



Vanessa Catarina de Sousa Gonçalves

Licenciada em Engenharia do Ambiente

**O caminho para a viabilidade económica
e ambiental da energia fotovoltaica**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia do Ambiente perfil Gestão e Sistemas Ambientais

Orientador: Professor Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo,
Professor auxiliar da UNL/FCT

Presidente: Prof. Doutor Nuno Miguel Ribeiro Videira Costa

Arguente: Prof. Doutor António Sá da Costa

Vogal: Prof. Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo

Março, 2014



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

O caminho para a viabilidade económica e ambiental da energia fotovoltaica

© Vanessa Catarina de Sousa Gonçalves

Faculdade de Ciências e Tecnologia

Universidade Nova de Lisboa

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Ao longo deste ano, foram várias as pessoas que contribuíram, de forma direta e indireta, para a concretização deste trabalho. Posto isto, gostaria de agradecer:

Ao professor João Joanaz de Melo, pela disponibilidade enquanto orientador, dando sempre sugestões e opiniões em relação a este trabalho, que mereceram sempre a minha especial atenção.

Ao professor Brian A. Korgel, da Universidade do Texas, pela oportunidade de assistir a uma reunião sobre o seu projeto de análise de ciclo de vida da energia fotovoltaica, o que permitiu a consolidação de conhecimentos e partilha de informação.

À equipa da Agenda Cascais 21, pelo excelente acolhimento e integração na equipa, e em especial ao meu orientador João Dinis, pela compreensão e disponibilidade demonstrada, que muito me ajudou na execução deste trabalho.

À minha mãe e ao meu pai, pelos valores transmitidos e por me terem permitido ter uma excelente vida académica. Sem eles, não teria chegado tão longe.

Às minhas irmãs, pela constante demonstração de apoio. Ao meu cunhado, pelos conselhos dados sobre o tema e ao meu sobrinho, que se tornou uma inspiração e motivação para continuar este trabalho.

A todos os meus amigos e às pessoas que tive o prazer de conhecer durante a minha vida académica, em especial ao GF.

Ao Ricardo, por fazer parte da minha vida. Pela compreensão, apoio e paciência nos momentos mais difíceis. Pela sua predisposição em ajudar a qualquer momento. Pela partilha de opiniões, ideias e sugestões. Pelas sessões de trabalho intermináveis. Obrigada.

Resumo

É impensável viver hoje em dia sem energia. Mas é possível fornecer energia através de fontes menos poluentes e exploradas de forma sustentável. As fontes convencionais estão associadas a problemas como as alterações climáticas e a limitação de recursos. Dentro das energias renováveis, a energia solar fotovoltaica começa a ser competitiva com outras fontes de energia elétrica, devido à sua rápida evolução. O objetivo desta dissertação é identificar o potencial da energia fotovoltaica, tendo em conta os obstáculos económicos e ambientais e identificar qual o caminho a seguir para que sejam ultrapassados.

Através da revisão económica, foi possível verificar que, ao longo dos últimos anos, a capacidade instalada global tem aumentado e os preços dos sistemas têm diminuído, mas isto não significa que a competitividade a nível global tenha sido atingida. O custo nivelado da eletricidade dos sistemas fotovoltaicos varia consoante a localização do sistema e segundo a literatura, atualmente, está entre os 0,72 €/kWh (China) e os 0,91 €/kWh (Japão). Em 2020, o LCOE de uma central fotovoltaica num local com valores elevados de radiação solar será inferior ao custo associado à maior parte das fontes convencionais.

Na vertente ambiental, analisou-se a poluição gerada por este tipo de energia, bem como o consumo de recursos, onde foram admitidos pressupostos para uma leitura mais fácil dos dados de estudos de análise de ciclo de vida. É indispensável o uso desta ferramenta para determinar o potencial fotovoltaico e a sua evolução sustentável. Em relação às matérias-primas, o silício é abundante, apesar de ter custos energéticos avultados, enquanto que outros materiais como o índio e o telúrio são escassos, sendo necessário fazer uma extração eficiente e otimizada. A literatura refere que o CdTe é das tecnologias fotovoltaicas que apresenta menos impactos, usa menos energia e, apesar de ser constituída por um metal pesado, as suas emissões são referidas como residuais.

Relativamente a Portugal, apesar de ser um país com potencial, o investimento em sistemas fotovoltaicos, sobretudo residenciais, ainda não é vantajoso. Acontece atualmente uma situação caricata, na qual os sistemas sob regime geral são mais benéficos para o investidor que o sistemas com regime bonificado. O regime geral é mais rentável, se se considera uma tarifa de 0,140 €/kWh. Se considerarmos que num sistema de auto-consumo se remunera a energia produzida e consumida, este classifica-se como o melhor regime para se investir.

Palavras-chave: energia; fotovoltaico; renováveis; LCOE; análise ciclo de vida

Abstract

It is impossible to live without power today. But it is possible to provide energy through cleaner sources in a sustainability way. Conventional sources are associated to problems such as climate change and limited resources. Within the renewable energy, solar photovoltaic energy starts to be competitive with other electricity sources, due to its rapid evolution. The goal of this dissertation is identify the potential of photovoltaics, taking into account economic and environmental obstacles and identify which is the way to exceed them.

In the economic review, it was found that, over the past few years, the global installed capacity has increased and prices systems have decreased despite that doesn't mean competitiveness has been achieved. The levelized cost of electricity vary depending on the location of the system and, currently, it is between 0.72 €/kWh (China) and 0.91 €/kWh (Japan). In 2020, levelized cost of electricity for photovoltaic plants with a lot of radiation it will be lower than most of conventional sources.

In the environmental review, it was analyzed the pollution generated and resource consumption, taking into account assumptions to analyse recent life cycle assessments. It is essential to use this tool to determine the potential and its sustainable development. Regarding raw materials, silicon is abundant, despite having substantial energy costs, while other materials such as indium and tellurium are scarce, where is necessary an efficient and optimized extraction. The literature indicates that CdTe is the technology that has less environmental impacts and less energy use. Even if it is composed by a heavy metal, it is assumed that emissions are low.

In Portugal, a country with solar potential, the investment in photovoltaic systems, mainly at residential level, is not advantageous. It happens that systems under microproduction general schemes (0.140 €/kWh) are most beneficial than the subsidized schemes. Under a self-consumption scheme, if energy produced and energy consumed was paid, this would be the best scheme to invest.

Keywords: energy; photovoltaic; renewables; LCOE; life cycle assessment

Índice de matérias

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Enquadramento.....	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estrutura da tese	2
2. REVISÃO DE LITERATURA	3
2.1. Energia fotovoltaica: aspetos gerais	3
2.2. Tecnologias fotovoltaicas	6
2.2.1. Primeira Geração.....	6
2.2.2. Segunda Geração.....	7
2.2.3. Terceira Geração	8
2.3. Eficiência de conversão.....	9
2.4. Ciclo de vida/cadeia de valor do sector PV	10
3. METODOLOGIA	13
3.1. Abordagem geral	13
4. REVISÃO ECONÓMICA DA ENERGIA ELÉTRICA PV	15
4.1. O fotovoltaico no contexto do mercado	15
4.2. Evolução da indústria PV	16
4.3. Evolução da capacidade instalada	18
4.4. Evolução da produção de eletricidade PV	21
4.5. Previsões.....	22
4.6. Custos/Preços PV	24
4.7. Custo nivelado de eletricidade (<i>Levelized cost of electricity</i> - LCOE).....	29
4.8. Vertente geo-estratégica	33
5. REVISÃO DAS POLÍTICAS DE APOIO	37
5.1. Evolução das políticas de apoio	37
5.2. Tarifa feed-in (FiT)	38
5.3. Auto-consumo	38

5.4.	Net metering.....	39
5.5.	Outros apoios.....	40
6.	REVISÃO AMBIENTAL DA ENERGIA FOTOVOLTAICA	41
6.1.	Disponibilidade dos recursos.....	41
6.1.1.	Silício.....	41
6.1.2.	Índio	42
6.1.3.	Telúrio	43
6.2.	Análise ciclo de vida	43
6.2.1.	Energia primária consumida.....	46
6.2.2.	Energy payback time (EPBT).....	47
6.2.3.	Emissões de GEE	49
6.2.4.	Emissões de metais pesados	51
6.2.5.	Uso do solo e pegada da água.....	53
6.3.	Resíduos e reciclagem	53
6.4.	Eficiência energética	55
7.	REVISÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS E DA ENERGIA PV EM PORTUGAL.....	56
7.1.	Conceitos gerais	56
7.2.	Tecnologia, I&D e capacidade instalada	59
7.3.	Revisão de políticas.....	61
7.3.1.	Microgeração.....	63
7.3.2.	Minigeração.....	65
8.	ANÁLISE TÉCNICA E ECONÓMICA DA ENERGIA PV EM PORTUGAL	67
8.1.	Caso de estudo I	67
8.2.	Caso de estudo II	68
9.	CONCLUSÃO.....	75
10.	BIBLIOGRAFIA.....	79

Índice de Figuras

Figura 1 - Esquema da metodologia da dissertação	13
Figura 2 – Capacidade instalada e desativada, na Europa em 2012	15
Figura 3 - Percentagem de produção de quatro tecnologias PV, entre 1980 e 2011	17
Figura 4 - Capacidade de produção das tecnologias, excluindo o silício de 2009 até 2017.....	17
Figura 5 - Segmentos do mercado PV, na Europa em 2012 (%).....	18
Figura 6 - Evolução da capacidade instalada PV acumulada por regiões, entre 2000 e 2012.....	20
Figura 7 - Evolução da capacidade instalada PV anual, entre 2000 e 2012	20
Figura 8 – Capacidade instalada PV, fora da Europa, em 2012, em MW	20
Figura 9 - Três cenários para a Europa, em 2020 e 2030, em termos de capacidade instalada acumulada e de quota parte de eletricidade PV no sistema energético europeu	22
Figura 10 - Capacidade de produção vs. Capacidade instalada, por ano, desde 2009 até 2017.....	23
Figura 11 - Capacidade de produção de vários tipos de módulos, entre 2009 e 2017.....	23
Figura 12 - Evolução do preço da prata e do silício (1990 – 2011)	25
Figura 13 - Evolução dos preços de painéis chineses (site ENFSolar) em 2012 e 2013.....	26
Figura 14 - Preço por watt-pico, em euros e dolares.....	26
Figura 15 - Cenário para evolução de preços dos sistemas PV (€/W)	27
Figura 16 - LCOE (€/kWh) em 2010, 2020 e 2030, segundo as horas de operação	30
Figura 17 – LCOE entre 2009 e 2013, para três diferentes tipos de tecnologia	31
Figura 18 - Valores de LCOE em vários países do mundo	31
Figura 19- LCOE em três segmentos para diferentes valores de radiação solar anual.....	32
Figura 20 – Estimativas de valores de LCOE de diferentes fontes de energia elétrica, em 2020	32
Figura 21- Mercado PV versus produção PV, por região, entre 2000 e 2012.....	34
Figura 22 - Capacidade e produção de <i>polysilicon</i> , em 2012	34
Figura 23 – Capacidade e produção de wafers, em 2012	34
Figura 24 – Capacidade e produção de células de silício cristalino, em 2012	35
Figura 25 – Capacidade e produção de módulos de película fina, em 2012	35
Figura 26 - Quotas dos apoios nos países do IEA-PVPS, em 2012	40
Figura 27 - Evolução da espessura do wafer e uso de silício entre 1990 e 2012 nas tecnologias de silício cristalino	42
Figura 28 - Energia primária nos principais processos de produção de silício policristalino	46
Figura 29 - Energia primária necessária para o ciclo de vida de cinco diferentes tecnologias	47
Figura 30 – Valores de EPBT para todas as tecnologias PV, com diferentes eficiências	47
Figura 31 - Valores EPBT para diversas tecnologias PV	48
Figura 32 - Variações e médias do EPBT, de vários estudos ACV.....	48

Figura 33 - Emissão de GEE nos principais processos de produção, de silício policristalino	49
Figura 34 - Emissão de GEE de diferentes tecnologias	50
Figura 35 - Emissões de CO2 equivalente para várias tecnologias	50
Figura 36 - Emissões de SOx de quatro diferentes tecnologias PV	51
Figura 37 - Emissões de NOx para quatro tecnologias PV	51
Figura 38 - Emissões de cádmio em várias fontes de energia elétrica	52
Figura 39 – Emissões de cinco metais pesados em diferentes tecnologias PV	52
Figura 40 - Produção PV ao longo das 24 horas diárias e esquema do <i>peak shaving</i>	55
Figura 41 – Produção de eletricidade, em TWh, por fonte em Portugal Continental, em 2013	58
Figura 42 - Quotas das diferentes fontes de eletricidade, dividido por energias renováveis, energia fóssil e saldo importador	58
Figura 43 - Produção de eletricidade em Portugal Continental por fonte, em Janeiro de 2014	58

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Fundos I&D (dólares) em 2012, em vários países do mundo.....	5
Tabela 2 - Eficiências das tecnologias de primeira e segunda geração, em 2010 e 2013	9
Tabela 3 - Metas para as eficiências do silício cristalino até 2050	9
Tabela 4 - Metas para as eficiências de filme fino até 2050.....	9
Tabela 5 – Influência entre variáveis climáticas na eficiência da célula.....	10
Tabela 6 - Capacidade instalada anual e acumulada, ligada à rede, em 2011 e 2012.	19
Tabela 7 - Os apoios em alguns países da Europa, incluindo Portugal, no ano 2012	37
Tabela 8 - Informação recolhida de cinco estudos ACV, segundo pressuposto e indicadores.....	45
Tabela 9 - Projectos I&D em Portugal, 2012	59
Tabela 10 - Empresas produtoras de tecnologias PV em Portugal, em 2012.....	60
Tabela 11 – Capacidade instalada de fontes renováveis (MW) entre 2005 e 2013, em Portugal.....	60
Tabela 12 - Eletricidade produzida por fontes renováveis (GWh) entre 2005 e 2013, em Portugal	61
Tabela 13 - Tarifas de referência (incluindo PV) dos anos 2013 e 2014, para micro e minigeração....	62
Tabela 14 - Pressupostos, resultados e principais conclusões dos dois casos de estudo	69
Tabela 15 – Análise dos paineis, investimento, remuneração e período de retorno (3,68 kW)	70
Tabela 16 – Análise dos paineis, investimento, remuneração e período de retorno (5,75 kW)	71
Tabela 17 – Cálculos para determinação do VAL, B/C em regime bonificado	72
Tabela 18 – Cálculos para determinação do VAL, B/C em Regime geral	73
Tabela 19 - Cálculos para determinação do VAL, B/C em Auto-consumo	74

Abreviaturas

A-Si – Silício Amorfo

AC – Corrente alterna

ACV – Análise Ciclo de vida

APAC – Países asiáticos e do Pacífico

APESF – Associação portuguesa de empresas do sector fotovoltaico

APISOLAR – Associação Portuguesa da Indústria Solar

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis

B/C – Rácio Benefício/Custo

BIPV – Building Integrated Photovoltaics (Integração fotovoltaica em edifícios)

BOS – *Balance of system*

CdS – Sulfureto de cádmio

CdTe – Telureto de Cádmio

CE – Comissão Europeia

CERTIEL – Associação de Certificação de Instalações Elétricas

CIGS – Cobre-Índio-Gálio-Selénio

CIS – Cobre-Índio-Selénio

CO₂ – Dióxido de carbono

CPV – Concentradores fotovoltaicos

DC – Corrente Direta ou Contínua

DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia

DS – *Dye sensitized* (células solares sensibilizadas por corante)

EDP – Energias de Portugal

EPBT – *Energy Payback Time* (Tempo de retorno energético)

EPIA – *European Photovoltaic Industry Association*

EROI – Energy Return on Investment

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

e-Si – Silício eletrónico

FER – Fontes de Energias Renováveis

FiT – Tarifa *feed in*

GaAs – Arsenito de gálio

GEE – Gases de efeito de estufa

GM – *Ground-mounted* (montado no solo)

HCPV – *High Concentrating Photovoltaics*

I&D – Investigação e Desenvolvimento

IEA – *International Energy Agency*

IEA-PVPS – *International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme*
IR – Taxa de rendibilidade
IVA – Imposto sobre o valor acrescentado
LCOE – *Levelized cost of electricity*
LCPV - *Low Concentrating Photovoltaics*
MARL – Mercado Abastecedor da Região de Lisboa
MCPV - *Medium Concentrating Photovoltaics*
Mg-Si – Silício metalúrgico
Mono-Si – Silício monocristalino
Multi-Si – Silício policristalino
NO_x – Óxidos e dióxidos de azoto
OPV – Células fotovoltaicas orgânicas
PCM – *Potential Carbon Mitigation*
PME – Pequenas e médias empresas
PNAEE – Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
Poli-Si – Silício Policristalino
PR – Período de retorno
PRE – Produção em regime especial
PRO – Produção em regime ordinário
PV - Fotovoltaico
REN – Redes Energéticas Nacionais
Ribbon-Si - Silício *string ribbon*
RND – Rede Nacional de Distribuição
RT - *Rooftop*
SoG-Si – Silício *solar grade*
SO_x – Óxidos e dióxidos de enxofre
STC - *Standard Test Conditions*
t – taxa de actualização
TCO - Camada Condutora Transparente
TD – Taxa de desempenho
VAL - Valor Atual Líquido
WEEE - *Waste Electrical and Electronic Equipment*

1. INTRODUÇÃO

1.1. Enquadramento

Com o crescimento da população mundial, prevê-se que as necessidades energéticas aumentem ao longo do tempo. É impensável viver hoje em dia sem energia. Mas é possível fornecer energia através de fontes menos poluentes e exploradas de forma sustentável.

As fontes de energia mais utilizadas continuam a ser os combustíveis fósseis, recursos naturais limitados e os principais responsáveis pela emissão de gases de efeito de estufa (GEE). Estas emissões são o principal fator antropogénico das alterações climáticas, cujos impactos são já visíveis atualmente.

O uso de fontes renováveis é parte da solução para o combate às alterações climáticas e pode ser considerada como uma das soluções para a crise energética e económica. Com a aplicação destas fontes passam a existir novos postos de trabalhos (os chamados empregos verdes), a dependência energética diminui e o mix energético é mais diversificado, o que contribui diretamente para uma melhoria na eficiência energética (IEA, 2012).

Os níveis de consumo de eletricidade a nível global são muito díspares: nos países mais desenvolvidos, as necessidades de energia elétrica aumentam de ano para ano, enquanto cerca de mil milhões de pessoas ainda não têm acesso a eletricidade (Archambault, 2012).

A energia solar fotovoltaica (PV) tem-se destacado pelas numerosas vantagens que apresenta e pelo sucesso que tem alcançado na última década, em todo o mundo, sendo uma fonte de energia elétrica. Os custos associados ao ciclo de vida da energia PV são ainda um obstáculo ao desenvolvimento desta forma de energia. Mas existem tendências que comprovam que, a médio-prazo, pode ser viável que as necessidades energéticas mundiais sejam fornecidas por uma fracção maior de energia solar fotovoltaica. Segundo estudos realizados pela Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica (EPIA) e a Agência Internacional de Energia (IEA), as necessidades de consumo de eletricidade da Europa podem ser alcançadas se 0,35% do território europeu (que corresponde à área total da Holanda, 42 km²) for coberto por tecnologias fotovoltaicas (EPIA e Greenpeace, 2011).

1.2. Objetivos

O objetivo principal desta dissertação é identificar o potencial da energia fotovoltaica, tendo em conta os obstáculos económicos e ambientais e qual o caminho a seguir para que sejam ultrapassados. Serão realizadas dois tipos de análise: económica e ambiental.

1.3. Estrutura da tese

A presente dissertação divide-se em dez capítulos que serão descritos na lista seguinte:

Capítulo 1 – Enquadramento, objetivos e estrutura da presente dissertação.

Capítulo 2 – Revisão de literatura.

Capítulo 3 – Metodologia de trabalho para a realização da dissertação.

Capítulo 4 – Revisão económica, com análise à indústria PV, capacidade instalada e eletricidade produzida; análise dos custos totais associados à energia PV.

Capítulo 5 – Revisão das políticas de apoio.

Capítulo 6 – Revisão Ambiental, através da análise da disponibilidade dos recursos, revisão de estudos de Análise Ciclo de Vida (ACV), a reciclagem e a eficiência energética.

Capítulo 7 – Revisão da energia PV em Portugal: conceitos gerais, revisão do sistema elétrico, revisão económica e política.

Capítulo 8 – Análise económica da energia PV em Portugal.

Capítulo 9 – Conclusões do presente trabalho e sugestões de trabalho futuro.

Capítulo 10 – Listagem das referências bibliográficas utilizadas na dissertação.

2. REVISÃO DE LITERATURA

2.1. Energia fotovoltaica: aspectos gerais

Nesta revisão de literatura serão abordados os conceitos gerais associados a energia fotovoltaica (PV), bem como todo o estado-de-arte das tecnologias e ciclo de vida da energia PV.

Desde a antiguidade que a energia solar é promissora e utilizada pelo Homem, que aproveita a luz radiante e o calor do Sol através de tecnologias que foram evoluindo ao longo do tempo (Singh, 2013). A energia solar é o tipo de energia mais abundante no nosso planeta. Esta energia pode ser aproveitada de três formas distintas: como calor passivo, como energia solar térmica e, ainda, como energia fotovoltaica (EPIA, 2010). Os dispositivos principais da energia PV são as células fotovoltaicas, compostas por materiais semicondutores que convertem a energia dos fótons da radiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. De todos os fótons que incidem no material semicondutor, apenas os fótons com energia suficiente é que dão origem a corrente elétrica. O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 por Edmond Becquerel. (Mekhilef, et al., 2012) No entanto foi Albert Einstein quem descobriu a lei do efeito fotovoltaico, em 1905 (Vallêra, 2006).

Uma célula fotovoltaica é formada por uma junção semicondutora que consiste na criação de duas camadas: a camada tipo p e a camada tipo n, onde existe um excesso de carga positiva e um excesso de carga negativa, respetivamente. No caso do silício, a sua junção p-n é criada através do processo de dopagem, que consiste na introdução de impurezas para alterar as propriedades elétricas do silício. O dopante usado para criar a camada do tipo p é normalmente o boro e para criar a camada tipo n é o fósforo (Cardoso, 2008). No caso do telureto de cádmio (CdTe), a sua junção p-n consiste numa camada de CdTe (camada p) e numa camada de sulfureto de cádmio (CdS) (camada n) (Martins, et al., 2013). Uma célula típica tem área quadrada e produz potências elétricas da ordem de 1,5 watt-pico (W_p), que corresponde a uma tensão de 0,5 volts (V) e a uma corrente de 3 amperes (A). Ou seja, em condições padrão, a célula solar é capaz de produzir 1,5 Wh (Castro, 2008). O material semicondutor mais comum para a sua constituição é o silício (IEA, 2010).

As células podem ligar-se entre si, em série e/ou paralelo, para formar módulos que atingem potências superiores às células (IEA, 2010). O sistema fotovoltaico é composto por módulos e um conjunto de componentes designados por *balance of system* (BOS) (Proença, 2007). Estes componentes normalmente englobam inversores, baterias e outros componentes elétricos.

Os inversores são os responsáveis pela conversão da corrente contínua (DC), produzida pela célula solar para corrente alterna (AC), necessária para a integração na rede e para uso nos equipamentos elétricos. Existem perdas associadas a esta conversão (IEA, 2010). A bateria é dos elementos mais importantes do BOS. As baterias mais usadas são as de chumbo ácido, mas no entanto existem novos tipos de baterias, exclusivas para as propriedades dos sistemas PV. O tempo de vida dessas novas

baterias é de 15 anos. Aqui é armazenada a energia produzida em excesso para ser consumida mais tarde, quando o painel fotovoltaico não produz energia. É considerado dos constituintes do sistema mais caros e este custo é responsável pelo crescimento lento do mercado dos sistemas fotovoltaicos isolados, para residências. Os controladores de carga permitem que não ocorram sobrecargas ou descargas totais na bateria e pode fornecer informação sobre o estado do sistema.

Quando os sistemas fotovoltaicos não estão ligados à rede (*off-grid*) é normalmente necessário armazenar a eletricidade produzida que não é imediatamente consumida. Quando os sistemas fotovoltaicos estão ligados à rede (*on-grid*) é preciso ligá-los a um posto transformador. Dentro do *off-grid*, o sistema pode ser doméstico (se servir eletricidade a casa isoladas da rede, para iluminação e refrigeração) ou não doméstico (aplicações como sistemas de bombeamento de água, sinais de trânsito, parquímetros, entre outras). No *on-grid*, o sistema ou distribui eletricidade por residências, casas, escritórios ou é centralizado na produção em larga escala (centrais fotovoltaicas) (Proença, 2007).

Na altura da montagem de sistemas PV é necessário ter dois factores importantes em conta: o ângulo de inclinação do painel e respectiva orientação e sombreamento. Os painéis solares são sempre montados com um determinado ângulo com a horizontal e normalmente coincide com a latitude do local onde é instalado. A orientação deve ser a sul, no hemisfério norte e a norte no hemisfério sul. Durante a escolha do local, devem ser realizados estudos de sombreamento, para evitar que este factor diminua a produtividade do painel (Martins, et al., 2013).

Existem vantagens no uso da energia PV enquanto fonte de energia elétrica, bem como limitações e obstáculos ainda por ultrapassar. A natureza modular dos sistemas fotovoltaicos permite a junção de várias células ou módulos com o intuito de alterar os níveis de corrente, voltagem e potência para níveis superiores de produção. Esta natureza permite que exista também uma melhor integração desta energia nos edifícios, nas fachadas ou nos telhados. Os painéis podem substituir outros materiais caros, como vidro ou mármore (Proença, 2007). Mais de 70% das instalações PV estão nos edifícios que são considerados os principais consumidores de energia nas grandes cidades (IEA, 2013).

O novo paradigma de produtor-consumidor é também considerada uma vantagem deste tipo de energia. O produtor de energia pode, ao mesmo tempo, ser consumidor de energia e, assim, contribuir para a descentralização do sistema energético. A forma descentralizada tem como principal vantagem a diminuição das perdas na rede. Esta energia é capaz de chegar a locais isolados e é possível de se adaptar à rede. Em certos locais remotos, como alguns países em desenvolvimento ou ilhas, é mais viável instalar uma tecnologia fotovoltaica do que outra energia convencional, devido aos elevados custos da rede (Singh, 2013) (IEA, 2011). O tempo de vida do equipamento está referido na literatura entre os 25 e os 30 anos e os inversores entre 5 a 10 anos. Os equipamentos requerem de pouca manutenção. No entanto, é necessário ter em conta a degradação ao longo do tempo. Este tipo de tecnologia dispõe de recursos abundantes como a radiação solar (apesar de apresentar variações diárias, sazonais e climáticas) e o silício, segundo elemento químico mais abundante na crosta

terrestre. Em média, cada metro quadrado na Terra recebe luz solar suficiente para gerar 1700 kWh de energia elétrica fotovoltaica, anualmente, usando a tecnologia corrente (EPIA e Greenpeace, 2011). Em termos ambientais, é responsável por zero emissões durante a operação, com ausência de ruído (Castro, 2008).

