durante a reunião no local, será de grande utilidade o projectista fazer-se acompanhar de ficha de registo de dados sobre o edifício, material de informação sobre a tecnologia fotovoltaica, bem como outros utensílios (bússola, fita métrica, etc.) que possam ser úteis.

### **3.2.2. Análise de potenciais sombreamentos**

A projecção de sombras sobre um sistema fotovoltaico tem efeito muito maior na produção de energia, do que para o caso dos sistemas solares térmicos e, como tal, terá de ser efectuada, na fase prévia do projecto, uma análise detalhada dos possíveis sombreamentos que poderão ocorrer.

No que diz respeito à classificação do tipo de sombreamentos, existem três tipos distintos:

- **Sombreamento temporário:** derivado tipicamente da presença da neve, de folhas e sujidade.
- **Sombreamento em consequência da localização:** compreende todo o sombreamento produzido pela envolvente do edifício.
- **Sombreamento produzido pelo edifício:** as sombras geradas por este envolvem sombras constantes e, como tal, devem ser considerados.

O resultado da análise do sombreamento é a silhueta da sombra causada pelo meio circundante no mapa da trajectória solar. O impacto da sombra nos sistemas fotovoltaicos depende essencialmente do número de módulos sombreados, do grau de sombreamento e da distribuição espacial e curso de sombra durante o tempo.

### 3.3. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico autónomo tem de ser executado de forma muito criteriosa, uma vez que será necessário estabelecer um custo geral relativamente equilibrado, bem como será necessário estabelecer critérios de dimensionamento adequados.

Instalações super dimensionadas levam a custos de instalação muito altos que podem inviabilizar o projecto. Ao contrário, instalações subdimensionadas levam ao descrédito da tecnologia.

O procedimento que deve ser seguido envolve alguns processos de avaliação:

- Avaliação da viabilidade técnica atendendo ao recurso solar disponível no local;
- Avaliação das necessidades energéticas para alimentar as cargas, tendo em conta as opções que conduzem à poupança de energia;
- Desenvolvimento conceptual do sistema;
- Avaliação da radiação solar disponível de forma detalhada;
- Dimensionamento dos principais componentes do sistema;
- Selecção dos componentes;
- Revisão do projecto e do dimensionamento do sistema.

#### 3.3.1. Avaliação da viabilidade técnica

Como primeiro passo no processo de instalação de um sistema fotovoltaico, terá de ser realizada uma avaliação da viabilidade técnica do projecto, ou seja, o projecto deverá oferecer garantias de ser economicamente vantajoso.

No caso de se verificar que se deve proceder à instalação do sistema autónomo, deve-se então recolher mais informação relativa aos seguintes aspectos:

- Objectivo concreto do sistema fotovoltaico;
- Planeamento e expansão futura do sistema;
- Avaliação dos consumos do sistema;
- Estabelecimento de um padrão de utilização do sistema fotovoltaico;
- Estabelecimento do nível de segurança do abastecimento dos consumos;
- Avaliação da logística da instalação.

### 3.3.2. Avaliação das necessidades energéticas do sistema

A avaliação das necessidades energéticas de um sistema constitui um passo importante na fase inicial de um projecto, uma vez que a previsão da energia consumida no sistema fotovoltaico autónomo irá influenciar todo o seu projecto. Convém, portanto, realizar uma análise da utilidade que se vai dar à instalação, como por exemplo, no caso de casas isoladas, deve especificar-se se vai ser utilizada os sete dias da semana ou somente aos fins-de-semana e em que alturas do ano.

Deve também ser ponderada a utilização de possíveis alternativas para a satisfação de consumos de cargas não eléctricas, principalmente aquelas que requerem elevadas quantidades de energia, como é o caso do aquecimento de água, em que será preferível utilizar energia solar térmica. A substituição de equipamentos convencionais por equipamentos que apresentem baixos consumos de energia, como é o caso das lâmpadas devem também ser ponderado, bem como a utilização de cargas alimentadas em CC.

Deve-se proceder a uma listagem onde conste a potência de cada equipamento que vai ser utilizado, bem como uma estimativa do número de horas que esse mesmo equipamento irá estar em funcionamento, para que seja possível efectuar o cálculo da energia consumida pelas cargas. Através da análise detalhada desta listagem, será possível identificar as cargas que mais consomem energia e, como tal, poderá ser efectuado um estudo de possíveis alternativas de as alimentar.

### 3.3.3. Desenvolvimento conceptual do sistema

A escolha do valor da tensão a adoptar para o sistema é feita mediante os seguintes factores:

- Comprimento dos cabos que ligam o painel às baterias;
- Potência instalada do sistema;
- Potência nominal do inversor;
- Circuitos de distribuição em CC que cobrem áreas consideráveis necessitam de um nível de tensão mais elevado de modo a reduzir a secção dos cabos;
- Potência das cargas.

### 3.3.4. Avaliação do recurso solar

A maioria dos sistemas fotovoltaicos autónomos são concebidos para satisfazer os consumos durante todo o ano, incluindo o mês de menor radiação solar disponível. Desta forma o ângulo da inclinação do painel deve ser o que permite maximizar a radiação incidente no plano do painel, extraindo assim a máxima potência do painel para o mês em que a radiação solar é mais baixa.

### 3.3.5. Dimensionamento dos componentes do sistema

No sistema fotovoltaico autónomo, os componentes que fazem parte do sistema são os painéis fotovoltaicos, inversores, baterias, reguladores de carga e cabos, componentes esses que terão de ser dimensionados individualmente.

- **Potência de pico do painel fotovoltaico**

A potência de pico,  $P_{PP}$ , do painel pode ser calculada de acordo com a expressão 3.1.

$$P_{PP} = \eta \cdot \frac{E}{G} \quad (\text{Wp}) \quad (3.1)$$

sendo  $E$  a energia consumida diariamente (Wh),  $G$  o número de horas de sol verificadas no pior mês tendo em conta o ângulo de orientação e inclinação do painel ( $h$ ) e  $\eta$  o rendimento total do sistema (%) [2].

Será necessário calcular o número de módulos necessários (expressão 3.2) para se obter o valor da potência do painel fotovoltaico [2].

$$N^{\circ} \text{ total de módulos} = \frac{P_{PP}}{\text{Potência de pico do módulo}} \quad (3.2)$$

Com o valor resultante da expressão 3.2, calcula-se a nova potência do sistema, através da multiplicação desse número total de módulos, pela potência de pico do módulo.

O pior mês corresponde ao mês em que a carga a alimentar é maior e, em simultâneo, a radiação solar disponível assume o valor anual mais baixo. Em Portugal, os meses para os quais se verificam os valores mais baixos são Dezembro e Janeiro, no caso de o sistema estar a funcionar todo o ano e os consumos energéticos serem constantes anualmente.

A forma mais precisa de obter a radiação solar incidente no plano do painel consiste no recurso a ferramentas computacionais. Também são utilizados métodos manuais (como foi referido no capítulo 2), com recurso a mapas que oferecem níveis de precisão aceitáveis.

O rendimento total do sistema ( $\eta$ ) pode ser calculado através da expressão 3.3.

$$\eta = \eta_{PV} \cdot \eta_{PV-Bat} \cdot \eta_{CC} \cdot \eta_{Dist} \cdot \eta_{Inv} \quad (\%) \quad (3.3)$$

sendo  $\eta_{PV}$  o rendimento do painel tendo em conta que não está a funcionar no ponto de potência máxima (%),  $\eta_{PV-Bat}$  representa as perdas devido à queda de tensão nos cabos que ligam o painel à bateria,  $\eta_{CC}$  o rendimento do controlador de carga (%),  $\eta_{Dist}$  representa as perdas nos cabos de distribuição e  $\eta_{Inv}$  o rendimento do inversor (%) [2].

- **Dimensionamento da bateria**

A bateria deve ser dimensionada para armazenar a energia consumida diariamente e mais alguns dias de reserva. Desta forma, o sistema pode fornecer energia em dias em que a radiação solar é escassa, como por exemplo, em dias nublados, compensar as perdas do sistema e assegurar que a carga da bateria não excede o nível de profundidade de descarga máximo permitido.

A capacidade mínima da bateria,  $Q$ , é dada pela expressão 3.4.

$$Q = \frac{E \cdot A}{V \cdot T \cdot \eta_{Inv} \cdot \eta_{Cabo}} \quad (Ah) \quad (3.4)$$

sendo  $E$  a energia média diária consumida (Wh),  $A$  o número de dias de autonomia,  $V$  a tensão do sistema (V),  $T$  o limite máximo permitido da profundidade de carga da bateria,  $\eta_{Inv}$  o rendimento do inversor (%) e  $\eta_{Cabo}$  o rendimento dos cabos de distribuição calculado com base nas perdas [2].

O número de dias de autonomia, geralmente varia entre 3 a 5 dias e está relacionado com as necessidades de cargas em termos de continuidade de serviço. O dimensionamento da bateria para menos de 3 dias reduz o seu ciclo de carga, diminuindo o seu tempo de vida útil. Por outro lado, o dimensionamento para mais de 5 dias aumenta consideravelmente o custo do sistema, podendo comprometer o projecto.

Se a capacidade do sistema,  $Q$ , for maior que a capacidade da bateria fornecida pelo fabricante é efectuado o cálculo do número de baterias a colocar em paralelo através da expressão 3.5 [2].

$$N^{\circ} \text{ de baterias em paralelo} = \frac{Q}{\text{Capacidade da bateria fornecida pelo fabricante}} \quad (3.5)$$

Se a tensão do sistema for maior que a tensão da bateria seleccionada, então o número de baterias a colocar em série vai ser igual ao valor resultante da expressão 3.6 [2].

$$\text{N}^\circ \text{ de baterias em série} = \frac{\text{Tensão do sistema}}{\text{Tensão nominal da bateria}} \quad (3.6)$$

- **Dimensionamento do inversor**

O inversor deve ser dimensionado de forma a garantir as necessidades das cargas em CA, podendo neste tipo de sistemas fotovoltaicos ser um pouco mais elevado, para no caso de existir um aumento dos consumos não se ter de substituir o inversor. Sendo assim, o número de inversores pode ser calculado através da expressão 3.7.

$$\text{N}^\circ \text{ de Inversores} = \frac{P_{CA}}{P_{Inv}} \quad (3.7)$$

sendo  $\text{N}^\circ$  de Inversores o número total de inversores necessários para a instalação,  $P_{CA}$  o valor da potência consumida pelas cargas CA (W) e  $P_{Inv}$  o valor da potência do inversor escolhido (W) [2].

O sistema deve ser dimensionado de maneira a que a corrente nominal, para o qual o regulador de carga e bateria estão dimensionados, seja superior a 30% da corrente máxima do painel fotovoltaico. A potência de saída do inversor deve ser dimensionada para a máxima carga CA.

- **Controlador de carga**

Depois de se realizar o dimensionamento do painel fotovoltaico e das baterias, tem que se proceder ao dimensionamento do controlador de carga. Este componente, tal como foi referido no capítulo 2, tem a função de proteger as baterias de eventuais sobrecargas e de descargas excessivas. Por questões de segurança, em caso de corrente excessiva provocada por um aumento de radiação, o controlador deve ser sobredimensionado na ordem dos 25% em relação à corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico, como se mostra na expressão 3.8 [2].

$$\text{Corrente mínima do controlador} = 1,25 \cdot I_{cc} \text{ do painel FV (A)} \quad (3.8)$$

Sendo assim, o número de controladores de carga a colocar em paralelo, pode ser calculado através da expressão 3.9 [2].

$$\text{N}^\circ \text{ de controladores} = \frac{\text{Corrente mínima do controlador}}{\text{Corrente máxima do controlador}} \quad (3.9)$$

- **Seleção dos condutores**

A questão mais pertinente na seleção e dimensionamento dos condutores em sistemas fotovoltaicos autónomos são as perdas e as quedas de tensão nos cabos de ligação. O dimensionamento da cablagem do sistema deve se efectuado de acordo com regras técnicas definidas.

A secção,  $S$ , pode ser obtida através da expressão 3.10.

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot l \cdot I_{\max}}{V_n \cdot \Delta V_{\text{adm}}} \quad (\text{mm}^2) \quad (3.10)$$

sendo  $\rho$  a resistividade do material condutor ( $\Omega\text{mm}$ ),  $l$  o comprimento do cabo (m),  $I_{\max}$  a corrente máxima no cabo (A),  $V_n$  a tensão nominal do sistema (V) e  $\Delta V_{\text{adm}}$  a variação máxima da queda de tensão admissível (V) [2].

### 3.3.6. Algoritmo para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos

O dimensionamento de sistemas autónomos, pode ser feito usando o algoritmo representado na figura 3.4.

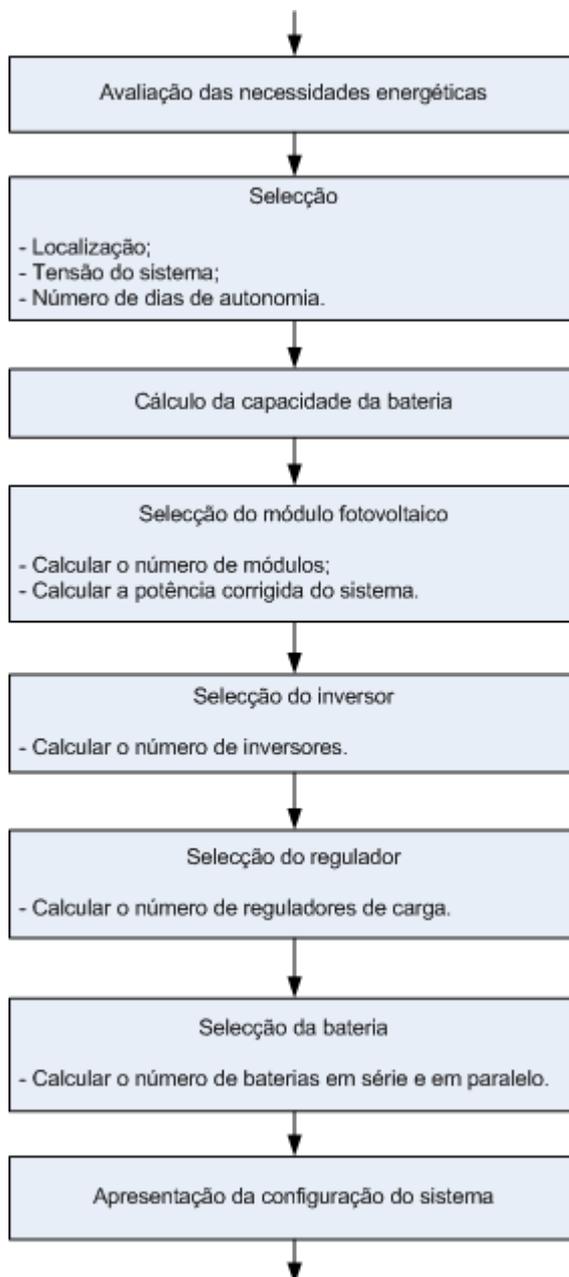


Figura 3.4 - Fluxograma do algoritmo para dimensionamento de sistemas autónomos [4]

### 3.4. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede

O projecto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede dependem essencialmente das seguintes condições:

- Do espaço disponível nos telhados, sua orientação e ângulo de inclinação;
- Das especificações técnicas dos módulos e inversor;
- Localização geográfica, longitude e latitude;
- Temperatura do local;
- Requisitos estéticos do edifício;
- Disponibilidade financeira.

O projecto de sistemas fotovoltaicos ligados à rede pode ser dividido nas seguintes tarefas:

- Estimativa inicial da potência instalada baseada na área disponível e no financiamento;
- Selecção do módulo solar;
- Selecção do inversor compatível ou de uma configuração de inversores compatível com o módulo;
- Definição da configuração óptima módulo-inversor;
- Listagem dos componentes;
- Estimativa da energia produzida baseada nos dados da radiação solar do local;
- Consideração de aspectos adicionais tais como protecções contra sobrecargas.

#### 3.4.1. Selecção do módulo

Para satisfazer as necessidades de produção, os módulos têm de ser ligados em série (para aumentar o valor de tensão) e em paralelo (para aumentar o valor de corrente).

Para calcular o número de módulos, torna-se necessário possuir os seguintes dados:

- Potência de pico do painel (determinada em função do custo e área disponível);
- Área disponível para a instalação dos painéis;
- Dimensões do módulo;
- Número de módulos a ligar por fileira tendo em vista o inversor.

O número de módulos é calculado através do quociente entre a potência de pico do painel e a potência de pico do módulo escolhido, como demonstra a expressão 3.11 [2].

$$\text{Número de módulos} = \frac{\text{Potência de pico do painel}}{\text{Potência de pico do módulo}} \quad (3.11)$$

Uma vez determinado o número de módulos torna-se necessário verificar se é possível colocá-los no espaço disponível para o efeito. Muitas vezes as restrições em termos de espaço disponível podem condicionar o número de módulos que constituem o painel e o modo como vão ser ligados.

### 3.4.2. Tensão dos módulos para diferentes condições de funcionamento

O valor da tensão dos módulos deve ser determinado, tendo em conta que no Inverno, quando se verificam temperaturas mais baixas, a tensão atinge o valor mais elevado. No Verão, quando os módulos experimentam temperaturas mais elevadas, a tensão regista valores mais baixos.

Para se saber o valor das tensões sob temperatura mínima e máxima é necessário saber os valores da tensão e corrente correspondentes ao ponto de potência máxima do módulo ( $V_{PPM}$  e  $I_{PPM}$ ) e tensão de circuito aberto para baixas temperaturas ( $-10^{\circ}\text{C}$ ).

Os valores para a tensão máxima ( $V_{PPM}$ ), para a corrente máxima ( $I_{PPM}$ ) e tensão em circuito aberto ( $V_{CA}$ ), são dados fornecidos pelos fabricantes em condições STC no plano do painel. A tensão em circuito aberto para as temperaturas mínima e máxima, verificadas no local, devem ser calculadas utilizando o coeficiente de variação com a temperatura, também fornecido pelo fabricante.

### 3.4.3. Cálculo da tensão para as temperaturas extremas do módulo

Considerando uma variação média anual da temperatura no plano do painel entre  $-10^{\circ}\text{C}$  e  $70^{\circ}\text{C}$ , os desvios absolutos relativamente à temperatura  $25^{\circ}\text{C}$  (STC) são de  $-35^{\circ}\text{C}$  e  $45^{\circ}\text{C}$  respectivamente.

$$V_{CA}(-10^{\circ}\text{C}) = V_{CA}(25^{\circ}\text{C}) + 35 \cdot T_C(V_{CA}) \quad (3.12)$$

$$V_{PPM}(-10^{\circ}\text{C}) = V_{PPM}(25^{\circ}\text{C}) + 35 \cdot T_C(V_{CA}) \quad (3.13)$$

$$V_{PPM}(70^{\circ}\text{C}) = V_{PPM}(25^{\circ}\text{C}) - 45 \cdot T_C(V_{CA}) \quad (3.14)$$

sendo  $V_{CA}(-10^{\circ}\text{C})$  a tensão em circuito aberto a  $-10^{\circ}\text{C}$  (V),  $V_{CA}(25^{\circ}\text{C})$  a tensão em circuito aberto  $25^{\circ}\text{C}$  (V),  $T_C(V_{CA})$  o valor de variação da tensão em função da temperatura (V),  $V_{PPM}(-10^{\circ}\text{C})$  a tensão máxima a  $-10^{\circ}\text{C}$  (V) e  $V_{PPM}(70^{\circ}\text{C})$  a tensão máxima a  $70^{\circ}\text{C}$  (V) [2].

O valor mais elevado da tensão em circuito aberto verifica-se para a temperatura mais baixa ( $-10^{\circ}\text{C}$ ), tal como para o valor máximo da tensão.

### 3.4.4. Selecção do inversor

Nos sistemas fotovoltaicos com pequenas potências instaladas, onde se verifica que a superfície possui uma orientação e inclinação uniforme e que não existem sombreamentos, deve utilizar-se um único inversor para potências até 5kW. Em sistemas com potências instaladas mais elevadas, a utilização de mais que um inversor pode ser vantajosa na medida em que aumenta a fiabilidade do sistema.

A potência nominal do inversor é determinada pela potência de pico do módulo, a qual é fornecida pelo fabricante para as condições STC, as quais muito raramente se verificam na prática. Por esta razão, a potência nominal do inversor pode tomar valores na ordem dos 5% a 10% mais baixos do que a potência de pico dos módulos, mas o valor máximo da corrente de entrada e da tensão no inversor nunca devem ser excedidos [2].

$$N^{\circ} \text{ de Inversores} = \frac{\text{Potência corrigida do sistema}}{\text{Potência nominal do inversor}} \quad (3.15)$$

### 3.4.5. Limites de tensão e da configuração do módulo

A tensão dos terminais das fileiras deve tomar valores compreendidos entre o limite mínimo e máximo da tensão correspondente ao ponto de potência máxima do inversor. O valor da tensão em circuito aberto da fileira deve também ser verificado, de modo a assegurar que é inferior ao valor máximo da tensão de entrada do inversor.

Geralmente, o valor máximo da tensão aos terminais de cada fileira ocorre para o valor mínimo de temperatura, enquanto o valor mínimo da tensão correspondente ao ponto de potência máxima da fileira, que se verifica para o valor mais elevado de temperatura. Tendo em conta estas considerações é necessário determinar o número de módulos a ligar em série e/ou em paralelo.

A gama de variação da tensão de entrada no inversor  $V_{PPMmax}$  e  $V_{PPMmin}$  determina o número de módulos a ligar em série, ou seja, o número de módulos por fileira [2].

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos} = \frac{V_{PPMmax}}{V_{PPM(-10^{\circ}C)}} \quad (3.16)$$

$$N^{\circ} \text{ mínimo de módulos} = \frac{V_{PPMmin}}{V_{PPM(70^{\circ}C)}} \quad (3.17)$$

Deve assegurar-se que a tensão nos terminais de cada fileira se encontra dentro da gama de variação da tensão de entrada do inversor, para a qual tem capacidade de extrair a potência máxima da fileira. O mínimo de módulos de cada fileira não deve ser inferior ao número mínimo de módulos calculados anteriormente ( $N^{\circ}$  mínimo de módulos), nem superior ao  $N^{\circ}$  máximo de módulos, também calculado anteriormente.

O valor máximo da tensão em circuito aberto ocorrerá a uma temperatura,  $V_{CA}(-10^{\circ}C)$ , no plano do painel quando a fileira se encontrar em circuito aberto.

De modo a assegurar que o valor máximo da tensão  $V_{CA}$  de entrada do inversor não é excedido em nenhuma circunstância, o número máximo de módulos por fileira é dado pela expressão 3.18 [2].

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos} = \frac{V_{DCmax}}{V_{CA(-10^{\circ}C)}} \quad (3.18)$$

### 3.4.6. Configuração do painel compatível com o inversor

Nesta fase do projecto é necessário verificar se o número total de módulos inicialmente calculado pode ser dividido em fileiras com o mesmo número de módulos. É uma condição essencial no caso de ser escolhido um inversor central. No entanto uma solução mais cara baseada na configuração do inversor de fileira suporta fileiras com diferentes números de módulos.

$$N^{\circ} \text{ de fileiras} = \frac{N^{\circ} \text{ de módulos}}{N^{\circ} \text{ de módulos por fileira}} \quad (3.19)$$

A nova potência do sistema é calculada através da expressão 3.20 [2].

$$\text{Potência corrigida} = N^{\circ} \text{ de fileiras} \times N^{\circ} \text{ máximo de módulos} \quad (3.20)$$

Dependendo da configuração a adoptar, o processo de projecto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos envolve a avaliação das possíveis soluções. O mínimo total de módulos, a potência de pico do painel, o tipo de módulos ou de inversor, pode ter que ser modificados. Este procedimento pode ter que ser repetido várias vezes, exigindo assim a repetição dos passos anteriores.

### 3.4.7. Algoritmo para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede

Para o dimensionamento de sistemas ligados à rede, pode ser utilizado o algoritmo representado na figura 3.5.

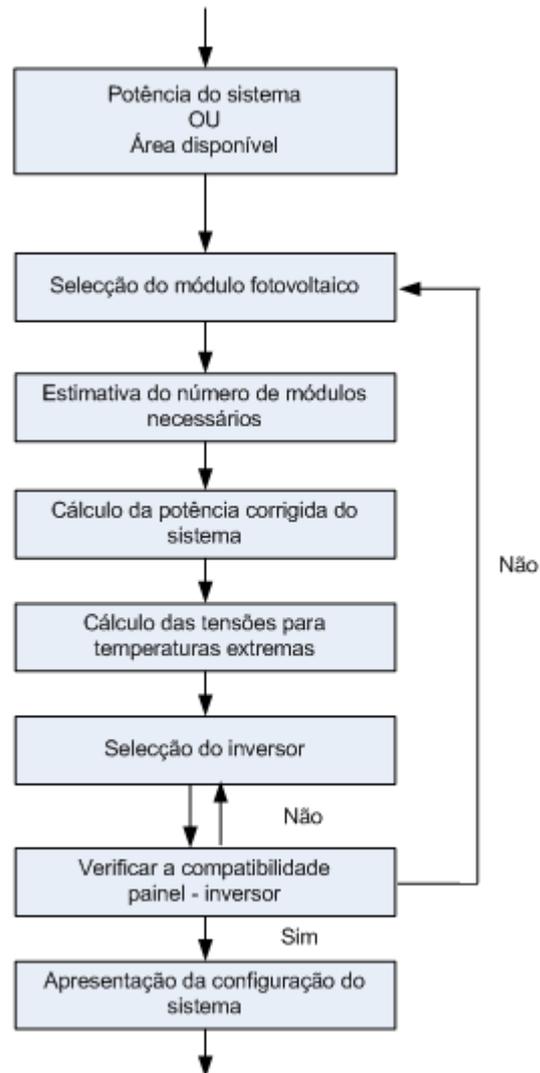


Figura 3.5 - Fluxograma do algoritmo para dimensionamento de sistemas ligados à rede [4]

### 3.5. Cálculo económico

Uma vez que não são utilizados combustíveis em sistemas fotovoltaicos, e os custos associados aos seguros e manutenção são reduzidos, os custos de investimento inicial serão responsáveis pelos custos de produção da energia eléctrica gerada.

O cálculo económico para sistemas solares fotovoltaicos é efectuado para se saber os níveis de compensação de cobertura de custos, para os diferentes sistemas de produção e fornecimento de energia eléctrica à rede pública de distribuição.

Os cálculos económicos, que excluem os juros e o retorno do capital investido, são muito simples, sendo que são considerados os custos de investimento inicial, os custos de operação, os custos evitados (para o caso de sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios), o número de anos de vida útil do sistema (que é cerca de 20 a 30 anos) e a energia que será produzida anualmente pelo sistema fotovoltaico.

Os custos de produção de um sistema fotovoltaico podem ser calculados, de acordo com a expressão 3.21.

$$C_{\text{prod}} = \frac{C_{\text{inv}} + C_{\text{op}} - C_{\text{ev}}}{n \cdot E_a} \quad (3.21)$$

sendo  $C_{\text{prod}}$  os custo de produção (€/kWh),  $C_{\text{inv}}$  os custos de investimento inicial (€),  $C_{\text{op}}$  os custos de operação (€),  $C_{\text{ev}}$  os custos evitados (€),  $n$  o número de anos de vida útil do sistema e  $E_a$  a energia que será produzida anualmente pelo sistema fotovoltaico (kWh) [3].

Se forem considerados os juros sobre o capital, usa-se o “método das anuidades”, que permite que os custos do investimento e todos os outros custos em que se incorre sejam convertidos em custos de capital que se mantêm constantes ano após ano.

$$C_{\text{prod}} = \frac{(C_{\text{inv}} + C_{\text{op}} - C_{\text{ev}}) \cdot a}{n \cdot E_a} \quad (3.22)$$

$$a = \frac{p}{1 - (1+p)^{-n}} \quad (3.23)$$

$$C_{\text{op}} = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+p)^i} \quad (3.24)$$

sendo  $p$  a taxa de juro (%),  $i$  os anos operacionais e  $C_i$  todos os pagamentos (€)[3].