Apesar de todas estas vantagens, existem de facto obstáculos que não permitem que esta energia seja competitiva com outras fontes energéticas. A eficiência dos painéis ainda é baixa, devido a ineficiente absorção do espectro da radiação incidente. Ou seja, da radiação que incide no painel, só uma pequena parte é que é passível de ser convertida a energia elétrica. Esta energia depende muito das condições climáticas, e por isso é uma energia incerta em termos de produção. Os custos de produção elevados são uma das desvantagens. O custo dos sistemas de armazenamento da energia também contribuem para o elevado custo associado aos sistemas de energia fotovoltaica.

A crise energética dos anos 70 foi uma grande contribuição para que a Investigação e Desenvolvimento (I&D) das tecnologias PV avançasse em força (Razykov, 2011). É visível um aumento nos fundos de I&D dos países onde o fotovoltaico está emergente, como a Holanda e o Japão e uma grande aposta em França e Estados Unidos da América, sendo o último, o país onde mais se investiga e desenvolve novos conceitos (tabela 1).

Tabela 1 – Fundos I&D (dólares) em 2012, em vários países do mundo (IEA, 2013)

	I&D em USD	Aumento/2011
Áustria	11,7 M (2011)	N/A
Austrália	26,9 M	-14%
Dinamarca	4,32 M	-8%
Canadá	12 M	21%
China	79 M	N/A
França	128 M (3-5 anos)	15%
Alemanha	66 M	N/A
Itália	7,4 M	-8%
Japão	130 M	28%
Coreia	118 M	26%
Holanda	35 M	40%
Noruega	14 M	N/A
Suécia	11,3 M	20%
EUA	262 M	Estável

2.2. Tecnologias fotovoltaicas

2.2.1. Primeira Geração

Esta geração caracteriza-se por tecnologias com células compostas por silício cristalino, de junção única (Bagnall, et al., 2008). Este tipo de tecnologia possui uma eficiência de conversão alta. A principal desvantagem é o elevado custo de purificação do silício (Grau, et al., 2012). A primeira geração de tecnologias é a mais comercializada actualmente correspondendo a 85-90% do mercado global anual e a tendência é para que corresponda entre 50% a 60% do mercado até 2020 (IEA, 2010).

Os grandes desafios das tecnologias de primeira geração são o aumento da eficiência e eficácia através da redução de materiais, uma melhor concepção das células e a autonomia na produção (IEA, 2010). Esta geração tem uma indústria consolidada, o material é abundante (areia ou quartzo), não é tóxico nem poluente e consiste numa tecnologia simples e madura. A eficiência é alta relativamente à segunda geração (Martins, et al., 2013).

As tecnologias de primeira geração integram: o silício monocristalino, policristalino e o tipo *string ribbon*. A diferença entre o silício monocristalino e o silício policristalino é a estrutura dos cristais: no primeiro tipo a estrutura tem de estar ordenada perfeitamente, enquanto no segundo tipo os cristais estão desordenados (EPIA e Greenpeace, 2011). O silício monocristalino apresenta eficiências comerciais entre os 16 a 24%. O silício policristalino apresenta eficiências mais baixas: 14 a 17% (IEA, 2013). O silício policristalino apresenta custos de produção mais baixos comparativamente ao silício monocristalino (Cardoso, 2008) (Perez-Higueras, et al., 2011) O processo de produção é semelhante, a única diferença ocorre no corte dos *wafers*. O silício do tipo *string ribbon*, com uma eficiência de cerca de 18%, caracteriza-se pelo diferente crescimento dos lingotes, sendo utilizado um laser para os cortes verticais dos *wafers*. Esta técnica permite que os custos diminuam devido à utilização eficiente da matéria-prima e não é necessário serrar e posterior ataque químico (EPIA e Greenpeace, 2011).

2.2.2. Segunda Geração

A segunda geração engloba as tecnologias de película fina (*thin films*) e o seu principal objetivo é promover a remoção de material que não é necessário, ou seja, reduzir o consumo de silício e apostar noutras matérias-primas quase tão eficientes (Bagnall, et al., 2008). As eficiências são mais baixas comparativamente com as tecnologias de primeira geração, mas o custo de produção é inferior (Cardoso, 2008).

Estas tecnologias consistem na deposição de uma camada ultra fina de material fotosensível em substratos de baixo custo (vidro, aço inoxidável, plástico) (EPIA e Greenpeace, 2011). Por ser mais leve, integra-se bem nas fachadas e telhados de edifícios (Proença, 2007). As tecnologias de 2ª geração englobam três tipos: o silício amorfo (A-Si), o telureto de cádmio (CdTe) e Cobre-Índio-Selénio (CIS) e Cobre-Índio-Gálio-Selénio (CIGS) (IEA, 2010).

O silício amorfo foi o primeiro tipo de película fina a ser produzido. Este tipo de silício não tem estrutura cristalina apresentando defeitos estruturais, sendo por isso feita uma hidrogenação para minimizá-los. É uma tecnologia que absorve a radiação de forma mais eficiente que as estruturas de silício cristalino, sendo capaz de absorver 40 vezes mais luz (Tyagi, et al., 2013). Também suporta melhor as condições meteorológicas adversas e funciona com radiação difusa. A eficiência comercial ronda os 7%, enquanto a laboratorial já alcançou os 13% (IEA, 2013) (Castro, 2008). Para pequenas aplicações (calculadoras e relógios solares, por exemplo), a tecnologia mais usada é esta, por ter associados custos baixos, mais baixos que os custos do silício policristalino (EPIA e Greenpeace, 2011).

O telureto de cádmio (CdTe) é um semicondutor, que resulta da combinação do cádmio com o telúrio. A First Solar, companhia norte americana, é pioneira na produção desta tecnologia. É a tecnologia de película fina mais barata (devido aos poucos gastos energéticos), com melhor resposta à radiação solar e menos perdas devido a mudanças de temperatura. As eficiências podem chegar aos 12% (FirstSolar, 2013).

As células de CIS (Cobre-Índio-Selénio) e CIGS (Cobre-Índio-Gálio-Selénio) são outros dois tipos de semicondutores de película fina. A última é a tecnologia com maior eficiência dentro da segunda geração, tendo sido alcançado em laboratório eficiências de 20%. Contudo, o processo de produção deste tipo de células é bastante complexo, onde se refletem custos mais elevados. Os principais obstáculos para o crescimento da quota de mercado deste tipo de tecnologia debruçam-se sobre a disponibilidade de certos recursos e nos problemas ambientais associados à toxicidade dos elementos. A eficiência comercial do CIS/CIGS varia entre os 12-14% (IEA, 2013).

2.2.3. Terceira Geração

O objetivo das tecnologias de terceira geração é alcançar grandes eficiências para os mesmos custos de produção que a primeira e segunda geração. Ou seja, esta última geração engloba todas as tecnologias que usem novos materiais, um diferente desenho da célula e/ou a combinação entre tecnologias de primeira e segunda geração (Cardoso, 2008).

São várias as tecnologias consideradas nesta geração, podendo considerar-se como um indicador de que se aposta na investigação e no desenvolvimento da energia fotovoltaica. Podem existir células híbridas, que resultam da combinação entre silício cristalino e filme fino; tecnologias com múltiplas junções de células, com o objetivo de utilizar todo o espectro solar; tecnologias de película fina inorgânica, entre outras tecnologias que ainda estão em desenvolvimento e não são predominantes no mercado, mas é possível que venham a ter um papel importante no futuro. O futuro passa por um novo paradigma de construção sustentável com a produção de tintas fotovoltaicas, telhas fotovoltaicas, vidros fotovoltaicos e azulejos, por exemplo (Leão, 2010).

As células orgânicas solares têm uma eficiência baixa (entre 4 e 5 %), mas são células muito flexíveis, onde podem existir células totalmente orgânicas (OPV) ou células híbridas *dye-sensitised* (DS). Em laboratório, as eficiências já chegaram a valores entre 8 e 12% (EPIA e Greenpeace, 2011).

O Arsenito de gálio (GaAs) é um semicondutor do tipo III-V que tem uma estrutura semelhante ao silício e usa normalmente um substrato de germânio. A sua eficiência é alta e a espessura é muito reduzida. Se se adicionar elementos como o alumínio, índio, fósforo e antimónio, para criar multi-junções, a eficiência aumenta significativamente. Os custos associados são elevados, mas por ser um material mais leve e eficiente, é usado em aplicações espaciais e em concentradores fotovoltaicos, os CPV. A eficiência de conversão laboratorial é de 40% ou mais. (Proença, 2007) (Tyagi, et al., 2013). Os CPV caracterizam-se pelo uso de dispositivos ópticos (lentes e espelhos) que concentram a luz recebida na superfície da célula fotovoltaica, usando apenas a radiação direta. As células que recebem essa luz são normalmente a base de silício (eficiências entre 20 a 25%) ou compostos III-V (GaAs) (eficiências entre 25 a 30%). As lentes precisam de estar sempre orientadas para a luz, sendo por isso instalado um sistema *tracking*. Existem três tipos diferentes de CPV, consoante a taxa de concentração de radiação solar incidente na célula. Esta taxa indica o número de vezes que a luz solar está concentrada nas lentes, designado por suns. Existe o LCPV (pouca concentração com um factor entre 1 e 40 suns), o MCPV (média concentração com factor de 40 a 300 suns) e o HCPV (factor de concentração entre os 300 e 2000 suns). O HCPV é o mais investigado, com mais potência instalada e com melhor perspectivas de redução de custos. A curto-prazo pode vir a ter maiores eficiências e, conseqüentemente, mais produção de energia elétrica (Perez-Higueras, et al., 2011).

2.3. Eficiência de conversão

A eficiência de conversão é a razão entre a energia elétrica produzida e a energia solar incidente, numa determinada unidade de tempo. Uma experiência que decorreu em Itália, com nove diferentes tecnologias PV, mostra-nos a tendência de eficiência e energia produzida de cada tecnologia, em laboratório. É importante diferenciar a eficiência de laboratório com a eficiência comercial. A eficiência de laboratório ou nominal é determinada segundo condições padrão (25° C, 1000 W/m² e massa do ar 1,5), enquanto a eficiência comercial/real está sempre sujeita às condições do climáticas em tempo real (Carullo, et al., 2011).

No *roadmap* da energia PV da IEA, de 2010, podemos encontrar a previsão para as eficiências das tecnologias mais comercializadas dentro dos próximos anos. É já visível a evolução das eficiências entre 2010 e 2012 (tabela 2). Nas tabelas 3 e 4 apresentam-se as metas para as eficiências da tecnologias cristalinas e de película fina para 2020 e 2050.

Tabela 2 - Eficiências das tecnologias de primeira e segunda geração, em 2010 e 2013. Adaptado de IEA, 2010 e IEA, 2013

Sistemas com base em <i>wafers</i> de silício cristalino		Sistemas de película fina (" <i>Thin films</i> ")		
Silício monocristalino	Silício policristalino	Silício amorfo	CdTe	CIS/CIGS
14-20% (2010)	13-15% (2010)	6-9% (2010)	9-11% (2010)	10-12% (2010)
16-24% (2013)	14-17% (2013)	7-13% (2013)	12% (2013)	12-14% (2013)

Tabela 3 - Metas para as eficiências do silício cristalino até 2050 (IEA, 2010)

Tecnologias de silício cristalino	2010-2015	2015-2020	2020-2030/2050
Metas para eficiências	Monocristalino: 21%	Monocristalino: 23%	Monocristalino: 25%
	Policristalino: 17%	Policristalino: 19%	Policristalino: 21%

Tabela 4 - Metas para as eficiências de filme fino até 2050 (IEA, 2010)

Tecnologias de película fina	2010-2015	2015-2020	2020-2030
Metas para eficiência	Silício amorfo: 10%	Silício amorfo: 12%	Silício amorfo: 15%
	CIGS: 14%	CIGS: 15%	CIGS: 18%
	CdTe: 12%	CdTe: 14%	CdTe: 15%

Os factores que influenciam a eficiência são: a temperatura, exposição solar, poeiras, humidade, velocidade do vento, entre outras variáveis climáticas. É necessária uma manutenção

constante, para manter a célula a baixas temperaturas e eliminar as partículas na superfície da célula. O equipamento passa por processos específicos como a texturização, passivação e adição de materiais anti-reflexo, para ajudar a tornar a célula menos vulnerável a estes factores (Mekhilef, et al., 2012).

O aumento de temperatura da célula fotovoltaica provoca a diminuição de eficiência (Tyagi, et al., 2013). As partículas de vapor de água interferem no nível de irradiação disponível e a própria humidade que se acumula na superfície da célula também prejudica a eficiência. Em relação à velocidade do vento, quanto maior for, mais calor pode ser removido da superfície (Mekhilef, et al., 2012). As relações entre variáveis climáticas e a eficiência de conversão estão descritas na tabela 5.

Tabela 5 – Influência entre variáveis climáticas na eficiência da célula. Adaptado de Mekhilef, et al., 2012

Variável climática:	Poeira	Humidade	Velocidade do ar	Eficiência
Poeira	Mais poeira	Efeito insignificante	Efeito insignificante	Diminui
Humidade	Mais coagulação de poeira	-	Efeito insignificante	Diminui ocasionalmente
Velocidade do ar	Mais ou menos deposição de poeira	Diminui	-	Diminui/Aumenta

2.4. Ciclo de vida/cadeia de valor do sector PV

Nesta secção será descrito o ciclo de vida do sector PV, desde a extracção da matéria-prima, passando pela produção de módulos até à sua instalação, uso e deposição em aterro ou reciclagem. Para complementar esta informação será também referida a respectiva cadeia de valor, bem como as partes interessadas dentro do ciclo de vida fotovoltaico. Serão apenas tidas em conta as tecnologias de silício cristalino e o CdTe.

O ciclo de vida PV inicia-se com a extracção e produção do material necessário à produção das células. No caso de uma tecnologia de silício cristalino, a areia ou o quartzo são normalmente os materiais extraídos. No caso dos *thin films*, as matérias-primas são maioritariamente sub-produtos de minérios como o zinco e o cobre.

A areia reduz-se a quartzo e, por sua vez, o quartzo reduz-se a silício metalúrgico (mg-Si). Este tipo de silício já possui uma pureza de 98% mas não é suficiente para produzir células solares fotovoltaicas. Por isso, é convertido novamente num composto denominado *polysilicon* (“silício de grau puro”). O *polysilicon* é a matéria-prima comercializada para a produção de células. Através do processo Siemens, onde o silício é aquecido a altas temperaturas, cria-se *polysilicon* composto por silício eletrónico (e-Si); através do processo Siemens modificado, onde existe menor consumo de energia (porque são utilizadas temperaturas mais baixas) forma-se o silício *solar grade* (SoG-Si). De seguida, este tipo de silício é derretido e arrefecido para formar um bloco de silício, o chamado lingote. O corte do lingote dá origem a *wafers*. Os *wafers* de silício policristalino podem surgir

directamente desse bloco, enquanto os wafers de silício monocristalino só através do processo Czochnalski. Os wafers de silício *string ribbon* são obtidos através de uso de um laser onde não ocorre desperdício de matéria-prima. Nos outros tipos de corte, existe mais de 40% de desperdício.

Para formar a célula, o *wafer* passa por um banho químico para que a superfície fique perfeitamente lisa, eliminando os defeitos que foram adquiridos pelo corte. Cria-se a diferença de potencial da junção p-n, através do processo de dopagem. Esta junção deve estar entre a superfície e a parte inferior da célula. É ainda necessário metalizar a parte da frente e posterior do *wafer*, para os electrões serem recolhidos e é aplicado um revestimento anti-reflexo na parte da frente. Por fim, as características elétricas e a eficiência são verificadas. Para criar o sistema fotovoltaico, as células são conectadas em cadeia com contactos metálicos de alumínio ou prata, através de uma evaporação a vácuo. É através destes contactos que as células se interconectam. As células são embutidas em duas camadas de espuma vinílica acetinada para proteger dos elementos físicos durante a operação. Os elementos do BOS têm as suas próprias indústrias e são conectados ao painel nesta fase (EPIA e Greenpeace, 2011) (Stoppato, 2008) (Fthenakis, et al., 2011).

A produção de equipamentos, como o CdTe, acontece numa única instalação, ao contrário das tecnologias com base em silício onde existem várias empresas para as várias fases de produção, espalhadas pelo mundo. Depois da extracção da matéria-prima, dá-se a produção do substrato, que é tipicamente vidro mas também pode ser ferro flexível, plástico ou alumínio. Este substrato é revestido com uma camada condutora transparente (TCO) e posteriormente é depositado o material semiconductor (composto pela junção p-n de CdTe e CdS) segundo diferentes técnicas, dependendo de caso para caso. As deposições de vapor químico e físico são as mais comuns. São aplicados os contactos metálicos através de um laser de traçagem ou *screen-printing*. Por fim, o módulo é envolvido num polímero de vidro. Como a espessura deste tipo de célula é mais reduzida e alguns substratos são flexíveis, pode utilizar-se o processo *roll-to-roll* que consiste no enrolamento das células solares para facilitar a integração em edifícios. Este processo reduz o tempo e os custos de produção e obriga a necessidades mais reduzidas de transporte (EPIA e Greenpeace, 2011).

Depois dos equipamentos estarem prontos para serem comercializados, estes devem ser distribuídos aos comercializadores ou utilizadores finais. A instalação dos sistemas é o próximo passo. No caso de ser um sistema *on-grid*, basta que se conecte o sistema à rede e está pronto a ser utilizado. Ao longo do tempo de operação (no máximo, 30 anos), é necessário assegurar a manutenção dos painéis. Quando o equipamento chega ao fim-de-vida, é depositado em aterro ou reciclado.

3. METODOLOGIA

3.1. Abordagem geral

Para a execução deste trabalho, foi aplicada uma metodologia simples de revisão bibliográfica, com o intuito de consolidar conhecimentos, primeiro sobre os aspectos gerais da energia fotovoltaica e depois investigar os pormenores de diversas áreas. Foram procurados documentos e artigos científicos sobre o tema e depois de uma análise sintetizada aos primeiros documentos encontrados, foram estruturadas as tarefas a realizar para cumprir os objetivos. Os documentos analisados são relatórios oficiais de associações nacionais e internacionais associadas à energia PV, artigos científicos, notícias da área e vários *sites*, existindo a atenção de utilizar informação o mais atual possível (não existe nenhum documento com mais de dez anos). Foram recolhidos dados e afirmações relevantes sobre as várias áreas em estudo, referidas no esquema da figura 1.

Para complementar esta informação teórica, foi feita uma revisão a vários estudos ACV e uma análise técnica e económica, através de três casos de estudo pré-definidos. As metodologias aplicadas a estas duas análises são explicadas nos próprios capítulos para facilitar a interpretação e compreensão dos dados.

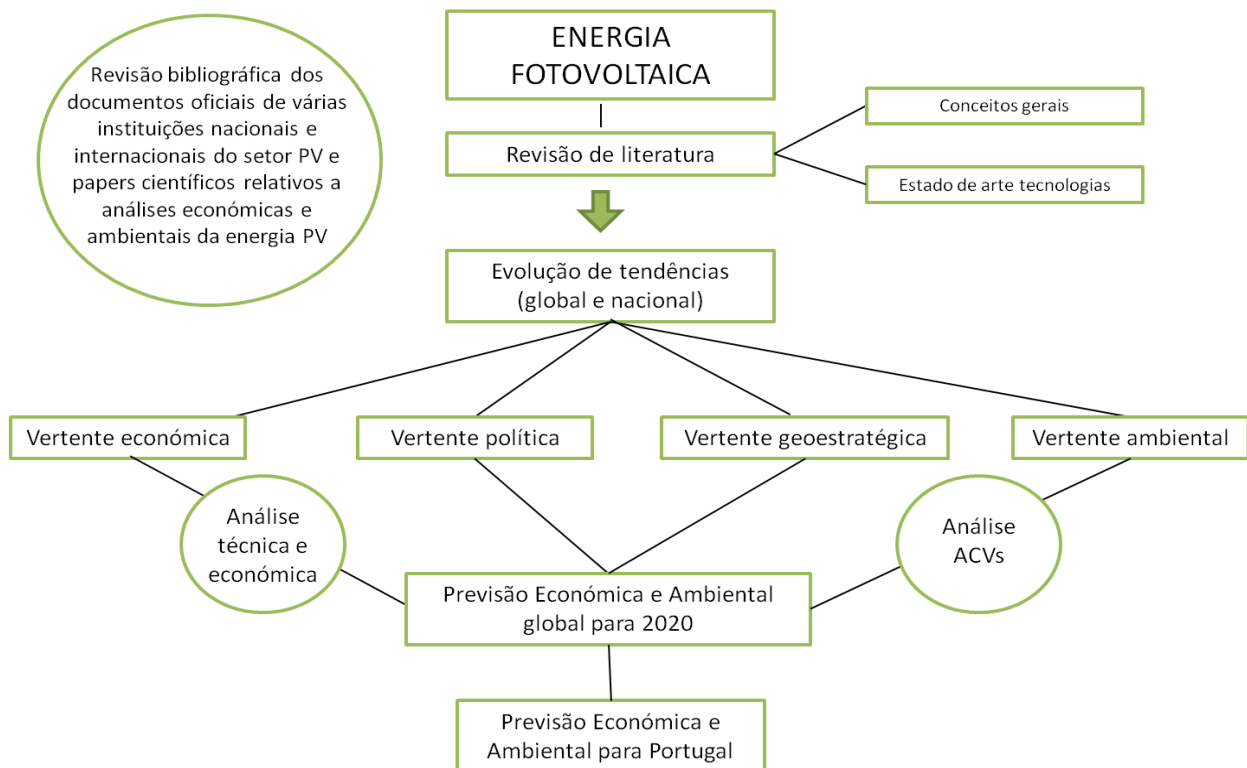


Figura 1 - Esquema da metodologia da dissertação

4. REVISÃO ECONÓMICA DA ENERGIA ELÉTRICA PV

4.1. O fotovoltaico no contexto do mercado

Os combustíveis fósseis corresponderam a 67% do consumo de energia, em 2012, e a previsão é que em 2030 contribuirão apenas com 40-45%, relativamente a valores globais (World Energy Council, 2013). As fontes de energia convencional foram as fontes mais descomissionadas e com menos capacidade nova instalada, no mesmo ano. As únicas fontes de eletricidade que viram a sua capacidade crescer foram as renováveis (eólica e PV) e o gás (EPIA, 2013). Isto significa que está prevista a continuação de uma integração alargada de energias renováveis na produção de energia, sobretudo da energia fotovoltaica (figura 2).

É importante compreender como é que a indústria, a capacidade instalada e a eletricidade PV produzida têm vindo a evoluir, bem como todos os custos associados para se perceber o caminho a seguir para atingir o potencial PV. A viabilidade económica das energias renováveis depende ainda de fatores como a localização geográfica, a tecnologia, os custos associados, os apoios públicos (em forma de incentivos ou isenções fiscais) e a legislação associada (World Energy Council, 2013). Para avaliar o crescimento sustentável do sector PV é necessário ter em conta três aspectos: o custo, a disponibilidade dos recursos e o impacto ambiental.

O ano 2012 foi um ano de transição para a evolução PV na Europa, onde o seu mercado decresceu pela primeira vez desde o início do século. O crescimento de mercados fora da Europa fez com que o desenvolvimento PV continuasse numa trajetória crescente (EPIA, 2013).

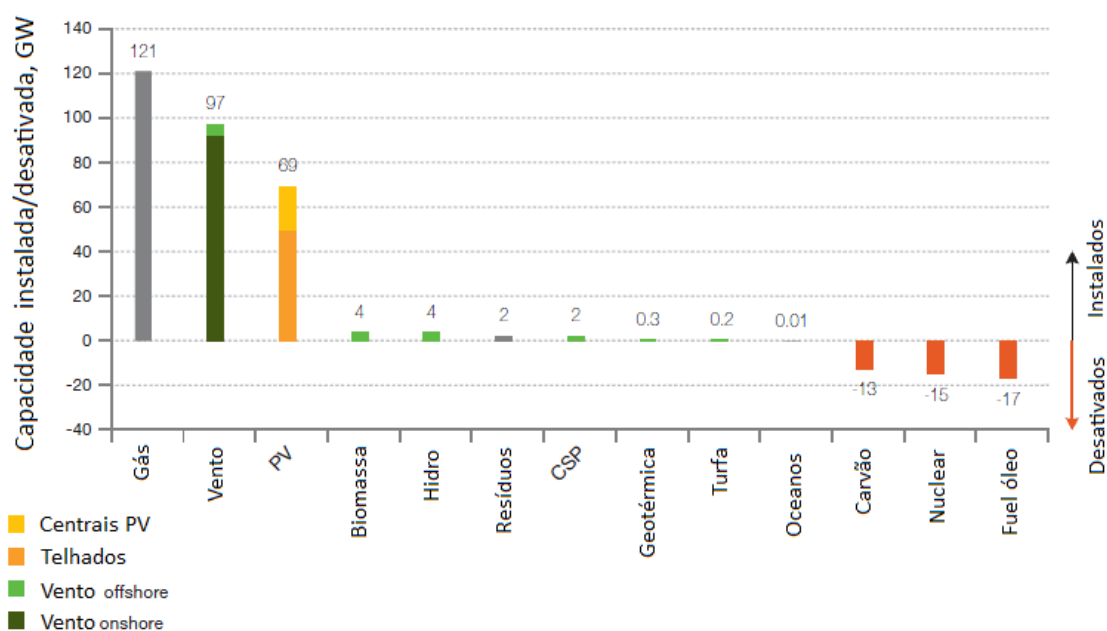


Figura 2 – Capacidade instalada e desativada, na Europa em 2012 (EPIA, 2013)

4.2. Evolução da indústria PV

Nesta secção, pretende-se apresentar a evolução dos valores de produção anuais das principais tecnologias, nas diferentes regiões do mundo. O silício domina o mercado. No caso das tecnologias de película fina, o silício amorfo, nas últimas três décadas, foi a tecnologia de segunda geração com a quota de mercado mais elevada. No entanto, o CdTe cresceu de 2%, em 2005 para 13%, em 2010 (EPIA e Greenpeace, 2011).

Em 2011, foram fabricados 3 GW_p de tecnologia de filme fino, 10 GW_p de silício policristalino, 9 GW_p de silício monocristalino e 0,120 GW_p de silício ribbon, a nível mundial, contabilizando cerca de 23 GW no total (Fraunhofer, 2012). Desde 2011 que a capacidade de produção de módulos é 150%-230% maior que as instalações globais anuais. O nível de capacidade de produção em 2012 atingiu os 56,6 GW, incluindo todas as maiores tecnologias (EPIA, 2013).

O ano 2012 foi um ano difícil para a indústria PV pois, pela primeira vez desde o início do século, este sector não cresceu devido ao constante excesso de oferta. Em anos anteriores, a procura do produto aumentou tanto que a oferta de matéria-prima sofreu uma escassez temporária. Tal como a escassez da oferta fez disparar os preços do silício, o excesso de capacidade teve como consequência a descida dos preços dos painéis, para conseguirem escoar o produto rapidamente. Isto beneficia o consumidor final mas afeta muito a indústria (IEA, 2013).

Apesar destes acontecimentos, a previsão é para que o silício continue a dominar o mercado (cerca de 80%), por ser uma tecnologia madura, pelo crescimento da capacidade de produção na China e pelos custos reduzidos de produção (relativamente à terceira geração). As indústrias atuais apostam mais neste tipo de tecnologia por ter um risco de investimento reduzido. O silício monocristalino e policristalino partilham quase a mesma quota de mercado atualmente, mas essa tendência pode alterar-se, passando a ser o silício policristalino o mais produzido.

As tecnologias de terceira geração como CPV, células orgânicas e DS começaram a entrar no mercado e espera-se que em 2020 a quota de mercado ronde os 5%. Estima-se que, em 2020, 61% das tecnologias comercializadas serão de primeira geração, 33% corresponderá às tecnologias de segunda geração e CPV e 6% a outras tecnologias emergentes (EPIA e Greenpeace, 2011).

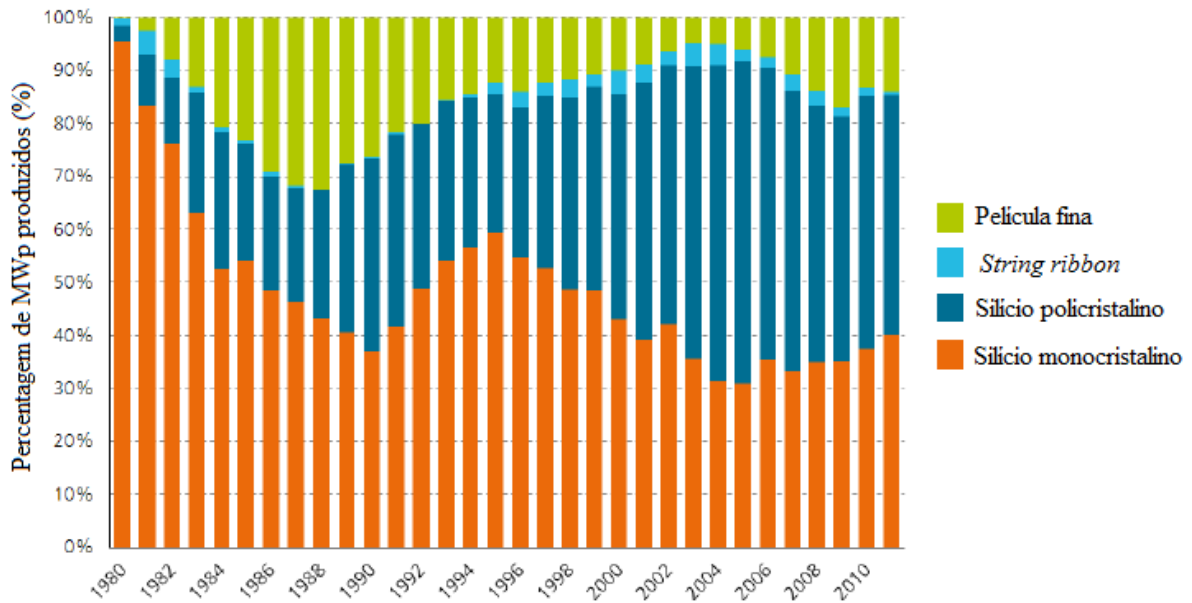


Figura 3 - Percentagem de produção de quatro tecnologias PV, entre 1980 e 2011 (Fraunhofer, 2012)

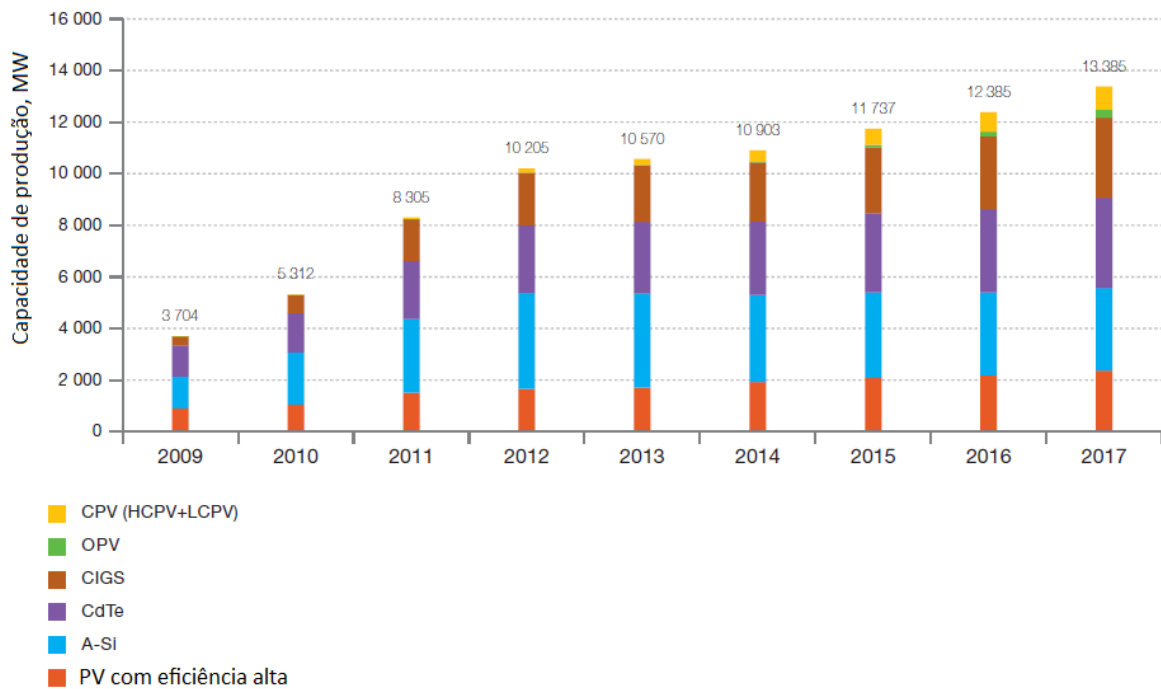


Figura 4 - Capacidade de produção das tecnologias, excluindo o silício de 2009 até 2017 (EPIA, 2013)

4.3. Evolução da capacidade instalada

O mercado de instalação inclui sistemas *rooftop* e fachadas, num sistema residencial, comercial e algumas vezes industrial e sistemas montados no próprio solo, onde são consideradas as grandes centrais de energia fotovoltaica, para produção de energia em grande-escala para a rede. No ano de 2012, os sistemas *rooftop* tiveram mais instalações que os de larga-escala. A divisão do mercado difere de país para país, dependendo mais da estrutura do apoio do que da dimensão dos sistemas. Devido a mudanças regulamentares, estava previsto um declínio no segmento das centrais (EPIA, 2013). Os sistemas podem estar ligados ou não à rede, sendo que os sistemas *off-grid* na Europa correspondem a 1% da capacidade instalada PV (EPIA, 2013). Na década de 90, o *off-grid* ocupava maiores quotas de mercado do que atualmente (IEA, 2013).

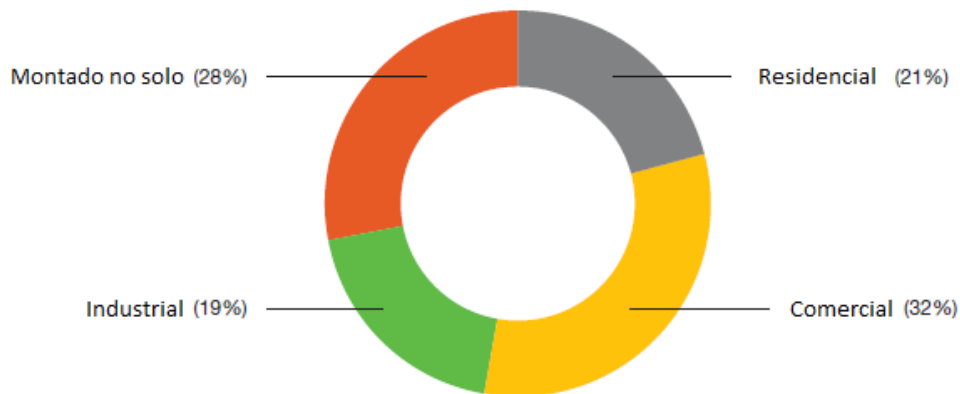


Figura 5 - Segmentos do mercado PV, na Europa em 2012 (%) (EPIA, 2013)

Na última década, a Europa começou por ser líder em termos de instalação de sistemas PV durante vários anos. No entanto, os países asiáticos, sobretudo a China, começaram a apostar não só na produção, mas também na instalação de sistemas PV (IEA, 2013).

Na União Europeia, a energia PV liderou a capacidade instalada anual comparativamente a outras fontes de energia, em 2011 e 2012. O gás e o vento foram as duas fontes com mais capacidade instalada nestes dois anos. A capacidade instalada em 2012 diminuiu na Europa, no entanto pode apenas significar um período de estabilidade natural depois de um grande crescimento (EPIA, 2013). Devido à diminuição dos custos dos sistemas PV e a esquemas de apoio não regulados, surgiram, em anos anteriores, crescimentos abruptos do mercado, em termos de capacidade instalada. Aconteceu, em Espanha, em 2008, na República Checa, em 2010 e em Itália, em 2011. Nos anos seguintes, o mercado de cada país colapsou e não conseguiram acompanhar o crescimento do ano precedente (IEA, 2013).

A capacidade acumulada instalada evoluiu globalmente na última década: estavam instalados 0,1 GW em 1992, 1,4 GW em 2000, 24 GW em 2009, 40,7 GW em 2010, 71,1 GW em 2011 e 100 GW em 2012 (IEA, 2011) (EPIA, 2013) (Candelise, et al., 2013). Na tabela 6, estão indicadas as capacidades instaladas anuais (2011 e 2012) e as capacidades instaladas acumuladas dos cinco países líderes em 2012 (Alemanha, China, Itália, EUA, Japão) (EPIA, 2013).

Tabela 6 - Capacidade instalada anual e acumulada, ligada à rede, em 2011 e 2012. Adaptado de EPIA, 2013

	Capacidade PV, ligada à rede (GW)		
	Instalada em 2011	Instalada em 2012	Total em 2012
Global	30,4	31,1	102,0
Europa	22,4	17,2	70,0
Alemanha	7,5	7,6	32,4
Itália	9,5	3,4	16,4
China	2,5	5,0	8,3
EUA	1,9	3,3	7,8
Japão	1,3	2,0	6,9

A Alemanha continua a ser líder europeia no sector PV, onde transita atualmente das tarifas feed in (FiT) para esquemas de auto-consumo. Em Itália, o *cap* financeiro definido e dirigido à atribuição de tarifas foi ultrapassado, por isso terão também que transitar para o auto-consumo. A China tem como objetivo chegar aos 35 GW em 2015. Nos EUA, a Califórnia é o estado com mais capacidade instalada, principalmente em larga escala. O Japão, depois do *tsunami* em 2011, apostou na desativação das nucleares e na instalação fotovoltaica (IEA, 2013) (Eurobserv'er, 2013).

Os dados de 2013 não estão ainda disponíveis, em muitos países. A associação SEIA já deu a conhecer a capacidade instalada em 2013 nos EUA: cerca de 5,0 GW. Na Alemanha, a capacidade instalada até ao terceiro trimestre do ano era cerca de 3,0 GW (SEIA, 2014). A mesma fonte afirmava que previam que os EUA ultrapassariam a Alemanha em termos de capacidade instalada em 2013. A Suíça instalou o dobro que tinha instalado em 2012 (0,300 GW em 2013), o que significa uma capacidade instalada total de 0,730 GW e o que contribui para 1% das necessidades energéticas. Em Espanha, até novembro de 2013, a potência de instalação total PV rondava os 4,7 GW, mas apenas 0,043 GW foram instalados no ano passado. O PV contribui para 3,13% da eletricidade usada em Espanha, 1,8% dos quais são CPV. No Reino Unido, no fim do ano, existiam 2,5 GW instalados no total. Na Austrália foram instalados 3 GW (Renewables International, 2014). Enquanto em determinados casos são considerados os dados de capacidade instalada conectada à rede, noutros casos são considerados as instalações sem conexão à rede, o que provoca uma falta de concordância nos dados das várias fontes.

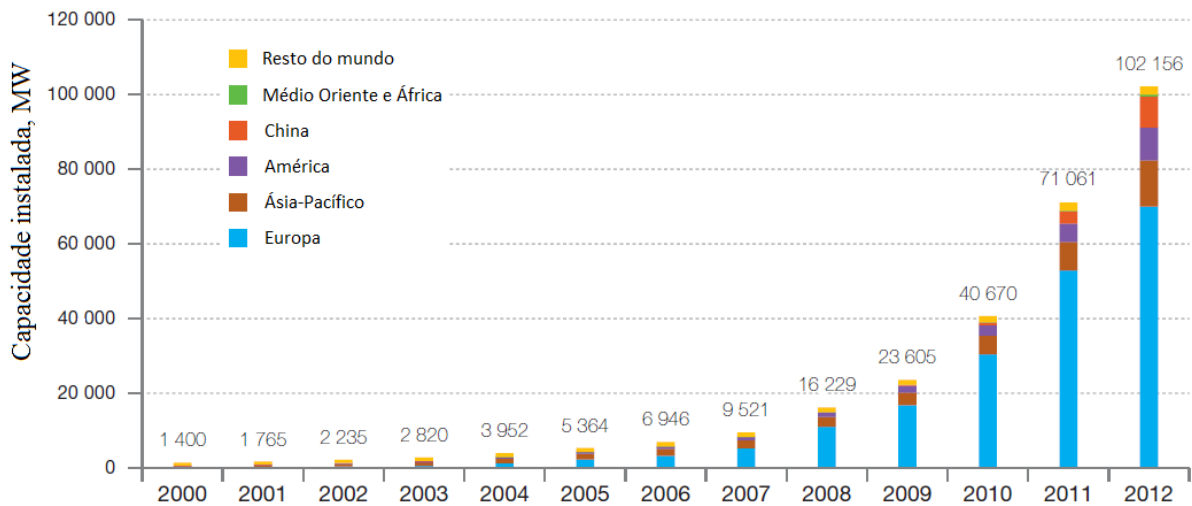


Figura 6 - Evolução da capacidade instalada PV acumulada por regiões, entre 2000 e 2012 (EPIA, 2013)

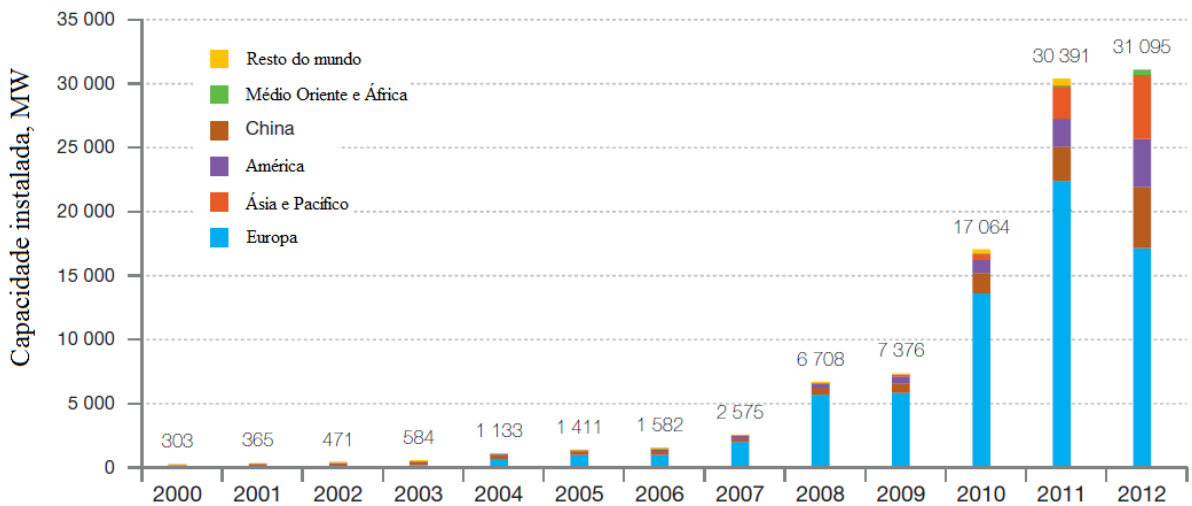


Figura 7 - Evolução da capacidade instalada PV anual, entre 2000 e 2012 (EPIA, 2013)

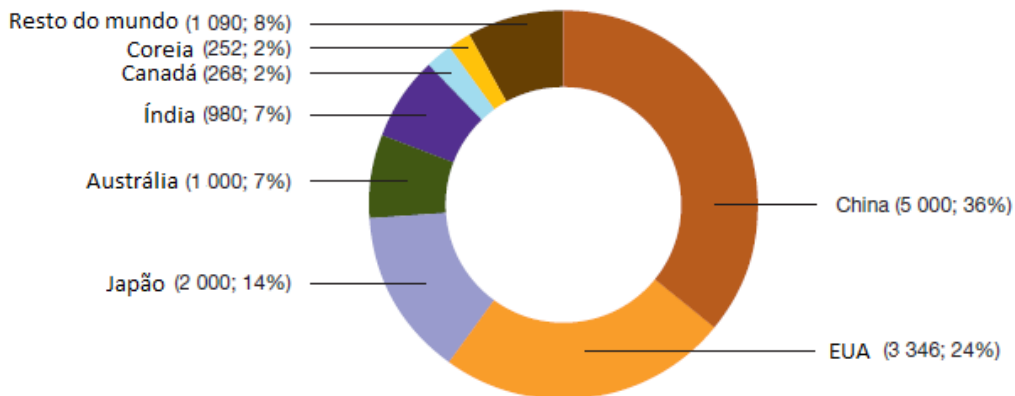


Figura 8 – Capacidade instalada PV, fora da Europa, em 2012, em MW (EPIA, 2013)

4.4. Evolução da produção de eletricidade PV

A quantidade de eletricidade produzida durante todo o ciclo de vida da energia PV depende do tempo de vida e do *design* do equipamento, da eficiência de conversão e da sua orientação. Os 100 GW de potência instalada global no final de 2012 correspondem, em média, a uma produção anual de 110 TWh (é o valor necessário de eletricidade para milhões de casa europeias) ou a 0,6% da procura anual global de eletricidade. Ainda se considera que representa 1,2% de procura pico de eletricidade. Os 70 GW da Europa providenciaram 2,6% da procura de eletricidade na Europa (um aumento comparativamente a 2010 e 2011 onde os sistemas PV fornecerem 1,15% e 2%, respectivamente, da procura de eletricidade). As adições PV em 2012 na Europa (17,2 GW) providenciarão cerca de 19 TWh de nova eletricidade durante um ano completo de operação (EPIA, 2013). Na Baviera, um estado no sul da Alemanha, a capacidade instalada chega aos 600 W por habitante (EPIA, 2012). A Alemanha tem capacidade PV para fornecer 5,6% da electricidade necessária no país (EPIA, 2013). Em Itália, no fim do ano 2011, a energia PV cobria 5% da procura de eletricidade e mais de 10% da procura pico (EPIA, 2012). Em 2013, os 16,4 GW instalados forneceram cerca de 7% da procura de eletricidade no país (EPIA, 2013).

O pico de produção de eletricidade PV, sobretudo no Sul da Europa é sensivelmente por volta do meio-dia. Se se assumir que 50% da procura de eletricidade corresponde à produção de energia pico, pode-se afirmar que 5,2% da procura de eletricidade pico nos EU27 é fornecida por energia PV. Se considerarmos o mesmo para o caso italiano, 13,5% de eletricidade PV corresponde à procura pico e para a Alemanha, corresponde a 11% (EPIA, 2013). O mercado europeu caracteriza-se por ter capacidade de produção muito acima das produções reais (no gás, por exemplo). A produção de eletricidade, sobretudo de fontes que têm oscilações de produção durante as 24 horas diárias, devia ser apresentada com valores de produção horário, para facilitar as análises a este tipo de energia. As horas de operação de um sistema produtor de energia (carga) ou o factor de capacidade conseguem dar-nos informação sobre as horas em que realmente é produzida energia durante um ano inteiro.

Os dados de eletricidade produzida podem ser considerados como eletricidade DC ou AC, o que significa que podem existir diferenças nestes valores, devido às perdas no inversor. Considerar a eletricidade AC é fazer uma melhor aproximação à energia realmente produzida ou consumida (EPIA, 2013).

4.5. Previsões

A diminuição dos programas de apoio puxarão alguns mercados para baixo nos próximos anos. A curto-prazo, o caminho será de estabilidade ou declínio. Não se prevê o crescimento sentido na última década, mas existirá seguramente algum crescimento (EPIA, 2013).

A EPIA tem por base dois cenários: o *business-as-usual*, onde se considera pouco ou nenhum apoio político e uma transição difícil nos próximos 2 a 3 anos. A estimativa é que o mercado global anual seja 48 GW em 2017; e o *policy-driven*, onde o mercado estabilizará em 2013 e crescerá novamente em 2014, devido à aproximação da competitividade e a mercados emergentes na Europa (Suíça, por exemplo). A estimativa para o valor de mercado global anual é de 84 GW, em 2017.

A mesma associação identificou três possíveis cenários em 2020 e 2030 noutro relatório (EPIA, 2012). São eles:

- *Baseline* – onde se estima que 4% da procura de eletricidade corresponderá a 130 GW de capacidade acumulada de energia PV, em 2020. Em 2030 aumentará em 10%.
- *Accelerated* – corresponde ao máximo crescimento PV com as mesmas condições do mercado actual, que significa 8% da procura (200 GW de capacidade acumulada), em 2020 e em 2030 aumentará para 15% da procura.
- *Paradigm Shift* – é o cenário mais otimista que corresponde a 12% da procura (390 GW de capacidade acumulada), em 2020. Assume que as regulamentações melhoram e as barreiras são ultrapassadas, logo o mercado crescerá rapidamente. Em 2013, aumentará para 25% (figura 9) (EPIA, 2013).

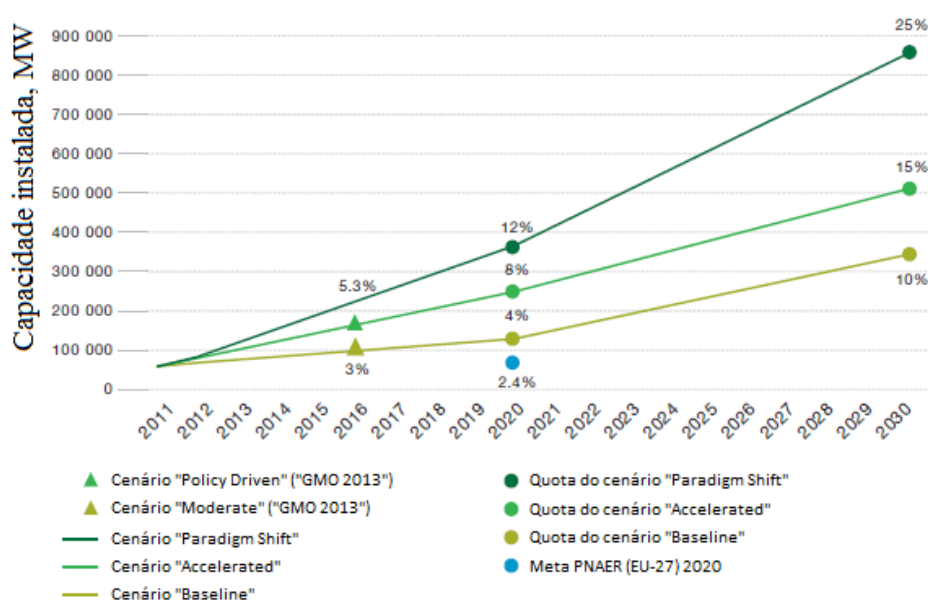


Figura 9 - Três cenários para a Europa, em 2020 e 2030, em termos de capacidade instalada acumulada e de quota parte de eletricidade PV no sistema energético europeu (EPIA, 2012)

Em termos de capacidade de produção e de capacidade instalada, na figura 10, podemos verificar que se o PV seguir o caminho do cenário Policy-Driven, vai existir uma capacidade de produção superior à capacidade instalada, até 2016. Em 2017, a previsão é cerca de 80 GW instalados, sendo superior às estimativas de produção dos módulos, células, wafers e polysilício. A produção tem tendência para aumentar para acompanhar a tendência crescente de instalação. Os módulos de silício cristalino continuarão a liderar o mercado, apesar das tecnologias de película fina já se destacarem entre todas as tecnologias PV, com uma quota de mercado atual de cerca de 15% (figura 11).