Pode-se concluir que os custos anuais dependem fortemente da taxa de juro e do período de amortização.

### 3.6. Programas de simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Os simuladores de sistemas fotovoltaicos utilizam modelos de fluxo energético que demonstram a interacção dos componentes constituintes do sistema. Os primeiros programas de simulação foram desenvolvidos nos EUA.

No mercado encontra-se uma grande variedade de programas de dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos que utilizam diferentes metodologias. Estes programas são de grande importância quando se pretende projectar um sistema fotovoltaico. A maior parte dos programas possuem uma base de dados de radiação solar e, em alguns casos, de temperatura ambiente. Em alguns, existe a possibilidade de importar dados meteorológicos.

De seguida apresentam-se alguns dos programas de simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos mais utilizados.

- **Solterm:** é um programa de análise do desempenho de sistemas solares elaborado pelo laboratório do Estado Português na área da Energia e especialmente concebido para as condições climáticas e técnicas de Portugal [39].
- **PV F-CHART:** este programa projecta e analisa sistemas fotovoltaicos, realizando cálculos para determinar o comportamento do sistema, através de métodos desenvolvidos na *University of Wisconsin* tendo em conta as variações da radiação e das cargas [40].
- **SolSim:** foi desenvolvido na Alemanha e é uma ferramenta para simulação, análise e optimização de sistemas fotovoltaicos ligados à rede e autónomos híbridos. Permite a combinação com geradores eólicos, biomassa e biogás. Não possui base de dados de valores de radiação [41].
- **RETScreen:** é um programa de análise para projectos de energias renováveis desenvolvido em *Microsoft Excel*. Este programa engloba as áreas: fotovoltaica, eólica, pequenas centrais hidroeléctricas, aquecimento solar de ar e água, biomassa e bombas geotérmicas. É utilizado para a realização de estudos preliminares. Na área fotovoltaica pode determinar para os três tipos básicos de aplicações (sistemas ligados à rede, sistemas autónomos e bombeamento de águas) os custos de produção de energia e redução de gases emitidos. As configurações de sistemas híbridos simples também podem ser avaliados. Possui base de dados de mais de um milhar de localidades no mundo [42].

- **PVSYST:** Este *software* foi desenvolvido em 1991 pela *Université de Genève* e permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um sistema detalhado de simulação. Apresenta também uma ferramenta adicional, tridimensional, que tem em conta as limitações do horizonte e de objectos que possam criar sombras sobre os painéis fotovoltaicos. Possui BD de radiação de 22 localidades na Suíça e de 200 localidades no mundo. Foi este *software* utilizado no capítulo 5, para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico ligado à rede numa moradia no Porto [43].

### 3.7. Integração em telhados planos e inclinados

Existem duas formas possíveis para a integração de sistemas fotovoltaicos em edifícios: podem ser adicionados à estrutura existente, ou podem ser integrados à estrutura que os envolve. O processo de adição do sistema, ou seja, a solução aditiva, difere do processo de solução integrativa, na medida em que os módulos fotovoltaicos são fixados no topo do telhado ou na fachada, através de uma estrutura metálica. Numa solução integrativa, os componentes do telhado ou da fachada do edifício, são substituídos por elementos fotovoltaicos, passando assim a ser parte integrante do edifício.

Actualmente, os telhados de uma casa possuem as normais funções de protecção, delimitação e desenho da casa. No entanto, e através da evolução das novas tecnologias, a tendência é que os telhados incorporem elementos energéticos que convertem a luz solar em potência eléctrica ou em calor, o que significa que novas funções irão ser atribuídas aos telhados.

#### 3.7.1. Telhados planos e inclinados

A classificação dos telhados varia consoante a sua inclinação. De uma forma generalizada, para inclinações inferiores a 5° os telhados são considerados planos, para inclinações entre 5° e 22° são telhados ligeiramente inclinados, entre 22° a 45° são telhados com uma inclinação normal e, finalmente, para uma inclinação superior a 45° temos os telhados íngremes.

Regra geral, os telhados inclinados são ventilados, sendo a sua estrutura da seguinte forma:

- Cobertura do telhado (a água da chuva e humidades são recolhidas no ponto mais baixo e escoadas através de caleiras);
- Ripado;
- Telas ou sub-telhas;
- Vigas com placas de isolamento térmico.

Enquanto que os telhados inclinados possuem coberturas que garantem o escoamento das águas, os telhados planos possuem camadas impermeabilizadoras e isolantes. O escoamento das águas de um telhado plano é, geralmente, resolvido através de um sistema apropriado para tal, que descarrega a água através de um tubo de vazão.

Conforme a estrutura do telhado plano, pode-se diferenciar entre o telhado ventilado com duplo revestimento (telhado frio) e o telhado sem ventilação com revestimento simples (telhado quente), sendo que este último é o mais usual. A figura 3.6 mostra a estrutura do telhado frio e do telhado quente.

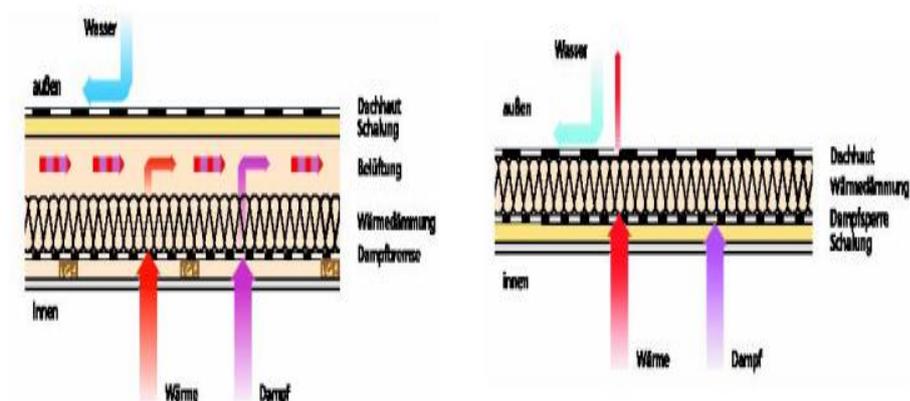


Figura 3.6 - Esquema representativo de um telhado frio (esquerda) e telhado quente (direita) [3]

- **Telhado frio**

Um telhado ventilado possui uma ventilação constante entre a camada isolante e o revestimento do telhado, de forma a prevenir a formação de orvalho no telhado e, desta forma, evitar eventuais danos causados pela acumulação de humidades. Esta ventilação permite evitar a transferência das deformações térmicas para as camadas interiores da cobertura, em resultado da incidência dos raios solares.

- **Telhado quente**

Neste caso, a ventilação é omissa a favor de uma estrutura mais simples do telhado e de uma menor altura de construção. O isolamento térmico é localizado directamente entre a estrutura de suporte e o revestimento do telhado.

### 3.7.2. Sistemas fotovoltaicos para telhados planos

Os telhados planos oferecem um enorme potencial em termos de áreas utilizáveis, sendo estas áreas muito adequadas para a instalação de sistemas solares. Além disso, permitem uma certa liberdade na concepção do gerador fotovoltaico, possibilitando escolher o seu óptimo ângulo de inclinação bem como a sua direcção (Sul).

A figura 3.7 exemplifica um sistema montado no telhado plano e um sistema integrado no telhado plano.



**Figura 3.7** - Sistema fotovoltaico montado no telhado plano (esquerda) e integrado no telhado plano (direita) [3]

- **Sistemas montados no telhado plano**

Os módulos são montados numa estrutura metálica sobre a superfície do telhado, o que limita o acesso ao telhado. Deverá ser garantido, antes da instalação do sistema fotovoltaico, que a funcionalidade do mesmo seja mantida durante o tempo de vida útil do gerador. Deverá ser garantida a protecção contra corrosões para os componentes metálicos que envolvem esta instalação. Nas regiões mais frias, onde existe o risco de cair neve, os módulos deverão manter intervalos suficientes entre os seus limites inferiores e a superfície do telhado, de acordo com a camada possível de neve no período de Inverno, o que permite que a neve deslize e caia sem que se venham a criar sombras nos módulos.

Existem no mercado numerosas estruturas de montagem para telhados planos. Frequentemente, as calhas de montagem usadas nos telhados inclinados podem ser aplicadas com sistemas de suporte adaptados. Existem estruturas para telhados planos de reduzido relevo que apenas suportam a colocação de módulos deitados e outras com uma maior elevação, que permitem inclinar os módulos ou suportar várias filas contínuas de módulos em altura.

O método de fixação das estruturas de montagem nos telhados planos é muito importante, uma vez que os geradores possuem grandes áreas de exposição, pelo que deve ser dada uma especial atenção às forças do vento no projecto dos sistemas de fixação dos geradores. A escolha do método de fixação irá depender da estrutura do telhado. A questão

relativa ao peso máximo que o telhado pode aceitar, determina se o gerador fotovoltaico deve ser instalado sem fixação ou se deve ser firmemente preso ao telhado.

Nos sistemas montados com lastros, sistemas de lastragem, as estruturas de montagem são instaladas sem ser necessário perfurar os telhados planos. São pousados blocos de betão sobre o telhado plano sem nenhuma outra fixação, sendo as armações de suporte fixas a estes com parafusos. As bases de betão são tão pesadas que a instalação permanece firmemente presa, mesmo para a máxima força do vento. O método de lastragem também pode ser usado sem uma armação de base, fixando os módulos directamente aos sistemas de tabuleiros de lastro. Se não for possível usar sistemas de montagem de lastros, por razões estruturais, o gerador deve ser rigidamente preso à construção do telhado, sistemas fixos. Neste caso, as armações de suporte são montadas em vigas cruzadas que são presas quer ao próprio telhado quer ao parapeito.

- **Sistemas integrados no telhado plano**

Os módulos fotovoltaicos têm normalmente um reduzido ângulo de inclinação e são sujeitos a elevadas temperaturas, o que implica uma menor incidência da radiação solar em relação à inclinação e orientação óptima. Para além disto, a menor capacidade de auto-limpeza provoca a acumulação da sujidade sobre os módulos, pelo que será necessário limpá-los regularmente. As células de película fina poderão ter um melhor desempenho perante estas condições. Existe um melhor aproveitamento da superfície do telhado, uma vez que não é necessário utilizar estruturas de suporte, pelo que os custos da estrutura de montagem acabam por ser reduzidos.

### 3.7.3. Sistemas fotovoltaicos para telhados inclinados

Os telhados inclinados determinam a orientação e a inclinação dos módulos, ao contrário do que acontece para os telhados planos. Será sempre realizado um estudo prévio das características do telhado antes de se proceder ao início do projecto.

A figura 3.8 exemplifica um sistema montado no telhado inclinado e um sistema integrado no telhado inclinado.



**Figura 3.8** - Sistema montado no telhado inclinado (esquerda) e integrado no telhado inclinado (direita) [5]

- **Sistemas montados no telhado inclinado**

Os módulos são dispostos sobre a cobertura do telhado, usando uma subestrutura metálica. A cobertura do telhado é mantida e continua a desempenhar a função de escoamento das águas.

Para a instalação de geradores fotovoltaicos em telhados já existentes, esta opção é seguramente a mais indicada, pois tem a melhor relação custo-benefício, mas possui a desvantagem de todos os componentes ficarem expostos e como tal ficam sujeitos ao envelhecimento devido às condições atmosféricas externas.

A estrutura metálica deve ser capaz de suportar as forças que ocorrem nos módulos e transferi-las à estrutura do telhado. Para além da elevada carga térmica na altura do verão, os módulos estão expostos a grandes tensões mecânicas, uma vez que são exercidas forças de pressão e de tracção nos módulos. Com o intuito de minimizar estas forças exercidas no gerador fotovoltaico, terão de ser tomados em consideração alguns aspectos na fase do planeamento. As forças exercidas no sistema determinam o número de pontos de fixação no telhado.

Uma vez que os sistemas fotovoltaicos podem operar durante períodos superiores a vinte anos e que todos os acessórios mecânicos estão expostos às condições climáticas, convém usar apenas um tipo de metal nos pontos de fixação.

No sentido de integrar, de forma harmoniosa, o sistema na envolvente do edifício, os módulos devem ser dispostos de modo a que, na medida do possível, seja criada uma única superfície linear para o gerador.

Para telhados com formas complexas ou no caso de existirem sombreamentos parciais, deverão ser escolhidos arranjos fotovoltaicos unidos ou de uma forma semelhante à superfície do telhado.

A estrutura metálica do sistema gerador fotovoltaico divide-se em duas partes: a estrutura de fixação ao telhado e a armação de base do telhado inclinado.

- **Sistemas integrados no telhado inclinado**

Neste tipo de sistemas, os módulos apoiam-se na base do telhado e substituem a cobertura convencional que anteriormente existira. Os módulos fotovoltaicos podem cobrir totalmente ou parcialmente a superfície do telhado.

O gerador possui uma dupla função: geração de energia eléctrica e protecção do edifício contra os agentes atmosféricos. Devido a esta dupla função, o sistema de montagem deste tipo de sistemas terá de ser feito de forma a impedir a entrada das águas pluviais entre os módulos e nas margens do campo gerador fotovoltaico.

Nos sistemas integrados em telhados inclinados, podemos destacar o uso apropriado de módulos especiais para a cobertura dos telhados. Estes módulos são modificados na sua forma e função, de forma a adquirirem as características próprias das coberturas convencionais. As telhas solares são um bom exemplo deste tipo de sistemas (figura 3.9).

Uma telha convencional sobrepõe-se à telha inferior e à telha lateral, para que a água da chuva possa fluir na sua superfície. A forma da sobreposição (encaixe) garante que a neve e a água da chuva não penetrem por baixo da cobertura do telhado e que os fluxos de água não se infiltrem por baixo das telhas.

Ao modificar os módulos solares, os fabricantes procuraram introduzir este princípio, tendo desenvolvido armações especiais para a sobreposição. Contrariamente às telhas convencionais, em que o respectivo peso oferece suficiente segurança em caso de tempestades, o reduzido peso dos módulos solares faz com que seja obrigatória a sua fixação mecânica. A eliminação dos trabalhos de instalação das estruturas de suporte e a pequena dimensão dos módulos simplificam a montagem no telhado.



**Figura 3.9** - Telha solar [15]

A ventilação do módulo ocorre no plano da subestrutura do telhado. Se os módulos apenas cobrirem uma parte do telhado, deve-se ter em atenção de que nem todos os sistemas podem ser combinados com os vários tipos de coberturas e declives dos telhados.

Uma outra solução para a integração de sistemas fotovoltaicos em telhados inclinados passa pela inclusão de coberturas de telhado com módulos fotovoltaicos integrados. São elementos para a cobertura de telhados que, de modo adicional, incluem as propriedades de um módulo solar. O material do telhado é usado como um suporte mecânico para o módulo e desempenha funções ao nível da protecção climatérica. Por esse motivo, a sua impermeabilidade é comparável à de uma cobertura convencional. Os módulos são presos aos elementos da cobertura do telhado na sua parte posterior, na maior parte dos casos através de colagem. A ausência de elementos estruturais no plano do gerador favorece a auto-limpeza dos módulos.

### 3.8. Integração em fachadas, coberturas e em sistemas de sombreamento

A fachada constitui a primeira impressão visual de uma habitação, como seria de esperar. A integração de módulos fotovoltaicos nas fachadas torna-se portanto uma acção de grande destaque, uma vez que a aparência externa da fachada será sempre tida em conta segundo o estilo e filosofia dos arquitectos e dos construtores. Podem ser inseridos no projecto gostos actuais, estilos regionais e novas tecnologias que são reflectidas no desenho final. Neste contexto, os módulos fotovoltaicos podem enriquecer as alternativas integrativas do sector da construção civil, sendo que estes módulos serão tratados como sendo eles mesmos elementos de construção. Nas habitações modernas, as fachadas de vidro proporcionam uma ligação para o mundo exterior. As inovadoras células solares podem ser integradas nos painéis de vidro utilizados, transformando-os assim em dispositivos solares.

De uma forma geral, as fachadas possuem a função de capa externa do edifício (protecção visual), de separação entre o meio externo e interno do edifício (calor, humidade, protecção acústica e contra incêndios, escudo electromagnético), de aproveitamento da luz do dia e protecção solar e definição da aparência do edifício e do seu impacto na envolvente urbana.

A figura 3.10 mostra a estrutura das fachadas frias e das fachadas quentes.

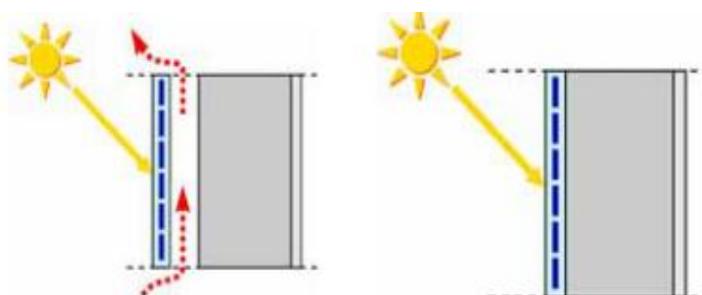


Figura 3.10 - Fachada fria (esquerda) e fachada quente (direita) [3]

- **Fachadas frias**

As fachadas frias possuem cavidades por onde se verifica a circulação de ar. A capa exterior, que consiste num revestimento ou alvenaria, protege o edifício contra os agentes climatéricos e será a responsável pela aparência arquitectónica final. A presença de um sistema de ventilação implica que este tipo de construção é perfeito para a integração de elementos fotovoltaicos.

- **Fachadas quentes**

As fachadas quentes são fachadas que constituem o envelope do edifício, assumindo funções de protecção climatérica, acústica e de isolamento térmico. Estas fachadas não são ventiladas. São usadas secções com painéis de isolamento térmico (opacos ou transparentes).

- **Fachadas de duplo revestimento**

Neste tipo de fachadas é construído, na face da fachada já existente, um envelope adicional de vidro transparente (ecrã), que melhora o ambiente e o isolamento acústico do prédio. Entre a cortina exterior e a fachada interior isolada existe uma zona tampão, que pode ser ventilada e incorporar dispositivos de sombreamento solares.

Estas fachadas são desenhadas para se adaptar às condições ambientais e para atenuar as flutuações climatéricas nas diferentes estações.

### 3.8.1. Fachadas fotovoltaicas



**Figura 3.11** - Fachada fotovoltaica [15]

Os módulos fotovoltaicos podem ser montados ou integrados nas fachadas dos edifícios. Sabe-se que, em termos comparativos, a radiação incidente numa superfície vertical, será sempre inferior mediante uma superfície inclinada. No entanto, as fachadas oferecem outro tipo de vantagens que justificam a instalação de módulos fotovoltaicos nelas.

Se forem substituídos os elementos mais caros das fachadas, como é o caso das placas de pedra ou de aço inoxidável, por elementos fotovoltaicos, podem ser evitados custos que tornam o sistema fotovoltaico muito interessante sob o ponto de vista económico. Este tipo de aplicação, com os módulos inseridos nas fachadas dos edifícios, proporciona enormes possibilidades de desenho, uma vez que os módulos podem ser fabricados em qualquer forma e tamanho, e serem fornecidos com todos os atributos visuais e funcionais dos envidraçados convencionais.

- **Ecrãs fotovoltaicos**

Os módulos fotovoltaicos podem ser facilmente fixados às fachadas já existentes. Se não houver nenhuma especificação especial em relação ao formato e tamanho dos módulos, será sempre possível usar módulos disponíveis no mercado. Uma vez que os módulos não têm de desempenhar funções de protecção climatérica, podem ser livremente combinados, formando padrões tais como logótipos com intenções publicitárias.

- **Integração em fachadas**

Na integração em fachadas, os módulos substituem o revestimento externo e tomam as suas funções, sejam elas fachadas frias ou quentes. Os módulos podem cobrir apenas algumas secções da fachada ou áreas inteiras. O gerador cumpre três funções: produção de energia eléctrica, envolvente externa (protecção climatérica, isolamento térmico, etc.) e instrumento de marketing. Os módulos fotovoltaicos, tal como os elementos convencionais das fachadas, devem cumprir os mesmos regulamentos estruturais e legislativos de construção.

### 3.8.2. Coberturas de vidro



Figura 3.12 - Cobertura de vidro fotovoltaica [15]

Sendo que as coberturas de vidro são utilizadas em locais de construção que pretendem receber a iluminação natural, também aqui se podem incluir elementos fotovoltaicos. Ou seja, podem ser usados os mesmos materiais e armações das fachadas de vidro. No entanto, será necessário tomar medidas estruturais especiais devido às elevadas cargas térmicas e devido às diferentes tensões mecânicas a que a estrutura se submete. O sistema de drenagem também deverá ser adaptado à inclinação. As faixas horizontais da cobertura são elevadas para melhorar a descarga da precipitação.

As coberturas de vidro estão frequentemente equipadas com dispositivos de protecção solar, que evitam o sobreaquecimento dos espaços de cobre. Neste caso, é possível usar

elementos fotovoltaicos para proporcionar sombra e protecção anti-brilho. Os telhados translúcidos sobre as áreas sem aquecimento (escadas, átrios, etc.) e sobre os espaços abertos (garagens, salões, etc.) são particularmente adequados, uma vez que a eficiência dos módulos é maior para baixas temperaturas.

### 3.8.3. Dispositivos fotovoltaicos de sombreamento

O uso de envidraçados nas fachadas e nos telhados dos edifícios modernos têm um efeito considerável no ambiente interior do edifício.



Figura 3.13 - Dispositivo fotovoltaico de sombreamento [15]

Enquanto que os comuns dispositivos de sombreamento proporcionam protecção contra a radiação solar, os sistemas fotovoltaicos precisam do sol. Uma vez que ambos precisam de ter uma orientação solar óptima, estas funções podem ser perfeitamente combinadas. Esta combinação é particularmente interessante, sobretudo se tivermos em conta os elevados custos destes elementos e dos sistemas de rastreio que os equipam. Com a substituição dos elementos de vidro ou de metal por elementos fotovoltaicos, os custos finais não seriam substancialmente superiores. Para além disso, o optimizado ângulo de inclinação e a boa ventilação, permitem elevados níveis de produção. Por este motivo, estes tipos de aplicações podem ser muito interessantes do ponto de vista económico.

### 3.9. Conclusões

Existem dois tipos de sistemas solares fotovoltaicos: sistemas autónomos e sistemas ligados à rede.

Os sistemas fotovoltaicos autónomos necessitam de um ajuste do aproveitamento da energia solar mediante a procura energética e, como tal, são usadas baterias de acumuladores. São constituídos pelo gerador fotovoltaico, regulador de carga, bateria de acumuladores e pelo consumidor. Estes sistemas assumirão um papel de grande relevo nos países em via de desenvolvimento.

Nos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, a rede pública de distribuição de energia eléctrica funciona como sendo um acumulador de energia e, sendo assim, dispensam do uso de acumuladores, ao contrário dos sistemas autónomos. São constituídos pelo gerador fotovoltaico, cabos AC-DC, caixa de junção, inversor, mecanismo de protecção e aparelho de medida. Estes sistemas serão cada vez mais uma aposta dos países desenvolvidos devido à importância do mercado fotovoltaico.

Em Portugal, a grande maioria dos sistemas fotovoltaicos implementados são sistemas ligados à rede e a procura de implementação tem vindo a crescer significativamente. Face à legislação actual, a energia produzida na microprodução em Portugal, deve ser toda ela injectada na rede.

Antes de se iniciar a instalação de um sistema fotovoltaico, diversos aspectos deverão ser levantados no local da instalação, nomeadamente as características de sombreamento.

Existem actualmente diversos programas que efectuem a simulação e o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

A montagem ou integração dos sistemas fotovoltaicos em habitações pode ser executada de diversas formas: no telhado plano ou inclinado, em fachadas, coberturas de vidro e em sistemas de sombreamento.

# Capítulo 4

## Aspectos Legislativos, Tarifas e Seguros

### 4.1. A microprodução

A microprodução consiste na produção de electricidade numa instalação de baixa tensão e pequena potência, que será integralmente vendida à rede, que em Portugal é à EDP. O investimento nesta forma de produção de energia eléctrica é seguro, uma vez que a rentabilidade é garantida através das tarifas subsidiadas que foram fixadas pelo Estado Português, havendo, obviamente, um período de retorno do investimento. Em Portugal, existe a possibilidade de o investimento receber até cerca de 5000 € por ano, livre de impostos e o tempo de retorno do investimento estima-se que seja de cerca de 7 anos nos últimos anos, apesar de que no presente ano, devido às recentes alterações do sistema tarifário, esse período de retorno do investimento manifesta-se ligeiramente mais lento.



Figura 4.1 - Microprodução fotovoltaica num telhado de uma habitação [16]

Todas as entidades que possuem um contrato de fornecimento de electricidade em baixa tensão, têm livre acesso à actividade de microprodução, ou seja, estão abrangidos indivíduos,

empresas, condomínios, entidades públicas e quaisquer outras entidades. Estas entidades podem efectuar a instalação do número de sistemas de microgeração correspondente ao número de contratos de fornecimento de electricidade que possuírem. Por exemplo, um indivíduo que possua duas casas com um contrato de fornecimento de electricidade para cada uma pode efectuar a instalação de dois sistemas de microprodução independentes.

## **4.2. Sistema de registos para microprodutores**

O sistema de registos para microprodutores (SRM) trata-se de uma plataforma electrónica de interacção com os produtores, no qual é possível realizar todo o relacionamento com a administração necessária para exercer a actividade de microprodutor.

### **4.2.1. Procedimento**

O registo no SRM pode ser efectuado pelos Produtores, pela Entidade instaladora ou pela unidade microprodutora.

Perante um pedido de registo de uma unidade de microprodução, a DGEG expressa-se sobre a viabilidade da instalação de microprodução e a possibilidade ou não, de aceder ao regime remuneratório pretendido.

É enviado um SMS ao produtor, alertando-o para a disponibilidade da resposta ao seu pedido no SRM. O produtor tem então 5 dias para efectuar a confirmação do registo. Após tal ter sido efectuado, o produtor recebe a Referência Multibanco, para a qual deve transferir, num prazo de 5 dias úteis, o valor da taxa de registo da instalação de microprodução. Caso as fontes de energia a usar pela instalação de microprodução sejam totalmente renováveis, a taxa a pagar é, segundo a portaria nº201/2008, de 250€ acrescida de IVA à taxa reduzida. Se no entanto, forem apenas parcialmente renováveis, ou não renováveis de todo, a taxa a pagar é normal. O não pagamento desta taxa implica uma anulação do registo.

Após o registo provisório, o produtor tem 120 dias para instalar a unidade de microprodução e efectuar o requerimento do certificado de exploração no SRM, indicando no formulário electrónico qual o equipamento instalado, bem como a entidade instaladora e o técnico responsável por Instalações Eléctricas de serviço particular, ao serviço da mesma.

O certificado de exploração será emitido após a realização da inspecção que terá lugar, num prazo de 20 dias após se ter efectuado o requerimento, com data e hora marcada do conhecimento do produtor e do técnico responsável pela instalação da unidade de microprodução. Será realizada pela ERIIE, com presença obrigatória do técnico responsável pela instalação. Na inspecção é verificada se a instalação da unidade de microprodução coincide com o descrito no DL 363/2007 (ponto 4.3.2) e na regulamentação em vigor, se o contador se encontra correctamente instalado e funcional e efectuam-se ensaios para verificar o correcto funcionamento dos equipamentos.

Se a instalação se encontrar em condições de ser ligada à RESP, o relatório da inspecção é entregue ao produtor ou ao técnico responsável, servindo de substituto ao certificado de exploração, o qual será entregue posteriormente ao produtor através do SRM.

No caso da instalação não se encontrar em condições de ser ligada à RESP, é entregue um relatório de inspecção ao produtor ou ao técnico responsável que inclui as deficiências encontradas e respectivas cláusulas que devem ser cumpridas para que tal não se verifique. O produtor dispõe então de 30 dias para realizar as correcções necessárias, sendo uma nova inspecção automaticamente marcada para o 1º dia útil, finalizado o prazo referido. Esta nova inspecção é efectuada mediante o pagamento de uma taxa, estabelecida na portaria nº201/2008 (ponto 4.3.2), no valor de 150€ acrescida de IVA à taxa reduzida, caso se tratem de instalações com fontes de energia totalmente renovável. Caso o pagamento da taxa não seja efectuado, se a inspecção não ocorrer por motivos da responsabilidade do produtor ou se forem verificadas novamente deficiências na instalação, o registo da unidade de microprodução é cancelado, sendo o produtor obrigado a realizar novo registo.

O SRM pode não realizar inspecção quando a unidade em questão foi instalada por um técnico que já tenha passado por cinco inspecções sucessivas, sem recurso a uma nova inspecção. Aqui é implementado um sistema de amostragem por sorteio, que determina se a instalação será inspeccionada ou não [38].

### **4.3. Aspectos legislativos**

Em Portugal e na União Europeia, verifica-se um forte crescimento na aposta em energia solar fotovoltaica. Existem várias normas legais, directivas, programas, protocolos, decretos-lei, portarias e despachos, relativos a este tipo de instalações. De seguida apresentam-se algumas normas legais, por ordem temporal, que contribuem e incentivam a aposta em energias renováveis

#### **4.3.1. Directivas, Programas e Protocolos**

- **Directiva 2001/77/CE de 27 de Setembro de 2001**

Esta Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho constitui um importante reconhecimento por parte da União Europeia no qual se refere a prioridade para a produção de energia eléctrica a partir de FER no espaço Europeu. A data limite para a transposição desta Directiva para a legislação nacional foi a 27 de Outubro de 2003. No âmbito desta directiva, Portugal apresentou o compromisso de ter como meta, em 2010, 39% de energia eléctrica produzida a partir de FER, no consumo nacional de electricidade. Recentemente, o Governo traçou objectivos mais ambiciosos e elevou esta meta para 45%.

- **Protocolo de Quioto, Convenção Quadro das Nações Unidas**

O crescimento da percentagem do consumo da energia eléctrica produzida a partir das FER ocupa um importante espaço no pacote de medidas preconizadas no âmbito do cumprimento do Protocolo de Quioto. Em termos de política ambiental da União Europeia, a produção de energia eléctrica a partir das FER aparece entre as estratégias prioritárias definidas no âmbito das preocupações com as alterações climáticas, em particular no âmbito da desejada redução das emissões de gases com efeito de estufa.

- **Programa E4**

As acções previstas no âmbito do Programa E4, Resolução de Conselho de Ministros nº 154/2001 de 27 de Novembro, constituem uma estratégia nacional que promove as FER. Desta forma procurou-se resposta para os desafios que o país se propôs atingir, nomeadamente no que se refere à duplicação da disponibilidade de potência e de energia eléctrica de origem renovável, num período de 10 a 15 anos.

Dentro das medidas previstas pelo Programa E4 directamente relacionadas com a Directiva 2001/77/CE e com o interesse na promoção da energia solar fotovoltaica destaca-se a agilização do acesso e incentivo ao rápido desenvolvimento da produção de energia eléctrica a partir das FER, a promoção das FER com potencial a médio prazo e a promoção da microgeração de electricidade a partir da energia solar fotovoltaica. No Programa E4 foi traçada uma primeira meta nacional para a energia fotovoltaica de 50 MW. O Programa E4 foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros nº 154/2001 de 19 de Outubro, a qual foi revogada posteriormente com a Resolução de Conselho de Ministros nº 63/2003.

- **Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003**

Neste documento, o Governo Português considera que a política nacional para a energia assenta sobre três eixos estratégicos, entre os quais se destaca a necessidade de assegurar a segurança no abastecimento do consumo e fomentar o desenvolvimento sustentável. São também apresentadas indicações para a produção de energia eléctrica a partir das FER, sendo a meta de 50 MW traçada pelo Programa E4 para a energia fotovoltaica duplicada para 110 MW pelo presente documento de 2003.

- **“Portugal assume meta de 31% de renováveis até 2020” - 22 Outubro de 2010**

O Governo fixou, no âmbito do pacote energia e clima, em 31% a meta de incorporação de energias renováveis a atingir até 2020, valor superior em 11% ao mínimo exigido pela EU.

#### 4.3.2. Decretos-Lei, Portarias e Despachos

- **Decreto-Lei nº189/88, DR 123/88 SÉRIE 1, Ministério da Indústria e Energia, de 27 de Maio de 1988**

Estabelece normas relativas à actividade de produção de energia eléctrica por pessoas singulares ou por pessoas colectivas de direito público ou privado.

- **Despacho nº11 091/2001, DR 121/01 SÉRIE II, Ministério da Indústria e Energia, de 25 de Maio de 2001**

Energia Fotovoltaica: Na sequência deste despacho e nos casos em que for considerado necessário o estabelecimento mais detalhado dos procedimentos relevantes, nomeadamente em matérias de áreas classificadas, serão produzidos despachos sectoriais aos diferentes tipos de energias renováveis.

- **Portaria nº383/2002, DR 84/02 SÉRIE I-B, Ministério da Indústria e Energia, de 20 de Abril de 2002**

É definido um regime de incentivos financeiros através da atribuição de subsídios reembolsáveis e a fundo perdido, considerando como elegíveis os projectos relativos a centros de produção de energia eléctrica com utilização de FER.

- **Despacho conjunto nº51/2004, SÉRIE II, Ministério da Economia e das Cidades, Ordenamento do Território e Ambiente, de 31 de Janeiro de 2004**

Estabelece um conjunto de orientações, regras e procedimentos técnico-administrativos para o desenvolvimento do licenciamento de projectos de produção de electricidade a partir de FER. Aplica-se, salvo disposição em contrário, à produção de electricidade a partir das seguintes FER: eólica, hídrica, biomassa, biogás, ondas e fotovoltaica.

- **Decreto-Lei nº33-A/2005, DR 74/05 SÉRIE I-A, Ministério da Economia, de 15 de Abril de 2005**

Actualiza os valores constantes da fórmula de remuneração de electricidade produzida a partir de recursos renováveis, alterando assim o Decreto-Lei nº189/88.

- **Decreto-Lei nº36/2007, DR 211/06 SÉRIE I-A, Ministério da Economia e Inovação, de 2 de Novembro de 2007**

O projecto da microgeração visa aumentar a produção nacional de energia renovável. Dá aos consumidores com contrato de baixa tensão, ou seja, proprietários de moradias unifamiliares, prédios de apartamentos, restaurantes ou lojas, a oportunidade de produzirem electricidade com equipamentos que usam fontes renováveis, como painéis fotovoltaicos ou mini-eólicas. Este diploma estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas de unidades de microprodução, criando-se assim a plataforma electrónica do SRM “Renováveis na Hora”.

- **Decreto-Lei nº363/2007 de 2 de Novembro de 2007**

Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de unidades de microprodução.

- **Decreto Legislativo Regional nº16/2008/M de 2008**

Adapta à Região Autónoma da Madeira o Decreto-Lei nº363/2007, que estabelece o regime jurídico à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução.

- **Portaria nº201/2008 de 22 de Fevereiro de 2008**

Fixa as taxas a cobrar pelos serviços previstos no Decreto-Lei 363/2007 que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de unidades de microprodução. Nos termos desta Portaria o valor da taxa aplicável em 2009 é:

- a) Taxa de registo da instalação de microprodução: 256.30€
- b) Taxa de re-inspecção: 153.80€

- **Decreto-Lei nº118-A/2010 de 25 de Outubro de 2010**

Simplifica o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução, e procede à segunda alteração ao Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro.

A tarifa é aplicada durante um total de 15 anos contados desde o primeiro dia do mês seguinte ao do início do fornecimento, subdividido em dois períodos, o primeiro com a duração de 8 anos e o segundo com a duração dos restantes 7 anos. A tarifa de referência é

fixada em 0,40 €/kWh para o primeiro período e em 0,24 €/kWh para o segundo período, sendo o valor de ambas as tarifas sucessivamente reduzido anualmente em 0,02 €/kWh.

- **Portaria nº1185/2010, artigo nº1, 17 de Novembro de 2010**

1 - As taxas a cobrar pelos serviços previstos no nº1 do artigo 23º do Decreto-Lei nº363/2007 de 2 de Novembro, republicado pelo Decreto-Lei nº118-A/2010 de 25 de Outubro, são as seguintes:

- a) Taxa para registo da unidade de microprodução - 500€;
- b) Taxa para averbamento de alteração ao registo que não careça de certificado de exploração - 120€;
- c) Taxa para averbamento de alteração ao registo que careça de certificado de exploração - 350€.

2 - O pagamento das taxas referidas no número anterior deve ser efectuado no prazo de cinco dias contados da notificação do SRM.

3 - As taxas referidas no nº1 são actualizáveis em Janeiro, com início em 2012, com base na evolução anual do índice de preços no consumidor no continente, excluindo habitação, sendo o valor final arredondado para a dezena de cêntimos de euro imediatamente superior.

4 - Às taxas previstas no nº1 acresce o IVA à taxa legal.

#### **4.4. Remuneração da microprodução**

Em Portugal, a energia produzida por um sistema de microprodução é integralmente vendida à EDP, a um preço que depende da tecnologia de produção empregue e da tarifa bonificada que vigorar na altura do registo da instalação.

##### **4.4.1. Regimes de remuneração**

Existem dois regimes de remuneração da microprodução, são eles:

- Regime Geral;
- Regime Bonificado.

O regime bonificado é aplicável a produtores que preencham cumulativamente os seguintes requisitos:

- A potência de ligação da respectiva unidade de microprodução não seja superior a 3,68 kW ou no caso dos condomínios, a 11,04 kW.
- A unidade de microprodução utilize fonte de energia solar, eólica, hídrica, co-geração a biomassa, pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável ou co-geração não renovável.
- O local de consumo associado à microprodução disponha de colectores solares térmicos com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil de colector ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

No regime bonificado, o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigorar à data da emissão do certificado de exploração.

A aplicação do regime remuneratório bonificado caduca quando o produtor comunique ao SRM a renúncia à sua aplicação, ou no final do período de 15 anos, ingressando o produtor no regime remuneratório geral.

O regime geral é aplicável a todos os que tenham acedido à actividade de microprodução e não se enquadrem no regime bonificado, nos termos do Decreto-Lei nº118-A/2010 de 25 de Outubro de 2010 (ponto 4.3.2). A tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo.

#### 4.4.2. Rentabilidade

O preço da venda de energia de sistemas de microprodução, depende obviamente do tipo de tecnologia aplicada, sendo que no âmbito desta dissertação interessa somente o cenário para a tecnologia solar fotovoltaica. A tarifa aplicável a cada tecnologia é definida em percentagem do valor de referência em vigor.

A tabela 4.1 mostra o actual valor das tarifas para as diferentes tecnologias em Portugal.

Tabela 4.1 - Tarifas da microprodução para diferentes tecnologias [16]

Tecnologia de produção	% da tarifa de referência	Valor em Dezembro de 2010
Solar fotovoltaica	100%	0,40 €/kWh
Eólica	80%	0,32 €/kWh
Hídrica	40%	0,16 €/kWh
Cogeração a biomassa	70%	0,28 €/kWh
• Tarifa de consumo BTN	38%	0,15 €/kWh

A tecnologia de produção de energia que se torna mais rentável, mediante os custos de instalação e valores da tarifa, é a microprodução solar fotovoltaica. Actualmente, a energia produzida a partir de painéis fotovoltaicos é vendida por um preço cerca de três vezes superior ao preço de consumo de energia para clientes finais de BTN.

$$T_V = \frac{LME_{PS} \cdot (T_R \cdot P_S) + LME_{RP} \cdot (0,7 \cdot (T_R \cdot P_E) + 0,3 \cdot T_R \cdot (P_H + P_B))}{LME_{PS} \cdot P_S + LME_{RP} \cdot (P_E + P_H + P_B)} \quad (5.1)$$

sendo  $T_V$  a tarifa de venda,  $T_R$  a tarifa de referência,  $P_S$  a potência solar,  $P_E$  a potência eólica,  $P_H$  a potência hídrica,  $P_B$  a potência de biomassa,  $LME_{PS}$  o limite de produção fixado para a produção solar e  $LME_{RP}$  o limite de produção fixado para as restantes produções [9].

Como interessa somente o estudo da microprodução solar, anulam-se as componentes da equação 5.1 que dizem respeito a outros tipos de produção [9].

$$T_V = \frac{LME_{PS} \cdot (T_R \cdot P_S)}{LME_{PS} \cdot P_S} \quad (5.2)$$

A tarifa de venda, a produtividade da instalação e o custo do investimento inicial definem a rentabilidade de um determinado sistema de microprodução solar fotovoltaico.

A produtividade de uma instalação depende de factores tais como a quantidade de radiação solar anual disponível, as condições de instalação dos painéis fotovoltaicos, bem como da eficiência dos diversos equipamentos que constituem o sistema fotovoltaico.

O custo do sistema microprodutor solar depende da potência que se pretende, da existência ou não de um seguidor solar (que o torna mais caro) e das características específicas de cada instalação.

De um modo geral, as instalações mais rentáveis são as de maior potência, uma vez que alguns custos são independentes da potência instalada, como por exemplo os custos dos inversores e da mão-de-obra.

#### 4.4.3. Benefícios fiscais

No que diz respeito aos benefícios fiscais, é deduzida à colecta 30% (IRS) das importâncias despendidas com a aquisição de equipamentos novos para a utilização de energias renováveis e de equipamentos para a produção de energia eléctrica, com potência até 100 kW e incluindo equipamentos complementares indispensáveis ao seu funcionamento com o limite de 803 €.

Ao nível do IRC, existe uma estipulação de um período mínimo de vida útil de quatro anos do equipamento de energia solar, para efeitos de reintegração e amortização do investimento.

Ao nível do IVA, é aplicada a taxa intermédia de 13%, prevista para aparelhos, máquinas e outros equipamentos principalmente destinados a captação e aproveitamentos de energia solar, eólica e geotérmica.

### 4.5. Seguros para sistemas fotovoltaicos

A instalação de um sistema de produção de energia fotovoltaica implica na generalidade um significativo investimento inicial. Em moradias familiares, um sistema fotovoltaico instalado no respectivo telhado, custa entre 10.000 e 50.000€. O sistema possui um tempo funcional elevado, e pode estar em funcionamento por mais de 15 anos e, por isso, a instalação de um sistema fotovoltaico, apesar de apresentar um investimento elevado, deve ser encarado como um investimento seguro de longo prazo.

Devido aos dados importantes relativos aos custos envolvidos, ao tempo de vida útil e a nível de valores energéticos produzidos, torna-se indispensável a criação de um seguro para os sistemas fotovoltaicos, especialmente para os casos em que o sistema tiver sido financiado com empréstimos e se torne necessário utilizar os valores da energia produzida pelo sistema fotovoltaico para cobrir esses empréstimos.

Muitos operadores e instaladores de sistemas fotovoltaicos ainda negligenciam contudo este ponto essencial. Tal como acontece para o seguro de um carro, os aspectos do seguro têm de ser esclarecidos cuidadosamente com a seguradora. Esta discussão deverá ocorrer mesmo antes de se iniciar a instalação do sistema fotovoltaico [3].

#### 4.5.1. Seguro de responsabilidade civil para terceiros

Os danos à propriedade podem ser diferenciados entre danos provocados por agentes externos (seguro da propriedade) e danos a terceiros resultantes do funcionamento do sistema. O dano a terceiros exige um seguro de responsabilidade civil (seguro para terceiros), que irá cobrir a compensação das queixas justificadas pelos terceiros. Este tipo de danos podem ocorrer em situações diversas, como por exemplo, a queda de um módulo solar, ou

então a interferência do sistema fotovoltaico na qualidade de energia eléctrica fornecida pela rede pública.

A seguradora terá a tarefa de se precaver contra todas as queixas de compensação injustificadas. Se o operador for o proprietário do edifício, o sistema fotovoltaico pode estar incluído no seguro da habitação existente. Se não existir tal seguro, pode tentar cobrir os riscos com o seguro pessoal da responsabilidade civil, que algumas seguradoras disponibilizam.

Deverá garantir-se que o seguro possua a cobertura de eventuais riscos que possam ser originados no decorrer da construção, uma vez que o cliente é, em princípio, o responsável por qualquer dano que venha a ocorrer na fase da construção, bem como é responsável pela supervisão das empresas que realizam os trabalhos de construção. Estes riscos podem também estar incluídos nos seguros a terceiros do sistema de energia solar, sem que haja custos adicionais. Estes tipos de seguros são recomendados sobretudo para sistemas localizados em prédios que são propriedade de terceiros [3].

#### 4.5.2. Seguro contra riscos

É conveniente que o microprodutor tome medidas mediante a protecção contra perdas financeiras que possam ocorrer resultantes de danos provenientes de agentes externos, ou seja, mediante os agentes climatéricos, roubos, vandalismo, defeitos de construção, etc.

Será possível ser compensado das perdas e danos que possam ocorrer sobre o sistema fotovoltaico, se estes danos derivarem da influência de tempestades, granizo, água, relâmpagos, fogo, etc. Esta possibilidade é aconselhada para pequenos sistemas produtores que sejam propriedade do próprio proprietário da moradia.

Os seguros especiais oferecidos para os sistemas de energia solar são, de longe, mais abrangentes do que os seguros normais para habitações. Encontram-se incluídos riscos adicionais como o roubo e o vandalismo, para além de falhas operacionais e a redução da produção energética em caso de falha ou de avaria. Estes seguros deverão cobrir: desastres naturais, incêndios, relâmpagos, explosões, roubos, sabotagem, vandalismo, de falhas operacionais, defeitos de construção, efeitos directos e indirectos das descargas atmosféricas, etc. No entanto, os danos provocados pelo desgaste do sistema, premeditação e negligência do operador e fenómenos naturais em que não seja possível demonstrar qualquer influência externa, deverão ser excluídos deste tipo de seguros. Os danos causados pelas tempestades e pelo granizo podem ser restringidos até um certo limite, desde que se respeite as normas de construção e as normas de qualidade.

Uma vez que módulos e inversores são extremamente sensíveis a sobretensões, a cobertura do equipamento deve constituir o núcleo do plano de cobertura de riscos [3].

## 4.6. Conclusões

Qualquer entidade pode-se tornar num microprodutor, sendo que a microprodução proveniente de sistemas fotovoltaicos é a melhor remunerada e, como tal, o retorno do investimento inicial realiza-se em menor período de tempo.

Em Portugal, existem diversos incentivos para a adopção de sistemas de microprodução, bem como incentivos e normas para que a utilização de fontes renováveis seja estimulada.

Actualmente, presenciamos a dois tipos de regimes de remuneração para a microprodução, são eles o regime geral e o regime bonificado. A tarifa de referência em regime bonificado tem vindo a ser reduzida com o aumento da potência instalada no país.

A energia proveniente de sistemas fotovoltaicos, actualmente, é vendida à rede por cerca de três vezes superior ao preço de consumo de energia.

A rentabilidade de um sistema de microprodução fotovoltaico é maior para as instalações de maior potência.

Vários incentivos fiscais são estabelecidos em Portugal para os microprodutores, nomeadamente ao nível do IRC e do IVA.

Devido aos possíveis danos causados pelos sistemas fotovoltaicos, existem seguros que garantem a segurança de possíveis inconvenientes que possam ocorrer, tanto a terceiros como a riscos envolvidos no próprio sistema produtor. Também existem seguros que garantem a protecção de eventuais danos provenientes de agentes externos.

## Capítulo 5

# Dimensionamento e Viabilidade Económica de um Sistema ligado à rede numa moradia no Porto

Foi efectuado o dimensionamento de um sistema com ligação à rede para uma moradia localizada na cidade do Porto.

O dimensionamento foi feito através do software PVSYST versão 5.03. Este software permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um sistema detalhado de simulação. Apresenta também uma ferramenta adicional, tridimensional, que tem em conta as limitações do horizonte e de objectos que possam criar sombras sobre os painéis fotovoltaicos. Possui uma larga BD de radiação de localidades no mundo.

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico com ligação à rede através do software PVSYST pode dividir-se nas seguintes etapas:

- Características do local e do projecto;
- Selecção do módulo fotovoltaico;
- Selecção do inversor;
- Configuração do sistema.

Foram considerados três tipos de sistemas fotovoltaicos diferentes mediante a sua estrutura de fixação. Numa primeira análise, o dimensionamento foi efectuado para um sistema fotovoltaico fixo, depois foi efectuado o dimensionamento e a comparação de resultados com os dois casos alternativos: sistema FV de um eixo e sistema FV de dois eixos.

Finalmente, foi feita uma avaliação económica global do sistema, comparando os três casos de fixação e avaliando as recentes alterações das tarifas do regime bonificado.

## 5.1. Características do local e do projecto

O microprodutor pretende vender a totalidade da energia à EDP e deseja obter os benefícios do regime bonificado. Para que este microprodutor possa usufruir do regime bonificado, a potência total a injectar na rede não pode exceder os 3,68 kWp, sendo que foi então estabelecida uma potência máxima de 3,6 kWp.

Trata-se de uma moradia sem sombreamentos, uma vez que se situa relativamente distante de outras casas e estruturas que poderiam criar o efeito de sombreamento.

Começou-se por seleccionar a localização do projecto para o distrito do Porto, sendo que o PVSYSYT fornece alguns dados relativos aos níveis de radiação no Porto, inclinação óptima dos painéis e azimute solar (figura 5.1).

Na tabela A.1 nos anexos, encontram-se os valores médios diários, mensais e anuais dos níveis de irradiação solar, bem como a produção eléctrica estimada de um sistema FV na cidade do Porto.

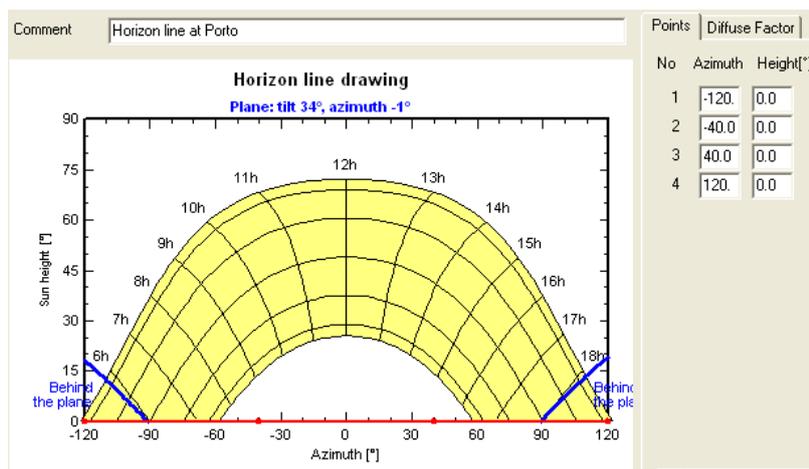


Figura 5.1 - Interface (parcial) do PVSYSYT: Percurso solar em função do azimute solar no Porto

Nesta primeira análise, considerou-se o sistema FV fixo, com azimute solar de  $-1^\circ$  e inclinação dos painéis de  $34^\circ$  (figura 5.2). Estes são os valores óptimos fornecidos pelo PVGIS.

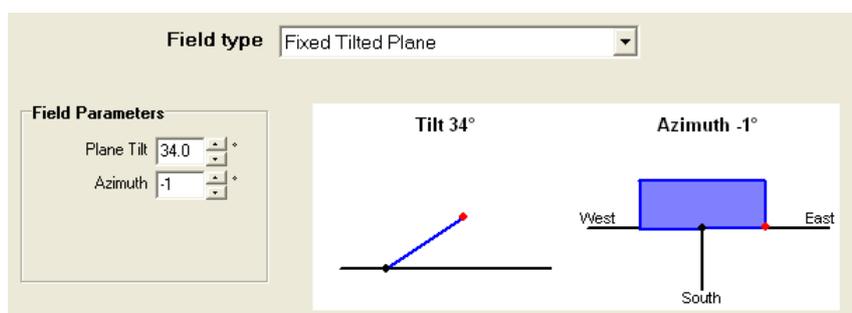


Figura 5.2 - Interface (parcial) do PVSYSYT: Orientação dos painéis para o sistema fixo

## 5.2. Selecção dos módulos

O projecto inicia-se com a inserção do valor da potência a injectar na rede ou com o valor da área disponível. O microprodutor manifestou o desejo de obtenção do regime de remuneração bonificado e estabeleceu-se para o projecto uma potência de pico de 3,6 kWh (figura 5.3), sendo então este o valor de partida para a simulação do projecto.

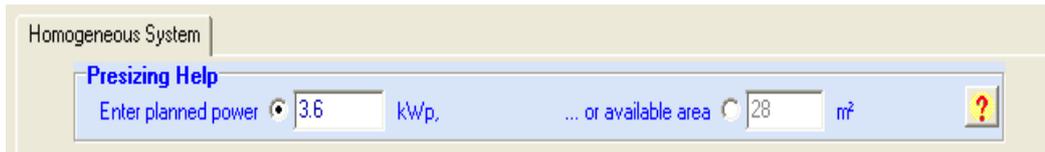


Figura 5.3 - Interface (parcial) do PVSYS: Inserção da potência máxima para o sistema FV

Após a inserção da potência máxima e de forma a se saber qual o número de módulos necessários, número de inversores e a área disponível para a instalação, foi escolhido o tipo de painéis fotovoltaicos a adoptar neste projecto.

O módulo seleccionado foi o módulo da marca *Sunpower*, modelo SPR 225-WHT-I (figura 5.4), de silício monocristalino de 225 Wp. Estes módulos possuem um tempo de vida útil de 25 anos.

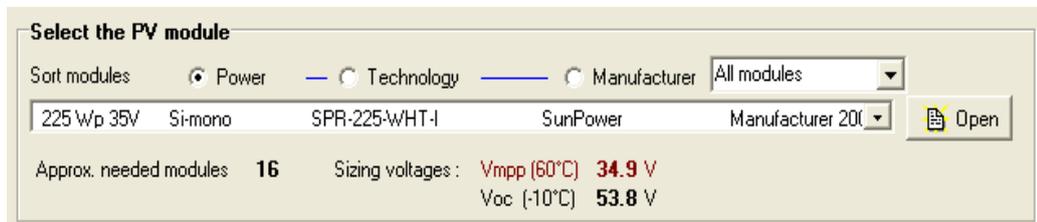


Figura 5.4 - Interface (parcial) do PVSYS: Selecção do tipo de módulo FV (SPR 225-WHT-I)

Mediante a escolha do tipo de módulo, o PVSYS indicou que seriam necessários 16 módulos, somente um inversor e que a área total ocupada pelos módulos seria de 20 m<sup>2</sup>.

A figura 5.5, fornecida pelo *software* PVSYS, representa as características eléctricas dos módulos *Sunpower* SPR 225-WH-I. O PVSYS possui uma ampla BD de componentes que constituem os sistemas fotovoltaicos.

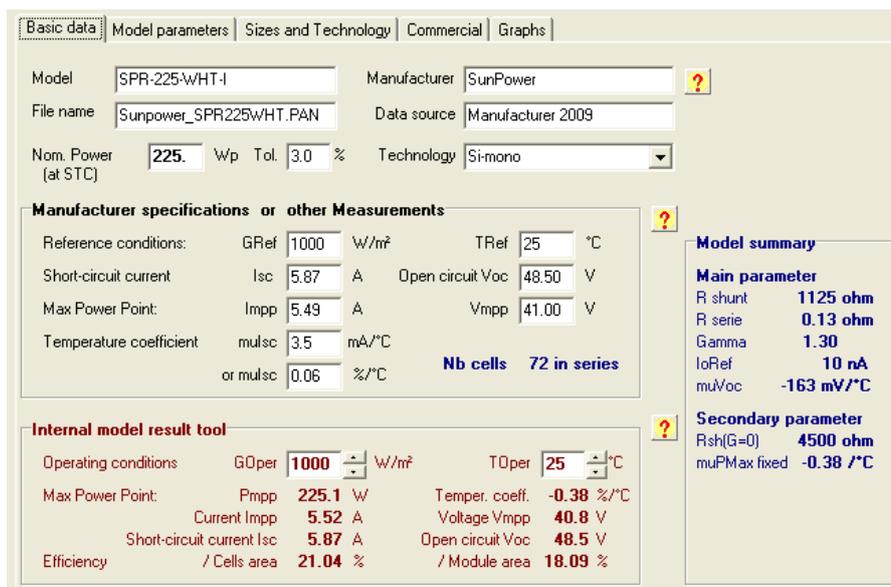


Figura 5.5 - Interface (parcial) do PVSYS: Características eléctricas dos módulos SPR 225-WHT-I

### 5.3. Selecção do inversor

Para este sistema fotovoltaico fixo foi escolhido o inversor da marca *Sunny Boy*, modelo SB3300 (figura 5.6). O *Sunny Boy* é o tipo inversor mais utilizado actualmente nas instalações solares ligadas à rede.