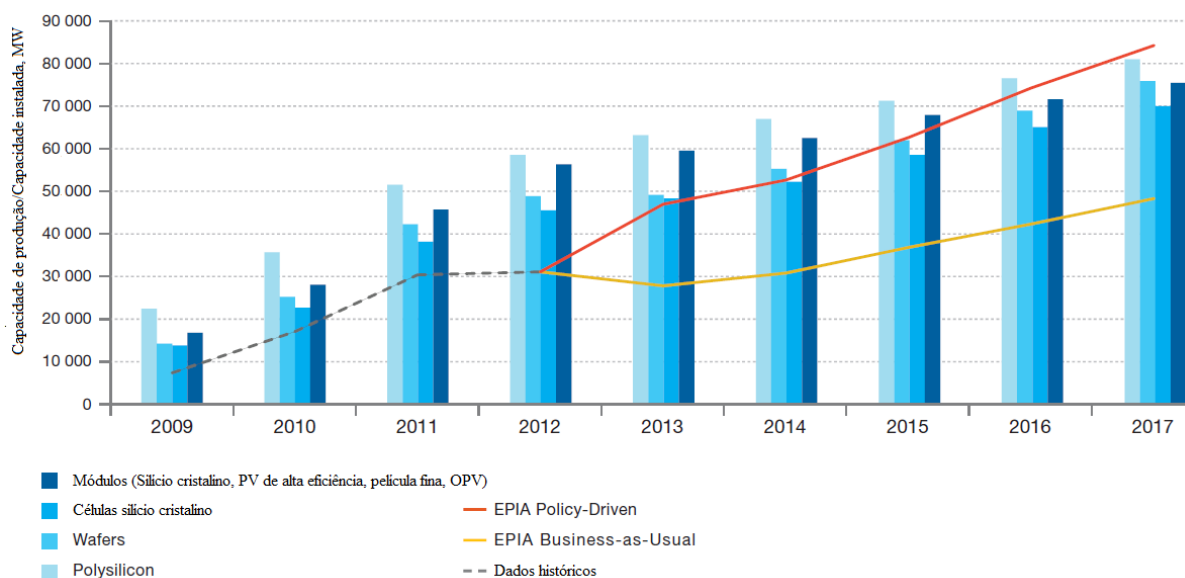


Figura 10 - Capacidade de produção vs. Capacidade instalada, por ano, desde 2009 até 2017 (EPIA, 2013)

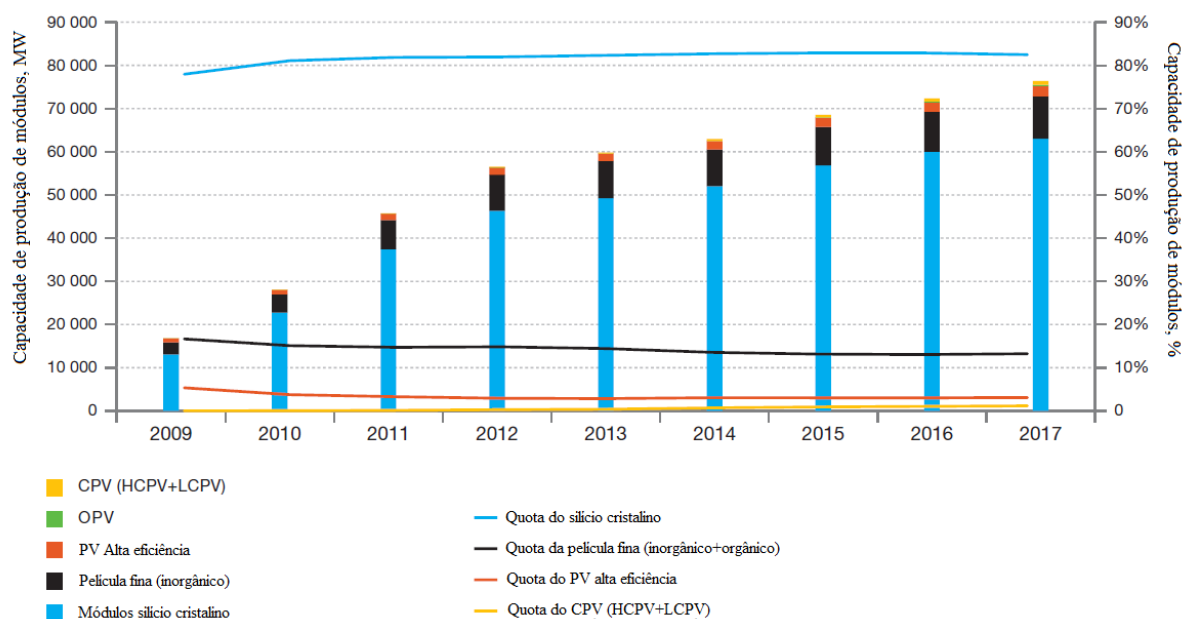


Figura 11 - Capacidade de produção de vários tipos de módulos, entre 2009 e 2017 (EPIA, 2013)

4.6. Custos/Preços PV

Desde 1970, quando se passou da aplicação espacial para a terrestre, os custos de produção têm vindo a diminuir e, como consequência, diminuem os preços dos módulos. A melhoria na eficiência e na escala de produção, contribuiu para o decréscimo dos custos entre 30% a 40% (Candelise, et al., 2013). Uma investigação e desenvolvimento constantes, o uso eficiente dos recursos, o aumento do tempo de vida, as políticas de apoio e as oscilações do mercado são variáveis que alteram os custos (EPIA e Greenpeace, 2011). A capacidade instalada é importante para a dinâmica dos mercados, mas o factor crucial para a viabilidade económica são os custos totais ao longo do ciclo-de-vida da energia PV, considerados para todos os actores envolvidos na cadeia de valor. A curva de experiência (ou aprendizagem) é o resultado da relação quantitativa entre uma unidade de custo de uma determinada tecnologia e a capacidade instalada acumulada (os custos estão em função da capacidade de produção instalada). Esta ferramenta permite prever qual será a tendência dos preços, com base no desenvolvimento expectável do mercado e da capacidade de produção futura. No entanto, existem algumas lacunas, pois consideram que o avanço tecnológico é contínuo, quando podem existir discontinuidades e mudanças bruscas no mercado (Candelise, et al., 2013).

Consideram-se que os custos totais do PV são o somatório dos seguintes elementos:

- Custos associados à extração da matéria-prima;
- Custos da produção de sistemas PV e dos componentes *BOS*;
- Custos de instalação;
- Custos de ligação à rede (transmissão e distribuição);
- Custos de operação e manutenção;
- Custos de armazenamento de energia (custos associados à manutenção das baterias)
- Custos de desmantelamento e reciclagem dos sistemas;
- Custos externos;
- Margens de lucro dos vários operadores (estas margens estão integradas nos custos anteriores)

(PV PARITY, 2013).

Os custos associados à extracção não estão disponíveis e, por isso, como em muitas análises de viabilidade económica, estes custos são assumidos como os preços a que as matérias-primas são vendidas aos produtores. Na figura 12, apresentam-se os preços de duas matérias-primas: o silício e a prata. Verificamos que o preço do silício é mais baixo que a prata, apesar de ter acompanhado o mesmo preço no fim do último século. No ano 2008, existiu uma subida abrupta dos preços nos dois casos, devido ao excesso de procura destas matérias-primas. Depois dessa subida, o custo do silício

voltou diminuir e a tendência é para que continue, mas a prata, apesar de se ter verificado uma descida no ano seguinte ao *boom*, tem tendência a ver o seu preço cada vez mais inflacionado.

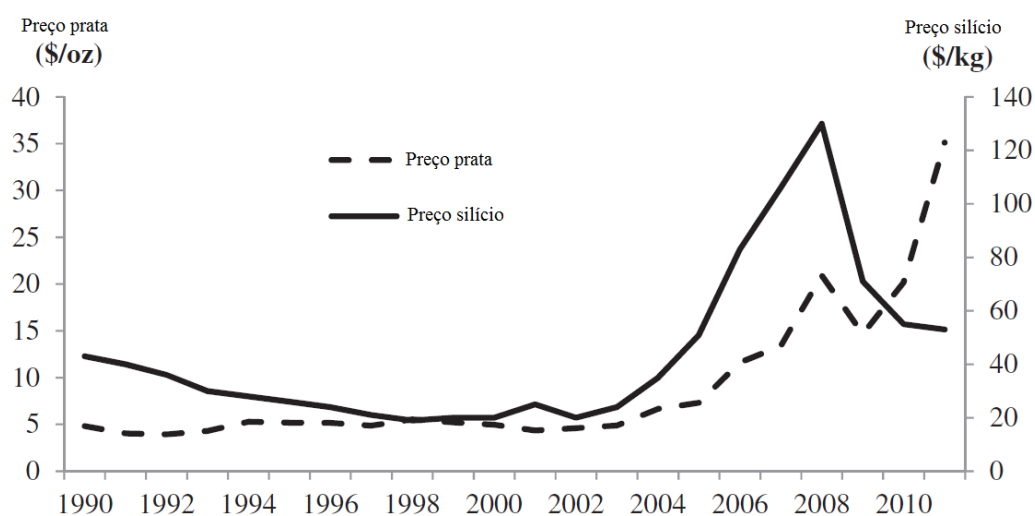


Figura 12 - Evolução do preço da prata e do silício (1990 – 2011) (de la Tour, et al., 2013)

Os custos de produção dos equipamentos também podem ser estimados através do valor dos preços de venda dos equipamentos. É importante distinguir “custos de produção” de “preços dos módulos”. Os custos de produção normalmente são dados limitados, devido à falta de partilha por parte das indústrias. Os dados relativos aos preços dos módulos são públicos (Candelise, et al., 2013).

Os preços indicativos dos módulos, em 2012, eram: 0,56 €/W na China, entre 0,54 e 0,84 €/W, na Alemanha, entre 0,50 e 0,70 €/W, em Itália e 0,59 €/W nos EUA (IEA, 2013). A China consegue vender os equipamentos a preços tão baixos devido aos elevados subsídios que o governo chinês fornece às indústrias, ao contrário das indústrias europeias que não recebem apoios governamentais do mesmo tipo (figura 13). Os preços começaram a diminuir mais acentuadamente a partir do ano 2009. Entre 2003 e 2012, os índices dos preços a retalho dos módulos PV diminuíram cerca de 50%, como se pode verificar na figura 14. Foi considerada uma média dos preços a retalho da Europa e dos EUA pesquisados mensalmente online e consideraram tecnologias de silício cristalino e película fina, diferentes produtores e países onde o produto é comprado para calcular estes índices dos preços (Candelise, et al., 2013).



Figura 13 - Evolução dos preços de painéis chineses (site ENFSolar) em 2012 e 2013 (ENFSolar, 2014)

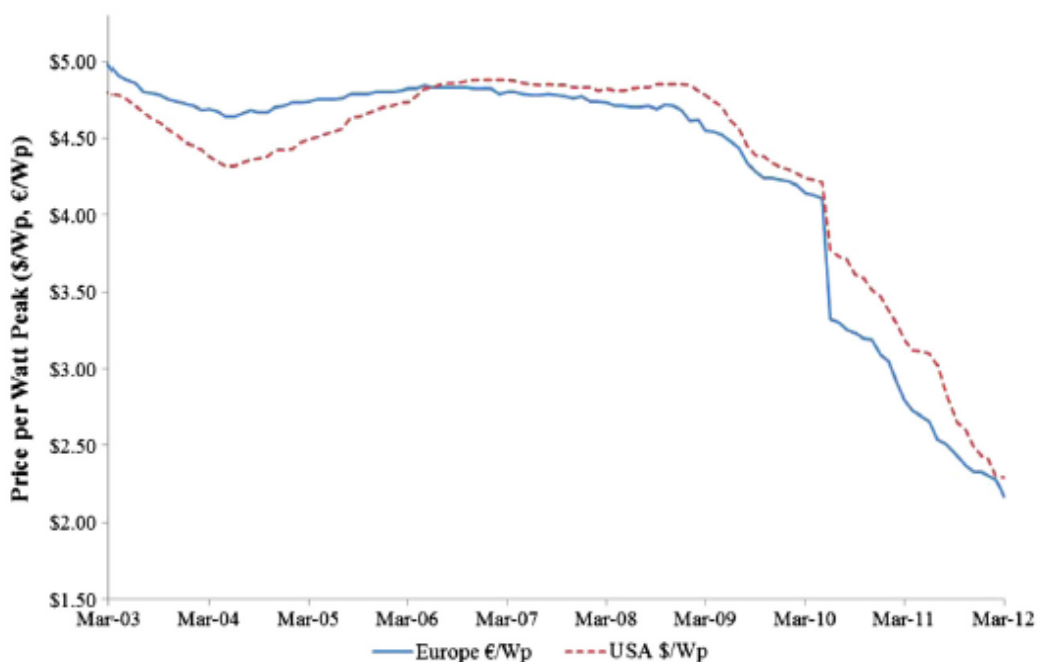


Figura 14 - Preço por watt-pico, em euros e dolares (Candelize, et al., 2013)

Apesar de a indústria europeia poder competir com os produtos chineses através da inovação, das novas tecnologias, da indiscutível melhor qualidade e de muitos anos de experiência, os preços baixos têm muitas vezes mais peso que a qualidade tecnológica e podem surgir barreiras alfandegárias, devido às transições que têm de ser efectuadas atualmente para produzir e utilizar os equipamentos (APISOLAR, 2013). Em sistemas pequenos, é possível que os custos de produção igualem os custos da eletricidade a retalho, isto se a radiação solar da localização for elevada e os preços de retalho forem altos (IEA, 2013). No entanto, é mais comum o custo por watt de um sistema, como as centrais fotovoltaicas, ser mais reduzido que o custo por watt dos sistemas residenciais (figura 15) (EPIA, 2012). Nos sistemas maiores, o custo do módulo corresponde à quota maior do custo total do sistema (de la Tour, et al., 2013).

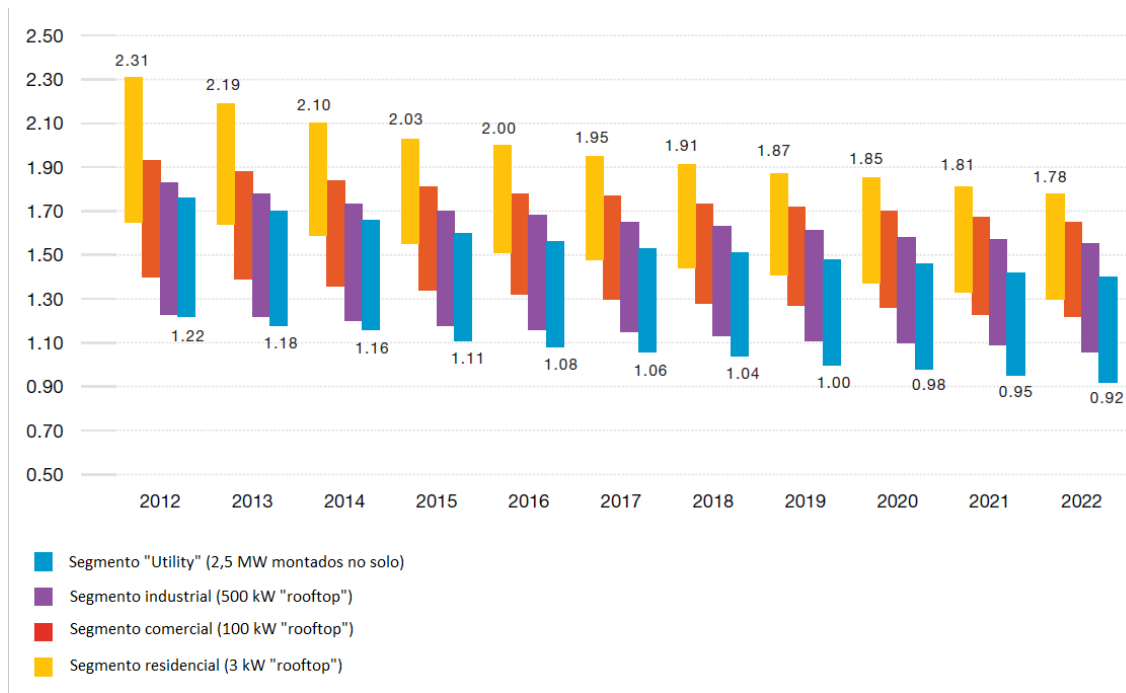


Figura 15 - Cenário para evolução de preços dos sistemas PV (€/W) (EPIA, 2012)

O custo da instalação varia consoante o sistema com que se está a trabalhar e é necessária mão-de-obra específica para concretizar a instalação segundo regras pré-estabelecidas para a montagem de sistemas elétricos.

Os custos da rede são os responsáveis pela grande variabilidade dos preços (IEA, 2013). A aplicação off-grid mais barata é duas vezes mais cara que uma aplicação conectada à rede (devido ao equipamento de armazenamento) (IEA, 2013). A análise feita em 2013, pelo projecto PV PARITY, assumiu os custos necessários para integrar 485 GWp de PV na rede até 2030 (15% da produção de eletricidade na Europa), segundo um cenário da EPIA. O custo para assegurar a potência de reserva é de 14,5 €/MWh para o norte da Europa e tem um custo inferior, no sul da Europa. Esta é a maior componente no investimento de integração à rede. A adição de capacidade de rede é a segunda maior componente dos custos e, nesta análise, corresponde a um valor de 9€/MWh. Os custos de transmissão estão nos 0,5 €/MWh e 2,8 €/MWh (2020 e 2030, respectivamente). A redução das perdas na rede está entre os 0,25 e 0,75% (para uma produção PV na Europa de 2%) e correspondem a poupanças entre 5 e 7,5 €/MWh, se os preços da eletricidade estiverem entre 40€ e 60€/MWh. O custo total da integração PV à rede estima-se que seja, em média, 26 €/MWh (PV Parity, 2013).

Os custos de manutenção são inferiores relativamente a outras tecnologias, mas têm de ser considerados. Normalmente são custos associados à limpeza do painel ou a algum tipo de avaria. Relativamente aos custos de armazenamento de energia, segundo a IEA, em 2012, os preços para um sistema off-grid (ou seja, inclui sistema de armazenamento), em 2012, variaram entre 2,6 a 20 \$/W (aproximadamente entre 1,90 € e 14,50 €), enquanto os preços dos sistemas conectados à rede variaram entre 2,4 \$/W e os 3,7 \$/W (aproximadamente entre 1,74 € e 2,68 €) (IEA, 2013).

Os custos externos normalmente não são tidos em conta em análises económicas do sector PV pois não estão inseridos no preço de mercado. Nestes custos inserem-se os custos de segurança, de saúde, sociais e ambientais, subsídios para produtores e mercado, difíceis de quantificar mas reais. A eletricidade proveniente de qualquer fonte, sobretudo convencional, tem um custo associado às alterações climáticas e emissões de GEE (EPIA, 2013).

O *dumping* é considerado a prática comercial de produtos a valores mais baixos que os custos de produção. Em setembro de 2012, depois de uma queixa apresentada pela *EU ProSun* (iniciativa que agrupa 25 indústrias europeias do setor PV) contra os preços praticados pela China, iniciou-se um processo de *antidumping* pela Comissão Europeia (CE) (Cardoso, 2013). Da mesma forma, o departamento do comércio americano conclui que existia *dumping* nas exportações da China e por isso declarou um processo *antidumping* e um processo anti-subsídios para quem usasse células solares produzidas na China (IEA, 2013). Os produtos importados da China apresentavam preços mais reduzidos relativamente à Europa, fazendo com que os produtores europeus não conseguissem competir com esses preços. Em 2012, os produtos chineses representavam 80% do mercado e devido a este baixo preço, a tendência era para que a percentagem aumentasse e não houvesse espaço para os produtos europeus e americanos. As consequências destas importações baratas fizeram-se sentir nas empresas europeias que produziam *wafers*, células e módulos, onde trabalhadores foram dispensados, existindo mesmo empresas que chegaram à falência.

Enquanto a investigação *antidumping* decorria, a CE introduziu taxas punitivas provisórias, a junho de 2013, à importação de painéis fotovoltaicos vindos da China. Até 6 de agosto, a taxa a aplicar ficou imposta nos 11,8%. A partir desse dia, passaria para 47,6%. Esta última taxa punitiva traduziasse no valor necessário para fazer face ao prejuízo da indústria europeia.

O prazo máximo para a comunicação da decisão final da investigação era dia 5 de dezembro de 2013. Caso não se chegasse a um consenso, a aplicação das taxas punitivas mantinha-se por cinco anos. Por isso, a Europa e a China tiveram de negociar uma solução capaz de satisfazer as duas partes. A Aliança Europeia de Energia Solar, constituída por mais de 700 empresas do sector PV provenientes de 20 países, pedia à CE para desistir das sanções contra os fabricantes chineses. Estas empresas beneficiam com os baixos preços praticados pela China, pois os seus produtos contêm componentes chineses. Nos países onde não existe fabrico, a aplicação destas taxas colocou em risco o mercado. Este caso teve repercussões no mercado português, pois a situação fez aumentar os preços em 20%, para permitir a integração das taxas introduzidas (APISOLAR, 2013).

Em 2013, a China e a Europa chegaram a um acordo de *undertaking*, ou seja, foi fixado um preço mínimo para se exportar painéis para a União Europeia. Este preço não inclui custos de transporte e taxas de alfândega. O pagamento tem de ser adiantado e na totalidade (Freitas, 2014). Este caso fez com que os preços, com tendência para diminuir, aumentassem neste último ano (APESF, 2014).

A explicação para que este caso tenha ocorrido tem como base a forma como se subsidia o mercado nas diferentes regiões: enquanto na Europa, é subsidiado o utilizador final, na China, o apoio financeiro é dado no início da cadeia de valor da indústria PV (APISOLAR, 2013).

4.7. Custo nivelado de eletricidade (*Levelized cost of electricity* - LCOE)

Para além dos custos parciais referidos anteriormente, também devemos considerar o custo que cada unidade de electricidade gerada por um sistema PV tem para que esta energia renovável passe a ser competitiva com outras fontes de energia. O custo de cada unidade de electricidade PV, atualmente, é mais elevado que o custo de uma unidade gerada por sistemas de energia convencionais (Singh, 2013), mas este paradigma está a começar a ser ultrapassado. Esta afirmação ainda é verdadeira na maioria dos países com capacidade instalada PV, mas já se confirmaram casos onde os custos conseguem ser mais baixos que os custos da energia convencional.

O custo nivelado de eletricidade (*levelized cost of electricity* - LCOE) corresponde ao custo que a electricidade produzida por um sistema energético deve ter associado para cobrir os custos totais do ciclo de vida. Ou seja, é o preço de cada unidade de electricidade *output* deve ter para que exista retorno financeiro em relação a todas as despesas associadas ao ciclo de vida da produção da energia elétrica (World Energy Council, 2013). O LCOE é bastante estudado e usado dentro da literatura para análises económicas da energia PV e para comparação com os custos de outras fontes de electricidade.

Num estudo feito pela EPIA (figura 16), o LCOE considerado tem em conta os custos para sistemas em larga escala, montados no solo. Nesses custos estão integrados o investimento total, os custos de operação durante o ciclo de vida, incluindo os combustíveis utilizados e a substituição de equipamentos. Em 2010, o LCOE rondava os 0,29 €/kWh no Norte da Europa e os 0,15 €/kWh no Sul da Europa e 0,12 €/kWh no Médio Oriente. Para 2020, prevê-se que o LCOE esteja entre 0,07 e 0,17 €/kWh, na Europa, em condições favoráveis de mercado. Em 2030, o LCOE será, no mínimo, 0,04 €/kWh nos países com mais radiação solar. Os custos são mais avultados no sector residencial do que no sector das centrais fotovoltaicas (EPIA e Greenpeace, 2011).

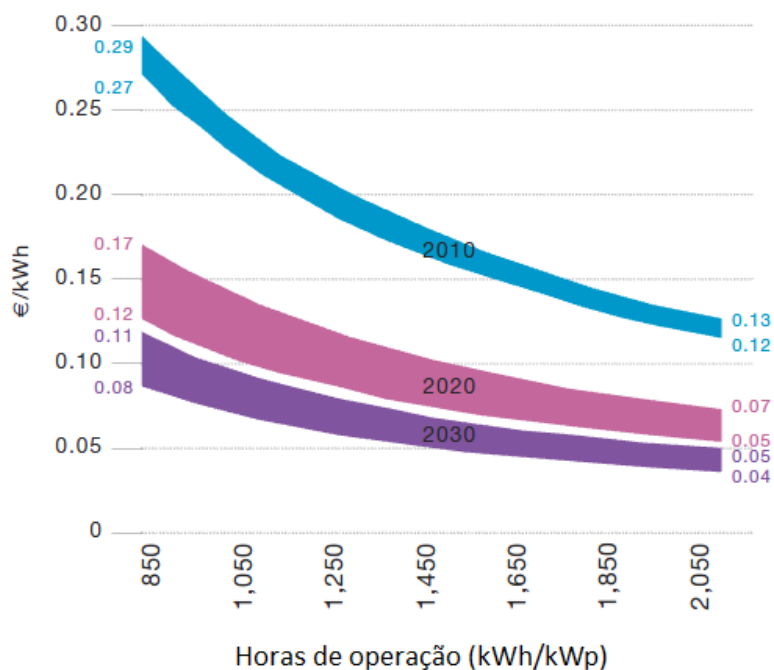


Figura 16 - LCOE (€/kWh) em 2010, 2020 e 2030, segundo as horas de operação (EPIA e Greenpeace, 2011)

Num estudo do *World Energy Council*, em 2013, sobre o LCOE foi calculado para sistemas PV em larga escala, através do cálculo de variáveis como as despesas de investimento (*capital expenditure* – CAPEX), as despesas de operação (*operating expenditure* – OPEX) e o factor de capacidade. Foi tido em conta um modelo de *discounted cash flow*, que exclui os subsídios e apoios e os custos de rede. O CAPEX corresponde aos custos totais do desenvolvimento e construção da instalação, excluindo a ligação à rede. O OPEX diz respeito às despesas totais anuais, do primeiro ano de operação, por unidade de capacidade instalada. O fator de capacidade é a razão entre a produção líquida de eletricidade (MWh) de um dado ano e a eletricidade que podia ser produzida se operasse 24 horas por dia. Consideraram-se três tipos de tecnologia: o silício cristalino sem sistema *tracking*, com sistema *tracking* e película fina. Os LCOE desde 2009 até 2013 estão expressos na figura 17. É visível o decréscimo ao longo dos últimos anos se considerarmos todas as tecnologias. Podemos verificar que no último ano, o LCOE é muito semelhante entre as tecnologias de silício cristalino com *tracking* e a película fina (cerca de 125 \$/MWh, ou seja, cerca de 91 €/MWh). Os valores dos LCOE por país estão representados na figura 18 (World Energy Council, 2013).