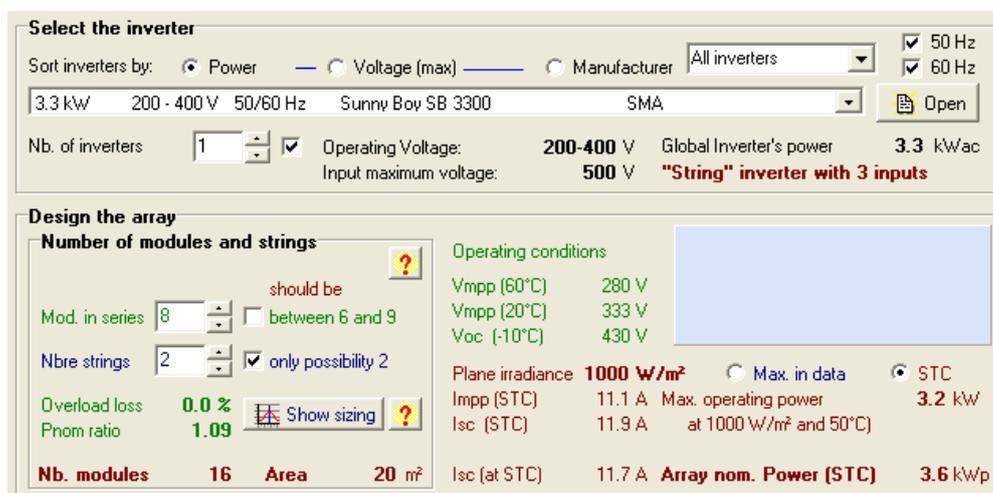


Figura 5.6 - Interface (parcial) do PVSYS: Selecção do tipo de inversor (*Sunny Boy* SB3300)

Após a selecção do tipo de inversor e através da combinação deste inversor com os módulos fotovoltaicos escolhidos, chegou-se à conclusão que seriam necessários 16 módulos, sendo 2 fileiras de 8 módulos em série e área disponível de 20m<sup>2</sup>, como foi previsto inicialmente.

A figura 5.7 mostra as características eléctricas gerais dos inversores do tipo *Sunny Boy* SB3300.

The screenshot shows the PVSYS interface for the Sunny Boy SB 3300 inverter. It includes tabs for 'Main parameter', 'Secondary parameter', 'Efficiency curve', 'Sizes', and 'Commercial'. The 'Main parameter' tab is active, showing the following data:

Parameter	Value	Unit
Model	Sunny Boy SB 3300	
Manufacturer	SMA	
File name	SMA_SunnyBoy3300.DND	
Data source	Photon Mag.2006	

**Input side (DC PV field)**

Minimum MPP Voltage	200	V
Min. Voltage for PNom	N/A	V
Nominal MPP Voltage	200.0	V
Maximum MPP Voltage	400	V
Absolute max. PV Voltage	500	V
Power Threshold	16.5	W
Nominal PV Power	3.5	kW
Maximum PV Power	N/A	kW
Maximum PV Current	20.0	A

**Output side (AC grid)**

Type	Monophased	
Frequency	50 Hz, 60 Hz	
Grid Voltage	230	V
Nominal AC Power	3.3	kW
Maximum AC Power	3.6	kW
Nominal AC current	14.5	A
Maximum AC current	18.0	A
Efficiency	Maximum efficiency: 95.2%, EURO efficiency: 94.4%	

Figura 5.7 - Interface (parcial) do PVSYS: Características eléctricas dos inversores *Sunny Boy* SB3300

## 5.4. Configuração do sistema

Após a selecção dos módulos, do inversor e da compatibilidade destes, foi então possível efectuar a simulação do projecto, obtendo-se os valores representados na figura 5.8.

The screenshot displays the simulation parameters and main results for the project. The 'Simulation parameters' section includes:

Parameter	Value
Project	Sistema FV ligado à rede no Porto
Site	Porto
System type	Grid-Connected
Simulation	01/01 to 31/12 (Generic meteo data)

The 'System' section lists the following components and values:

Component	Value
PV modules	SPR-225-WHT-I
Inverter	Sunny Boy SB 3300
Nominal Power	3.60 kWp
MPP Voltage	0 V
MPP Current	0.0 A
Inv. unit power	3.3 kW
Nb. of inv.	1

The 'Main results' section shows the following performance metrics:

Metric	Value
System Production	5206 kWh/yr
Specific prod.	1446 kWh/kWp/yr
Performance Ratio	0.814
Normalized prod.	3.96 kWh/kWp/day
Array losses	0.68 kWh/kWp/day
System losses	0.23 kWh/kWp/day
Investment	19440 €
Spec. invest.	5.40 €/Wp
Energy cost	0.26 €/kWh

Figura 5.8 - Interface (parcial) do PVSYS: Finalização da simulação do projecto

A produção anual deste projecto foi de 5206 kWh/ano, que uma taxa de desempenho de 81,4%.

O PVSYS disponibiliza vários gráficos, tabelas e diagramas referentes aos resultados finais do projecto.

## Utilização de Energia Fotovoltaica para a Eficiência Energética de uma moradia

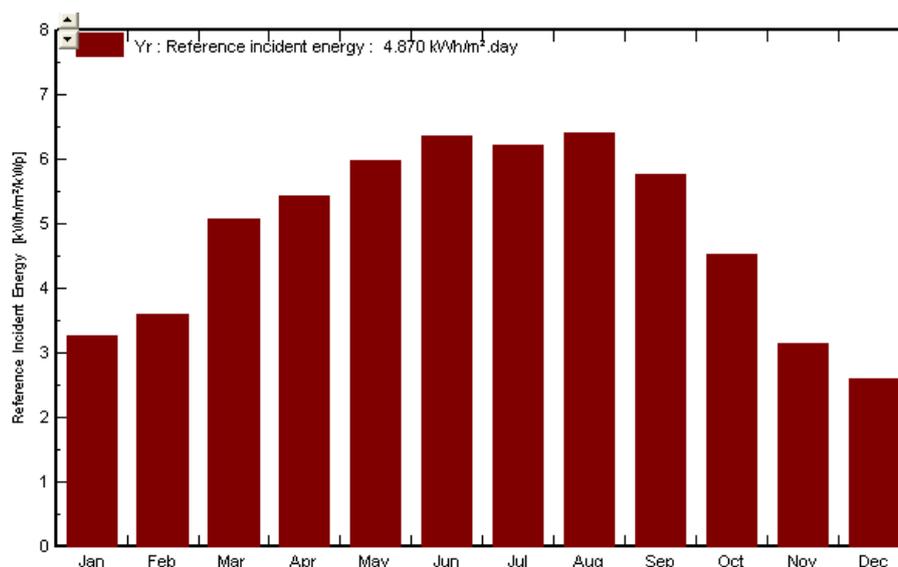


Figura 5.9 - Energia incidente (kWh/m<sup>2</sup>/kWp), para cada mês do ano, no painel fotovoltaico

Como seria de esperar, os meses onde se verificam maiores níveis de energia incidente (figura 5.9), em kWh/m<sup>2</sup>/kWp, são os meses de maior calor, Primavera e Verão.

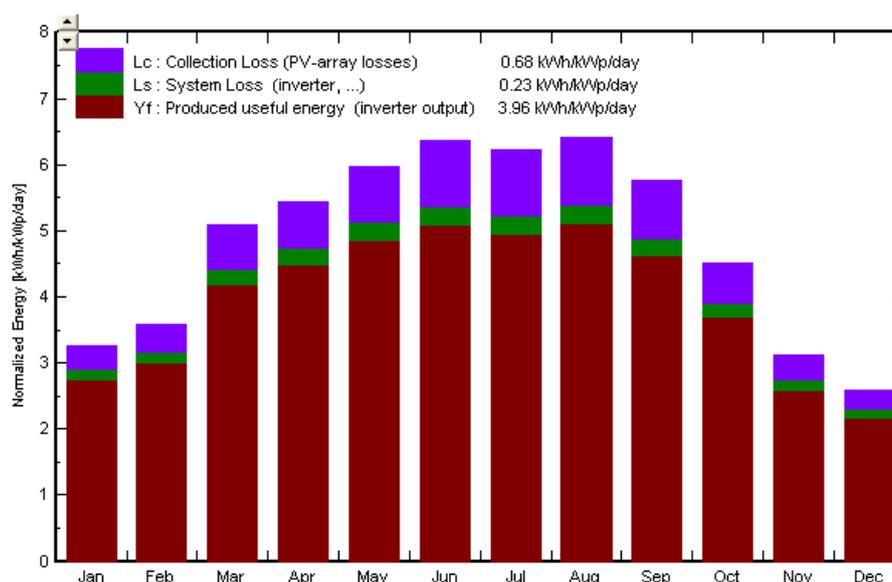


Figura 5.10 - Produção anual normalizada (por kWp instalado), para a potência nominal de 3.6 kWp, considerando-se as perdas

A produção normalizada, em kWh/kWp/dia, assim como a energia incidente, também se intensifica mais nos meses de maior calor. No que diz respeito às perdas do sistema fotovoltaico, é nos meses de maior calor que maiores perdas são verificadas, especialmente no que diz respeito às perdas derivadas dos módulos fotovoltaicos.

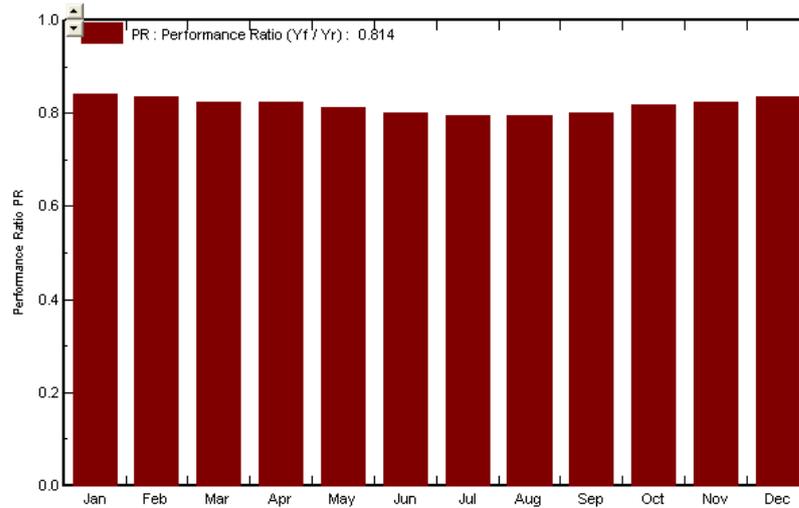


Figura 5.11 - Desempenho do sistema fotovoltaico

Verificou-se um rendimento ou taxa de desempenho do sistema fotovoltaico (figura 5.11) aproximadamente constante ao longo do ano, com uma média estipulada de 81,4%. Nos meses de maior calor verificavam-se ligeiras quedas de rendimento.

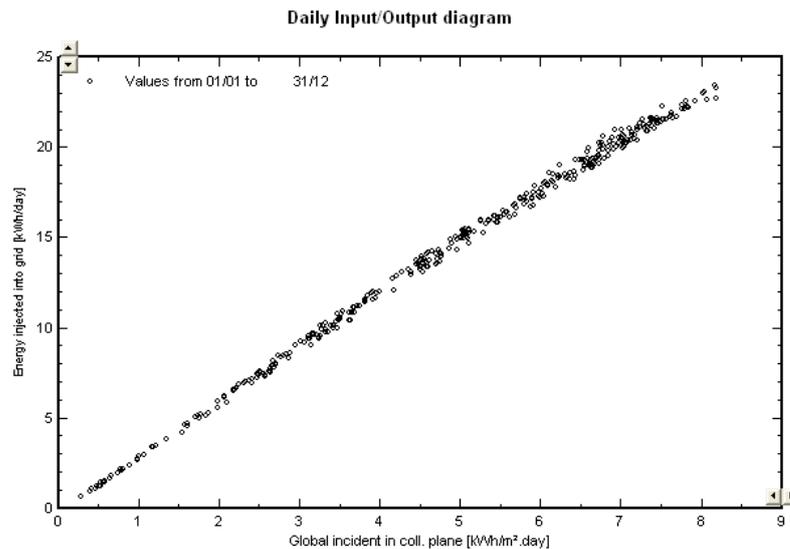


Figura 5.12 - Energia diária injectada na rede (*output*) em função da irradiação solar (*input*)

Naturalmente a energia injectada na rede (figura 5.12 e figura 5.13), em kWh/dia, será maior conforme a quantidade de irradiação que incide no painel fotovoltaico e tal verifica-se essencialmente nos meses de maiores níveis de radiação solar.

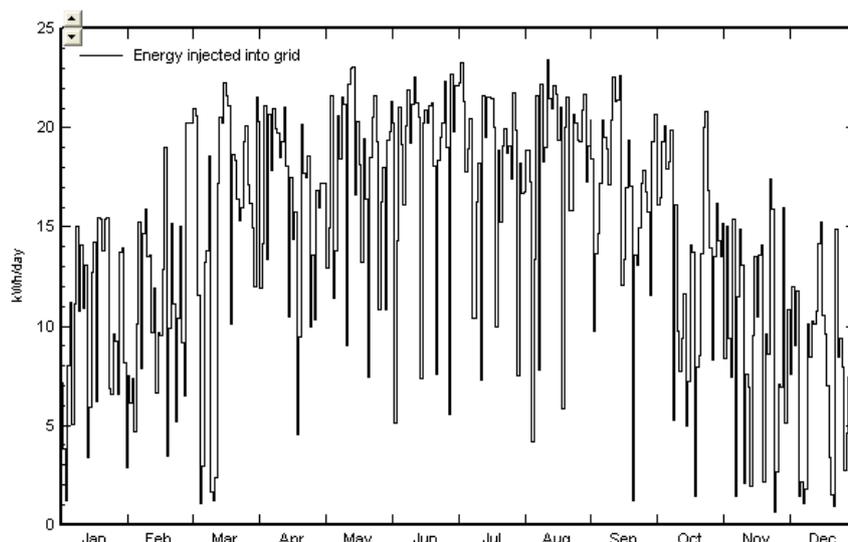


Figura 5.13 - Energia anual injectada na rede

### 5.5. Análise alternativa: sistema com um eixo

Considerou-se uma análise alternativa para este sistema, sendo que agora os 16 painéis são montados num suporte de um eixo que permite efectuar uma variação de ângulo de inclinação entre 20° no Inverno e 60° no Verão (figura 5.14), ou seja, o sistema de fixação deste sistema FV permite um ajuste sazonal. O controlo do ângulo de inclinação permite adaptar o sistema fotovoltaico às diferentes épocas do ano, resultando assim num melhor desempenho energético por parte do sistema.

O tipo de suporte de fixação utilizado foi o ETATRACK Active 2000, este tipo de suporte de fixação permite uma área de 20,5 m<sup>2</sup> e portanto é adequado a este projecto que possui 20 m<sup>2</sup> de área ocupada pelos painéis.

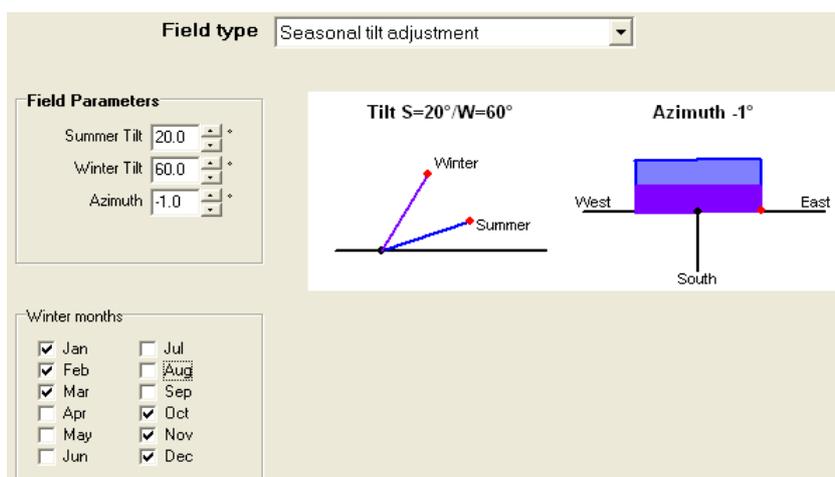


Figura 5.14 - Interface do PVSYS: Ângulo de orientação dos painéis entre 20° e 60°, orientação Sul (sistema de um eixo)

## Dimensionamento e Viabilidade Económica de um Sistema ligado à rede numa moradia no Porto 85

Para este sistema fotovoltaico de um eixo com ajuste sazonal, o tipo de inversor escolhido foi o *Sunny Boy SB 3800* (figura 5.15). Quanto aos módulos, estes foram iguais aos do sistema fotovoltaico fixo simulado anteriormente.

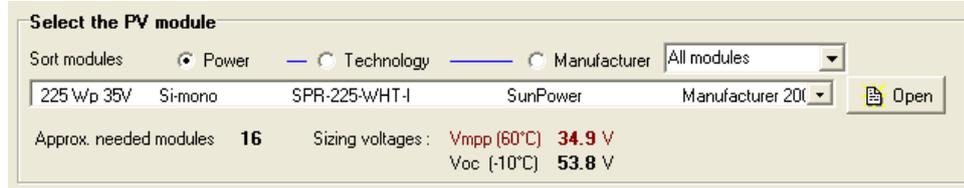


Figura 5.15 - Interface (parcial) do PVSYS: Selecção do tipo de inversor (*Sunny Boy SB 3800*)

A figura 5.16 mostra as características eléctricas dos inversores do tipo *Sunny Boy SB 3800*. Estes inversores são geralmente os mais utilizados pelos microprodutores fotovoltaicos que pretendam injectar na rede uma potência ligeiramente inferior do limite estipulado para o regime bonificado.

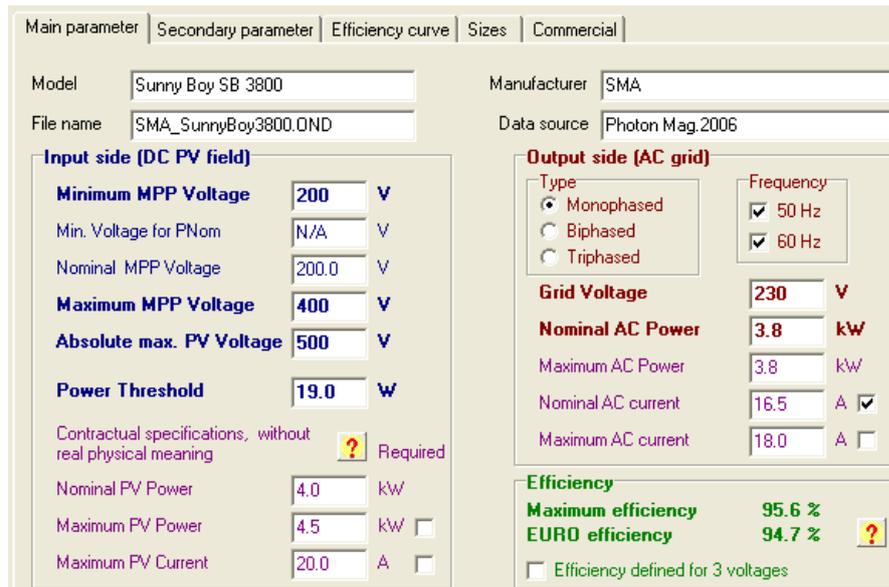


Figura 5.16 - Interface (parcial) do PVSYS: Características eléctricas dos inversores *Sunny Boy SB 3800*

A simulação do projecto (figura 5.17) foi feita de igual forma, obtendo-se um nível de produção superior, 5425 kWh/ano, no entanto o orçamento total deste projecto é superior, uma vez que o suporte de um eixo é mais caro do que para o caso em que se consideram os painéis fixos. O inversor *Sunny Boy SB3800* também é ligeiramente mais caro que o *Sunny Boy SB3300*.

Simulation parameters		System	
Project	Sistema FV ligado à rede no Porto	PV modules	SPR-225-WHT-I
Site	Porto	Inverter	Sunny Boy SB 3800
System type	Grid-Connected	Nominal Power	3.60 kWp
Simulation	01/01 to 31/12 (Generic meteo data)	MPP Voltage	0 V
		MPP Current	0.0 A
		Inv. unit power	3.8 kW
		Nb. of inv.	1
Main results			
System Production	<b>5425 kWh/yr</b>	Normalized prod.	<b>4.13 kWh/kWp/day</b>
Specific prod.	<b>1507 kWh/kWp/yr</b>	Array losses	<b>0.70 kWh/kWp/day</b>
Performance Ratio	<b>0.818</b>	System losses	<b>0.22 kWh/kWp/day</b>
		Investment	<b>21668 €</b>
		Spec. invest.	<b>6.02 €/Wp</b>
		Energy cost	<b>0.28 €/kWh</b>

Figura 5.17 - Interface (parcial) do PVSYSY: Simulação do sistema de um eixo com ajuste sazonal

## 5.6. Análise alternativa: sistema com dois eixos

Foi analisado o mesmo sistema mas com um suporte de fixação de dois eixos (figura 5.18), que permite não só variar o ângulo de inclinação dos painéis, mas também seguir a trajectória do Sol durante o dia (o azimute solar).

Uma vez que o sistema é constituído por 2 fileiras de 8 módulos em série, são utilizados dois suportes de fixação de dois eixos, um para cada fileira.

O tipo de suporte utilizado é o ETATRACK Active 1000 que permite uma área de instalação de 10,5 m<sup>2</sup> cada um, ou seja, a utilização de dois suportes deste tipo suportam os 20 m<sup>2</sup> de área ocupada pelos painéis fotovoltaicos.

Também aqui é utilizado um inversor do tipo *Sunny Boy* SB3800, sendo os restantes componentes iguais aos do sistema fixo e aos do sistema de um eixo.

O sistema segue o azimute solar de Este ( $\alpha=-90^\circ$ ) para Oeste ( $\alpha=90^\circ$ ) e varia o ângulo dos painéis entre 0° e 45°, como se pode observar na figura 5.18.

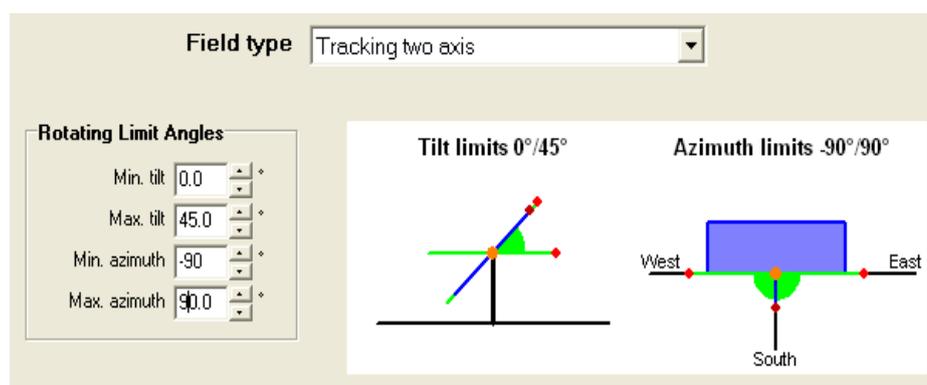


Figura 5.18 - Interface do PVSYSY: Ângulo de orientação dos painéis entre 0° e 45°, azimute entre este (-90°) e oeste (90°) (sistema de dois eixos)

A simulação deste projecto (figura 5.19) demonstrou que o nível de produção anual é consideravelmente superior, quando comparado com o nível de produção do sistema fixo e do sistema de um eixo, produzindo 7036 kWh/ano e uma taxa de desempenho de 83%.

Simulation parameters		System	
Project	Sistema FV ligado à rede no Port	FV modules	SPR-225-WHT-I
Site	Porto	Nominal Power	3.60 kWp
System type	Grid-Connected	MPP Voltage	0 V
Simulation	01/01 to 31/12 (Generic meteo data)	MPP Current	0.0 A
		Inverter	Sunny Boy SB 3800
		Inv. unit power	3.8 kW
		Nb. of inv.	1
Main results			
System Production	<b>7036 kWh/yr</b>	Normalized prod.	<b>5.35 kWh/kWp/day</b>
Specific prod.	<b>1954 kWh/kWp/yr</b>	Array losses	<b>0.82 kWh/kWp/day</b>
Performance Ratio	<b>0.830</b>	System losses	<b>0.27 kWh/kWp/day</b>
		Investment	<b>22380 €</b>
		Spec. invest.	<b>6.22 €/Wp</b>
		Energy cost	<b>0.23 €/kWh</b>

Figura 5.19 - Interface (parcial) do PVSYS: Simulação do sistema de dois eixos

## 5.7. Avaliação económica

Para se efectuar a avaliação económica deste projecto, foram considerados os preços individuais de cada componente que constituem os três sistemas FV estudados, sob as taxas legais que se encontram em vigor (13%). Os preços dos componentes foram encontrados em tabelas de revendedores [31].

Nas tabelas 5.1, 5.2 e 5.3 apresentam-se os orçamentos para os três sistemas fotovoltaicos estudados que, no entanto, não apresentam os valores respectivos aos 2m<sup>2</sup> de colectores solares térmicos que são exigidos para que o microprodutor beneficie do regime de remuneração bonificado.

Tabela 5.1 - Orçamento do sistema fixo

Sistema Fixo	Preço (c/IVA)
16 Módulos SPR-225-WHT-I	13.993,92 €
1 Inversor SB 3300	1.986,54 €
1 Estrutura de fixação <i>Schletter</i> (2filas)	900 €
1 Contador Landis Gyr-ZMG310 c/ modem GSM	750 €
1 Caixa com protecções AC	180 €
1 Caixa com fusíveis DC	130 €
Instalação	1.500 €
	<b>TOTAL: 19.440,46 €</b>

Tabela 5.2 - Orçamento do sistema de um eixo

Sistema de um eixo	Preço (c/IVA)
16 Módulos SPR-225-WHT-I	13.993,92 €
1 Inversor SB 3800	2.044,17 €
1 Estrutura de fixação Etatrack Active 2000	3.070,07 €
1 Contador Landis Gyr-ZMG310 c/ modem GSM	750 €
1 Caixa com protecções AC	180 €
1 Caixa com fusíveis DC	130 €
Instalação	1.500 €
<b>TOTAL: 21.668,16 €</b>	

Tabela 5.3 - Orçamento do sistema de dois eixos

Sistema de dois eixos	Preço (c/IVA)
16 Módulos SPR-225-WHT-I	13.993,92 €
1 Inversor SB 3800	2.044,17 €
2 Estrutura de fixação Etatrack 1000	3.781,88 €
1 Contador Landis Gyr-ZMG310 c/ modem GSM	750 €
1 Caixa com protecções AC	180 €
1 Caixa com fusíveis DC	130 €
Instalação	1.500 €
<b>TOTAL: 22.379,97 €</b>	

O orçamento mais alto verificou-se para o caso do sistema de dois eixos (tabela 5.3), superando ligeiramente os orçamentos do sistema fixo (tabela 5.1) e do sistema de um eixo (tabela 5.2).

Tabela 5.4 - Orçamento e produção anual dos projectos simulados

Projecto	Orçamento (c/IVA)	Produção Anual (kWh/ano)
Sistema fixo	19.440,46 €	5.206
Sistema de um eixo	21.668,16 €	5.425
Sistema de dois eixos	22.379,97 €	7.036

O orçamento elevado do sistema de dois eixos é compensado com uma produção anual, em kWh/ano, significativamente superior à produção anual do sistema fixo e do sistema de um eixo.

Tabela 5.5 - Evolução da tarifa de referência aplicada ao projecto para a instalação em 2011

Ano	Nº	Regime Bonificado	Regime Geral	Tarifa
		(redução anual de 0,02 €/kWh) (€/kWh)	(crescimento anual de 3,2%) (€/kWh)	Aplicada ao projecto (€/kWh)
2011	1	0,40	0,15	0,40
2012	2	0,38	0,15	0,40
2013	3	0,36	0,15	0,40
2014	4	0,34	0,16	0,40
2015	5	0,32	0,16	0,40
2016	6	0,30	0,17	0,40
2017	7	0,28	0,17	0,40
2018	8	0,26	0,18	0,40
2019	9	0,24	0,18	0,24
2020	10	0,22	0,18	0,24
2021	11	0,20	0,19	0,24
2022	12	0,18	0,19	0,24
2023	13	0,16	0,20	0,24
2024	14	0,14	0,20	0,24
2025	15	0,12	0,21	0,24
2026	16	-	0,21	0,21
2027	17	-	0,21	0,21
2028	18	-	0,22	0,22
2029	19	-	0,22	0,22
2030	20	-	0,23	0,23
2031	21	-	0,23	0,23
2032	22	-	0,24	0,24
2033	23	-	0,24	0,24
2034	24	-	0,24	0,24
2035	25	-	0,25	0,25

A recente alteração da tarifa do regime bonificado da microprodução fotovoltaica (tabela 5.5) estabelece que a taxa é fixa em 0,40 €/kWh para os 8 primeiros anos e de 0,25 €/kWh para os restantes 7 anos do período de 15 anos do regime bonificado. Depois disso, a tarifa estabelecida é a tarifa de BTN.

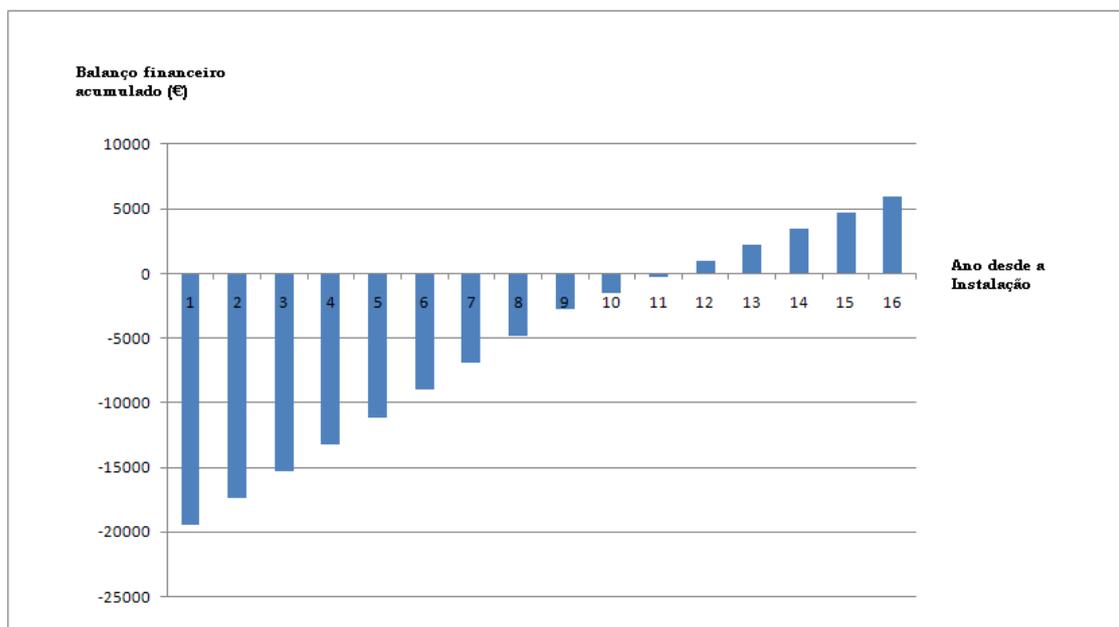


Figura 5.20 - Balço financeiro acumulado (*Cash-Flow*) em função do ano de instalação para o sistema fixo, durante o período do regime bonificado (15 anos)

Na figura 5.20 é apresentado o *Cash Flow* acumulado do sistema FV fixo, sendo que se verifica um retorno do investimento (*payback*) entre o ano número 9 e 11 da instalação. A partir do momento em que se verifica o retorno do investimento inicial, 19.440,46 €, e até ao fim do tempo de vida útil dos painéis fotovoltaicos (cerca de 25 anos), os valores financeiros são acumulados proporcionando assim a viabilidade deste investimento.

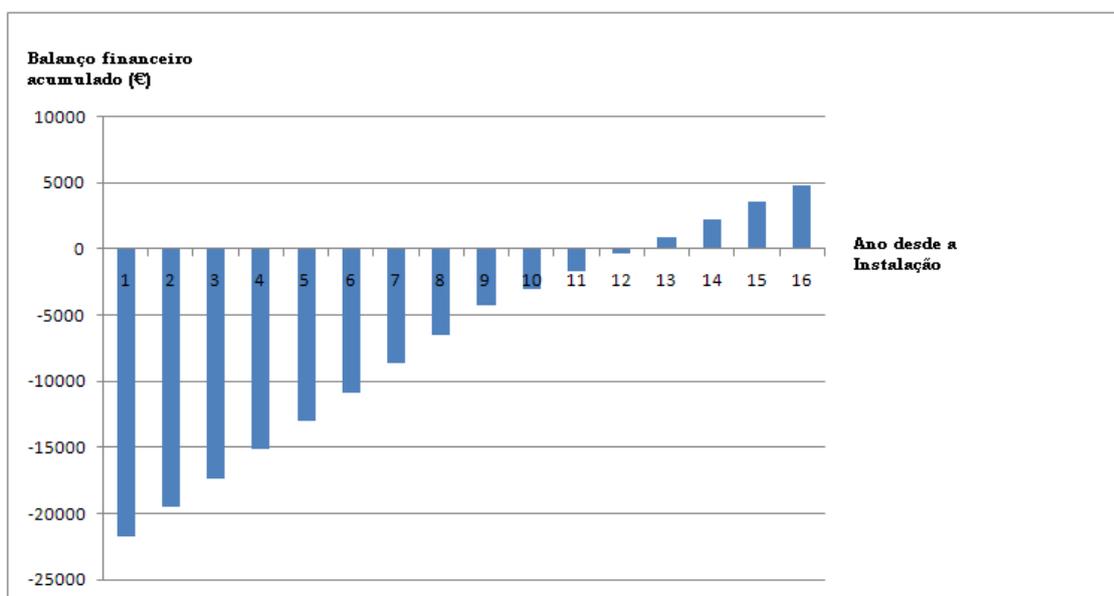
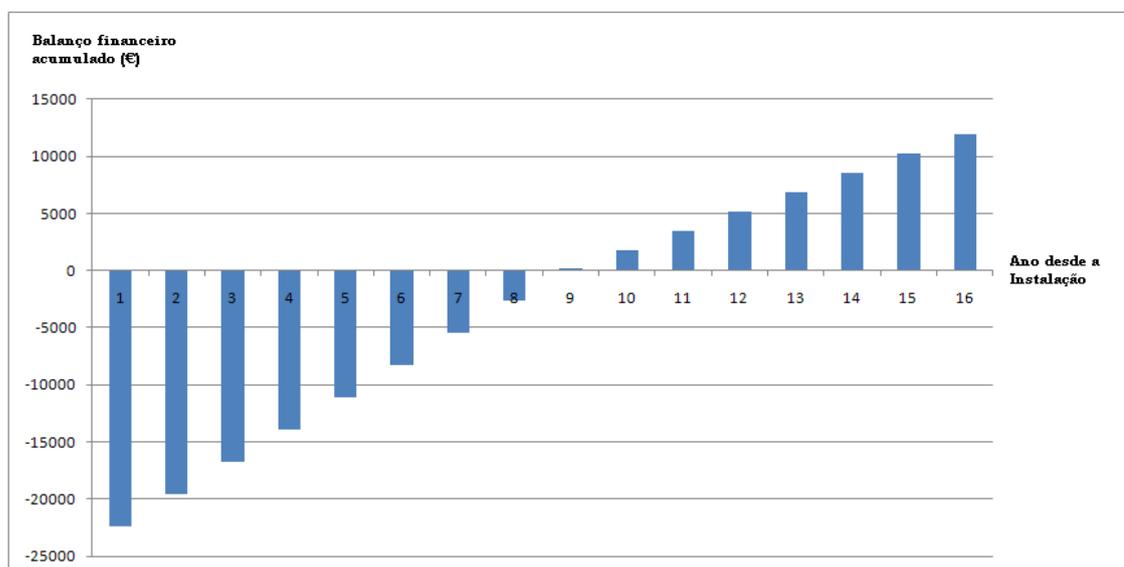


Figura 5.21 - Balço financeiro acumulado (*Cash-Flow*) em função do ano de instalação para o sistema de 1 eixo, durante o período do regime bonificado (15 anos)

Para o sistema de um eixo (figura 5.21), o tempo de retorno do investimento é um pouco mais tardio, verificando-se no intervalo de 10 a 12 anos desde a instalação.



**Figura 5.22** - Balço financeiro acumulado (*Cash-Flow*) em função do ano de instalação para o sistema de 2 eixos, durante o período do regime bonificado (15 anos)

Para o sistema de dois eixos (figura 5.23), o tempo de retorno do investimento é verificado no intervalo de 7 a 9 anos desde a instalação.

**Tabela 5.6** - Orçamento, produção anual e *payback* dos 3 sistemas

Projecto	Orçamento (c/IVA)	Produção Anual (kWh/ano)	<i>Payback</i> (anos)
Sistema fixo	19.440,46 €	5.206	10,34
Sistema de 1 eixo	21.668,16 €	5.425	11,15
Sistema de 2 eixos	22.379,97 €	7.036	7,95

Como se pode observar na tabela 5.6, os três tipos de projectos possuem tempos de retorno de montante investido (*payback*) diferentes. O sistema de dois eixos, apesar de possuir um orçamento superior, é o que mais rapidamente efectua o retorno do investimento inicial, uma vez que segue o movimento solar e possui uma produção anual superior aos sistemas fixos ou sistemas de um eixo. De notar que não foram considerados aqui valores referentes à manutenção, que são relativamente baixos, assim como se assumiram valores fictícios para a instalação dos sistemas.

Mediante as novas tarifas (tabela 5.5) para o regime bonificado no presente ano (2011), o *payback* dos investimentos manifesta-se claramente mais lento quando comparado com as tarifas de anos anteriores, que proporcionavam um *payback* entre 5 a 7 anos. No entanto, os módulos fotovoltaicos têm vindo a evoluir significativamente, contribuindo para uma maior produção anual, tempo de vida útil (actualmente cerca de 25 anos) e eficiência crescente, assim como tem-se verificado um decrescente custo associado.

De notar que a avaliação económica aqui estudada foi feita mediante os preços individuais dos componentes que constituem os sistemas fotovoltaicos. No entanto, actualmente encontram-se disponíveis no mercado os “kits” de microprodução fotovoltaica com ligação à EDP, que são geralmente mais económicos e que contribuem para um *payback* mais baixo, tornando assim o investimento mais atractivo. Na figura 5.23 encontra-se o orçamento de um “kit” de ligação à rede da marca *Sunpower* equivalente ao sistema FV fixo aqui estudado, não possuindo no entanto valores referentes à instalação.

**Marca:** Sunpower  
**Modelo:** 3600 Watts Mono sem seguidor  
**Preço em Euros (IVA inc.):** 13944,20  
**Descrição:**  
16 Módulos Sunpower SPR 225-WHT  
  
1 Inversor SB 3300 com ESS e ESHV-P-NR  
  
1 Caixa com protecções AC  
  
1 Caixa fusíveis DC  
  
1 Estrutura de fixação Schletter (2 filas)  
  
1 Contador Landis Gyr-ZMG310 C/modem GSM...

Figura 5.23 - Orçamento de um “kit” de ligação à rede *Sunpower* [12]

O orçamento deste “kit” é de 13.944,20 €, se incluirmos um custo de instalação fictício de 1.500 €, o orçamento passará a ser de 15.444,20 €. Para este investimento inicial, o *payback* seria de aproximadamente 7,5 anos.

Os cálculos efectuados do *Cash Flow* acumulado para os três tipos de sistemas simulados, bem como as respectivas folhas de características, encontram-se nos anexos.

## 5.8. Conclusões

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com ligação à rede revela-se muito simples, quando comparado com o dimensionamento de um sistema autónomo devido essencialmente à ausência de baterias de acumuladores e de reguladores de carga. Optou-se por efectuar somente o dimensionamento de um sistema com ligação à rede, na medida em que estes sistemas fotovoltaicos são os que se revelam mais importantes ao nível das perspectivas futuras para Portugal e para os países industrializados.

A utilização do software PVSYST justifica-se na medida em que se trata de um dos melhores softwares do Mundo, possuindo uma Base de Dados extremamente complexa, tanto a nível de dados geográficos como a nível de catálogos e informações referentes aos componentes que constituem os sistemas fotovoltaicos.

O dimensionamento e a viabilidade económica deste sistema fotovoltaico demonstrou que a microprodução é um investimento rentável, uma vez que em Portugal se possuem bons níveis de radiação solar e as políticas existentes são favoráveis.

A recente alteração das tarifas no regime bonificado contribuem para um tempo de retorno do montante investido mais lento, no entanto, o custo dos módulos fotovoltaicos são cada vez menores e regista-se uma tendência crescente no que diz respeito à eficiência e ao tempo de vida útil destes. Actualmente, a microprodução fotovoltaica em Portugal apresenta valores de TIR de cerca de 12% a 13%, e a garantia de potência de 25 anos dos módulos fotovoltaicos garante a longevidade do seu investimento.

Uma solução actual para tornar o investimento ainda mais rentável passa pela instalação de um sistema fotovoltaico que efectue o seguimento do movimento solar, aumentando a produção anual em cerca de 30 a 40%.



# Capítulo 6

## Estado Actual e Perspectivas Futuras do Fotovoltaico

### 6.1. Estado actual das diferentes tecnologias

A actual tecnologia fotovoltaica existente pode ser dividida em três gerações ou categorias.

- **1ª Geração: Células de silício cristalino**

As células de primeira geração constituem as células de silício cristalino, que até hoje dominam o mercado fotovoltaico, sendo que cerca de 90% das instalações fotovoltaicas no mundo são feitas à base de silício cristalino. O silício monocristalino é o material mais utilizado no mercado e é mais antigo que o silício policristalino.

A eficiência do silício monocristalino está compreendida entre os 15% e os 18%, e geralmente este tipo de tecnologia é utilizado em aplicações terrestres de média e alta potência. A eficiência do silício policristalino é um pouco inferior, sendo que está compreendida entre os 12% e os 15%, no entanto trata-se de uma solução mais barata que o silício monocristalino.

- **2ª Geração: Células de película fina**

As células de segunda geração resultaram da necessidade de redução do consumo do silício, uma vez que este requer elevadas temperaturas na produção, logo um maior consumo de energia, bem como exige um grau de pureza extremamente rigoroso.

As células de película fina têm a vantagem de serem mais leves que as células de silício cristalino, o que permite efectuar aplicações integradas em fachadas de edifícios.

A principal tecnologia que constitui este tipo de células é a tecnologia de silício amorfo. Têm eficiências relativamente baixas, da ordem dos 5% a 7%, quando comparadas com as células de primeira geração. Possuem um fabrico mais barato e funcionam com uma gama de luminosidade alargada.

As células de Diselenieto de Cobre e Índia (CIS) são mais eficientes e igualmente baratas, mas contêm Cádmiio, um material perigoso e interdito pela UE. Há ainda a tecnologia de Telurieto de Cádmiio (CdTe).

- **3ª Geração: Conceitos de novas células solares**

As células de terceira geração tratam-se das células que se situam actualmente em fase de estudos. Estes tipos de células prometem obter valores mais elevados de eficiência e menores custos. No entanto, este tipo de células situam-se ainda numa fase de laboratório e, como tal, estima-se que o seu processo de desenvolvimento tecnológico não deverá permitir que possuam uma expressão significativa no mercado nos próximos 10 a 15 anos.

Refiram-se as tecnologias nanocristalinas, sensitivizadas com colorantes, microcristalinas, micromorfas e híbridas (células solares HCl). É ainda importante referir uma outra, já bastante usada, mas apenas em situações muito específicas: o Arsénio de Gálio (GaAs), que apresenta rendimentos que podem chegar a 25%, mas tem custos de produção ainda muito elevados.

### 6.1.1. Estado actual

Actualmente, todas as células fotovoltaicas possuem uma eficiência de conversão de energia baixa, no entanto, a evolução tem sido notável. Esta evolução tem permitido uma redução drástica do custo de produção por kWh. As células de segunda geração são mais recentes que as células de primeira geração, no entanto possuem uma eficiência de conversão inferior, isto deve-se em parte a um estado de desenvolvimento menos avançado e também se trata de uma característica destas tecnologias, apesar de tal, as células de segunda geração possuem um custo de produção significativamente inferior, o que por si só aumenta a sua competitividade. No que diz respeito às células de terceira geração, estas ainda estão em fase de laboratório, no entanto já se obtiveram bons resultados a nível de eficiência de conversão, o que lhes asseguram um bom futuro.

Apenas as células de primeira geração, mais precisamente as tecnologias baseadas em silício, estão actualmente em fase de produção industrial e são comercializadas em massa, uma vez que são estas que actualmente equipam a grande maioria dos dispositivos fotovoltaicos a nível mundial. As tecnologias de segunda geração e, mais precisamente, as tecnologias baseadas em silício amorfo, estão actualmente na fase de produção em escala

piloto. As tecnologias de terceira geração estão ainda em fase laboratorial e não são ainda comercializadas.

Estima-se que seja necessário cerca de uma década para que uma nova tecnologia efectue o seu processo evolutivo até à sua produção industrial, sendo que teremos a curto prazo as tecnologias de segunda geração produzidas a nível industrial e comercializadas no mercado. A médio prazo, será a vez dos novos conceitos tecnológicos fotovoltaicos chegarem ao mercado.

A figura 6.1 mostra a situação actual das tecnologias utilizadas no mercado.

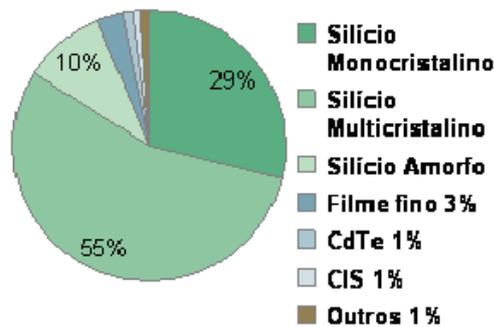


Figura 6.1 - Quota de mercado das tecnologias [19]

O panorama do fotovoltaico continuará a sua trajectória ascendente nos próximos anos, com o aparecimento de muitas novidades. O mercado continuará portanto muito dinâmico e apenas aqueles que melhor se souberem posicionar poderão aproveitar essa dinâmica da melhor maneira.

### 6.1.2. Perspectivas futuras

A Investigação e o Desenvolvimento nas tecnologias fotovoltaicas, actualmente, foca-se essencialmente nos custos envolvidos para que possam se tornar mais competitivas e atingir a paridade com os valores praticados na rede.

Para que a competitividade se possa verificar, terá de se fazer um esforço para tornar os custos de produção dos painéis fotovoltaicos mais acessíveis e também terá de se aumentar a sua eficiência de conversão. A figura 6.2 mostra a evolução temporal da eficiência das diversas células fotovoltaicas até ao ano de 2006.

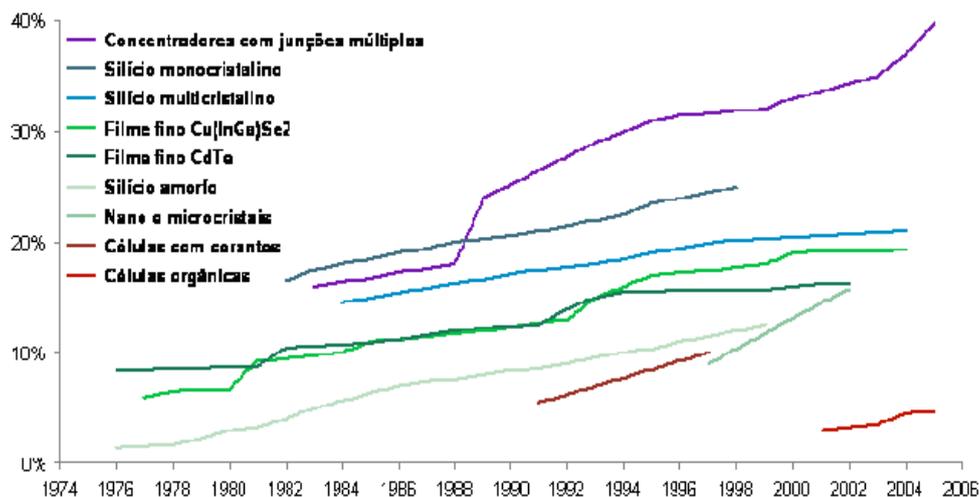


Figura 6.2 - Evolução da eficiência das células fotovoltaicas nas últimas três décadas [19]

É de esperar que o dinamismo crescente do mercado venha a acelerar o desenvolvimento das soluções já existentes, ou até mesmo ajudar ao aparecimento de novas ideias. No entanto, a projecção de descida do custo não assenta apenas na expectativa de melhores níveis de eficiência de conversão. A margem para progressão é ainda grande em todas as áreas, mesmo nas tecnologias de silício cristalino, já utilizadas há várias décadas.

As actuais direcções de Investigação e Desenvolvimento para o sector fotovoltaico podem-se dividir em 8 pontos principais:

- Pesquisa de novos materiais;
- Tempo de vida útil dos equipamentos;
- Diminuição do peso;
- Melhoria na eficiência da conversão;
- Menor consumo de silício;
- Maiores módulos de filme fino;
- Materiais BIPV;
- Módulos flexíveis (as primeiras soluções deste tipo já apareceram no Japão).

## 6.2. Análise de viabilidade

### 6.2.1. Comparação de viabilidade com outras fontes de energia

Os custos da tecnologia fotovoltaica têm vindo a ser fortemente influenciados pelos processos de evolução derivados do aumento significativo do fabrico e da procura dos componentes fotovoltaicos a nível mundial.

Tabela 6.1 - Comparação dos custos de investimento de diversas fontes energéticas [8]

Tecnologia de geração	Potência típica (MW)	Geração por ano (TWh)	Investimento por potência (€/W)	Investimento por geração (€/kWh)	Custo de geração (Cts/kWh)	Comentário ao custo de geração
Nuclear	1500	12	0,8 - 1,6	0,1 - 0,2	1,5 - 2,5	Custo de Capital = 50%
Carvão	500	3,5	0,8 - 1,2	0,1 - 0,15	2 - 4	Inv°=35%, Fuel =45%
Gás	250	1,5	0,3 - 0,6	0,04 - 0,08	3 - 5	Fuel=80% do total
Eólico	100	0,5	0,8 - 1,6	0,3 - 0,6	3 - 7	Depende da localização
Fotovoltaico	1	0,001	4 - 7	3 - 6	30 - 60	Depende da localização

Observando a tabela 6.1, pode-se observar na última linha, referente à tecnologia fotovoltaica, que esta está ainda longe de poder competir directamente com as tradicionais tecnologias de geração, numa perspectiva meramente industrial.

A figura 6.2 mostra os custos envolvidos, o tempo de vida útil e a potência típica para as tecnologias fotovoltaica e eólica.

Tabela 6.2 - Principais parâmetros de custos das diferentes FER [8]

Tecnologia	Investimento (€/kW <sub>el</sub> )	Custo O&M [€/kW <sub>el</sub> *ano]	Tempo de vida (anos)	Potência típica (MW <sub>el</sub> )
Fotovoltaico	5400 - 6300	40 - 50	25	0,005 - 0,05
Solar	2900 - 4500	165 - 230	30	2 - 50
Termoeléctrico				
Eólico <i>Onshore</i>	950 - 1200	36 - 40	20	2
Eólico <i>Offshore</i>	2000	70	25	5

### 6.2.2. Potencial de redução de custos

Apesar dos custos elevados da tecnologia fotovoltaica que se verificam actualmente, esta tecnologia é uma boa e segura aposta para o futuro, possuindo um potencial muito elevado para alcançar os níveis de custo competitivos com outras tecnologias de geração de energia que actualmente são muito mais utilizadas. Esta aposta e potencial na tecnologia fotovoltaica é de facto muito importante, uma vez que vários sectores ficarão a lucrar com tal investimento. Existirão consequências positivas, a nível de negócio, ambiental e também no que diz respeito à possibilidade de introdução de mais uma fonte variável de abastecimento eléctrico, o que permitirá a redução da variabilidade ligada aos *mix* energéticos com forte representação eólica e/ou hídrica, tornando o seu *output* mais estável e previsível.

Devido aos custos elevados da produção de energia por via solar fotovoltaica, poderia-se argumentar que a produção de energia por via solar termoeléctrica tornaria a tecnologia fotovoltaica fora da realidade actual, no entanto, apesar dos seus custos baixos comparativamente à energia fotovoltaica, e de estar num desenvolvimento prematuro, a tecnologia solar termoeléctrica baseia-se na geração de electricidade a partir de turbinas, tecnologia essa que já está completamente dominada e, como tal, a sua evolução se perspectiva com um decréscimo de custos menos acentuada, quando comparada com a tecnologia fotovoltaica.

O custo inicial da tecnologia fotovoltaica demonstra uma forte tendência de decréscimo paralelamente à sua evolução e produção em larga escala.

O crescimento da produção de módulos fotovoltaicos tem vindo a crescer cada vez mais, sendo que se verifica uma taxa de crescimento de cerca de 15% desde 1983. Em 2000 e 2001 a taxa de crescimento foi excepcionalmente elevada, de cerca de 40%, em que a produção mundial de módulos atingiu os 401 MW. Os custos diminuíram significativamente através deste aumento de produção, chegando a sofrer reduções de custos de até 100 vezes menos.

A redução de custos e, conseqüentemente, a viabilidade económica dos sistemas solares fotovoltaicos acompanham a evolução dos módulos (figura 6.3), uma vez que os módulos representam grande parte dos custos totais do investimento, cerca de dois terços, e sendo assim será conveniente existir uma tendência de produção massiva automatizada de módulos, assim como existe uma forte expectativa no que diz respeito à evolução da tecnologia fotovoltaica de segunda geração, ou seja, das células de película fina.

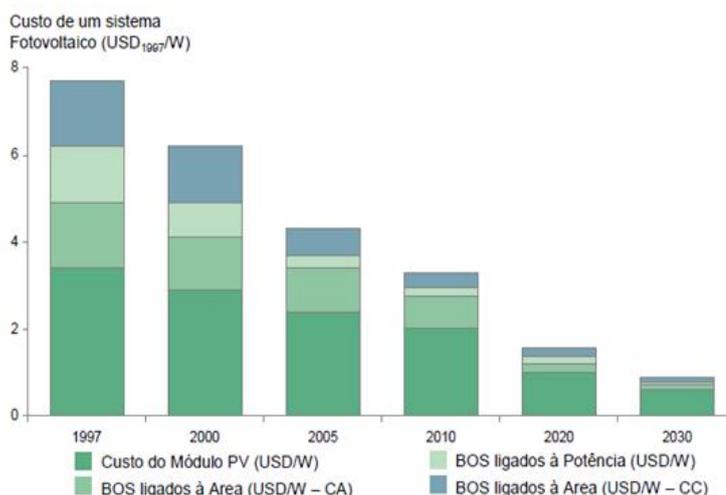


Figura 6.3 - Previsão de evolução dos custos de um sistema fotovoltaico em USD/W [19]

### 6.3. O sector fotovoltaico no Mundo

Em termos relativos, a tecnologia fotovoltaica é aquela que maior crescimento regista. Nem a energia eólica tem vindo a acompanhar a evolução tão expressiva da energia fotovoltaica, embora em termos absolutos, a capacidade instalada da energia eólica prevista seja bem superior, superando em cerca de doze vezes a previsão para o fotovoltaico.