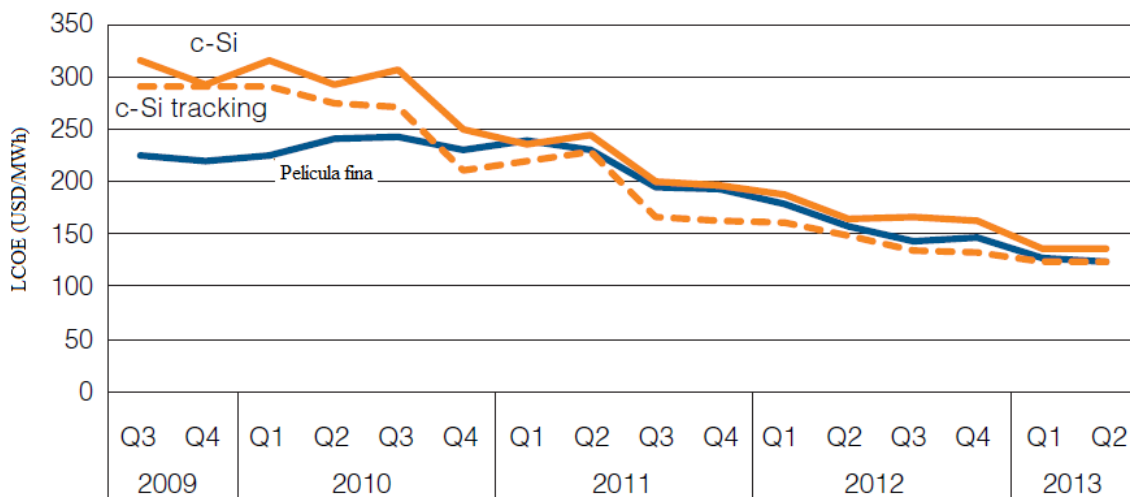


Figura 17 – LCOE entre 2009 e 2013, para três diferentes tipos de tecnologia (World Energy Council, 2013)

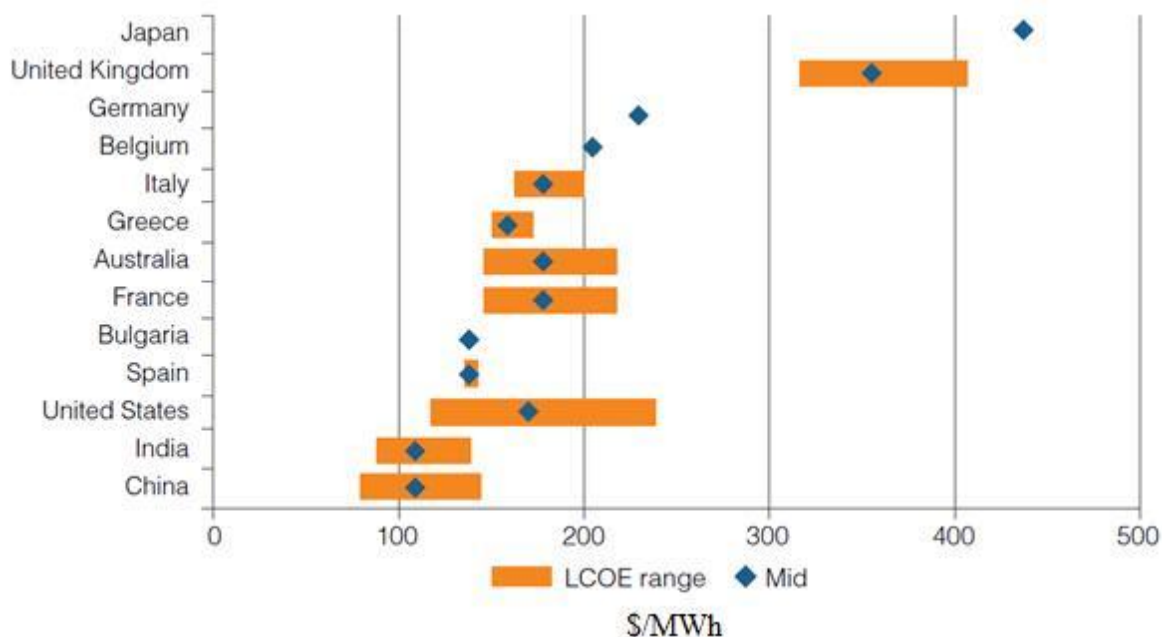


Figura 18 - Valores de LCOE em vários países do mundo (World Energy Council, 2013)

Na figura 19, apresentam-se os valores LCOE para três segmentos: residencial, comercial e larga escala (*utility*). A radiação solar anual que incide nas instalações apresenta dois valores: 1000 kWh/ano (Norte da Alemanha, por exemplo) e 2000 kWh/ano (Sul de Espanha). Conclui-se que o LCOE é sempre mais alto onde a radiação solar é mais baixa (em relação aos segmentos, mais elevado no residencial). Comparando com outras fontes de energia e com base em estimativas, o LCOE (no valor do dólar do ano 2011), no ano 2020, será superior para sistemas PV em larga-escala, que se localizem numa região com baixa radiação. Quando a radiação considerada é superior, o LCOE será

apenas superior ao gás, mas será um custo menos avultado que as fontes de carvão e nuclear (figura 20) (de la Tour, et al., 2013).

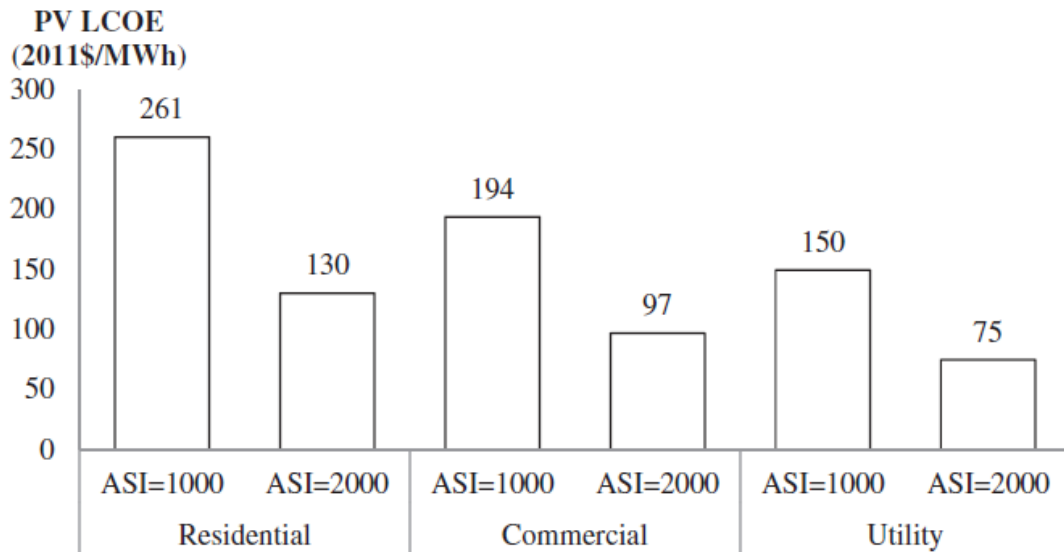


Figura 19- LCOE em três segmentos para diferentes valores de radiação solar anual (de la Tour, et al., 2013)

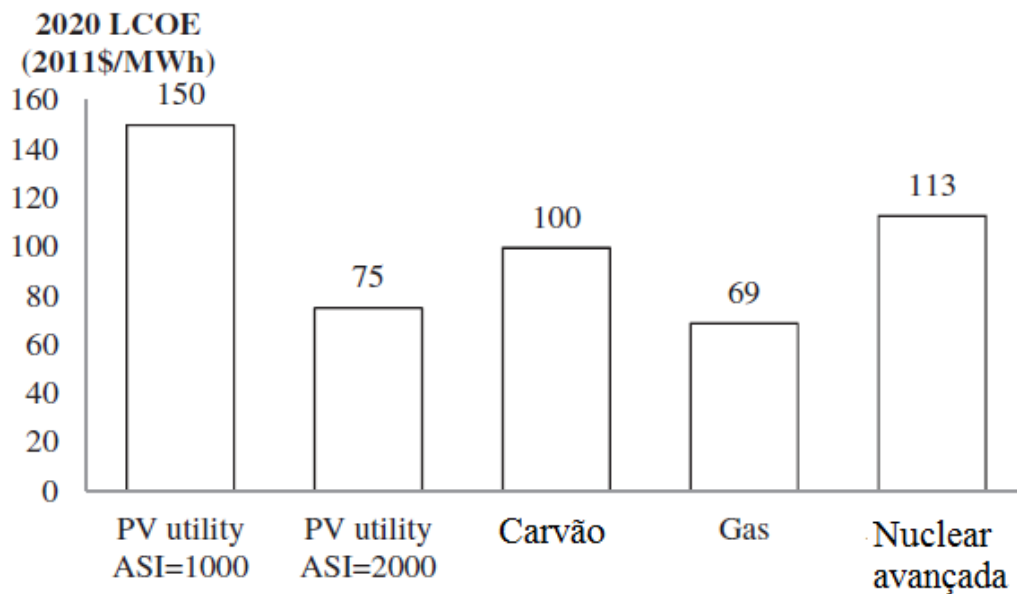


Figura 20 – Estimativas de valores de LCOE de diferentes fontes de energia elétrica, em 2020 (de la Tour, et al., 2013)

A paridade de rede caracteriza-se pelo momento em que o LCOE é igual ou inferior ao preço a retalho da electricidade da rede. A diminuição dos preços dos sistemas PV e o aumento dos preços da electricidade convencional são as principais premissas para a paridade acontecer (IEA, 2012). Quando a paridade de rede acontece, os especialistas sugerem que o PV deve passar a ser conduzido pelo auto-

consumo, em substituição as tarifas *feed in* (FiT) (EPIA, 2013). Este conceito, há uns anos atrás, era tido em conta como a chave para atingir a competitividade PV com outras fontes de energia, sobretudo as convencionais. Mas tal premissa foi desmistificada no ano 2012, quando alguns países atingiram a paridade de rede e isso não significou a sustentabilidade do mercado da energia PV. Alemanha, Itália, Holanda e Espanha atingiram largamente a competitividade PV no sector residencial em 2012, mas não significou que os apoios cessassem. O projecto PV Parity considerou que a Áustria e Portugal seriam os próximos países, mas verificou-se o contrário em Portugal no ano 2013.

A nível residencial e comercial, a energia PV será competitiva com os grandes fornecedores de eletricidade, a curto prazo. As instalações em larga escala atualmente não são competitivas com as outras grandes fontes de eletricidade. Para se analisar a competitividade PV e o alcance à paridade de rede, é feita a comparação entre o LCOE do sistema PV e o preço da eletricidade com base na média de preço por dia, quando devia ser considerado por hora, devido às oscilações de produção de energia durante as 24 horas (PV Parity, 2013).

4.8. Vertente geo-estratégica

Esta vertente está direccionada à indústria PV e as respectivas importações e exportações globais. A localização geográfica das matérias-primas será discutida mais à frente na disponibilidade dos recursos. A capacidade de produção, nas diferentes regiões do mundo onde existe actividade do sector PV, dá origem a importações e exportações. A indústria mantém-se forte na Ásia (especialmente na produção de *wafers*, células e módulos na China), mas a capacidade de produção de *polysilicon* mantém-se competitiva na Europa e nos EUA (IEA, 2013).

A China e o Japão, nos últimos anos, produziam mais painéis do que aqueles que instalavam, pois eram os principais exportadores deste equipamento. Nos últimos dois anos, iniciaram o seu papel como instaladores. A Alemanha instalava mais do que produzia, importando equipamentos fotovoltaicos, sobretudo à China. A produção correspondia à procura, a nível regional, até 2003. A partir daí, com o *boom* do mercado, a Europa tornou-se o mais importante importador de produtos vindos de países asiáticos. Em 2012, a semelhança de 2011, a indústria europeia representa apenas 13% do mercado global em termos de produção de módulos. A China e países asiáticos ocupam 70% da procura global. A China é o único país que pode cobrir o seu próprio crescimento de mercado (figura 21) (EPIA, 2013).

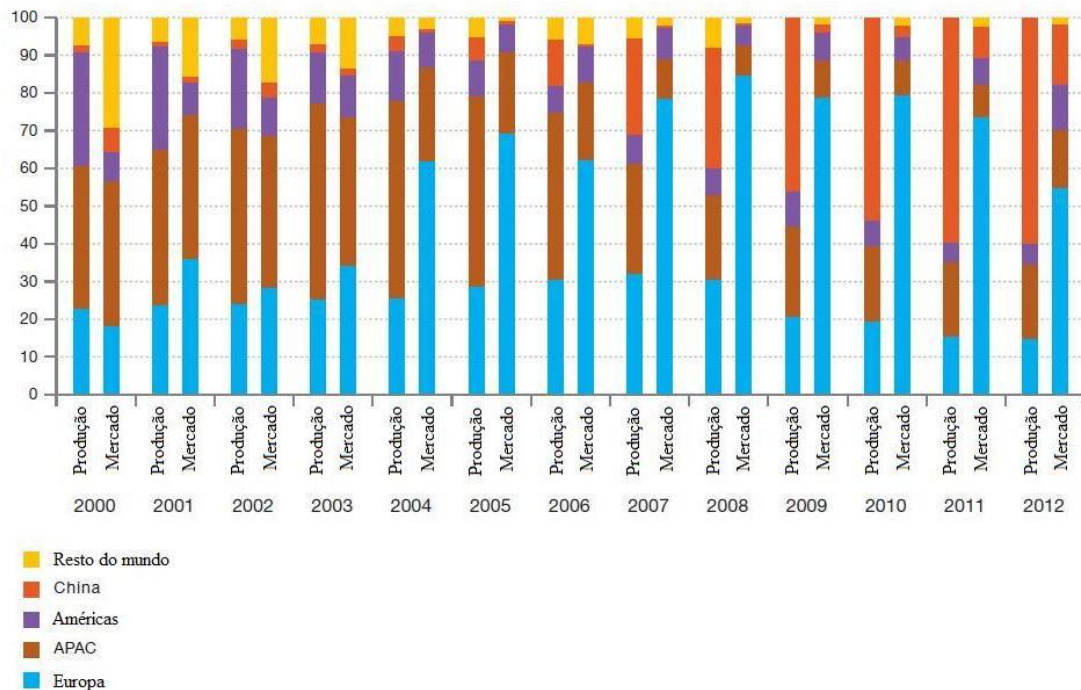


Figura 21- Mercado PV versus produção PV, por região, entre 2000 e 2012 (EPIA, 2013)

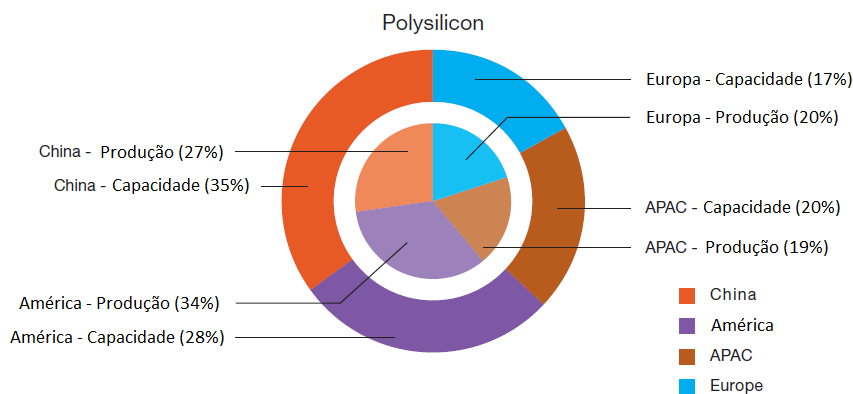


Figura 22 - Capacidade e produção de polysilicon, em 2012 (EPIA, 2013)

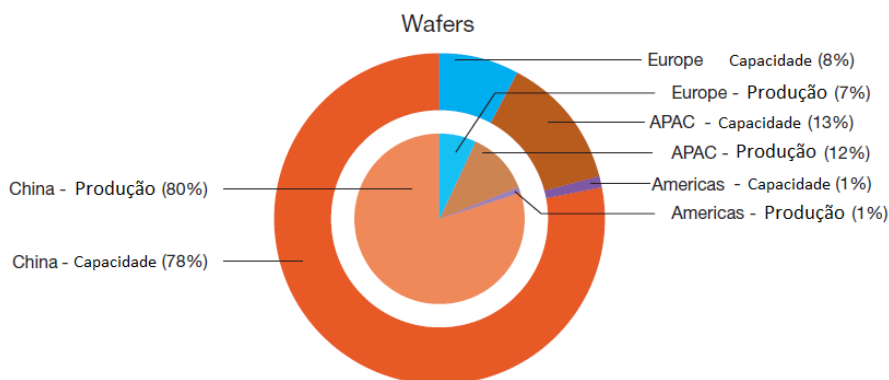


Figura 23 – Capacidade e produção de wafers, em 2012 (EPIA, 2013)

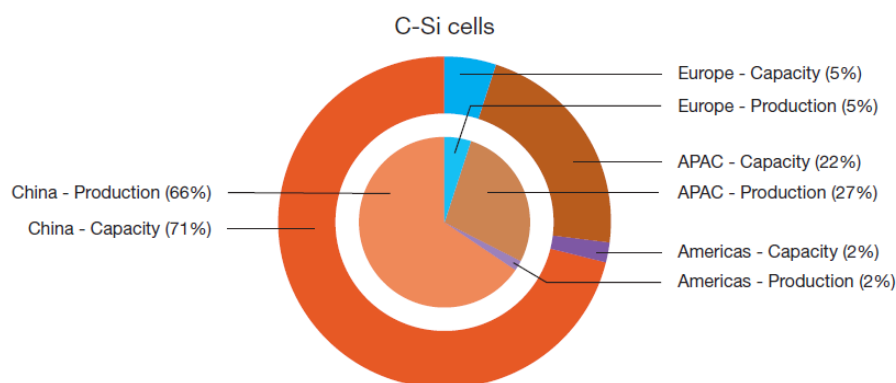


Figura 24 – Capacidade e produção de células de silício cristalino, em 2012 (EPIA, 2013)

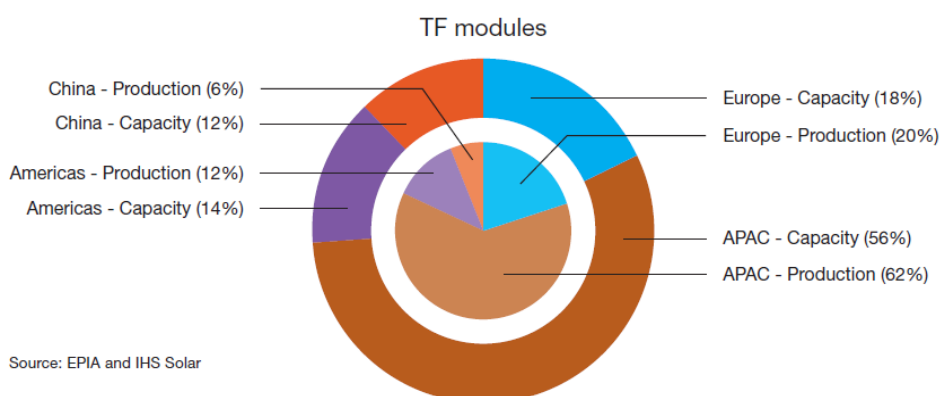


Figura 25 – Capacidade e produção de módulos de película fina, em 2012 (EPIA, 2013)

A China tem excesso de capacidade de produção, logo exporta para a Europa e EUA. No entanto, a produção global de *polysilicon* é de 380 000 t, sendo o dobro da procura global de silício cristalino. Em 2012, os principais produtores de *polysilicon* foram a China, EUA, Coreia, Alemanha e Japão. O Canadá e Noruega foram considerados como pequenos produtores. A China produziu 71 000 t e possuía uma capacidade de produção de 190 000 t por ano. Logo, tem de importar esta matéria-prima da Europa. No entanto importou somente 82 700 t, o que não perfaz a sua capacidade de produção, pois alguns produtores fecharam o seu negócio, devido a queda dos preços. A capacidade de produção dos EUA é de 79 500 t por ano e produz 48 500 t. A Alemanha tem uma capacidade de produção de 60 000 t/ano e o Japão produziu 6000 t (figura 22).

Os produtores de lingote são normalmente os produtores dos wafers. Em 2011, a China era o maior produtor de wafers, tendo sido reportados 28 GW de produção. A capacidade de produção da China é de 50 GW por ano. Outros grandes produtores de wafers são a Alemanha, a Coreia, a Malásia, o Japão, EUA, França e Reino Unido (figura 23).

A produção de células dos países pertencentes ao IEA-PVPS foi de 28,4 GW, em 2012, tendo decrescido 5% em relação ao ano anterior. Como em 2011, a China é também líder neste tipo de produção com 21 GW de módulos produzidos (figura 24) (IEA, 2013).

A maior capacidade de produção de tecnologia de película fina centra-se nos países asiáticos e do pacífico (APAC), especialmente na Malásia com a produção de telureto de cádmio, da empresa norte-americana, FirstSolar. A Europa, em particular a Alemanha, são responsáveis por 20% da produção efectiva de módulos de segunda geração (figura 25) (EPIA, 2013).

Atualmente devido à crise económica e energética, pensa-se em alternativas e noutras relações estratégicas para a produção e fornecimento de energia. O médio Oriente e o Norte de África têm um forte potencial em relação ao recurso solar, sendo a exportação de eletricidade para a Europa possivelmente viável, segundo o relatório final da PV Parity, um projecto financiado pela União Europeia. A análise feita prevê que, a curto-prazo (2020 a 2026), a exportação de eletricidade de países do Médio Oriente ou Norte de África pode ser concretizada. Os principais problemas associados a esta possibilidade são o custo adicional do transporte de eletricidade e a construção de novas redes. Enquanto se trata da resolução dos obstáculos, a energia PV devia ser implementada nessas regiões para se alcançar uma procura local e regional. Esta viabilidade foi provada através de uma análise comparativa entre o LCOE de sistemas PV instalados no solo com o preço de venda da eletricidade em alguns países europeus (PV Parity, 2013).

5. REVISÃO DAS POLÍTICAS DE APOIO

5.1. Evolução das políticas de apoio

Os mercados da eletricidade remuneram os produtores de eletricidade, mas atualmente a prioridade é para as grandes centrais nucleares, a carvão, gás e hidroelétricas. É necessário prever o caminho para a adaptação das políticas de apoio às renováveis, pois estes esquemas de apoio são ainda uma condição necessária para a evolução do sector renovável, em especial o PV (Avril, et al., 2012). Os apoios podem existir em todas as etapas da cadeia de valor. Políticas bem delineadas e que não sejam retroativas a longo-prazo, invocam vontade e confiança no investidor e garantem rendimentos (EPIA e Greenpeace, 2011). O sucesso das políticas e incentivos é visível na Alemanha, pois mesmo sendo um dos países europeus com menos radiação solar, é líder europeu desde 2004 e líder mundial até 2012, no sector fotovoltaico (Avril, et al., 2012).

Tabela 7 - Os apoios em alguns países da Europa, incluindo Portugal, no ano 2012 (PV Parity, 2013)

	Feed-in tariff	Feed-in premium	Sistema de quotas	Tenders	Incentivos fiscais	Net metering	Auto-consumo
Austria	Sim						
Bélgica	Sim		Sim		Sim	Sim	
República Checa	Sim (até 2010)	Sim (até 2010)					
França	Sim			Sim	Sim		
Alemanha	Sim	Sim					Sim
Grécia	Sim				Sim		
Itália	Sim	Sim			Sim	Sim	Sim
Holanda		Sim			Sim	Sim	Sim
Portugal	Sim			Sim	Sim (redução IRS)		
Espanha	Sim						Sim
Reino Unido	Sim		Sim		Sim		Sim

5.2. Tarifa feed-in (FiT)

O programa de apoio à energia solar fotovoltaica mais usado actualmente, a nível mundial, é a tarifa feed-in (FiT). Esta tarifa implica que toda a energia eléctrica produzida por um sistema fotovoltaico seja injectada na rede e possa ser comprada pelo operador da rede a um preço pré-definido e garantido por um período fixo, normalmente mais elevado que o preço pago pela eletricidade da rede. É uma tarifa de incentivo à instalação, e que deveria tornar o retorno de investimento mais rápido. Muitas vezes este é um conceito apenas teórico, pois as decisões políticas e a conjuntura levam a que as tarifas se alterem num curto espaço de tempo (EPIA, 2010) (IEA, 2013).

Existe um compromisso, a médio ou longo-prazo, de contrato com o serviço público que fornece eletricidade, de venda e compra de energia. Os fundos disponíveis para as FiT são financiados pelos consumidores de eletricidade, através de taxas específicas na fatura da eletricidade (EPIA, 2011). No entanto, é um financiamento limitado que não chega a todos os produtores de energia renovável. A FiT é definida a nível nacional ou regional. Em França, por exemplo, para compensar a diferença do recurso solar, as instalações mais a norte recebem mais 20% de tarifa que as instalações que disfrutam de maior radiação solar. Em Itália, Alemanha e Japão, a FiT tem funcionado com sucesso (IEA, 2013).

Existe uma FiT com um prémio (FiT premium), menos conhecida e implementada, que consiste em dois elementos: o geral que corresponde ao preço do mercado da eletricidade nos mercados convencionais de energia e o prémio, consoante características do sistema ou da aplicação (a integração nos edifícios, a variação da radiação, a orientação (este, oeste) e o armazenamento podem ser variáveis a ter em conta na atribuição do prémio) (EPIA, 2011). Os países que apresentam maior desenvolvimento no mercado PV, são aqueles que possuem as tarifas feed-in mais baixas. (Carvalho, et al., 2011).

5.3. Auto-consumo

Muitas associações nacionais e internacionais afirmam que o auto-consumo é o futuro do consumidor final de energia e ainda a solução para a competitividade da energia fotovoltaica com as outras fontes de energia. Com o crescimento notável do sector PV é necessário encontrar uma alternativa para a FiT, para que a produção de eletricidade descentralizada seja remunerada justamente (IEA, 2013). O auto-consumo é um exemplo da solução para a transição das FiT. Esta substituição significa simplesmente que se deixará de receber um apoio financeiro fixo para obter um apoio financeiro mais reduzido mas onde as poupanças associadas acabam por compensar mais do que a remuneração anteriormente recebida. O produtor deixa de ser produtor da rede para passar a ser *prosumer* (produtor-consumidor).

O auto-consumo significa que a eletricidade produzida é instantaneamente consumida pelo proprietário do sistema fotovoltaico. Existe a possibilidade de conectar o sistema com capacidade correspondente às necessidades energéticas, com ou sem ligação à rede (sistema autónomo) ou instalar um sistema de armazenamento, que também pode ser subsidiado como incentivo à instalação. A eletricidade consumida e o excedente de energia são remunerados por uma tarifa fixa.

Na Alemanha, o incentivo ao auto-consumo começou em 2011 com a atribuição de uma tarifa para a eletricidade auto-consumida. Essa tarifa aumentava se a taxa de auto-consumo supera-se 30% das necessidades energéticas habitacionais por mês ou ano, para encorajar os produtores-consumidores a aumentar a sua taxa de consumo directo. A Itália introduziu uma tarifa específica ao auto-consumo, no fim de 2012, muito similar com o apoio da Alemanha. Traduz-se numa remuneração económica para a quantidade de energia produzida e injectada na rede e para a energia consumida instantaneamente.

Existem várias limitações ao auto-consumo, mas são obstáculos ultrapassáveis a curto-prazo, se existir vontade dos decisores. A falta de liberalização dos preços a retalho da eletricidade, a falta de conhecimento e sensibilização do consumidor final, o investimento na integração à rede e distribuição (quando é o caso) são exemplos de obstáculos ao desenvolvimento do auto-consumo. Os contribuintes que têm contrato com um fornecedor de energia eléctrica são os principais financiadores deste sistema e, muitas vezes, a informação que lhes é atribuída não é transparente (EPIA, 2013).