A figura 6.4 mostra os países que mais contribuem para o mercado fotovoltaico mundial e a tabela 6.4 mostra as metas ambiciosas de crescimento do mercado fotovoltaico para alguns países.

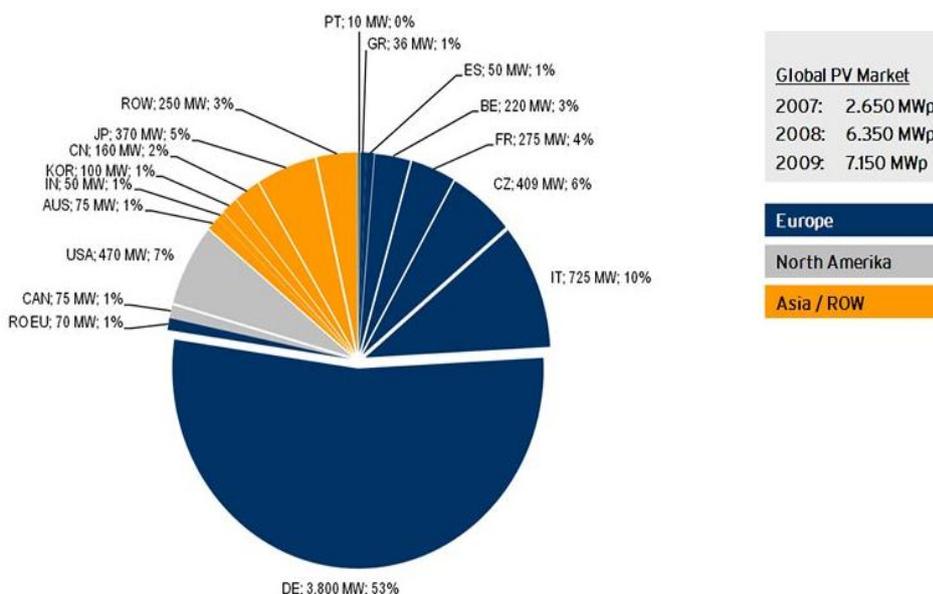


Figura 6.4 - O mercado fotovoltaico internacional em 2009 [18]

Tabela 6.3 - Previsão futura da capacidade fotovoltaica instalada mundial em MW [20]

Região	País	2005	2010	2015	2020	2025
Europa	Alemanha	700	1200	1293	1359	1428
	Japão	291	1038	2451	2957	3129
Ásia	China	44	211	1351	8657	13942
	Índia	16	180	968	1947	3509
	Tailândia	8	82	306	762	1227
Oceânia	Austrália	8	89	398	989	1412
América	EUA	105	603	2240	3608	5811
	Brasil	3	62	332	827	2057

### 6.3.1. O mercado fotovoltaico

Na Alemanha, o crescimento do mercado fotovoltaico tem vindo a crescer cada vez mais, sendo que conseguiu ultrapassar o Japão e é líder mundial no fotovoltaico. No Japão, este crescimento é efectuado de forma menos intensa, uma vez que houve uma revisão de política de incentivos que contribuiu para a atenuação da aposta nesta tecnologia.

Para além da Alemanha e Japão, também se verificou nos últimos anos, em especial no ano de 2006, um forte crescimento do mercado fotovoltaico na Espanha e nos EUA. O mercado fotovoltaico na Espanha cresceu cerca de 200% no ano de 2006, enquanto que nos EUA aumento 33%. Pode-se então argumentar que estes dois países constituem dois novos *players* importantes no sector fotovoltaico mundial.

A nível Europeu, obviamente o destaque vai para a Alemanha, que constitui a primeira linha do mercado fotovoltaico. Como segunda linha europeia do fotovoltaico temos a Espanha e a Itália. Portugal situa-se numa terceira linha juntamente com a França e a Grécia. Estes três países apresentam um forte potencial essencialmente devido à propícia geografia, e possuem políticas favoráveis, no entanto o mercado ainda se encontra demasiado atrasado quando comparado com os países de segunda e primeira linha.

Em todos estes países, é o ambiente regulamentar que está a impulsionar o crescimento do mercado. Apenas o Japão conseguiu já fazer descer os preços dos sistemas fotovoltaicos de microgeração para preços competitivos com os do mercado da electricidade. Na Alemanha, prevê-se que a descida recente dos preços e o aumento exponencial da capacidade instalada leve a uma revisão em baixa dos incentivos.

Sendo assim, o mercado fotovoltaico europeu, liderado pela Alemanha, encontra-se já bem posicionada a nível mundial no sector fotovoltaico. No entanto, prevê-se que a médio prazo, países oriundos de outros continentes (Brasil e Índia por exemplo) possuam desde já

metas definidas ambiciosas na produção eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos, como se pode averiguar na tabela 6.3.

O enorme aumento da aposta no sector fotovoltaico justifica-se devido à necessidade de tornar a tecnologia fotovoltaica competitiva face às convencionais fontes de energia eléctrica. Nos últimos anos, para além da aposta massiva na microprodução fotovoltaica com ligação à rede, também se tem efectuado grandes investimentos em mega centrais fotovoltaicas e o número destas mega centrais e dos microprodutores não tem parado de crescer, perspectivando-se portanto um bom cenário para o fotovoltaico.

No passado, meados de 1990, os sistemas solares fotovoltaicos eram basicamente todos de carácter autónomo e somente serviam para electrificação rural ou para aplicações de pequena e muito pequena escala. No entanto, ao longo dos anos, o carácter dos sistemas fotovoltaicos tem vindo a alterar-se fortemente, sendo que em 2001, já 63% de todas as aplicações fotovoltaicas mundiais eram já efectuadas com ligação à rede eléctrica local, e desde 2001 até aos dias de hoje, esse número não tem parado de crescer, especialmente no que diz respeito a países industrializados, apesar de que nos países em vias de desenvolvimento a tendência os sistemas autónomos tendem a ser preferenciais.

A tendência aponta para uma importância crescente dos sistemas ligados à rede, tanto de pequena como de grande dimensão. O mercado de aplicações autónomas continuará a ter uma certa importância, e novas aplicações continuam a aparecer, a acompanhar a descida dos preços dos sistemas.

### 6.3.2. Políticas de apoio

As políticas governamentais incentivadoras de um mercado (tabela 6.4), e em particular do mercado fotovoltaico, podem ser essenciais para o viabilizar no médio prazo.

**Tabela 6.4 - Modelos de políticas de apoio em diversos países [4]**

País	Modelo
Alemanha	Tarifa fixa
Espanha	Tarifa fixa Prémio fixo Subsídios Redução de impostos
França	Tarifa fixa Concurso
Itália	Certificados verdes Subsídios
Portugal	Tarifa fixa Subsídios Redução de impostos
Reino - Unido	Certificados verdes
EUA	Redução de impostos Sistemas diferentes para cada estado

### 6.3.3. Tecnologias mais frequentes

Como já se mencionou no ponto 6.1, o tipo de tecnologia mais utilizada actualmente são as células solares de silício cristalino (primeira geração), correspondendo a cerca de 90% das aplicações fotovoltaicas mundiais.

Apesar do domínio mundial do silício cristalino no sector fotovoltaico, existe uma forte tendência para a redução do uso do silício, devido a diversas causas: a falta de silício sentida nos últimos anos no mercado fez com que muitos produtores procurassem novas formas de produção, com especial ênfase para a tecnologia de película fina. Por outro lado, as novas soluções têm vantagens face às tradicionais: os módulos de película fina são mais leves, permitindo uma aplicação em fachadas de edifícios ou telhados e outras novas soluções apresentam rendimentos mais elevados, o que permite um melhor aproveitamento do espaço disponível, quando é limitado.

Previsões a longo prazo apontam para um crescimento muito rápido dos sistemas baseados em película fina ou novas tecnologias que levarão a que o mercado esteja em 2030 dividido em três partes aproximadamente iguais: silício cristalino, película fina e novos conceitos (figura 6.5).

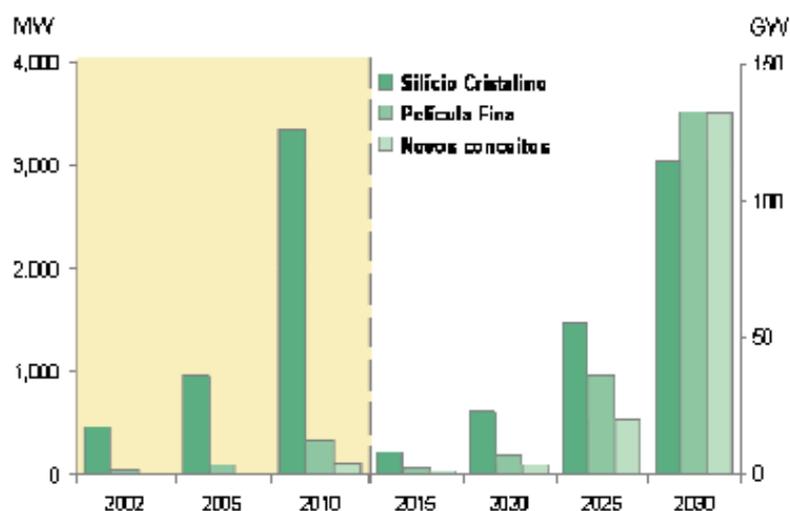


Figura 6.5 - Crescimento da capacidade instalada mundial de fotovoltaico [19]

## 6.4. O sector fotovoltaico na Alemanha

A Alemanha possui o maior mercado fotovoltaico da actualidade e não pára de crescer e de traçar novas metas para o futuro. Para chegar até aqui, o governo Alemão contribuiu muito para esta tendência e vários programas e incentivos foram implementados.

O crescimento exponencial do mercado fotovoltaico Alemão inspirou muitos outros países e é considerado o modelo exemplo do fotovoltaico

### 6.4.1. Programa 100.000 Telhados

O Programa 100.000 Telhados contribuiu para o “boom” do sector fotovoltaico na Alemanha. Este programa implementou diversos incentivos para a aposta no fotovoltaico e é ainda hoje considerado como um modelo exemplar para o incentivo na aposta de um mercado fotovoltaico cada vez maior.

Complementado com as leis associadas às energias renováveis, foi determinante para a projecção do mercado fotovoltaico na Alemanha.

Até 1998, o mercado da energia fotovoltaica desenvolveu-se principalmente com base nas actividades de políticas e fornecedores de energia locais, de iniciativas e estudos de campo de pequeno porte patrocinados pelo Estado. A situação mudou com a introdução do Programa 100.000 Telhados (HTRP) de Energia Fotovoltaica no dia 1 de Janeiro de 1999.

Em 2003, o Programa terminou um ano e meio mais cedo do que o planeado, uma vez que já se tinha atingido o objectivo principal de instalar 100.000 novos sistemas, com um resultado de aproximadamente 350 MWp. Desta forma, em 2003, a Alemanha tornou-se o maior mercado fotovoltaico da Europa e o segundo maior do mundo, atrás do Japão.

Em 2004 o HTRP foi integrado na Lei de Energias Renováveis (REL). Desde então, o desenvolvimento quebra recordes na Alemanha. Cerca de 140 MWp foram instalados somente em 2003. Com a promulgação da emenda REL a 1 de Janeiro de 2004, o reembolso aumentou para aproximadamente 0,504 €/kWh e assistiu-se a um crescimento contínuo no mercado fotovoltaico da Alemanha, ultrapassando o Japão no mercado fotovoltaico mundial.

Devido à pequena significância da energia fotovoltaica na economia das energias, o Programa foi motivado no primeiro período pelas considerações da política industrial. Em 1998 o desafio era não ficar para trás do nível de desenvolvimento Japonês. Assim, os parceiros da aliança do novo governo federal concordaram, no final de 1998, em iniciar um grande Programa de apoio à energia fotovoltaica na Alemanha, de modo a atrair o investimento privado na fabricação e aplicação de sistemas fotovoltaicos.

Para os sistemas fotovoltaicos que tenham sido colocados em funcionamento desde Janeiro de 2004, haveria uma compensação básica de 0,457 €/kWh. Esta bonificação também se aplicava aos grandes sistemas fotovoltaicos em áreas abertas, no contexto de um plano de

desenvolvimento. Para 2005 a compensação seria de 0,434 €/kWh e para 2006 de 0,412 €/kWh.

Para instalações solares em prédios, a taxa de compensação aumentava ainda mais, sendo que para aquelas com produção até 30 kW, a compensação era de 0,117 €/kWh, para aquelas com produção de até 100 kW a compensação seria de 0,089 €/kWh e de 0,083 €/kWh para todas que produziam acima de 100 kW. Para os sistemas fotovoltaicos integrados em fachadas, os operadores recebiam um bônus adicional de 0,05 €/kWh.

Embora os consumidores Alemães não tenham sido forçados a comprar os sistemas fotovoltaicos alemães, assistiu-se a uma acentuada diminuição das importações de quase 100% em 1999 para menos de 50% em 2004, diferenciada por cada etapa da produção: silício, "bolachas", células solares, módulos (principalmente devido à acumulação das capacidades de produção doméstica). Entre 1990 e 1999 aproximadamente 50 MWp de energia fotovoltaica foram instalados na Alemanha. Comparado ao mercado fotovoltaico no Japão, tal desenvolvimento ocorreu a um nível relativamente baixo. Devido à falta de sinais políticos para o apoio financeiro da indústria, todos os fabricantes levaram suas produções para o estrangeiro, especialmente para os EUA [6].

#### 6.4.2. Estado actual

De 2004 a 2007, houve um bom acréscimo da potência acumulada instalada na Alemanha e tal facto ocorreu devido à aplicação da nova Lei de Energia Renovável / EGG (*German Renewable Energy Sources Act - EEG*), que entrou em vigor em 2004. Essa lei determinou a obrigatoriedade de compra de toda a energia eléctrica proveniente de fontes renováveis por parte das empresas fornecedoras de energia eléctrica que operassem redes para o abastecimento público. A partir de então, a Alemanha passou a ser considerado o país com maior potência instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo, ficando o Japão com a segunda posição.

A figura 6.7 mostra a evolução da capacidade instalada fotovoltaica na Alemanha desde 1991 até 2009.

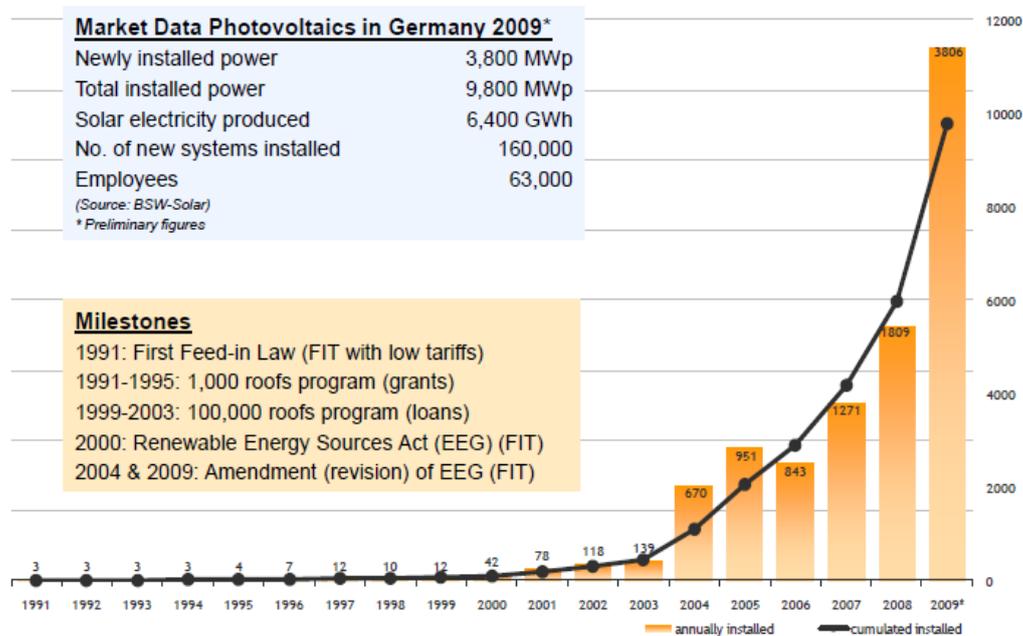


Figura 6.6 - Evolução da capacidade instalada fotovoltaica na Alemanha até 2009 [18]

Tabela 6.5 - Vendas na indústria fotovoltaica da Alemanha, em bilhões de euros [18]

Ano	Fornecedores Fotovoltaicos Alemães (Silício, “bolachas”, células, módulos)	Fornecedores Fotovoltaicos (Fabricantes de máquinas)
2000	0,2	n.a.
2001	0,3	n.a.
2002	0,3	n.a.
2003	0,5	n.a.
2004	1,7	n.a.
2005	2,8	0,2
2006	4,5	0,5
2007	6,1	0,9
2008	9,5	2,4
2009	8,6	2,0

As vendas na indústria fotovoltaica da Alemanha têm vindo a aumentar significativamente ao longo dos anos, como se pode ver na tabela 6.5.

Tabela 6.6 - Potência fotovoltaica gerada na Alemanha, em GWh [18]

Ano	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
PV output (GWh)	76	162	313	557	1282	2200	3100	4420	6200

No ano de 2009 a Alemanha já registava uma potência FV gerada de cerca de 6200 GWh (tabela 6.6).

Tabela 6.7 - Produção de módulos fotovoltaicos na Alemanha [18]

Ano	Volume de produção de módulos (MW)
2000	15
2005	219
2009	2065

A indústria fotovoltaica na Alemanha tem vindo a produzir módulos fotovoltaicos de forma quase exponencial, registando-se em 2009 um volume de produção de módulos de cerca de 2065 MW (tabela 6.7). Esta progressiva produção de módulos fotovoltaicos, assim como de outros componentes que constituem os sistemas fotovoltaicos, proporcionou valores de exportação, do fotovoltaico, significativos (tabela 6.8).

Tabela 6.8 - Valores obtidos na exportação do fotovoltaico (M€) [18]

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Vendas fora da Alemanha em M€ (indústria + fornecedores)	273	603	1695	2700	6200	5600
Quota de exportação (indústria)	14%	19%	34%	38%	48%	47%
Quota de exportação (fornecedores)	30%	31%	37%	40%	68%	79%

Tabela 6.9 - Empregos criados através do mercado fotovoltaico na Alemanha [18]

Ano	Número de empregos criados
1998	1500
1999	2500
2000	3100
2001	4000
2002	4030
2003	6500
2004	17200
2005	22300
2006	29600
2007	40400
2008	53300
2009	63000

Um outro aspecto muito importante, especialmente nos tempos de crise que se vive actualmente, foi a quantidade de empregos gerados na Alemanha devido à indústria e mercado fotovoltaico (tabela 6.9).

## 6.5. O sector fotovoltaico em Portugal

Nos últimos anos, têm se verificado fortes alterações no cenário eléctrico nacional. Essas alterações derivam da ênfase dada aos problemas energéticos e às energias renováveis em toda a UE, das excelentes condições geográficas que o nosso país apresenta para a exploração de novas tecnologias de carácter renovável e deriva também da deficiente situação energética que se vive em Portugal.

### 6.5.1. Situação energética actual

Portugal possui uma forte dependência energética do exterior, das maiores da EU. Não se exploram quaisquer tipos de recursos energéticos fósseis em Portugal desde 1995, altura essa em que se explorava ainda o carvão. A produção energética em Portugal assenta exclusivamente no aproveitamento de fontes de energia renováveis, com especial foco na água, vento, biomassa e outros em menor escala.

A autonomia energética nacional é muito baixa quando comparada com a grande parte dos países da UE, como se pode averiguar na figura 6.7. Para além disto, um outro aspecto

negativo na situação energética nacional é o facto de que grande parte da produção de electricidade a partir de renováveis assenta na produção hídrica que possui o defeito de ser um recurso muito oscilante, com valores muito relativos e variáveis de ano para ano.

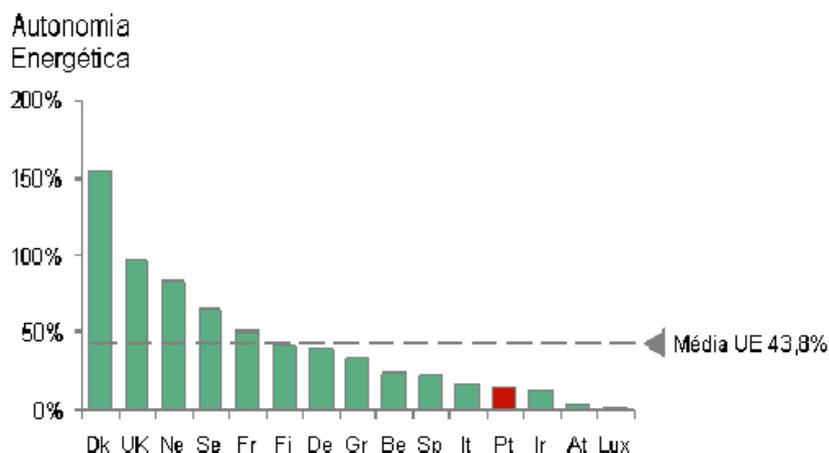


Figura 6.7 - Autonomia energética de diversos países [21]

Em Portugal, também ao nível da eficiência energética se verificam dados alarmantes, uma vez que os gastos energéticos em Portugal são superiores à maioria dos restantes países da UE e não se produz tanta riqueza.

Tabela 6.10 - Trocas de energia eléctrica de Portugal com o estrangeiro (em GWh) [21]

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Importação	3.974	3.628	4.698	3.741	5.329	5.898	8.612	9.626	8.624	9.641	10.744
Exportação	3.700	4.488	3.767	3.502	3.430	3.104	2.131	2.802	3.183	2.153	1.313
Saldo	274	-860	931	239	1.899	2.794	6.481	6.824	5.441	7.488	9.431
importador											

Em consequência de todo este cenário energético alarmante, verifica-se uma crescente importação de energia em Portugal (tabela 6.10), sendo que na UE, Portugal é dos países que possui uma maior dependência energética relativamente ao petróleo e, como tal, está sujeito à vulnerabilidade de flutuações de preço e problemas geopolíticos relacionados com a exploração do petróleo. Com tudo isto, afirma-se que Portugal não é hoje um país auto-suficiente ao nível de produção energética e esse problema vai-se agravando também devido à fraca produção hidroeléctrica de determinados anos.

As energias renováveis têm assumido um papel cada vez mais relevante no discurso político nacional. Os compromissos assumidos pelo país a nível internacional fixaram metas

ambiciosas de incorporação de FER no *mix* energético nacional (figura 6.8, tabela 6.11 e 6.12) e os grandes projectos que vêm explorar as condições favoráveis ao investimento oferecidas pelo governo não tardaram em aparecer.

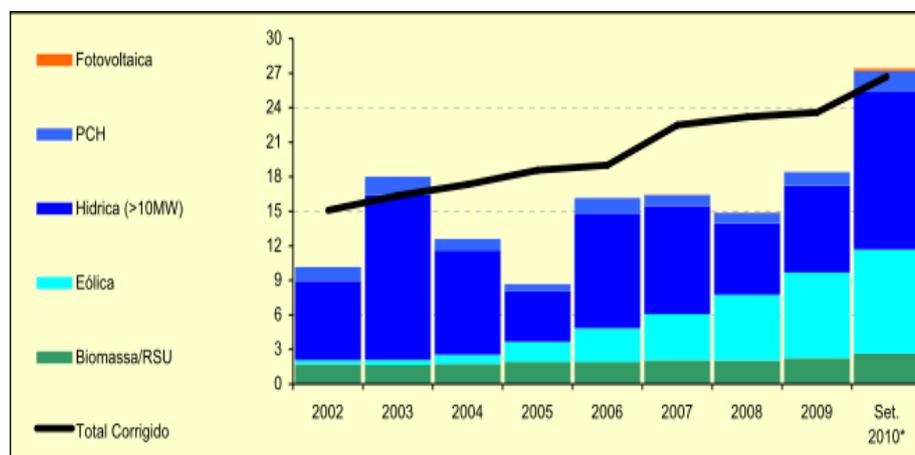


Figura 6.8 - Evolução da energia produzida a partir de FER em Portugal (TWh) [21]

Tabela 6.11 - Evolução histórica da energia eléctrica produzida através de FER em Portugal (GWh) [21]

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (set)
Hídrica total	8096	15894	10053	5000	11323	10351	7102	8717	15521
Eólica	341	468	787	1741	2892	4007	5720	7440	9052
Biomassa c/cogeração	1166	1069	1206	1286	1302	1361	1381	1390	1505
Biomassa s/ cogeração	42	43	52	64	78	149	146	311	551
Resíduos sólidos urbanos	518	523	475	545	532	498	441	458	483
Biogás	2.5	2.3	14	31	33	55	67	80	93
Fotovoltaica	1.8	2.6	2.9	3.8	4.1	23.6	41.4	159.9	207.4
TOTAL	10167	18002	12590	8671	16164	16445	14898	18556	27412
IPH (ano base Directiva - 1997)	0.623	1.115	0.680	0.336	0.800	0.631	0.461	0.634	1.048
Hídrica total corrigida	12995	14255	14784	14881	14154	16404	15406	13749	14810
TOTAL corrigido	15066	16363	17321	18552	18995	22498	23202	23588	26702
Produção bruta + Saldo Imp.	46652	48220	50017	51729	52749	52952	53558	52953	54542
% de renováveis (Real)	21.8%	37.3%	25.2%	16.8%	30.6%	31.1%	27.8%	35.0%	50.3%
% de renováveis (Directiva)	32.3%	33.9%	34.6%	35.9%	36.0%	42.5%	43.3%	44.5%	49.0%

Tabela 6.12 - Evolução da potência total instalada em renováveis (MW) em Portugal Continental [21]

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (set)	TCMA*
Hídrica total	4288	4292	4561	4752	4784	4787	4792	4821	4831	1.7%
Eólica	175	253	537	1047	1681	2446	3012	3566	3841	53.8%
Biomassa c/cogeração	372	352	357	357	357	357	357	359	360	-0.5%
Biomassa s/ cogeração	8	8	12	12	24	24	24	101	106	43.7%
Resíduos sólidos urbanos	88	88	88	88	88	88	88	88	88	0.0%
Biogás	1.0	1.0	7.0	8.2	8.2	12.4	12.4	20.0	24.0	53.4%
Fotovoltaica	1.5	2.1	2.7	2.9	3.4	14.5	58.5	114.6	120.1	85.8%
Ondas/Marés	-	-	-	-	-	-	4.2	4.2	4.2	
TOTAL	4934	4996	5565	6267	6946	7729	8348	9073	9374	9.1%

\* TCMA - Taxa de Crescimento Média Anual

Seria de esperar uma exploração massiva das fontes de energia renováveis no nosso país, devido às excelentes condições de exploração existentes, no entanto, uma análise mais detalhada do percurso evolutivo das renováveis em Portugal demonstra uma realidade mais alarmante. As FER que mais evoluíram na sua exploração até hoje foram as mini-hídricas e as eólicas. Assistiu-se nos últimos anos a uma forte aposta nas energias renováveis em Portugal (figura 6.9), aumentando significativamente a cota de FER no sector eléctrico português. É de esperar que nos próximos anos esta tendência de crescimento e de aposta nas FER se venha a consolidar cada vez mais (figura 6.10), especialmente devido aos incentivos fiscais e promoção do investimento.