5.4.Net metering

Net metering subsidia apenas a energia produzida líquida, ou seja, o apoio é dado à diferença entre a energia produzida e a energia consumida. Por outras palavras, o sistema net-metering é um tipo de auto-consumo, que usa a rede como sistema de armazenagem e como recurso de energia, se o sistema não produzir energia para satisfazer as necessidades energéticas. Isto pode significar uma mudança de comportamento no uso da energia e uma poupança na fatura da eletricidade. O consumidor tem a possibilidade de reduzir o consumo (o que contribui para a eficiência energética), sem deixar de pagar o custo de potência de ligação à rede, caso precise de energia em casos em que as necessidades assim o exijam. A redução do consumo líquido implica uma redução de 10% das perdas na rede (APISOLAR, 2014). Ou seja, deixa de haver limitações de capacidade instalada, pois só a energia em excesso é que é injectada na rede e assim não fica sobrecarregada.

5.5. Outros apoios

Os certificados verdes (*Renewable portfolio standard*) são quotas específicas de eletricidade proveniente de fontes renováveis, no total da eletricidade produzida no país que adere (PV Parity, 2013). O governo pode ainda incentivar o investidor ao reduzir a carga tributária da instalação de um sistema PV e facilitar o acesso ao crédito (empréstimos) para aquisição de equipamentos, apoiando o investimento. Taxas de crédito, taxas de redução ou amortização acelerada, podem ser conjugados e variam na amortização do investimento.

Os créditos fiscais são subsídios directos, usados no Canadá, EUA e Bélgica até 2010, para reduzir o investimento inicial. São financiados pelo governo, por isso é um apoio sensível ao ambiente político e económico. Por vezes, o governo realiza leilões públicos para certos projetos de produção de electricidade. Cada produtor tem um projecto e o vencedor do leilão paga-o (Avril, et al., 2012).

Os requisitos para edifícios sustentáveis são um tipo de apoio legislativo para a introdução das energias renováveis nos edifícios, especialmente a energia fotovoltaica. O sector da construção tem um papel crucial para a inserção/integração do PV quer nas novas construções, quer na adaptação em edifícios já existentes. Por exemplo, na Coreia, foi estabelecido um programa onde 10% das necessidades energéticas tem de ser de origem PV, em edifícios novos, com áreas maiores a 1000 m². Na Dinamarca, o código nacional dos edifícios impõe a integração do PV nos edifícios (IEA, 2013).

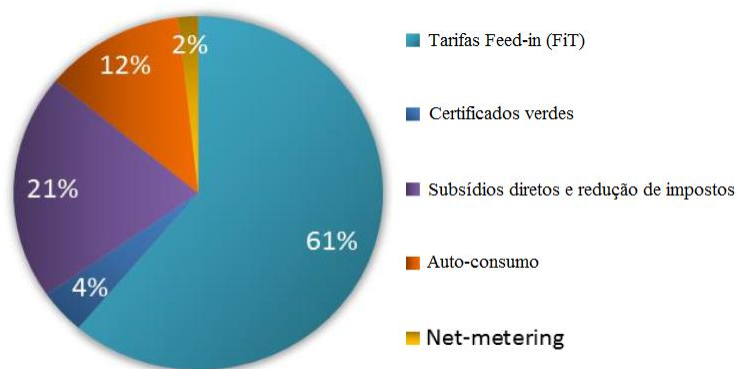


Figura 26 - Quotas dos apoios nos países do IEA-PVPS, em 2012 (IEA, 2013)

6. REVISÃO AMBIENTAL DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

6.1. Disponibilidade dos recursos

A energia fotovoltaica deve atingir custos competitivos com uma gestão sustentável dos recursos necessários (Anctil, et al., 2012). Para combater a dificuldade da disponibilidade dos materiais é necessária uma extracção e uso eficiente de recursos, a reciclagem dos equipamentos e um *design* que facilite esse processo e a substituição de materiais (EPIA, 2012). São vários os recursos utilizados na produção de tecnologias PV, no entanto neste capítulo serão só aprofundados os recursos mais importantes em termos de produção e disponibilidade: o silício, o índio e o telúrio.

Enquanto na primeira geração de tecnologias, a matéria-prima é abundante e os custos energéticos são elevados, na segunda geração existem problemas quanto à toxicidade e disponibilidade de alguns elementos, no entanto é utilizada menos energia. O CdTe é composto por cádmio e telúrio e o CIS/CIGS são a composição entre cobre, índio, gálio e selénio. O índio e o telúrio são os recursos mais escassos. Um relatório recente da Comissão Europeia listou os quatro elementos mais críticos em termos de risco de disponibilidade e importância económica para os mercados da UE: o Germânio (usado nos substratos do GaAs), Gálio (CIGS), Índio (CIS e CIGS) e Telúrio (CdTe).

O gálio é um subproduto dos minérios de zinco e alumínio. Em 2010, a produção de gálio foi estimada em 207 toneladas, onde 100 t derivaram do minério e o restante da reciclagem. As estimativas prevêem um fornecimento de 325 toneladas em 2015. O germânio provém dos depósitos de zinco. A produção de germânio em 2006 foi de 100 toneladas. A disponibilidade real do elemento germânio não é conhecida (Fthenakis, 2012). A prata é o material comum dos contactos metálicos que interligam os módulos e é considerado atualmente um material raro.

O cádmio pode ter origem em minérios de chumbo e este metal pesado é considerado tóxico para os ecossistemas e para os próprios seres vivos. O cádmio é tóxico para os peixes e para a vida selvagem, podendo passar para o Homem pela cadeia alimentar. Na China, existem tecnologias que são proibidas devido aos seus constituintes tóxicos e às políticas regulamentares associadas ao mesmo. (McDonald, et al., 2010).

6.1.1. Silício

O material semiconductor predominante no mercado é o silício. Este elemento químico é o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre e provém de areias e quartzos. Mas na realidade, este elemento tem de ser purificado, pois muitas vezes existem contaminantes (ferro e cobre) que reduzem a eficiência das células solares (Cunningham, 2005). A matéria-prima utilizada para o fabrico de células PV é na realidade um silício transformado e purificado, denominado por silício ultra puro

(*polysilicon*). Para que esta conversão ocorra são necessárias altas quantidades de energia, o que se traduz em mais custos associados (Anctil, et al., 2012).

A meio da década passada, devido ao grande aumento da procura de módulos PV, a matéria-prima para produção de módulos, o silício, não conseguiu acompanhar o crescimento de produção, o que levou a uma escassez momentânea e a um aumento dos preços do silício. Depois deste caso, o I&D começou a ser ainda mais focado na forma de atingir um consumo baixo de silício e um aumento de eficiência e uma produção de silício mais barata (Candelise, et al., 2013).

Globalmente, as indústrias que extraem e purificam este semiconductor estão localizadas sobretudo no Brasil e em pequenas quantidades no Madagáscar. Este país extrai os cristais de quartzo e exporta para outros países, importando de seguida o silício já purificado para construir painéis. O cristal de quartzo pode ser obtido na natureza ou por crescimento hidrotérmico na indústria (cultivado). O Japão continua como maior produtor mundial de quartzo cultivado (CETEM, 2007).

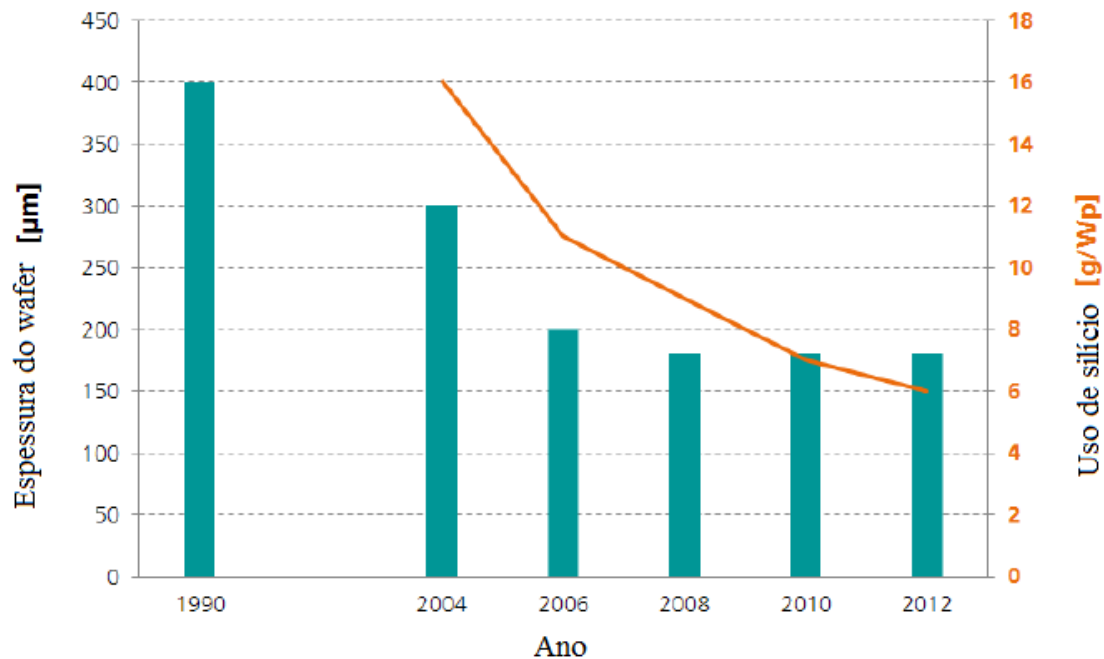


Figura 27 - Evolução da espessura do wafer e uso de silício entre 1990 e 2012 nas tecnologias de silício cristalino (Fraunhofer, 2012)

6.1.2. Índio

O Índio é um sub-produto da extração do zinco e da indústria do chumbo. Os minérios de zinco estão espalhados pelo mundo, em mais de cinquenta países. Os mais importantes estão localizados na China, Austrália, Perú, Europa e Canadá (Zinc.org, 2014). O índio disponível para produção, em 2012, era de 1345 toneladas, onde 480 t são da extração mineira e as restantes 865 t da

reciclagem de índio. A indústria fotovoltaica usa cerca de 5% da produção primária do índio. Prevê-se que em 2015, a produção de índio será apenas de 1612 t, onde uma larga fracção será usada na indústria dos LCDs. Este decréscimo no crescimento corresponde sem dúvida à sua escassez (Fthenakis, 2012). Embora possa existir bastante índio nos minérios de estanho e tungstênio, a extração é bastante dispendiosa. O preço do índio continuará alto nos próximos anos (EPIA e Greenpeace, 2011).

6.1.3. Telúrio

O telúrio é um sub-produto da indústria do cobre. Os maiores produtores mundiais de telúrio são os EUA, Canadá, Japão e Peru. Portugal também tem produção minéria de cobre, mas tem uma produção inferior aos países referidos como maioritários em termos de produção. A disponibilidade de telúrio a longo prazo depende de como a indústria do cobre otimizar a extração, refinação e reciclagem dos produtos (EPIA e Greenpeace, 2011).

O CdTe teoricamente tem mais dificuldades em avançar para larga-escala devido à escassez do telúrio, mas, algumas investigações referem que existem minérios de telúrio em vários locais do mundo que poderiam ser economicamente exploradas independentemente da produção do cobre. No estudo de Fthenakis e Anctil são referidos quatro casos onde existem reservas de telúrio. No México, existem minérios de telúrio que também contêm prata e ouro; no Canadá, existe uma reserva de telúrio que também contêm ouro; Na Nova Guiné, existem reservas de multi-elementos, entre os quais o telúrio e, por fim, na Suécia existem minérios de telúrio e ouro (Fthenakis, et al., 2012).

6.2. Análise ciclo de vida

As perguntas de partida para a realização da análise que se realizará nesta secção são:

- A energia consumida no ciclo de vida PV é superior ou inferior à energia produzida durante o seu tempo de vida?

- Quais são os impactes ambientais ao longo do ciclo-de-vida?

A análise ciclo de vida (ACV) é uma ferramenta que analisa as implicações ambientais durante o ciclo de vida de determinado produto, processo ou serviço. É uma análise quantitativa dos impactes ambientais e, relativamente a produtos, consideram-se todas as fases do ciclo-de-vida que incluem a extracção da matéria-prima, a produção e o uso até ser colocado em aterro ou re-usado. A ACV permite que se comparem impactes ambientais entre alternativas concorrentes (Stoppato, 2008). Estes estudos têm como principal objectivo contribuir para decisões de fundos de I&D e formular políticas energéticas (Fthenakis, et al., 2011).

O objetivo da análise é recolher e agrupar dados de estudos de ACV, segundo pressupostos pré-definidos, para análise e comparação de diferentes indicadores: energia primária consumida, período de retorno energético (EPBT), emissões de GEE e emissões de metais pesados. Foram recolhidos dados de cinco estudos, de diferentes tecnologias (mono e policristalino, string ribbon, tecnologias de película fina e células orgânicas). Os estudos escolhidos são todos posteriores ao ano 2008. Toda esta informação está compilada na tabela 8. A análise é bastante complexa e não existe uma uniformização dos dados nos ACV existentes. Existe sim uma diversidade nos indicadores tidos em conta pelos autores e, por isso, foram referidos os que pareceram mais relevantes e interessantes para realização de uma futura análise dos dados. Cada indicador seleccionado é explicado em pormenor nos sub-capítulos posteriores.

Tabela 8 - Informação recolhida de cinco estudos ACV, segundo pressuposto e indicadores pré-definidos

Estudo ACV	Stoppato, A., 2008				R. García-Valverde et al., 2010		Fthenakis, V.M. e Kim, H.C., 2011				Peng, et al., 2013					Kim, H., et al., 2014
	Poli-Si				Célula orgânica PV		mono-Si	ribbon-Si	poli-Si	TF	Mono-Si	Poli-Si	a-Si	CdTe	CIS	CdTe
Tecnologia																
Área do módulo (m ²)	1	0,36			1		1,25	1,25	1,25	0,72	-					0,72
Espessura do wafer (µm)	200	300			-		270-300	300-330	270-300	-	-					-
Localização geográfica	-	Muniqué	Lisboa	Roma	Sul da Europa		Sul da Europa			EUA	-					Malásia
Radiação solar (kWh/m ² /ano)	-	1143	1682	1552	1700		1700			1800	Valores entre 500 e 1700					1810
Eficiência (%)	16,0				5,0	10,0	14,0	11,5	13,2	9,0	Várias eficiências consideradas					11,2
Taxa de desempenho (TD)	-				0,8		0,75			0,8	TD consideradas entre 0,75 e 0,8					0,8
Tipo de sistema (RT, GM)	-	RT			-		RT			GM	RT e GM					GM
Tempo de vida (anos)	28				15		30				30 anos para silício cristalino e 20-25 anos para TF					30
Fonte da energia consumida (mix energético)	-				Rede Europeia		Rede europeia UCTE			EUA	-					31% carvão, 3% petróleo, 63% gás natural, 3% hidro
Ano dos dados	2006				2010		2004-2005				2005 até ao presente					2014
Limites do sistema	-				-		Inclui BOS e estrutura				Vários limites					Inclui BOS
Produção de eletricidade/energia primária	-	-	-	-	1020 kWh	2040 kWh	-				-					973 MJ/kWh
Produtividade horária anual (kWh/kWp)	-	960	1388	1315	-		-				-					-
Energia primária requerida	2298 MJ/m ²	-			2800 MJ/m ²		4200 MJ/m ²	2300 MJ/m ²	3700 MJ/m ²	1200 MJ/m ²	Figura 29					2,21 MJ/kWh
EPBT (anos)	-	5	4	4	2	4	figura 31				Figura 32					0,94
Emissões CO₂ equivalente	80 kg CO ₂ /painel	0,574 kg CO ₂ /kWh	0,569 kg CO ₂ /kWh	0,491 kg CO ₂ /kWh	112 kg CO ₂ /kWh		0,045 kg CO ₂ /kWh	0,030 kg CO ₂ /kWh	0,048 kg CO ₂ /kWh	0,024 kg CO ₂ /kWh	Figura 34					0,015 kg CO ₂ /kWh
Emissões de outros GEE (g/kWh)	-				-		figura 36 e figura 37				-					-
Emissões Metais Pesados (g/GWh)	-				-		figura 38 e 39				-					-
Potencial de mitigação de CO₂ (PCM) (tCO₂/kWp)	-	0,551	0,748	0,682	-		-				-					-
Período de retorno de CO₂ (anos)	-	-	-	-	-		-				-					0,76

6.2.1. Energia primária consumida

A energia primária consumida é um indicador importante para se compreender quais são os processos que usam mais energia. É notório que o maior gasto de energia primária está relacionado com a produção das células PV e do BOS. A fase mais crítica na produção de células é a transformação do silício metalúrgico em *polysilicon* (1190,1 MJ/painel), segundo dados de Stopatto, 2008, onde a energia primária total é de 2298 MJ/m².

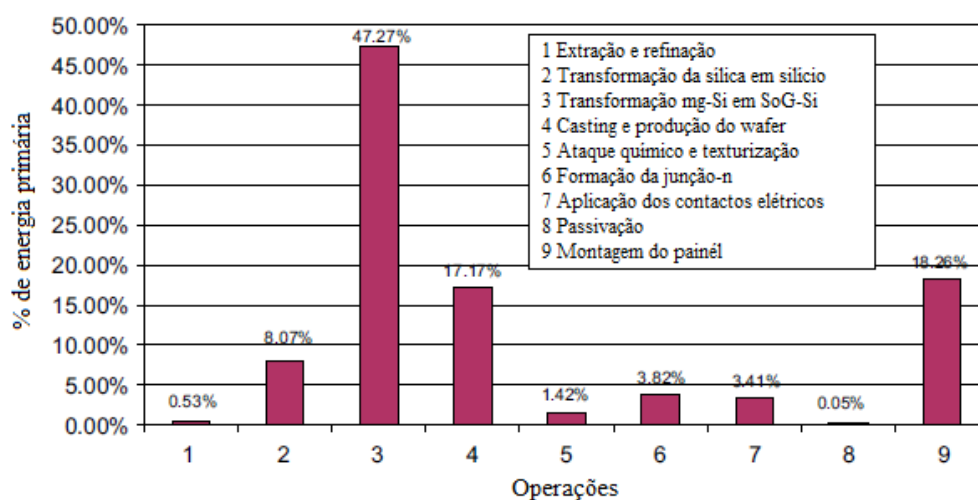


Figura 28 - Energia primária dos principais processos de produção de silício policristalino (Stopatto, 2008)

Segundo um estudo referido por Peng et al., para produzir um kWh de eletricidade, são necessários 13,2 MJ de energia primária para um fornecedor de energia convencional, 4,15 MJ para uma central PV e 2,9 MJ para um sistema BIPV (integração do PV em edifícios) (Peng, et al., 2013). Os estudos entre 2000 e 2005, apontam valores de energia primária, relativamente à produção de silício policristalino entre 2400 e 7600 MJ/m² e para o monocristalino entre 5300 e 16500 MJ/m². Estes grandes intervalos são resultado da incerteza e não obtenção de alguns dados, problema comum neste tipo de análise (Fthenakis, et al., 2012).

Considerando dados a partir de 2005 foi feito o levantamento de energia primária requerida para a energia PV, extraída de diversos estudos ACV. Verifica-se uma diminuição relativamente aos valores entre 2000 e 2005 (figura 29).

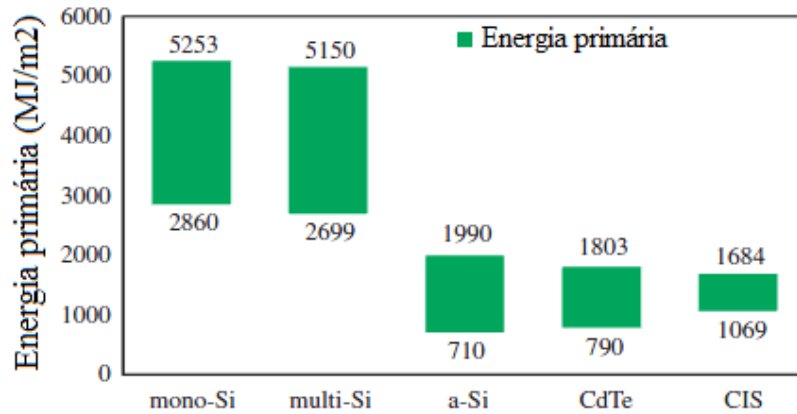


Figura 29 - Energia primária necessária para o ciclo de vida de cinco diferentes tecnologias (Peng, et al., 2013)

6.2.2. Energy payback time (EPBT)

O EPBT (*Energy payback time* - tempo de retorno energético) é o indicador que indica o tempo, em anos, que um sistema precisa para produzir energia suficiente para compensar a energia que foi necessária à sua concepção e no restante ciclo de vida (EPIA, 2011). Em 1976, o EPTB era de 12 anos para tecnologias terrestres e de 24 anos para tecnologias espaciais (Peng, et al., 2013). Comprova-se uma progressiva descida do EPBT ao longo dos últimos anos, sendo o valor atual aproximadamente entre 3,5 e 0,75 anos, variando consoante a tecnologia. Na figura 30, estão assinalados os valores de EPBT, recolhidos de uma ACV sobre células orgânicas PV, de várias tecnologias PV do mercado. O silício monocristalino e a célula orgânica com eficiência de 5% são as tecnologias que apresentam maior EPBT, ao contrário do CdTe (13% de eficiência) e uma das células DS (*dye sensitized*) que apresentam os valores mais baixos de EPBT (García-Valverde, et al., 2010).

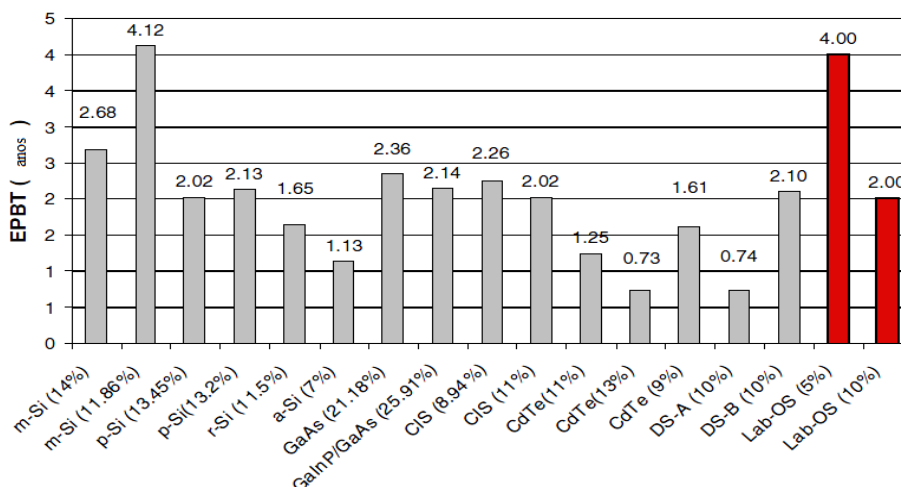


Figura 30 – Valores de EPBT para todas as tecnologias PV, com diferentes eficiências (García-Valverde, et al., 2010)

Na figura 31, estão representados os valores de EPBT para várias tecnologias produzidas na Europa e nos EUA (no caso do CdTe), considerando o módulo, a estrutura (*frame*) e o BOS. Na ACV de 2011, o silício monocristalino apresenta o maior valor de EPBT (cerca de 2,7 anos), enquanto o CdTe produzido na Europa apresenta o EPBT mais baixo (cerca de 1 ano). Os módulos são a componente que mais contribuiu para o valor EPBT. Na figura 32, como a ACV de 2013 considera silício amorfo, é esta tecnologia que apresenta um maior intervalo de valores de EPBT e um valor médio superior. O valor mais baixo mantém-se para o CdTe.

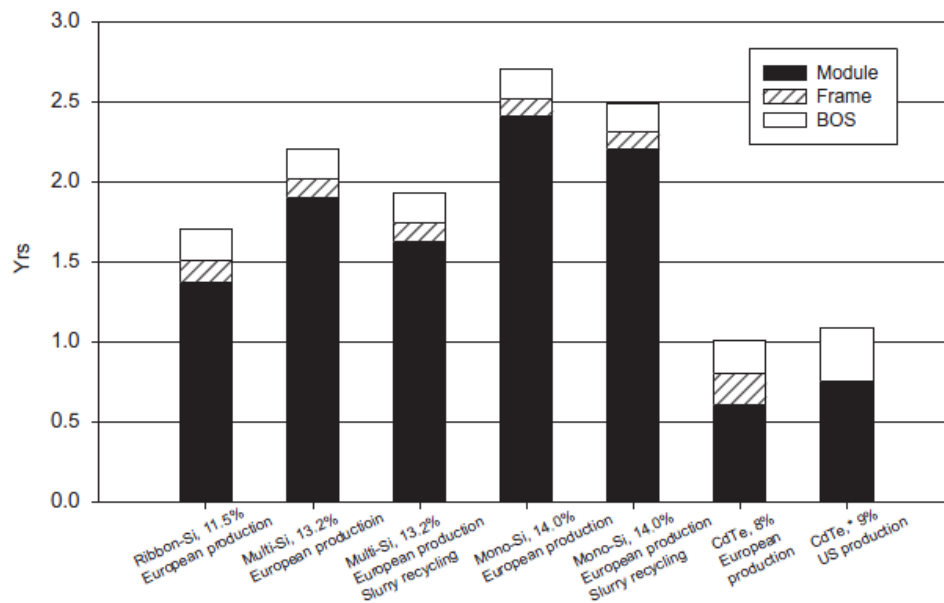


Figura 31 - Valores EPBT para diversas tecnologias PV (Fthenakis, et al., 2011)

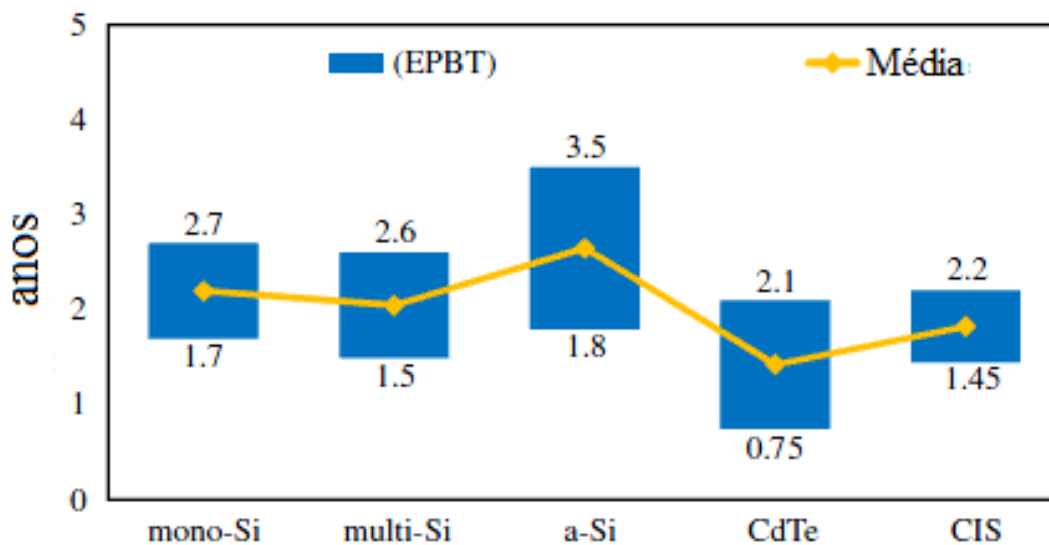


Figura 32 - Variações e médias do EPBT, de vários estudos ACV (Peng, et al., 2013)

6.2.3. Emissões de GEE

As emissões de GEE na produção de sistemas PV são indirectas, pois estão relacionadas com a energia usada durante os processos de fabrico dos módulos PV. Dependem da quantidade de energia consumida e do mix de eletricidade nos locais de produção. Dados de 2003 e 2004 comprovam que a energia PV contribuía com 180 g de CO₂ eq/kWh na Alemanha e 100 g de CO₂ eq/kWh na Austrália. Ao verificar estudos mais atuais, percebe-se que nos últimos dez anos, as emissões de GEE têm diminuído (Fthenakis, et al., 2011). Na figura 33, verifica-se que os processos 3 e 9 são aqueles onde é gasta mais energia, em relação à produção de silício policristalino, sendo também os responsáveis por maiores emissões de GEE. A tecnologia que apresenta valores superiores de emissões é o silício amorfo, seguido do CIS. A tecnologia menos poluente, em termos de CO₂ equivalente, é o CdTe (figura 34). Comparativamente a outras fontes energéticas, o CdTe e o silício policristalino emitem menos CO₂ equivalente por kWh que tecnologias como o carvão e o petróleo (figura 35).

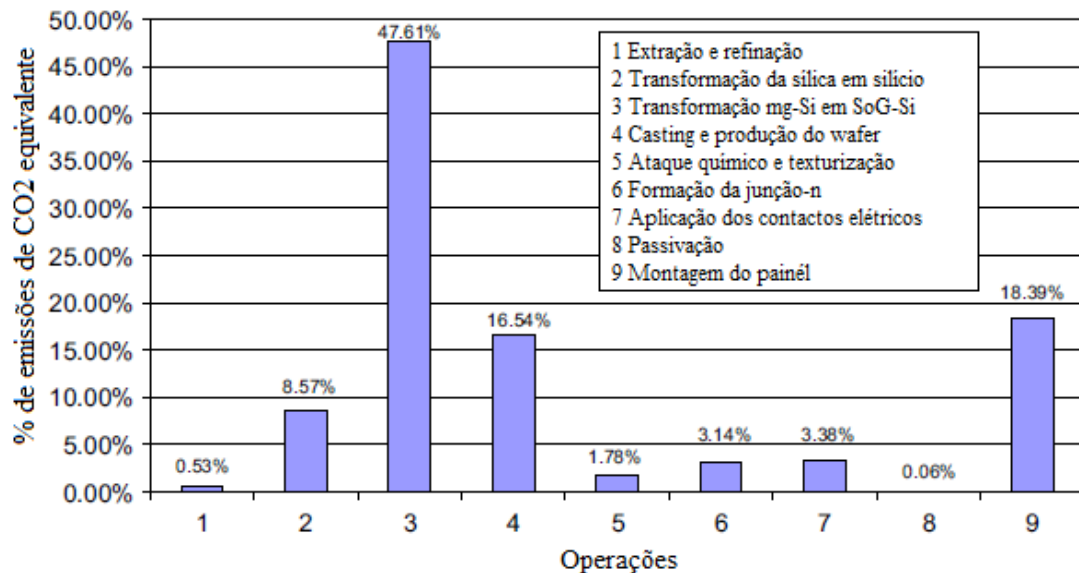


Figura 33 - Emissão de GEE nos principais processos de produção, de silício policristalino (Stoppato, 2008)

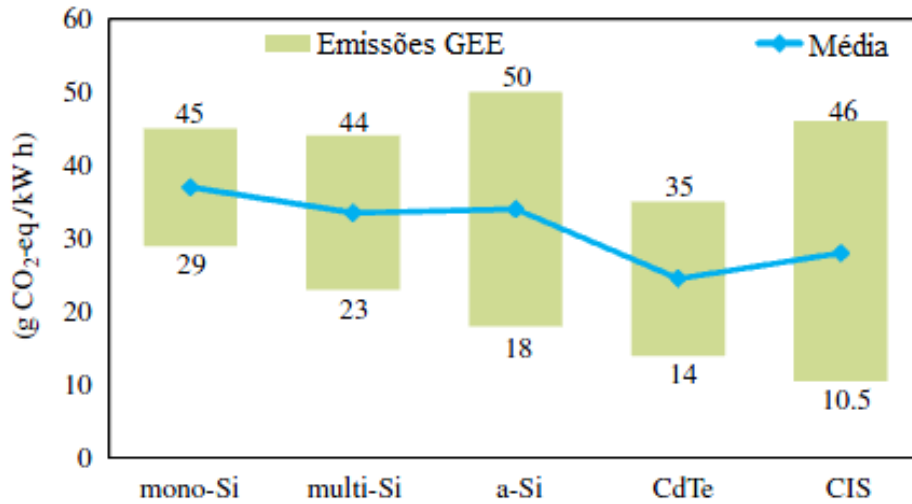


Figura 34 - Emissão de GEE de diferentes tecnologias (Peng, et al., 2013)

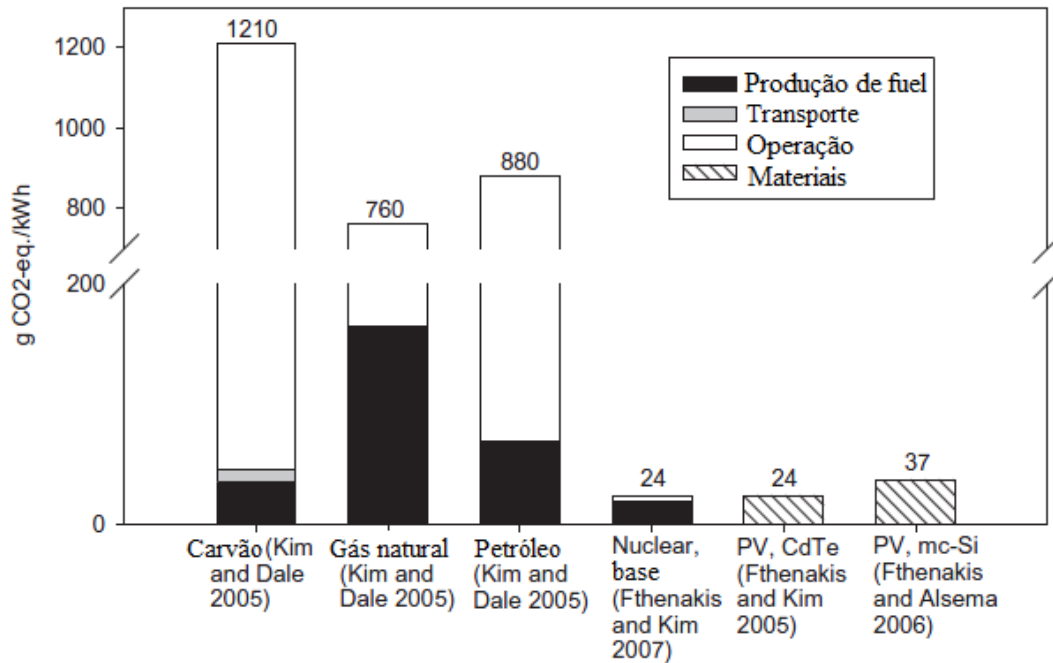


Figura 35 - Emissões de CO₂ equivalente para várias tecnologias (Fthenakis, et al., 2011)

Relativamente a emissões de NO_x e SO_x, verifica-se que as tecnologias de silício cristalino (mono e policristalino) são as responsáveis por mais emissões de SO_x (cerca de 160 mg/kWh) e de NO_x (cerca de 90 mg/kWh) (figuras 36 e 37).

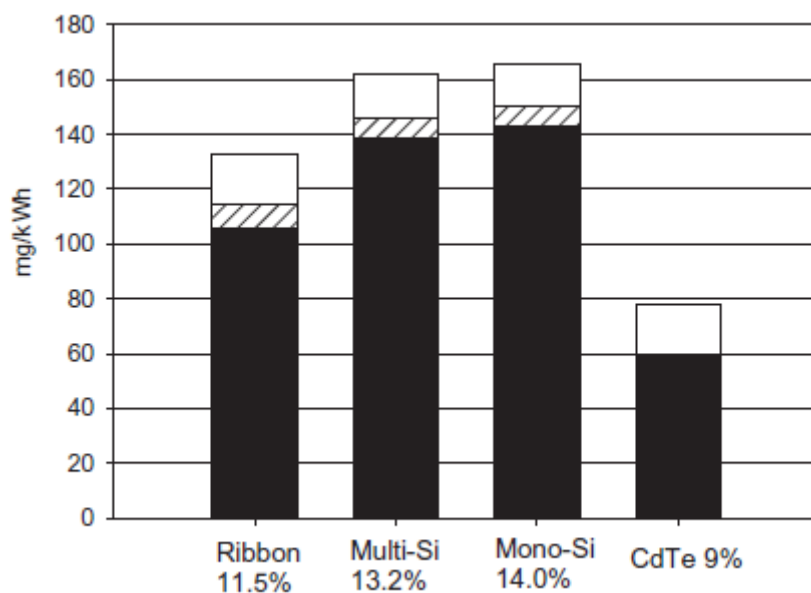


Figura 36 - Emissões de SOx de quatro diferentes tecnologias PV (Fthenakis, et al., 2011)

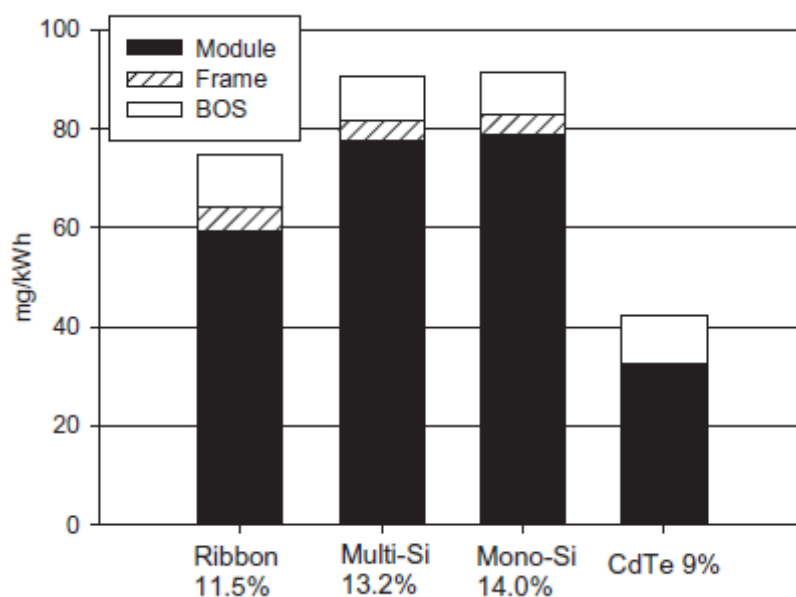


Figura 37 - Emissões de NOx para quatro tecnologias PV (Fthenakis, et al., 2011)

6.2.4. Emissões de metais pesados

Os gases tóxicos e metais pesados surgem diretamente do processamento dos materiais e da produção e indiretamente da produção de energia utilizada (Fthenakis, et al., 2012).

As emissões de cádmio estão referidas na figura 38 para várias fontes de energia elétrica. A fonte que emite mais cádmio é o petróleo, que se destaca de todas as outras fontes de energia, onde as

hídricas, o gás natural, a nuclear e o CdTe são as fontes que apresentam menos emissões de cádmio. Relativamente aos metais pesados, o metal mais emitido em todas as tecnologias é o níquel, apesar de apresentar valores mais baixos no CdTe. As emissões de mercúrio são residuais. A tecnologia que emite mais metais pesados é o silício monocristalino (figura 39).

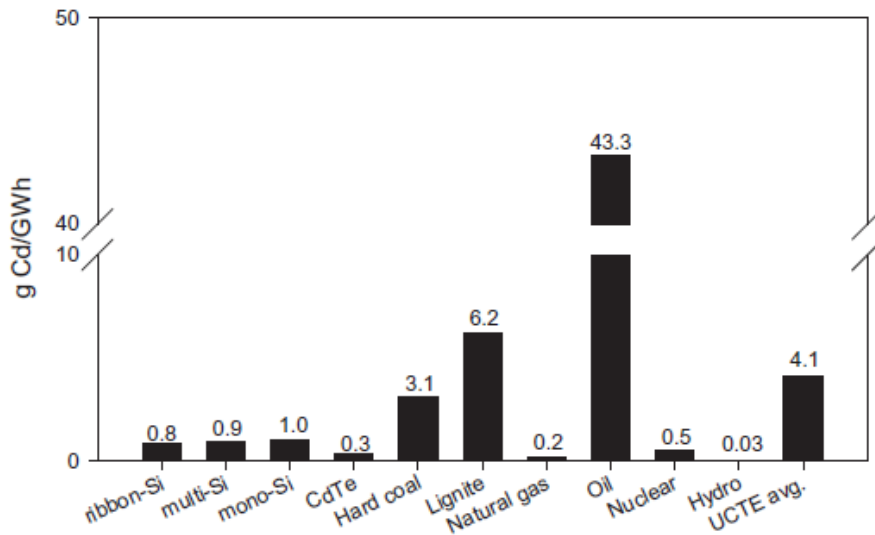


Figura 38 - Emissões de cádmio em várias fontes de energia elétrica, incluindo quatro tecnologias PV (Fthenakis, et al., 2011)

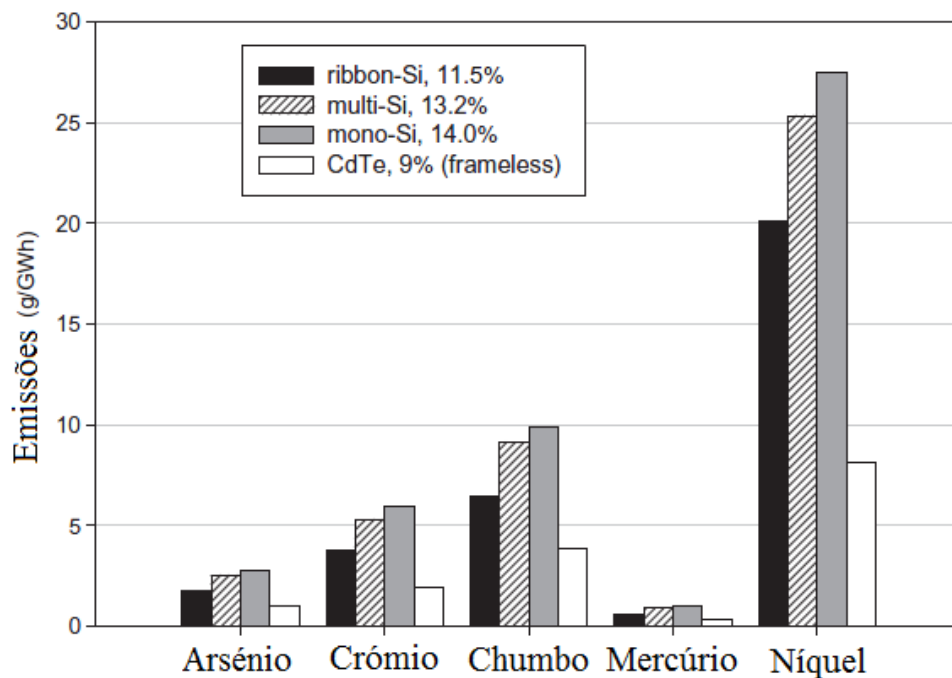


Figura 39 – Emissões de cinco metais pesados em diferentes tecnologias PV (Fthenakis, et al., 2011)

6.2.5. Uso do solo e pegada da água

A maior parte das instalações PV estão localizadas em cima de telhados ou edifícios (*rooftop*) ou estão montados no solo (*ground-mounted*). As grandes centrais fotovoltaicas ocupam grandes áreas do solo. Existem dados que comprovam que as grandes centrais usam menos solo do que as centrais a carvão, no ciclo de vida inteiro. O uso do solo para as hidroelétricas e para centrais de biomassa é consideravelmente maior (Fthenakis, 2012). É necessário ter em conta que quanto mais baixa for a eficiência da tecnologia, mais solo se tenderá a ocupar. As instalações montadas no solo correspondem a menos de 20% do mercado. Na Alemanha, em 2010, estavam instalados 2,3 GW no solo, o que correspondia a uma área de 7000 ha. Os parques solares são normalmente instalados em antigas áreas agrícolas ou áreas que não sejam úteis para outras aplicações ou serviços, mas 1 MW de parque solar corresponde aproximadamente a 2,5-3,5 ha.

Os sistemas PV utilizam água durante a operação, mas em menor quantidade relativamente a outras fontes de energia. É, por isso, uma energia sustentável para locais onde existe escassez de água (85% da água usada é na extracção do material e refinamento e 15% para a montagem de painel). O uso indireto de água na produção PV, provem do consumo de eletricidade nas fábricas de painéis, pois as energias convencionais que fornecem essa eletricidade usam muita água para arrefecimento (EPIA, 2012).

6.3. Resíduos e reciclagem

A energia PV é considerada uma fonte de energia que produz poucos resíduos durante a produção e operação, no entanto não se pode desprezar a quantidade de resíduos provenientes do desmantelamento dos equipamentos no fim de vida. O tratamento de resíduos pode ser visto como um negócio do futuro e, por isso, algumas companhias começaram já a garantir as suas quotas para o futuro mercado dos resíduos. A partir de 2020, é expectável que haja um grande aumento de resíduos PV por todo o mundo e a reciclagem tornar-se-á uma fonte preciosa de matérias-primas para garantir o desenvolvimento da energia fotovoltaica. Quanto maior for a capacidade instalada, maior será a quantidade de resíduos que existentes (McDonald, et al., 2010).

Tanto pelos impactes ambientais que são evitados e pela eficiência do uso de recursos, a reciclagem é o modo mais sustentável de gerir os sistemas PV, no fim de vida. A reciclagem contribui para uma redução de resíduos e ainda contribui para poupanças de energia e redução de emissões (IEA, 2013). No entanto, o pouco valor que os painéis em fim de vida têm, devido à actualabundância de materiais, pode ser um obstáculo para começarem a existir incentivos à reciclagem. Atualmente, o custo de deposição de equipamentos fotovoltaicos em aterro são mais baixos que os custos associados à reciclagem. Não existe motivação económica para reciclar este tipo de equipamentos. O custo

associado ao PV deve incluir custo para reciclagem e a responsabilidade do produtor para a reciclagem deve ser assegurada. (Anctil, et al., 2012).

Por isso, algumas empresas do sector lançaram programas voluntários de reciclagem, não por benefícios económicos, mas porque a responsabilidade ambiental assim o exige. Estas iniciativas voluntárias, ao longo do tempo, sofrerão um stress económico, devido à falta de apoios financeiros e os materiais constituintes dos produtos PV, principalmente os tóxicos, começarão por pertencer ao fluxo dos resíduos locais. É necessário que o conceito de responsabilidade alargada do produtor seja implementado no sector fotovoltaico. Este princípio estabelece que todos os impactes durante o ciclo de vida de um equipamento PV têm de ser da responsabilidade dos seus produtores. No entanto, os equipamentos PV foram já integrados na directiva WEEE (PV Cycle, 2012).

O PV Cycle é um programa de retoma e reciclagem para todos os tipos de tecnologia PV (excepto CdTe), na Europa. Este programa caracteriza-se por uma rede de centenas de pontos de recolha (331 em Janeiro de 2014) (Pv Cycle, 2014), transportadores de equipamentos em fim de vida e parceiros especializados em reciclagem. Representam cerca de 90% do mercado PV na Europa, oferecendo um tratamento sustentável e uma relação custo-benefício para equipamentos no fim de vida. Os módulos são depositados em postos de recolha ou transportados pela própria PV Cycle. Em 2012, a PV CYCLE recolheu e tratou 3759 toneladas de módulos PV no fim de vida (superando as 1430 toneladas de 2011). Em janeiro de 2014, os valores aumentaram para 8734 toneladas tratadas no total, onde 404 toneladas foram tratadas nesse mesmo mês (Pv Cycle, 2014). A maior parte dos módulos recolhidos são à base de silício, 16% foram CIGS e 1% outros módulos PV flexíveis. Os módulos CdTe não estão integrados no esquema do PV CYCLE porque a maioria dos produtores garante o tratamento no fim de vida (PV Cycle, 2012).

A First Solar pelo facto de produzir CdTE e um dos materiais constituintes ser o cádmio, desenvolve um programa de recolha e reciclagem de módulos PV. A empresa regista todos os módulos produzidos e, no fim-de-vida, são recolhidos e reciclados, sempre para aproveitar os materiais que podem servir de matéria-prima novamente. Outro programa conhecido é o *Solar World Global* que recicla todos os módulos PV com qualquer tipo de dano. (McDonald, et al., 2010)

Os elementos do sistema PV que se encontram em maiores quantidades são fáceis de reciclar, sendo possível remover aço, cobre dos cabos e alumínio da estrutura. Depois desta remoção, procede-se a um tratamento físico, que desfaz o módulo em pequenos constituintes, seguido de um tratamento químico, que separa os constituintes, para se obter vidro, plásticos, material semicondutor e metais residuais. 95% dos materiais do módulo podem ser recuperados para uso em novos materiais (IEA, 2013). Os painéis fotovoltaicos contêm imensos materiais mas só os que estão numa concentração suficiente para serem extraídos é que são reciclados. A tecnologia película fina (*thin film*) têm uma maior taxa de reciclabilidade do que o silício (diferença de quase 10%). O substrato usado nas tecnologias de película fina é o dobro do utilizado no silício (Anctil, et al., 2012).

6.4. Eficiência energética

A energia fotovoltaica pode ser vista como uma medida de eficiência energética. A eficiência energética caracteriza-se pela optimização do uso de energia, onde geralmente uma mudança de comportamento através da implementação de medidas para combater o desperdício de energia resulta na poupança de energia, sem perder o conforto.

Ao instalar-se um sistema de energia descentralizada, contribui-se para uma redução nas perdas na transmissão e distribuição de energia na rede. A energia PV tem a particularidade de não ter valores constantes de produção de eletricidade devido à variação do recurso solar durante as 24 horas do dia. A produção é previsível com alto grau de rigor (a partir da geometria solar e condições meteorológicas) e a máxima produção PV tem lugar a meio do dia, correspondendo toda a produção a horas cheias ou de pico (no caso da eólica, a hora de pico é a noite). Ao utilizar sistemas de armazenamento, é possível guardar a produção de eletricidade em excesso de diversas fontes nas suas horas de pico. A esta técnica dá-se o nome de *peak shaving* (EPIA e Greenpeace, 2011). Resumindo, a rede nessa hora de pico está mais “descongestionado”, pois a energia produzida em excesso é armazenada para ser utilizada mais tarde. Ao instalar um sistema de auto-consumo, de uma forma limitada (com capacidade só para alguns consumos energéticos ou sem reserva) pode significar uma eficiência energética forçada.

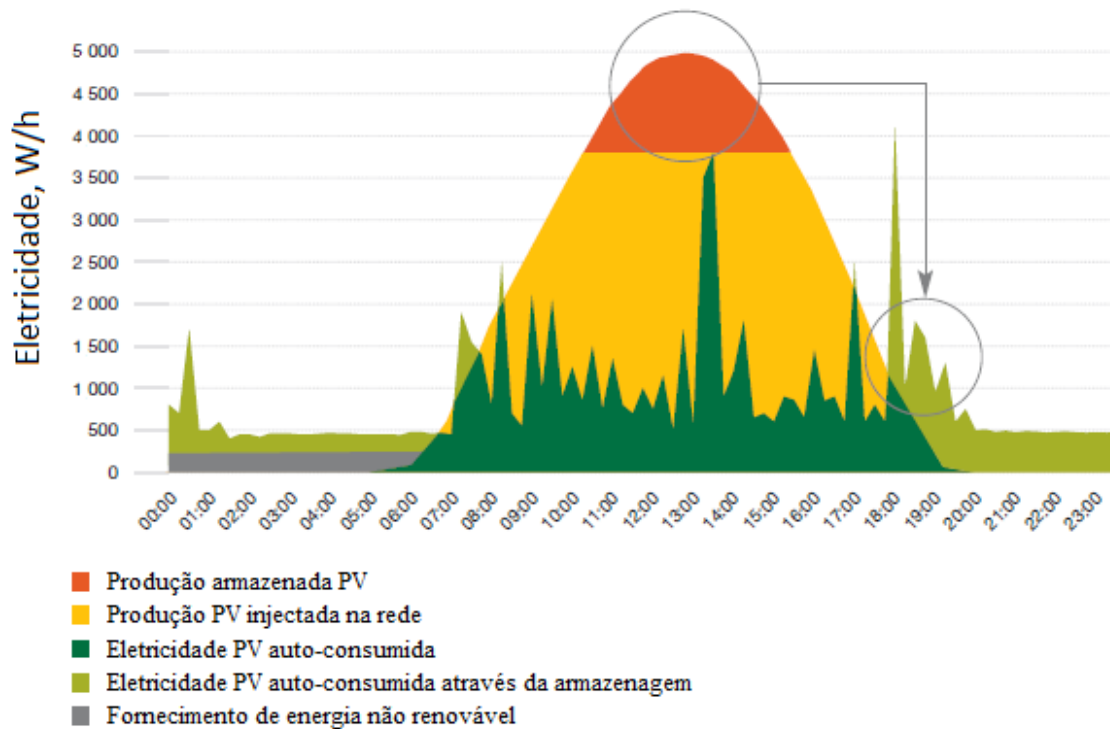


Figura 40 - Produção PV ao longo das 24 horas diárias e esquema do *peak shaving* (EPIA, 2012)

7. REVISÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS E DA ENERGIA PV EM PORTUGAL

7.1. Conceitos gerais

Apesar de Portugal ser um país com bastante potencial em relação ao fotovoltaico, o mercado ainda não alcançou condições favoráveis (PV GRID, 2013). Em 2007, com a publicação do DL 363/2007, a microgeração começou a ser regulamentada. Em 2010, foram atribuídos 150 MW para centrais de 2 MW e em 2011, a minigeração foi enquadrada. A situação de 2010 foi contudo excepcional e não é espetável que aconteça outra vez nos próximos anos (APESF, 2014).