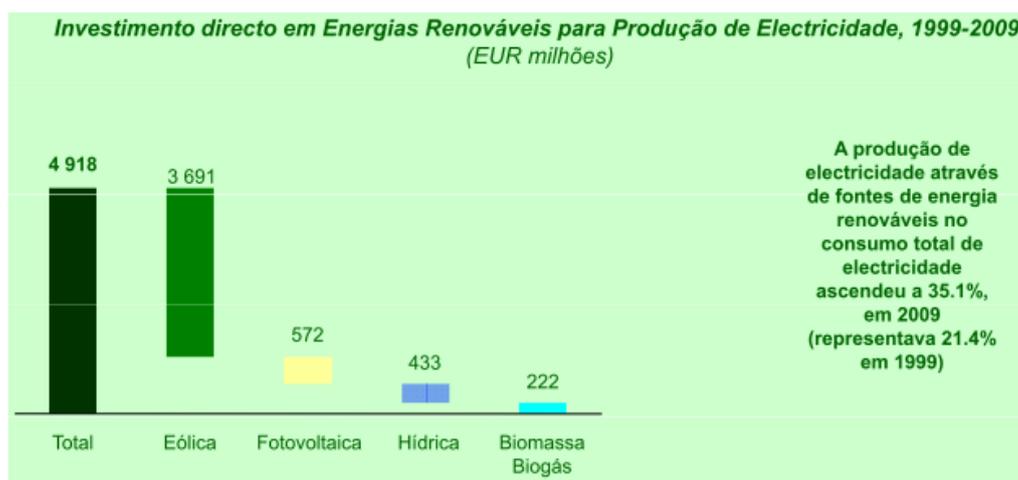


Figura 6.9 - Promoção do investimento em FER (milhões de €) em Portugal (1999 a 2009) [21]

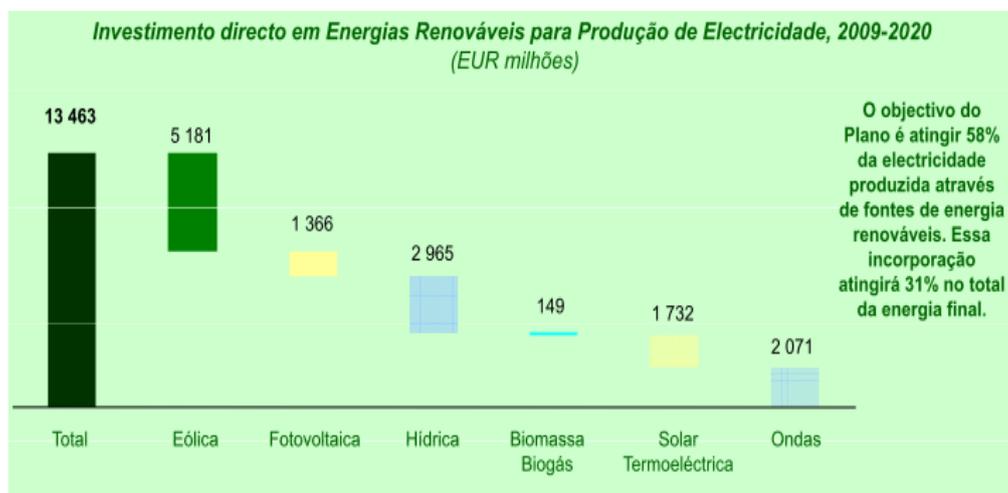


Figura 6.10 - Estimativa promoção do investimento em FER (milhões de €) em Portugal (2009-2020) [21]

### 6.5.2. O fotovoltaico em Portugal

A capacidade de produção fotovoltaica em Portugal tem vindo a crescer significativamente, havendo já definidas metas ambiciosas.

Quando comparado com o resto do Mundo, em Portugal é perceptível uma situação normal nos sistemas autónomos, mas um enorme défice nos sistemas ligados à rede. Espera-se que, com a agilização dos processos administrativos e a regulamentação do sector, seja possível prever para os sistemas ligados à rede um cenário de forte procura. A esta crescente procura, está associada a recente remuneração de energia. Diversos Programas e Decretos-lei (ver capítulo 4) contribuíram para estimular esta procura crescente de microprodução de energia fotovoltaica.

O estudo “*ElectricHome*” executado pela Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa refere a existência de cerca de 30.000 casas de habitação permanente e de férias isoladas da rede eléctrica pública, que poderiam justificar em termos económicos a instalação de sistemas autónomos de produção de energia.

Assim, a tendência de crescimento da capacidade total instalada de sistemas fotovoltaicos em Portugal, far-se-á nos próximos anos não só com a progressiva intensificação dos sistemas ligados à rede, mas também com alguma contribuição no que respeita ao potencial disponível na área da electrificação autónoma, quer através de sistemas centralizados quer de sistemas descentralizados.

Em Portugal, verifica-se também um grande potencial no que diz respeito aos sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios, o que poderá dar origem a um mercado sustentado.



Figura 6.11 - Novo edifício do Departamento de Energias Renováveis do INETI [22]

Se fosse instalado um sistema de 5 kWp em cada uma das mais de três milhões de habitações domésticas que compõem o parque habitacional nacional, resultaria uma produção anual de 19 TWh, ou seja, representaria uma quota muito significativa no contexto da energia consumida em Portugal [21].

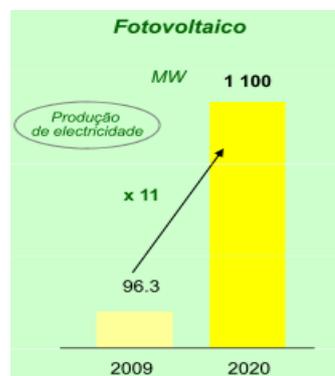


Figura 6.12 - Energia fotovoltaica e perspectivas de crescimento em Portugal (2009-2020) [21]

Perspectiva-se para 2020 um aumento de cerca de onze vezes na produção de electricidade com origem no fotovoltaico (figura 6.12).

### 6.5.3. Resultados benéficos para Portugal

Portugal é um dos países com maiores índices de radiação solar em toda a Europa, com valores 70% superiores aos verificados na Alemanha. Esta diferença de níveis de radiação leva a que o custo da electricidade produzida em condições semelhantes seja menor em Portugal, e esta é de facto uma vantagem enorme que terá de ser capitalizada no futuro. A esse factor juntam-se muitos outros que justificam a importância do fotovoltaico em Portugal. Esses factores podem ser classificados em quatro importantes categorias: sócio-económicos, ecológicos e ambientais, arquitecturais e energéticos. Os benefícios sócio-económicos são certamente os mais importantes para Portugal.

- **Benefícios ecológicos e ambientais**

Incluem a geração de uma quantidade significativa de energia ao longo do período de vida útil e a conseqüente redução em emissões de gases com efeito de estufa. Há aproveitamento de um recurso endógeno universal, gratuito e não poluente, o que contribui para um desenvolvimento sustentável.

- **Benefícios arquitecturais**

A substituição de material de construção (em fachadas), a recolha e dissipação térmica, o efeito estético possível por variações de cor, transparência ou ainda superfícies sem reflexão. Os custos de manutenção e substituição de um telhado fotovoltaico, por exemplo, são bastante mais reduzidos.

- **Benefícios sócio-económicos**

A criação de novas fileiras industriais, com elevado valor acrescentado, a geração de emprego, o reforço da imagem de responsabilidade social e de capacidade tecnológica de qualquer instituição. As novas indústrias trazem também novos produtos e mercados, vários serviços são desenvolvidos (gerando mais emprego), o tecido empresarial de regiões deprimidas pode ser renovado, o salário médio sobe, são abertas novas áreas de formação, e é invertido o despovoamento, com a criação de novas infra-estruturas e centralidades.

Refira-se que as previsões apontam para que o cluster do fotovoltaico empregue cerca de dois milhões de pessoas no mundo dentro de 15 a 20 anos.

- **Benefícios energéticos**

A produção de electricidade em horas de ponta vem melhorar o *mix* energético nacional, muito caro e poluente nesses períodos. Diminuição da variabilidade na produção, redução no uso das grandes centrais, melhoria da fiabilidade, entre outros.

De uma forma geral, o fotovoltaico pode beneficiar a indústria e a economia (no curto prazo e com efeitos duráveis), a segurança do abastecimento energético (médio prazo) e o ambiente (longo prazo).

#### 6.5.4. Barreiras ao desenvolvimento do sector

Só conseguindo ultrapassar barreiras poderemos ter em Portugal um mercado fotovoltaico ao nível dos melhores do Mundo, que potencie a indústria do sector e a torne competitiva mundialmente, e que contribua ao mesmo tempo para uma maior sustentabilidade e competitividade do sector energético nacional.

As barreiras com que se depara o fotovoltaico actualmente em Portugal são:

- Barreiras ao nível do mercado;
- Barreiras técnicas ou tecnológicas;
- Barreiras legais ou burocráticas.

## 6.6. Impacto ecológico

A tecnologia fotovoltaica é uma excelente opção tecnológica e poderá contribuir significativamente para o desenvolvimento sustentável. Ao contrário dos recursos fósseis, trata-se de uma tecnologia modular que apresenta emissões de gases de efeito de estufa e de poluentes praticamente nulos, assim como apresenta baixos níveis de ruído e não necessitam de uma manutenção exigente. Apesar de não necessitarem de combustível para o seu funcionamento nem apresentarem emissões prejudiciais, deverão ser avaliadas questões relativas ao consumo de energia durante os processos de fabrico do equipamento, os fluxos de material e as possibilidades de reciclagem dos materiais.

### 6.6.1. Avaliação dos fluxos de energia

Durante os processos industriais de produção de módulos solares, diversas formas de utilização de energia são efectuadas. Para o fornecimento de energia ao sistema eléctrico público, a produção nacional de energia eléctrica consome, sob a forma de carvão, petróleo e de gás natural, cerca de 2,5 vezes a quantidade de energia entregue ao consumo final. Até à utilização final da energia existem vários passos de conversão energética. O processo de

fabrico dos módulos fotovoltaicos exige um consumo muito elevado de energia, como se pode observar na figura 6.13 [3].

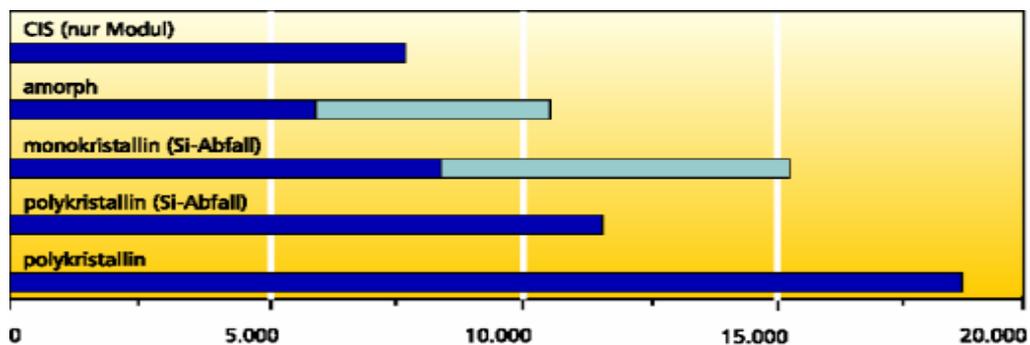


Figura 6.13 - Consumo cumulativo de energia primária pelos fabricantes de sistemas FV (kWh/ kWp) [3]

### 6.6.2. Reciclagem de materiais

É possível efectuar a reciclagem dos módulos fotovoltaicos que deixam de ser utilizados devido a falhas e estragos. Os módulos são reciclados e de seguida são re-introduzidos no ciclo do material, especialmente para os casos do vidro e do silício que constituem os módulos.

Encontra-se nos anexos uma tabela correspondente aos diversos componentes dos módulos fotovoltaicos que podem ser reciclados (Tabela A.5).

## 6.7. Conclusões

A evolução da tecnologia fotovoltaica pode-se catalogar em três distintas gerações. Sendo a primeira geração caracterizada pelas células de silício cristalino, que dominam o mercado fotovoltaico mundial actual (cerca de 90%). As células de segunda geração são as células de película fina, encabeçadas pelas células de silício amorfo, e que têm vindo a sofrer um forte interesse por parte dos produtores, especialmente devido à necessidade de redução de utilização do silício e também devido ao facto de serem mais leves e portanto poderem constituir sistemas fotovoltaicos integrados em fachadas. As células de terceira geração são as células que se encontram ainda em fase laboratorial, em que se pretende criar novos conceitos de células, especialmente no que diz respeito a aumentos significativos de eficiência de conversão por parte das células fotovoltaicas.

É de esperar que com o progressivo crescimento da tecnologia fotovoltaica e obtenção de uma competitividade perante as outras fontes de energia convencionais, bem como da produção massiva de módulos, os custos associados venham a decrescer significativamente.

O mercado fotovoltaico Europeu é encabeçado pela Alemanha. A Itália e a Espanha constituem uma segunda linha no mercado fotovoltaico. Portugal, juntamente com a Espanha e a Grécia situam-se numa terceira linha, o que de facto é estranho e incoerente, na medida em que nestes países existem condições de radiação solar muito boas, bem como políticas de apoio favoráveis.

Desde 1999, o governo Alemão tem seguido uma estratégia consistente de lançamento da energia fotovoltaica no mercado. Pelo efeito de impulso do mercado, foram accionados enormes investimentos de mais de um bilião de euros em novas fábricas de energia fotovoltaica. Desenvolveu-se uma indústria de energia fotovoltaica e milhares de novos empregos têm vindo a ser criados. Em paralelo, as investigações e o desenvolvimento foram intensificados e a tecnologia e o conhecimento têm sido desenvolvidos. A Alemanha conquistou a segunda posição, atrás do Japão, dentre todos os mercados de energia fotovoltaica do mundo com a implementação do programa 100.000 Telhados, sendo que, mais recentemente, conseguiu ultrapassar o Japão.

Portugal apresenta portanto metas bem ambiciosas no que diz respeito à capacidade de potência fotovoltaica. Além das boas condições de exploração do fotovoltaico, há uma necessidade de se criarem condições de auto-suficiência energética, uma vez que Portugal depende fortemente da importação de energia do estrangeiro, e consome muita energia derivada de combustíveis fósseis.

A aposta do fotovoltaico em Portugal apresenta quatro tipos de benefícios muito importantes nos dias de hoje: benefícios sócio-económicos, ecológicos e ambientais, energéticos e arquitecturais.



# Capítulo 7

## Conclusões

A dissertação desenvolvida aborda a energia solar fotovoltaica, focando os sistemas ligados à rede de pequenas potências, ou seja, a microprodução fotovoltaica. Para tal, foram descritos os principais componentes e tecnologias associadas aos tipos de sistemas fotovoltaicos. Actualmente, os módulos fotovoltaicos ainda representam custos demasiado elevados, no entanto tem-se verificado um abaixamento dos custos, bem como um aumento da sua eficiência e do seu tempo de vida útil. Também ao nível dos inversores se têm registado melhorias na qualidade e fiabilidade, ainda que estas não se tenham ainda reflectido no preço dos equipamentos.

A microprodução é uma solução a adoptar para proporcionar um desenvolvimento mais sustentável. A redução de perdas na rede de transporte e o aumento da fiabilidade do fornecimento de electricidade são vantagens inerentes deste tipo de produção, assim como contribui para a descentralização da produção.

É de esperar que no futuro se assista a uma crescente aposta nos sistemas fotovoltaicos ligados à rede nos países industrializados e sistemas autónomos nos países em vias de desenvolvimento.

Actualmente, em Portugal a incorporação da microprodução na rede ainda se apresenta algo limitada e pouco consistente, no entanto existem políticas favoráveis e os investimentos actuais já registam bons níveis de tempo de retorno do montante investido. Mediante a crise financeira e a quantidade de energia importada actualmente, é de esperar um crescente investimento na energia solar fotovoltaica, com especial atenção para os clientes BT. A integração arquitectónica de sistemas fotovoltaicos em edifícios, ainda pouco estudada pelos profissionais, apresenta-se como um próximo passo importante na divulgação deste tipo de aproveitamento, e na sua inserção no planeamento urbano, bem como num modo de conferir valor acrescido à tecnologia utilizada [9].



## Referências

- [1] K.Scharmer and J.Greif, “*The European Solar Radiation Atlas*”, *École des Mines de Paris*, 2000
- [2] Josué Lima Morais, “*Sistemas Fotovoltaicos: da teoria à prática*”, 2009
- [3] “*Energia Fotovoltaica Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*”, manual desenvolvido no projecto GREENPRO entre Fevereiro de 2002 e Janeiro de 2004
- [4] Susana Sofia Alves Freitas, “*Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos*”, Relatório de projecto de Mestrado, Instituto Politécnico de Bragança, Novembro de 2008
- [5] Rui M.G. Castro, “*Introdução à Energia Fotovoltaica*”, Instituto Superior Técnico de Lisboa, Maio de 2008
- [6] “*REACT Renewable Energy Action - The 100.000 Roofs Programme*”, Altener 2002
- [7] “*The German PV Solar Power Financing Schemes Reflected on the German PV Market*”, 3<sup>rd</sup> World Conference on PV Energy, Osaka, Japan, 2003
- [8] Emanuel Dâmaso Rodrigues Brinquete Proença, “*A Energia Solar Fotovoltaica em Portugal - Estado-da-Arte e Perspectivas de Desenvolvimento*”, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico, Agosto de 2007
- [9] Francisco José Abrunhosa Dias, “*Soluções técnicas para o projecto de edifícios de habitação incorporando produção própria de energia*”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Janeiro de 2009
- [10] Electrónica, Esquemas, TV, Áudio, Digital. Disponível em <http://www.electronica-pt.com/>. Último acesso em Outubro de 2010.
- [11] Agência Portuguesa do Ambiente. Disponível em <http://www.apambiente.pt/>. Último acesso em Novembro de 2010.
- [12] Troque de Energia. Disponível em <http://troquedeenergia.com/>. Último acesso em Dezembro de 2010
- [13] Jumanji Solar. Disponível em <http://www.jumanjisolar.com/>. Último acesso em Outubro de 2010.
- [14] Comunidade de Electricidade. Disponível em <http://www.electricidade.com.pt/>. Último acesso em Outubro de 2010.
- [15] Futur Solutions - Sistemas Eléctricos. Disponível em <http://www.fotursolutions.pt/>. Último acesso em Outubro de 2010.
- [16] ENERGLOBO - Energias Renováveis. Disponível em <http://www.energlobo.pt/>. Último acesso em Novembro de 2010.

- [17] Renováveis na Hora. Disponível em <http://www.renovaveisnahaora.pt/>. Último acesso em Outubro e Novembro de 2010.
- [18] Solar Project - Soluções de Energia Solar. Disponível em <http://www.solarproject.pt/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [19] IEA - *Photovoltaic Power Systems Programme*. Disponível em <http://www.iea-pvps.org/>. Último acesso em Novembro de 2010.
- [20] EPIA - *European Photovoltaic Industry Association*. Disponível em <http://www.epia.org/>. Último acesso em Novembro de 2010
- [21] DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia. Disponível em <http://www.dgge.pt/>. Último acesso em Novembro de 2010.
- [22] SPES - Sociedade Portuguesa de Energia Solar. Disponível em <http://www.spes.pt/>. Último acesso em Outubro de 2010
- [23] Portal das Energias Renováveis. Disponível em <http://www.energiasrenovaveis.com/>. Último acesso em Outubro de 2010
- [24] APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis. Disponível em <http://www.apren.pt/>. Último acesso em Outubro de 2010
- [25] My Solar Power. Disponível em <http://www.mysolar.com.au/>. Último acesso em Outubro de 2010.
- [26] BP Solar. Disponível em <http://www.bpsolar.com/>. Último acesso em Dezembro de 2010.
- [27] EDP Renováveis. Disponível em <http://www.edprenovaveis.com/>. Último acesso em Outubro de 2010.
- [28] ADENE - Agência para a Energia. Disponível em <http://www.adene.pt/ADENE.Portal/>. Último acesso em Outubro de 2010.
- [29] MEID - Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. Disponível em <http://www.legislacao.min-economia.pt/>. Último acesso em Outubro de 2010.
- [30] SMA Solar Technology. Disponível em <http://www.sma.de/>. Último acesso em Dezembro de 2010.
- [31] FF Solar Sistemas de Energia Alternativas. Disponível em <http://www.ffiSolar.com/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [32] EDP Distribuição. Disponível em <http://www.edpdistribuicao.pt/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [33] LORENTZ *Solar Pumps, Solar Trackers, PV Modules, Solar Parks*. Disponível em <http://www.lorentz.de/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [34] SUNPOWER *Corporation*. Disponível em <http://us.sunpowercorp.com/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [35] Schletter GmbH - *Solar Montage systeme*. Disponível em <http://www.schletter.de/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [36] Landys + Gyr - *Manage Energy Better*. Disponível em <http://www.landisgyr.com/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [37] SINERSOL Energias Alternativas. Disponível em <http://www.sinersol.pt/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [38] Microgeração de Energia. Disponível em <http://www.microgeracaodeenergia.com/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [39] “Informação sobre o SolTerm 5.0”, manual informativo do software SolTerm 5.0 desenvolvido no Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Informação, Fevereiro de 2007

- [40] PV F-CHART: *FV Systems Analysis*. Disponível em <http://www.fchart.com/pvfchart/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [41] SolSim: *Luzchem Solar Simulator*. Disponível em <http://www.luzchem.com/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [42] RETScreen *Internacional: Empowering Cleaner Energy Decisions*. Disponível em <http://www.retscreen.net/ang/home.php>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [43] PVSYS: *Software for photovoltaic Systems*. Disponível em: <http://www.pvsyst.com/>. Último acesso em Janeiro de 2011.
- [44] PVGIS: *Photovoltaic Geographical Information System*. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. Último acesso em Janeiro de 2011.



## Anexos

**Tabela A.1** - Produção média estimada de um sistema FV no Porto diária ( $E_d$ ) e mensal ( $E_m$ ). Irradiação solar média diária ( $H_d$ ) e mensal ( $H_m$ ) [44]

Mês	$E_d$ (kWh)	$E_m$ (kWh)	$H_d$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$H_m$ (kWh/m <sup>2</sup> )
Janeiro	2.5	78.9	3.23	100
Fevereiro	2.81	78.6	3.61	101
Março	3.92	122	5.19	161
Abril	3.91	117	5.25	157
Mai	4.32	134	5.86	182
Junho	4.58	137	6.32	190
Julho	4.57	142	6.32	196
Agosto	4.69	145	6.49	201
Setembro	4.20	126	5.72	171
Outubro	3.40	105	4.51	140
Novembro	2.48	74.3	3.20	95.9
Dezembro	2.05	63.4	2.59	80.3
<b>Média Anual</b>	<b>3.63</b>	<b>110</b>	<b>4.86</b>	<b>148</b>
<b>Total Anual</b>		<b>1320</b>		<b>1780</b>

	PVSYST V5.03	25/01/11	Page 1/4
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	Sistema FV ligado à rede no Porto		
<b>Geographical Site</b>	Porto	<b>Country</b>	Portugal
<b>Situation</b>	<b>Latitude</b> 41.1°N	<b>Longitude</b>	8.4°W
<b>Time defined as</b>	<b>Solar Time</b>	<b>Altitude</b>	100 m
<b>Meteo data :</b>	Porto, Synthetic Hourly data		
<b>Simulation variant :</b>	New simulation variant		
	<b>Simulation date</b>	25/01/11 00h04	
<b>Simulation parameters</b>			
<b>Collector Plane Orientation</b>	<b>Tilt</b> 34°	<b>Azimuth</b>	-1°
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	<b>Model</b> SPR-225-WHT-1	
	<b>Manufacturer</b>	SunPower	
<b>Number of PV modules</b>	<b>In series</b>	8 modules	<b>In parallel</b> 2 strings
<b>Total number of PV modules</b>	<b>Nb. modules</b>	16	<b>Unit Nom. Power</b> 225 Wp
<b>Array global power</b>	<b>Nominal (STC)</b>	3.6 kWp	<b>At operating cond.</b> 3.2 kWp (50 °C)
<b>Array operating characteristics (50 °C)</b>	<b>U mpp</b>	293 V	<b>I mpp</b> 11 A
<b>Total area</b>	<b>Module area</b>	19.9 m²	<b>Cell area</b> 17.1 m²
<b>Inverter</b>	<b>Model</b>	Sunny Boy SB 3300	
	<b>Manufacturer</b>	SMA	
<b>Characteristics</b>	<b>Operating Voltage</b>	200-400 V	<b>Unit Nom. Power</b> 3.3 kW AC
<b>PV Array loss factors</b>			
<b>Thermal Loss factor</b>	<b>Uc (const)</b>	29.0 W/m²K	<b>Uv (wind)</b> 0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind velocity = 1 m/s)			45 °C
<b>Wiring Ohmic Loss</b>	<b>Global array res.</b>	443 mOhm	<b>Loss Fraction</b> 1.5 % at STC
<b>Series Diode Loss</b>	<b>Voltage Drop</b>	0.7 V	<b>Loss Fraction</b> 0.2 % at STC
<b>Module Quality Loss</b>			<b>Loss Fraction</b> 1.5 %
<b>Module Mismatch Losses</b>			<b>Loss Fraction</b> 2.0 % at MPP
<b>Incidence effect, ASHRAE parametrization</b>	<b>IAM =</b>	1 - bo (1/cos i - 1)bo Parameter 0.05	
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		

Figura A.1 - Folha de características (1/3) do sistema FV fixo ligado à rede no Porto

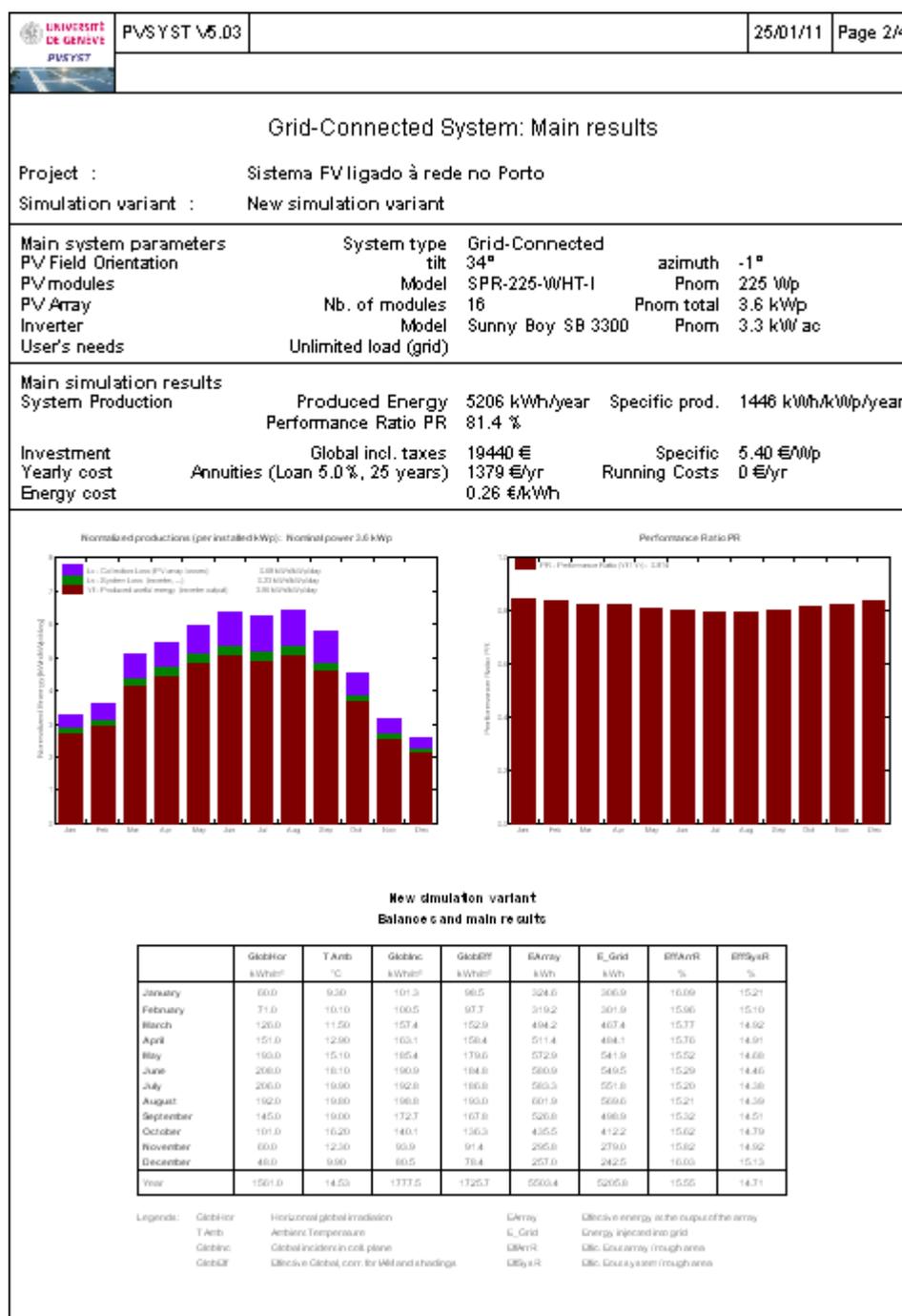


Figura A.2 - Folha de características (2/3) do sistema FV fixo ligado à rede no Porto

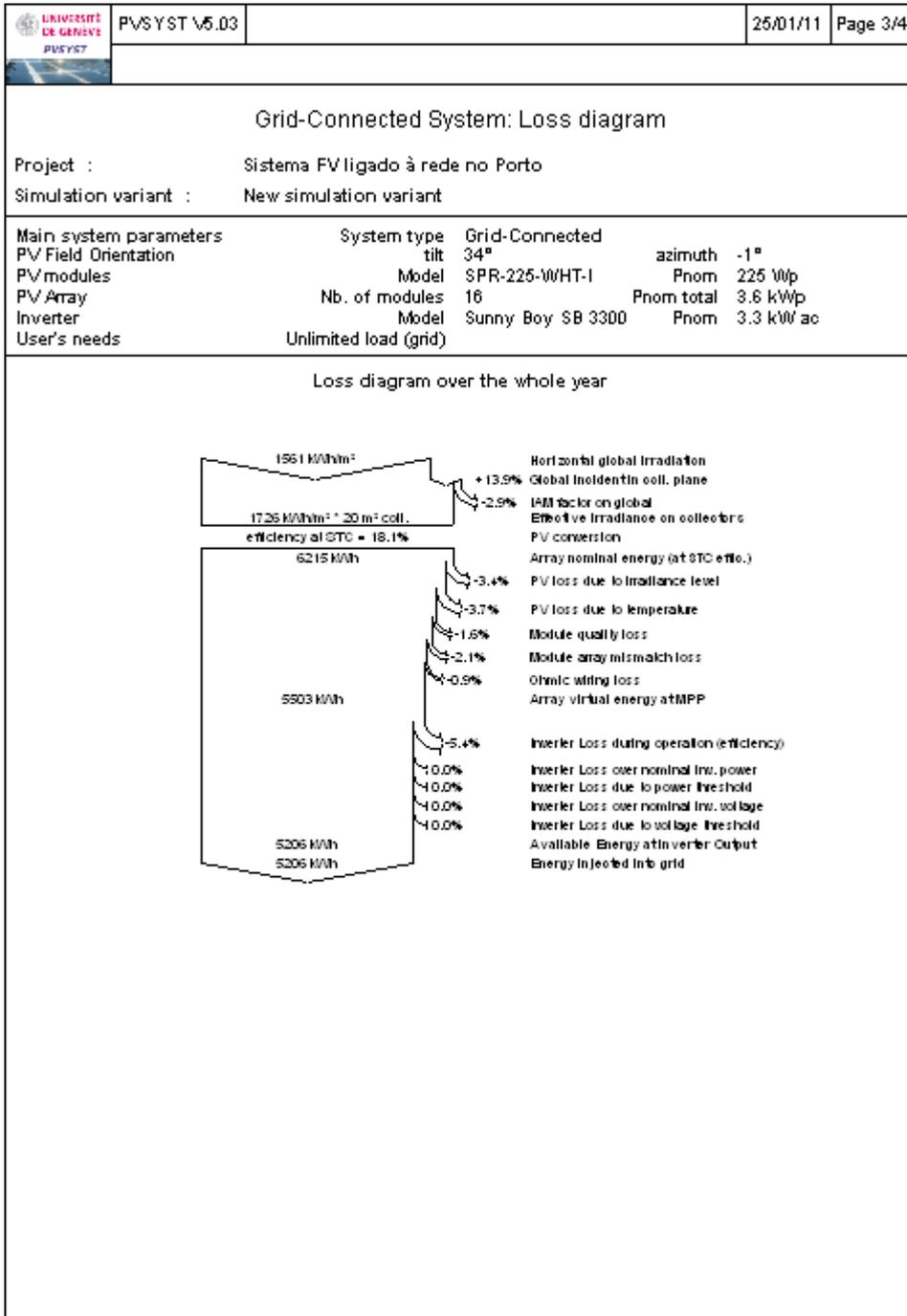


Figura A.3 - Folha de características (3/3) do sistema FV fixo ligado à rede no Porto

Tabela A.2 - *Cash Flow* do sistema FV fixo, no período do regime bonificado (15 anos)

Ano (n°)	Tarifa (€/kWh)	Produção (kWh)	<i>Cash Flow</i> (€)	<i>Cash Flow</i> acumulado (€)
0	0,4	0	0	-19.440,46
1	0,4	5.206	2.082,40	-17.358,06
2	0,4	5.206	2.082,40	-15.275,66
3	0,4	5.206	2.082,40	-13.193,26
4	0,4	5.206	2.082,40	-11.110,86
5	0,4	5.206	2.082,40	-9.028,46
6	0,4	5.206	2.082,40	-6.946,06
7	0,4	5.206	2.082,40	-4.863,66
8	0,4	5.206	2.082,40	-2.781,26
9	0,24	5.206	1.249,44	-1.531,82
10	0,24	5.206	1.249,44	-282,38
11	0,24	5.206	1.249,44	967,06
12	0,24	5.206	1.249,44	2.216,50
13	0,24	5.206	1.249,44	3.465,94
14	0,24	5.206	1.249,44	4.715,38
15	0,24	5.206	1.249,44	5.964,82

 UNIVERSIT <sup>À</sup> DE GENOVA PVSYST	PVSYST V5.03	25/01/11	Page 1/4
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	Sistema FV ligado à rede no Porto		
<b>Geographical Site</b>	Porto	<b>Country</b>	Portugal
<b>Situation</b>	<b>Latitude</b> 41.1°N	<b>Longitude</b>	8.4°W
<b>Time defined as</b>	<b>Solar Time</b>	<b>Altitude</b>	100 m
<b>Meteo data :</b>	Porto, Synthetic Hourly data		
<b>Simulation variant :</b>	Sistema 1 eixo		
	Simulation date 25/01/11 00h16		
<b>Simulation parameters</b>			
<b>Coll. plane: Seasonal tilt adjustment</b>	<b>Azimuth</b> -1°	<b>Winter season</b>	0-N-D-J-F-M
	<b>Summer Tilt</b> 20°	<b>Winter Tilt</b>	60°
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	<b>Model</b>	SPR-225-WHT-1
		<b>Manufacturer</b>	SunPower
<b>Number of PV modules</b>	<b>In series</b>	8 modules	<b>In parallel</b> 2 strings
<b>Total number of PV modules</b>	<b>Nb. modules</b>	16	<b>Unit Nom. Power</b> 225 Wp
<b>Array global power</b>	<b>Nominal (STC)</b>	3.6 kWp	<b>At operating cond.</b> 3.2 kWp (50°C)
<b>Array operating characteristics (50°C)</b>	<b>U mpp</b>	293 V	<b>I mpp</b> 11 A
<b>Total area</b>	<b>Module area</b>	19.9 m²	<b>Cell area</b> 17.1 m²
<b>Inverter</b>	<b>Model</b>	Sunny Boy SB 3800	
	<b>Manufacturer</b>	SMA	
<b>Characteristics</b>	<b>Operating Voltage</b>	200-400 V	<b>Unit Nom. Power</b> 3.8 kW AC
<b>PV Array loss factors</b>			
<b>Thermal Loss factor</b>	<b>Uc (const)</b>	29.0 W/m²K	<b>Uv (wind)</b> 0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind velocity = 1 m/s)			45 °C
<b>Wiring Ohmic Loss</b>	<b>Global array res.</b>	443 mOhm	<b>Loss Fraction</b> 1.5 % at STC
<b>Series Diode Loss</b>	<b>Voltage Drop</b>	0.7 V	<b>Loss Fraction</b> 0.2 % at STC
<b>Module Quality Loss</b>			<b>Loss Fraction</b> 1.5 %
<b>Module Mismatch Losses</b>			<b>Loss Fraction</b> 2.0 % at MPP
<b>Incidence effect, ASHRAE parametrization</b>	<b>IAM =</b> 1 - bo (1/cos i - 1)bo	<b>Parameter</b>	0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		

Figura A.4 - Folha de características (1/3) do sistema FV de um eixo ligado à rede no Porto

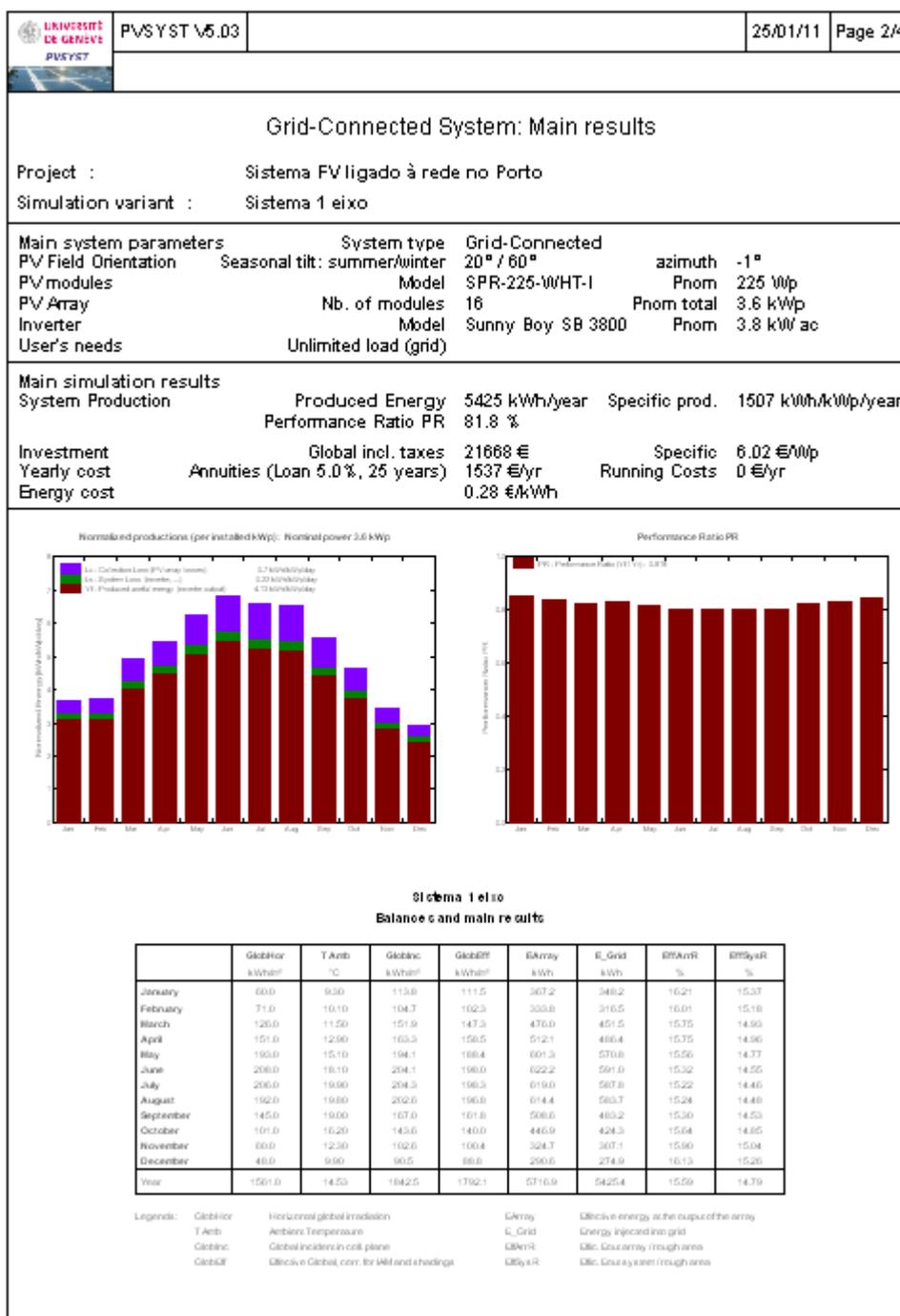


Figura A.5 - Folha de características (2/3) do sistema FV de um eixo ligado à rede no Porto

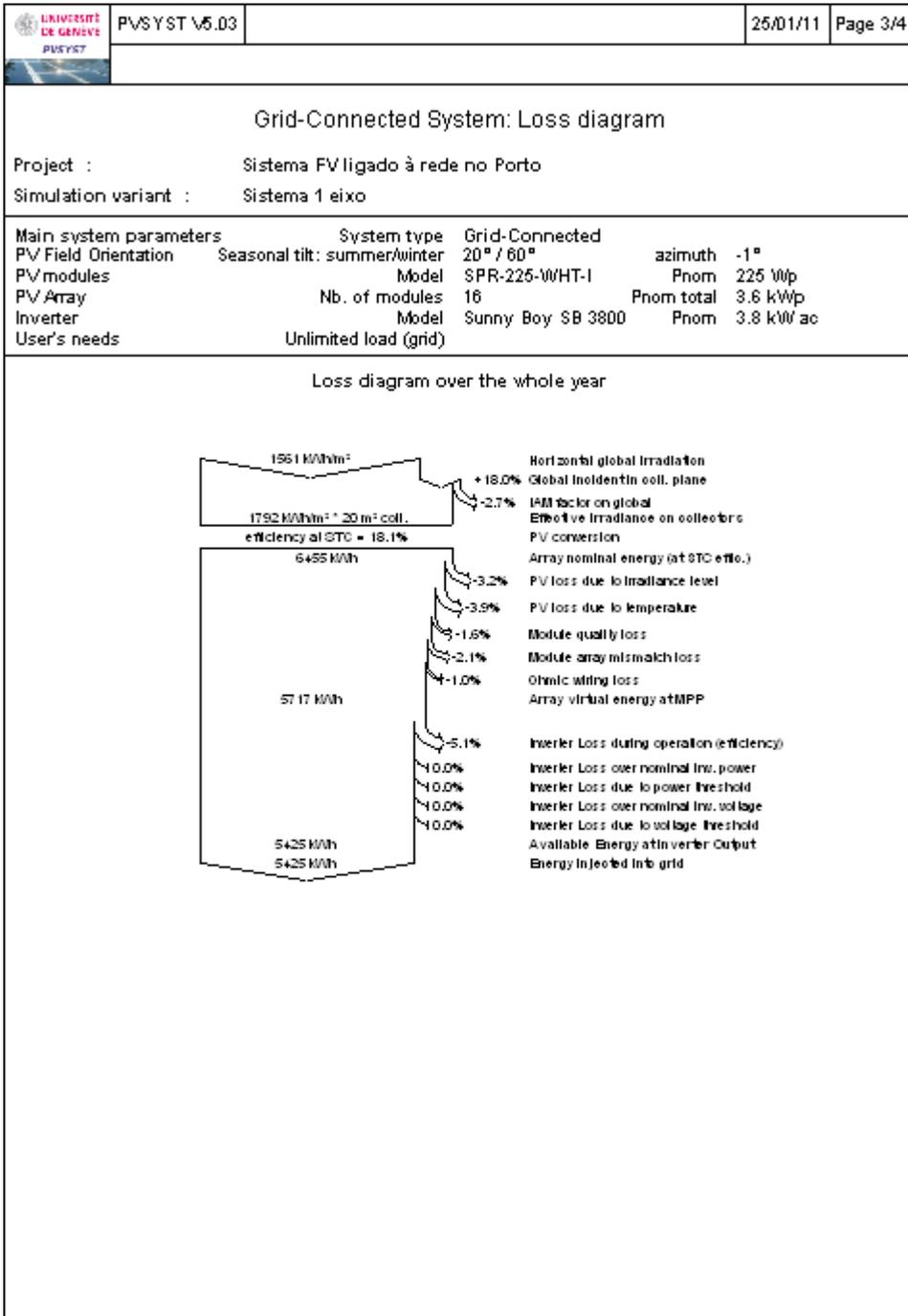


Figura A.6 - Folha de características (3/3) do sistema FV de um eixo ligado à rede no Porto

Tabela A.3 - *Cash Flow* do sistema FV de um eixo, no período do regime bonificado (15 anos)

Ano (n°)	Tarifa (€/kWh)	Produção (kWh)	<i>Cash Flow</i> (€)	<i>Cash Flow</i> acumulado (€)
0	0,4	0	0	-21.668,16
1	0,4	5.425	2.170,00	-19.498,16
2	0,4	5.425	2.170,00	-17.328,16
3	0,4	5.425	2.170,00	-15.158,16
4	0,4	5.425	2.170,00	-12.988,16
5	0,4	5.425	2.170,00	-10.818,16
6	0,4	5.425	2.170,00	-8.648,16
7	0,4	5.425	2.170,00	-6.478,16
8	0,4	5.425	2.170,00	-4.308,16
9	0,24	5.425	1.302,00	-3.006,16
10	0,24	5.425	1.302,00	-1.704,16
11	0,24	5.425	1.302,00	-402,16
12	0,24	5.425	1.302,00	899,84
13	0,24	5.425	1.302,00	2.201,84
14	0,24	5.425	1.302,00	3.503,84
15	0,24	5.425	1.302,00	4.805,84

	PVSYST V5.03	25/01/11	Page 1/4
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	Sistema FV ligado à rede no Porto		
<b>Geographical Site</b>	Porto	<b>Country</b>	Portugal
<b>Situation</b>	<b>Latitude</b> 41.1°N	<b>Longitude</b>	8.4°W
<b>Time defined as</b>	<b>Solar Time</b>	<b>Altitude</b>	100 m
<b>Meteo data :</b>	Porto, Synthetic Hourly data		
<b>Simulation variant :</b>	Sistema 2 eixos		
	<b>Simulation date</b>	25/01/11 00h21	
<b>Simulation parameters</b>			
<b>Tracking plane, two axis</b>	<b>Minimum Tilt</b> 0°	<b>Maximum Tilt</b>	45°
<b>Rotation Limitations</b>	<b>Minimum Azimuth</b> -90°	<b>Maximum Azimuth</b>	90°
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	<b>Model</b>	SPR-225-WHT-1
	<b>Manufacturer</b>	SunPower	
<b>Number of PV modules</b>	<b>In series</b>	<b>In parallel</b>	2 strings
<b>Total number of PV modules</b>	<b>Nb. modules</b>	<b>Unit Nom. Power</b>	225 Wp
<b>Array global power</b>	<b>Nominal (STC)</b>	<b>At operating cond.</b>	3.2 kWp (50°C)
<b>Array operating characteristics (50°C)</b>	<b>U mpp</b>	<b>I mpp</b>	11 A
<b>Total area</b>	<b>Module area</b>	<b>Cell area</b>	17.1 m²
<b>Inverter</b>	<b>Model</b>	Sunny Boy SB 3800	
	<b>Manufacturer</b>	SMA	
<b>Characteristics</b>	<b>Operating Voltage</b>	<b>Unit Nom. Power</b>	3.8 kW AC
<b>PV Array loss factors</b>			
<b>Thermal Loss factor</b>	<b>Uc (const)</b>	<b>Uv (wind)</b>	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind velocity = 1 m/s)			45 °C
<b>Wiring Ohmic Loss</b>	<b>Global array res.</b>	<b>Loss Fraction</b>	1.5 % at STC
<b>Series Diode Loss</b>	<b>Voltage Drop</b>	<b>Loss Fraction</b>	0.2 % at STC
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Loss Fraction</b>	1.5 %
<b>Module Mismatch Losses</b>		<b>Loss Fraction</b>	2.0 % at MPP
<b>Incidence effect, ASHRAE parametrization</b>	<b>IAM =</b> 1 - bo (1/cos i - 1)bo	<b>Parameter</b>	0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		

Figura A.7 - Folha de características (1/3) do sistema FV de dois eixos ligado à rede no Porto

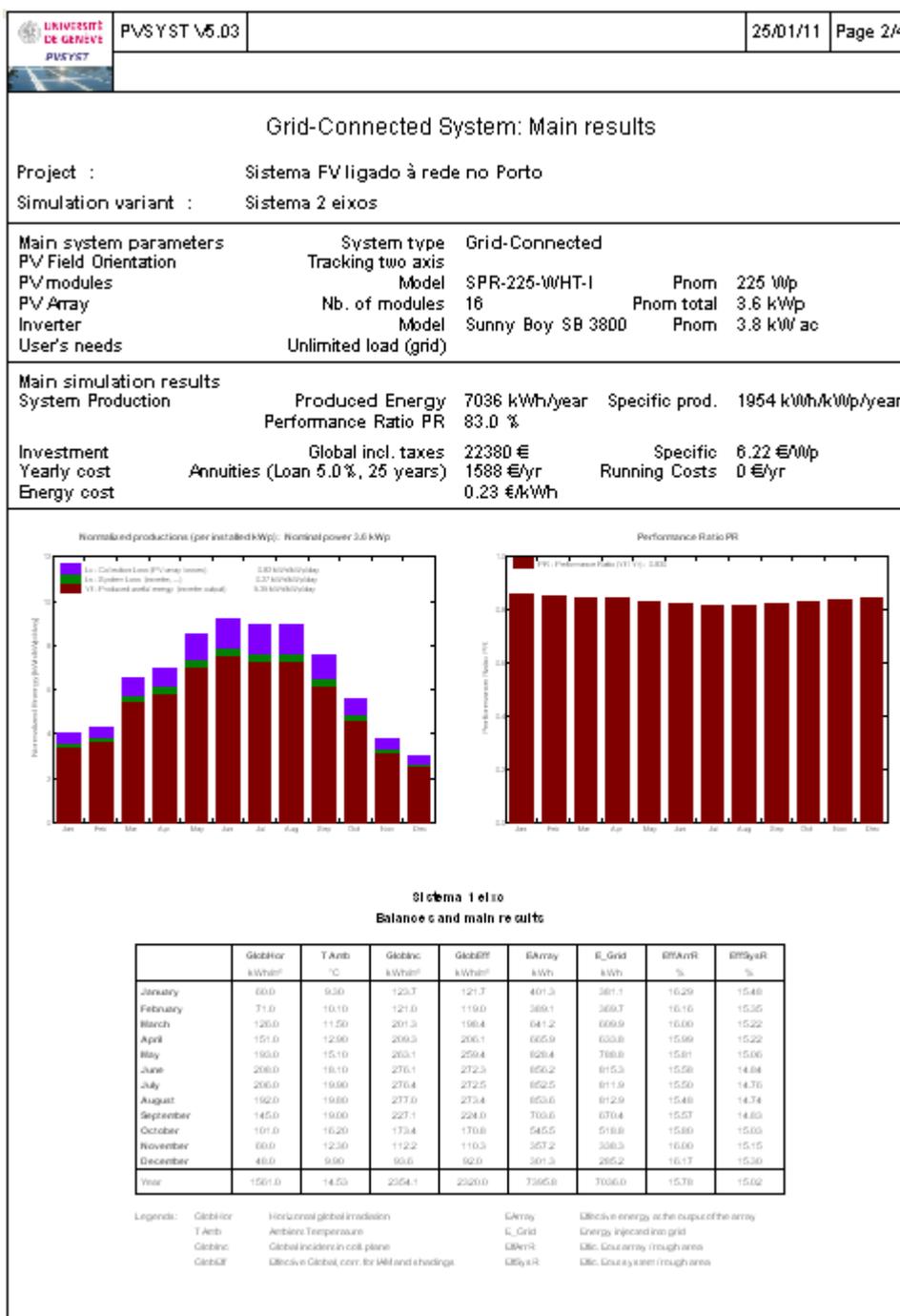


Figura A.8 - Folha de características (2/3) do sistema FV de dois eixos ligado à rede no Porto

Project : Sistema FV ligado à rede no Porto  
Simulation variant : Sistema 2 eixos

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	Tracking two axis			
PV modules	Model	SPR-225-WHT-I	Pnom	225 Wp
PV Array	Nb. of modules	16	Pnom total	3.6 kWp
Inverter	Model	Sunny Boy SB 3800	Pnom	3.8 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

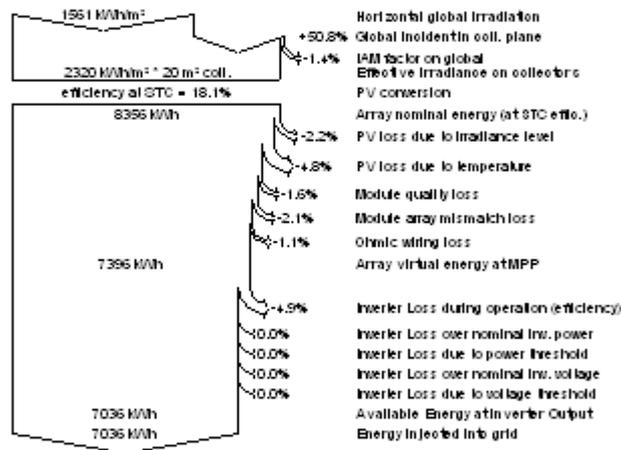


Figura A.9 - Folha de características (3/3) do sistema FV de dois eixos ligado à rede no Porto

Tabela A.4 - *Cash Flow* do sistema FV de dois eixos, no período do regime bonificado (15 anos)

Ano (n°)	Tarifa (€/kWh)	Produção (kWh)	<i>Cash Flow</i> (€)	<i>Cash Flow</i> acumulado (€)
0	0,4	0	0	-22.379,97
1	0,4	7.036	2.814,40	-19.565,57
2	0,4	7.036	2.814,40	-16.751,17
3	0,4	7.036	2.814,40	-13.936,77
4	0,4	7.036	2.814,40	-11.122,37
5	0,4	7.036	2.814,40	-8.307,97
6	0,4	7.036	2.814,40	-5.493,57
7	0,4	7.036	2.814,40	-2.679,17
8	0,4	7.036	2.814,40	135,23
9	0,24	7.036	1.688,64	1.823,87
10	0,24	7.036	1.688,64	3.512,51
11	0,24	7.036	1.688,64	5.201,15
12	0,24	7.036	1.688,64	6.889,79
13	0,24	7.036	1.688,64	8.578,43
14	0,24	7.036	1.688,64	10.267,07
15	0,24	7.036	1.688,64	11.995,71

Tabela A.5 - Elementos constituintes da tecnologia fotovoltaica que podem ser reciclados [3]

Componentes	Materiais	Proporção relativa	Reciclagem
Protecção superior	Vidro	30 - 65 %	Vidro plano, vidro fundido, vidro oco, fibras
Encapsulantes	EVA, acrílicos, etc.	5 - 10 %	Térmica
Protecção posterior	Poliéster, alumínio, vidro, etc.	0 - 10 % sem vidro	Térmica, reciclagem do metal e do vidro
Armações	Alumínio, aço, polimetacno, PC, etc.		Reciclagem do metal e plástico, térmica
Caixas de junção	Tecnopolímeros, ABS, PC, etc.	0 - 5 %	Reciclagem do plástico, térmica
Cabos	Cobre, poliolefina, borracha sintética, TPE, PTFE, etc	1%	Reciclagem de material electrónico e do metal
Selantes	Silícios, acrílicos, polimetanos, polisulfitos, espumas, borrachas, etc.	0 - 10 %	Térmica
Materiais de recheio	$Al_2O_3$ , $TiO$ , C, $SiO_2$ , $CaCO_3$ , $SiO_2$ , etc.	1%	Mineral, aditivos
Células de silício cristalino	Si, Ti, Ag, Sn, Pb, Cu, Ni, Pd, etc.	5 - 10%	Fabrico de cerâmica, ligas metálicas
Células de película fina	Si amorfo, Al, Sn, Cu, Pb, CdTe, S, Mo, etc.	< 1 %	Química, reciclagem do metal
Ligadores eléctricos	Cu, Sn, Pb, Al, Ag	1 %	Reciclagem do metal