A taxa de crescimento é baixa comparada com os outros países da União Europeia, apesar do crescimento experienciado em 2008. A maioria das instalações PV em Portugal são on-grid. (PV GRID segmento industria). A microgeração e as grandes centrais fotovoltaicas são os segmentos de mercado que ocupam maior quota atualmente, apesar das instalações industriais em terrenos abertos estarem inativas (IEA, 2012). Apesar disso, existem centrais PV em Portugal que fornecem, em grandes quantidades, energia à rede. Em Serpa, estão instalados 52 000 painéis de silício monocristalino, que correspondem a 32 hectares. A potência pico é de 11 MW e a eficiência de conversão está no intervalo entre 14 e 18%. Esta central foi inaugurada em 2007 e produz 18 GWh/ano, o que evitará 19 mil toneladas de CO₂ por ano. A Central da Amareleja localiza-se na área com maior intensidade de radiação do país, ocupando 130 hectares. A potência pico é de 46 MW o que dá origem a 93 GWh/ano, o que representa o consumo de 30 mil famílias e evita cerca de 89 000 toneladas por ano. Existem mais centrais, mas podemos destacar o parque solar urbano do Mercado Abastecedor da região de Lisboa (MARL), com potência de 6 MW (Berlenga, 2012).

No entanto, a energia PV em Portugal é considerada uma tecnologia do consumidor. Normalmente, o investimento é o principal obstáculo para o cliente, uma vez que ainda é um orçamento avultado para ser pago de imediato. A falta de sensibilização e informação também é um factor negativo para a adesão dos consumidores a um sistema de energia distribuído (Monteiro, 2014).

Desde 2006, o mercado da eletricidade encontra-se liberalizado. Esta abertura de mercado contribui para que os consumidores escolham livremente o seu comercializador de energia elétrica. Existem dois regimes legais em termos de produção de eletricidade: regime ordinário (PRO), que corresponde à produção de eletricidade através de fontes convencionais não renováveis e alguns eletroprodutores hídricos; e regime especial (PRE), que tem como base a produção elétrica a partir de fontes de energias renováveis (FER) e a cogeração. A distribuição de eletricidade, que se divide por infraestruturas de alta, média e baixa tensão, é explorada pela Rede Nacional de Distribuição (RND). A atividade de transporte de eletricidade, em muito alta tensão (150, 220 e 400 kV), é efetuada através

da RNT e da EDP Distribuição, mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público.

Os mercados organizados de eletricidade operam em regime livre e estão sujeitos a autorizações concedidas pelo Estado Português. Os comercializadores compram e vendem eletricidade livremente e assiste-lhes o direito de poder aceder às redes de transporte e de distribuição se, para isso, pagarem uma tarifa de acesso às redes, estabelecidas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Em Portugal continental existem quase 6,2 milhões de consumidores, 23 mil em Média Tensão e cerca de 300 em Alta e Muito Alta Tensão, o restante e a maioria em Baixa Tensão. Em 2012, eletricidade consumida foi cerca de 49 TWh (REN, 2014).

A ERSE define o preço da eletricidade no fim de cada ano, com base em previsões de custo no ano considerado. O consumidor paga, de ano para ano, mais na fatura de eletricidade, mas na realidade está a pagar menos do que a eletricidade realmente custa. O défice tarifário corresponde à diferença entre o que realmente custa e o que se paga. Este défice é dividido depois por vários anos, com juros, para ser pago pelos consumidores na fatura. A APREN contrariou a premissa de que as energias renováveis são as principais responsáveis pelo défice tarifário (APREN, 2014).

A fatura de eletricidade divide-se em componentes como a eletricidade consumida, a potência contratada e as taxas e impostos associados (IVA, imposto especial da eletricidade, contribuição audiovisual e taxa de exploração da DGEG). Segundo a APREN, 2,3% da fatura corresponde ao contributo às energias renováveis, em 2013 e em 2014 corresponde a 11% (APREN, 2014). No sector energético, o consumidor final funciona como um pagador passivo, pois qualquer contribuinte que pague fatura de eletricidade, está a contribuir para os custos de toda a atividade do sector energético. E quem paga não tem influência na decisão das políticas energéticas (Monteiro, 2014).

Segundo dados da PORDATA, em 2012, foram produzidos 46 614 GWh de eletricidade em Portugal, dos quais 20 652 GWh correspondem a energias renováveis e 393 GWh à energia fotovoltaica. Em 2010, o consumo total de eletricidade *per capita* era de 4 929 kWh por ano, sendo 14 kWh por dia.

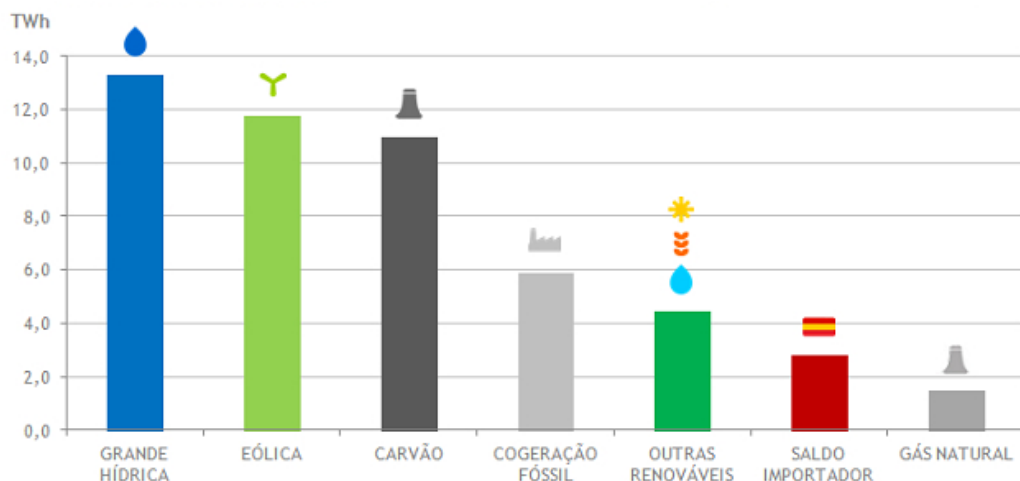


Figura 41 – Produção de eletricidade, em TWh, por fonte em Portugal Continental, em 2013 (APREN, 2014)

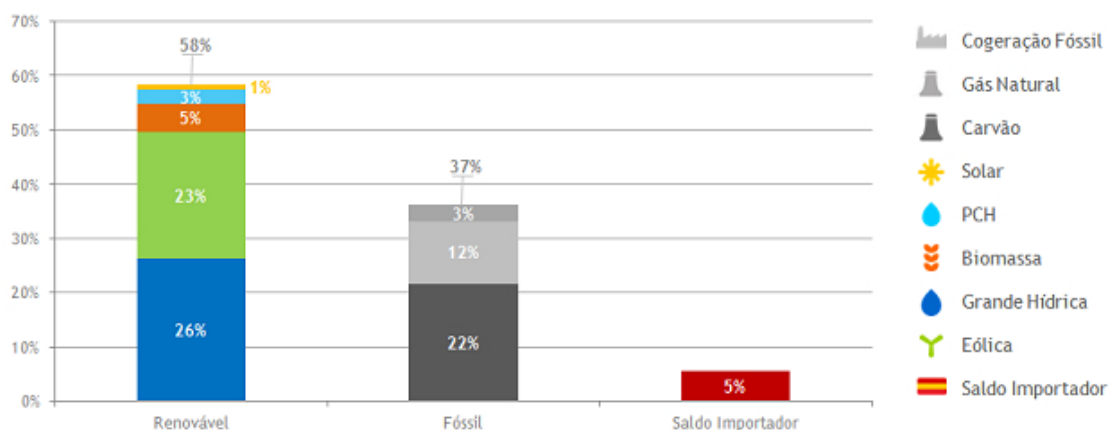


Figura 42 - Quotas das diferentes fontes de eletricidade, dividido por energias renováveis, energia fóssil e saldo importador (APREN, 2014)

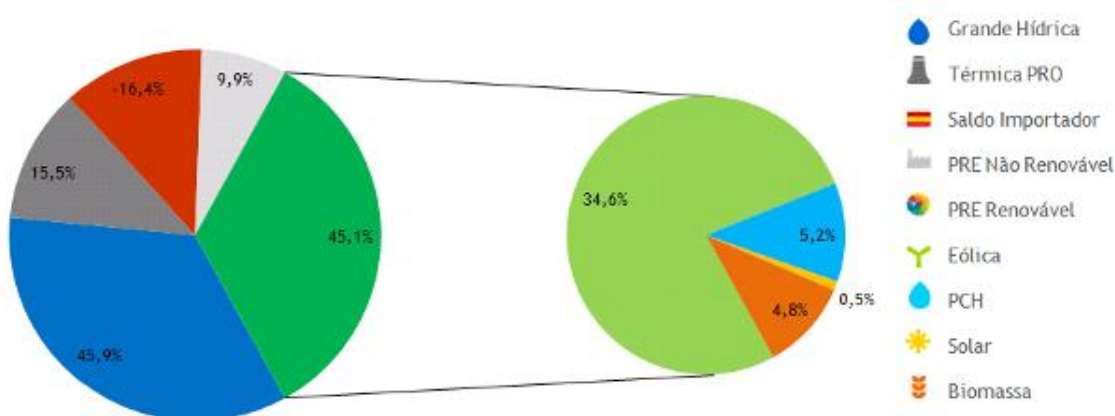


Figura 43 - Produção de eletricidade em Portugal Continental por fonte, em Janeiro de 2014 (APREN, 2014)

7.2. Tecnologia, I&D e capacidade instalada

Em 2012, as tecnologias mais produzidas em Portugal foram o silício cristalino, amorfo e CPV. Existiam cinco produtores de módulos de silício e dois de CPV, com uma capacidade total de produção de cerca de 200 MW. A Open Renewables foi a primeira unidade a fabricar módulos fotovoltaicos em Portugal, em 1994. A produção anual inicial era de 3 MW e produção anual em 2012 era de 65 MW. A Fluitecnik foi responsável pela instalação de 46 MW em 2008, na Amareleja (investimento de 15 milhões de euros). A capacidade anual de produção, em 2012, era de 50 MW. Na tabela 10, estão indicadas as capacidades de produção e a produção em 2012 dos produtores de módulos e CPV em Portugal e ainda as respectivas tecnologias (IEA, 2012).

Em Portugal existem diversas investigações a decorrer em vários institutos públicos e em universidades por todo o país. O relatório anual da IEA-PVPS 2012 refere alguns projetos I&D, desenvolvidos no ano 2012, com o apoio de universidades, laboratórios nacionais e diversos consórcios (tabela 9).

Tabela 9 - Projectos I&D em Portugal, 2012. Adaptado de IEA, 2012

Projectos I&D, em Portugal, no ano de 2012		
Nome do projeto	Descrição	Entidade Responsável
<i>SolarSell Project</i>	Desenvolvimento de uma célula solar sensibilizada por corante, para potencial aplicação em BIPV	Consórcio: FEUP, EFACEC, CIN e EDP
<i>Sunlab</i>	Demonstração da correlação entre variáveis climáticas, posições geográficas dos módulos e produção de energia para diferentes tecnologias PV, em Portugal	EDP
<i>Solar Tiles Project</i>	Desenvolvimento de um azulejo de cerâmica para deposição direta de filme fino	Consórcio entre indústrias e universidades
<i>NanoSi - PVCELLS</i>	Desenvolvimento de dispositivos com nanoestruturas de silício	FCT-UNL e SolarPlus, S.A.
<i>Cobre-Zinco-Estanho-Enxofre/Crystalsol Project</i>	Desenvolvimento conjunto da tecnologia Cobre-Zinco-Estanho- Enxofre	Consórcio: LNEG, Crystalsol e EDP

Tabela 10 - Empresas produtoras de tecnologias PV em Portugal, em 2012 (IEA, 2012)

Empresa	Capacidade máxima (MW)	Capacidade atual (MW)	Produção 2012 (MW)	Tecnologia
Open Renewables*	65	65	34	c-Si (77 % mono, 23 % poly)
Martifer Solar	50	50	15	c-Si (poly)
SolarPlus	10	10	n.a.	a-Si (double junction)
Goosun*	10	10	n.a.	c-Si (poly)
Fluitemnik	50	45	15	c-Si (17 % mono, 83 % poly)
WS Energia*	40 MW (one-axis tracker) and 15 MW (two-axis tracker)	n.a.	n.a.	CPV (1,93x, mono c-Si, flat-plate and curve reflectors)
MagPower*	54	n.a.	n.a.	CPV (800x, III-V triple junction cells and Fresnel concentrating optics)

Em 2012 e 2013, segundo a DGEG, foram instalados cerca de 68 MW e 52 MW de capacidade PV, respectivamente, perfazendo um total de capacidade acumulada de cerca de 278 MW, 99% dos quais estão ligados à rede. O objetivo de Portugal, no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), é atingir 1 GW de capacidade instalada, em 2020 (IEA, 2013). A taxa de crescimento média anual entre 2005 e 2013 foi de 76,9% para a energia fotovoltaica.

Tabela 11 – Capacidade instalada, em MW, de várias fontes de energia renovável, entre 2005 e 2013, em Portugal (DGEG, 2014)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TCMA
Hídrica Total	4 752	4 784	4 787	4 792	4 821	4 837	5 261	5 284	5 540	1.9%
Grande Hídrica (>30MW)	4 234	4 234	4 234	4 234	4 234	4 234	4 650	4 662	4 916	1.9%
Hídrica (>10 e <=30 MW)	232	263	263	263	263	263	261	264	265	1.7%
Hídrica (<= 10 MW)	286	287	290	295	324	340	350	357	359	2.9%
Eólica	1 047	1 681	2 446	3 037	3 519	3 863	4 301	4 450	4 630	20.4%
offshore							2.0	2.0	2.0	
microprodução							0.6	0.6	0.6	
Biomassa (c/ cogeração)	357	357	357	357	359	360	367	367	352	-0.2%
Biomassa (s/ cogeração)	12	24	24	24	101	106	105	105	113	32.4%
Resíduos Sólidos Urbanos	88	88	88	88	88	88	88	88	88	0.1%
Biogás	8.2	8.2	12.4	12.4	20.0	28.0	43.3	60.8	64.7	29.5%
Fotovoltaica	2.9	3.4	14.5	58.5	104.1	122.9	157.7	225.5	277.9	76.9%
microprodução							62.8	99.8	131.6	
Ondas									0.3	
Total	6 267	6 945	7 729	8 369	9 011	9 405	10 322	10 580	11 066	7.4%

Tabela 12 - Eletricidade produzida, em GWh, através de energias renováveis, entre 2005 e 2013, em Portugal (DGEG, 2014)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
Hídrica Total	5 000	11 323	10 351	7 102	8 717	16 249	11 827	6 447	14 640
Grande Hídrica (>30MW)	4 454	9 897	9 406	6 190	7 547	14 306	10 495	5 593	12 810
em bombagem	387	465	357	498	725	399	575	1 038	1 137
Hídrica (>10 e <=30 MW)	265	702	504	478	618	1 045	622	393	891
Hídrica (<= 10 MW)	281	724	441	434	552	898	710	460	939
Eólica	1 741	2 892	4 007	5 720	7 506	9 078	9 003	10 011	11 755
Biomassa (c/ cogeração)	1 286	1 302	1 361	1 381	1 390	1 579	1 669	1 689	1 735
Biomassa (s/ cogeração)	64	78	149	146	311	612	688	718	679
Resíduos Sólidos Urbanos	545	532	498	441	458	455	486	395	471
Biogás	31	33	55	67	80	97	152	202	238
Fotovoltaica	4	4	24	41	160	213	265	360	448
microprodução							75	138	190
Total	8 671	16 164	16 445	14 898	18 622	28 283	24 089	19 821	29 965
Hídrica Total Corrigida (Diretiva 2009/28/CE)	10 995	10 761	11 129	10 931	10 644	11 154	11 261	10 719	11 080
Eólica Total Corrigida (Diretiva 2009/28/CE)	1 712	2 908	4 221	5 639	7 000	8 204	9 091	9 951	10 767
Total Corrigido	14 637	15 618	17 436	18 647	20 043	22 315	23 612	24 033	25 417
Produção Bruta + Saldo Importador (GWh)	51 729	52 749	52 952	53 558	53 134	54 865	53 461	52 776	52 882
% de renováveis (Real)	16.8%	30.6%	31.1%	27.8%	35.0%	51.6%	45.1%	37.6%	56.7%
% de renováveis (Diretiva)	28.3%	29.6%	32.9%	34.8%	37.7%	40.7%	44.2%	45.5%	48.1%

* A Produção Bruta + Saldo Importador é provisória para 2012 e 2013.

Na tabela 11, é possível rever a evolução histórica da capacidade instalada de todas as energias renováveis utilizadas em Portugal. Na tabela 12, apresenta-se a contribuição de energia elétrica através das mesmas energias consideradas, onde a energia PV apresenta valores de 202 GWh e 238 GWh de eletricidade produzida em 2012 e 2013, respetivamente. O LCOE em Portugal varia entre 0,08 €/kWh e 0,12 €/kWh (Silva, 2014).

7.3. Revisão de políticas

Os mecanismos de apoio mais usados em Portugal são as FiT e os incentivos financeiros e fiscais. A FiT surgiu em Portugal, em 1988, como uma tarifa única para todas as energias renováveis. Em 2001, diferenciaram-se as tarifas por todas as energias renováveis e a tarifa para a energia fotovoltaica era a mais alta. No entanto, só em 2009, é que começaram a ser reguladas FiT para microprodução. Em 2010, Portugal tinha a FiT mais alta da Europa de modo a atrair investidores e contribuir para o mercado do próprio país (Carvalho, et al., 2011).

Em 2012, assistia-se a uma clara evolução das FiT, nos segmentos residencial e comercial. O processo administrativo foi simplificado para os pequenos segmentos, mas existiram limitações no crescimento. Segundo a EPIA, em 2013, a competitividade do segmento residencial estaria à vista e previa-se que o mercado poderia desenvolver-se sem mecanismos de apoio (EPIA, 2013). Mas tal não se comprovou, com o aumento dos preços e os cortes avultados nas tarifas de microprodução, 2014 tem tudo para ser um ano difícil no sector no nosso país. As decisões políticas limitam a produção e as licenças de produção são entregues de forma ineficiente. A lista de espera para atribuição de licenças é

grande, bem como a espera para a ligação à rede (PV GRID, 2013). Na tabela 13, estão indicados os valores das tarifas de referência, tarifas de algumas fontes energéticas e as tarifas PV para micro e minigeração dos anos 2013 e 2014. O valor das tarifas de 2013, de micro e minigeração, foram fixas pelas portarias n.º 430/2012 e n.º 431/2012. As tarifas de microgeração e minigeração para 2014, foram emitidas num despacho da DGEG, no dia 26 de dezembro de 2013.

Tabela 13 - Tarifas de referência (incluindo PV) dos anos 2013 e 2014, para micro e minigeração. Adaptado de APISOLAR, 2014 e Comissão Europeia, 2013

Ano	2013			2014	
	Microgeração		Minigeração	Microgeração	
Período de atribuição	8 anos	7 anos	1º Escalão – 15 anos	8 anos	7 anos
Tarifa de referência (€/MWh)	272	150	151	218	115
FiT Vento (€)	218	120	148	174	-
FiT Biogas (€)	-		111	-	-
FiT Hidroelétrica (€)	109	60	93	87	-
FiT Biomassa (€)	-		111	153	-
Fit Geotérmica (€)	270		-	-	-
Fit PV (€)	196	165	-	66	145

O Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), em conjunto com o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), são instrumentos de planeamento energético que pretendem alcançar metas e compromissos internacionais assumidos por Portugal. Em particular, o PNAER é de carácter obrigatório para cada estado-membro, com o ano horizonte 2020. Depois da execução do plano, é necessário que seja aprovado e notificado à CE. No PNAER é referida a importância da energia solar na descentralização da produção de eletricidade, o facto do ciclo de produção do PV coincidir com os períodos de maior consumo de energia, a disponibilidade do recurso sol e a capacidade de I&D tecnológico. Em Abril de 2012, foram dadas diretrizes para o PNAER ser revisto. Uma das alterações foi a redução de mais de 60% no objetivo de produção de energia solar para 2020. Portugal terá que alcançar o objectivo dos 31% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final em 2020 (IEA, 2012).

Segundo a APISOLAR (2014), a situação atual do fotovoltaico em Portugal caracteriza-se pela falta de definição da política energética, onde as tarifas são reduzidas, existe limite de cotas de potência a instalar e a fiscalidade é confusa, demorada e desajustada.

O fotovoltaico tem potencial para substituir em parte a eletricidade da rede, mas ainda não é competitivo para sistemas isolados. A alteração dos mecanismos de subsídio da energia PV

(substituição da FiT por mecanismos de apoio ao investimento - benefícios fiscais) seria uma solução possível (GEOTA, 2013). Existem casos em que o preço a retalho é superior, no segmento residencial, ao custo de produção de um sistema PV e assim, o auto-consumo torna-se mais proveitoso que as FiT (EPIA, 2013). O futuro passa pelo conceito de produtor-consumidor (*Prosumer*) (Clara, et al., 2013). No entanto, esta mudança pode significar uma diminuição do mercado de outro tipo de energia solar: os sistemas solares térmicos. Para receber a FiT, é necessário que o microprodutor instale um sistema solar térmico. Este mercado decresceu 50% em 2013 (Clara, 2014) e preve-se que baixe ainda mais pois, em 2014, o regime geral compensará mais que o regime bonificado.

Apesar de alguns países europeus já possuírem legislação e esquemas de apoio ao auto-consumo, os decisores portugueses estão ainda a discutir a sua introdução, através da reestruturação dos programas de micro e minigeração, para acrescentar este tipo de regime. O regulamento para o auto consumo encontra-se em fase avançada de elaboração, segundo fontes do ministério do ambiente e da energia (Prado, 2014). Prevê-se a criação de três novos enquadramentos legais: Auto-consumo sem injeção de potência à rede, com injeção de potência à rede e em sistemas isolados (APESF, 2014). O DL oferece uma proposta de remuneração, podendo ou não ser favorável ao consumidor (APISOLAR, 2014). Em 2013, tinha sido adiantado, numa conferência do sector PV, pelo director-geral da energia que seria introduzido um sistema de net-metering para o sector fotovoltaico, em 2014. (APISOLAR, 2013).

7.3.1. Microgeração

A microgeração caracteriza-se pela produção descentralizada de energia por um particular. É como uma contribuição à rede e ao mix energético, através de tecnologias de energias renováveis até um determinado valor de potência e dimensão. A energia produzida e integrada na rede é remunerada. O microprodutor estabelece um contrato de venda de eletricidade, em baixa tensão, com a rede pública e normalmente a recuperação do investimento é tida como a médio-prazo (SunEnergy, 2014). O mercado da microgeração, em 2012, teve um volume de negócios de cerca de 37 milhões de euros. Os micro-produtores, através do pagamento das taxas de registo como produtor, geraram, em 2012, 2 milhões de euros que supostamente são destinados à gestão e manutenção do Serviço de Registo da Microgeração (APISOLAR, 2013).

A potência de ligação à rede tem de ser inferior a 50% da potência contratada. A potência máxima considerada para cada caso é 3,68 kW ou 11,04 kW para condomínios. A potência a atribuir no ano 2014 é de 10 MW. Ao aderir ao regime bonificado, o produtor tem de implementar obrigatoriamente um sistema térmico com pelo menos 2 m² de área. No caso do condomínio, o sistema térmico pode ser substituído por uma auditoria energética e respectiva implementação das medidas de intervenção. Normalmente, o regime bonificado tem um limite de distribuição (*cap*) em termos de

tarifa e potência, ou seja, existe um limite de orçamento para as FiT e o somatório da potência de todos os sistemas que beneficiem deste tipo de tarifa não podem ultrapassar a capacidade estipulada para cada ano. No ano de 2013, o *cap* do orçamento foi ultrapassado em Setembro (Renováveis na hora, 2014).

No entanto, se se preferir vender a eletricidade ao valor igual do mercado, opta-se pelo regime geral. Neste regime, a potência máxima de ligação é de 5,75 kW e não pode ser superior a 50% da potência contratada. É necessário um espaço de 30 m² sem sombreamento e não é obrigatório a instalação do sistema térmico (EDP, 2014). Esta tarifa de venda é actualizada anualmente com base no índice de preços do consumidor.

O PV GRID é um projeto inserido no programa “Energia Inteligente para a Europa” da CE. O projeto anterior, PV LEGAL, conseguiu obter uma base de dados extensa com as barreiras administrativas e respectivas recomendações políticas para ultrapassá-las. O objetivo do PV GRID é redesenhar e estender a base de dados de cada um dos 16 estados-membros. Quer a base de dados, quer todos os relatórios publicados por este consórcio têm como base de informação entrevistas aos responsáveis pelas diversas associações industriais a nível nacional e a vários *stakeholders* do setor (PV GRID, 2013). Através da base de dados do PV GRID, foi feita uma recolha da informação mais importante a reter em todos os processos da microgeração.

No início de 2013, identificaram-se 200 barreiras ao desenvolvimento da energia fotovoltaica, estando agrupadas em quatro categorias:

- Procedimentos de licenciamento, que dizem respeito às barreiras nos processos administrativos na autorização para construção de sistemas PV (licenças em edifícios, avaliação de impactes ambientais, licenças de produção de eletricidade...);

- Rede, que dizem respeito às barreiras relativas aos procedimentos para ligação e acesso à rede e dos requisitos técnicos e problemas de capacidade da mesma. Os custos associados à ligação à rede seriam da responsabilidade dos operadores de rede, mas estes, muitas vezes, delegam estes custos aos operadores das instalações, o que depois se reflecte no elevado custo final. O tempo de espera pode ser longo, o que muitas vezes é prejudicial para o produtor que, na impossibilidade de gerar rendimentos, pode ser obrigado a desistir do projeto;

- Apoio, que corresponde às barreiras relacionadas com a instabilidade reguladora e a escassez de esquemas de apoio;

- Operação e manutenção, são barreiras que surgem devido à instabilidade dos esquemas de apoio e aos requisitos administrativos e técnicos para operação dos sistemas PV (PV GRID, 2013).

Depois do primeiro contacto com uma entidade que comercialize e instale painéis fotovoltaicos, terá de ocorrer uma avaliação das condições do local. Se não for feita uma análise eficiente ao local ou o local não for apropriado o tempo de espera pode aumentar, sendo nesta fase o factor crucial.

Os processos administrativos podem ser morosos. É necessário fazer o registo de produtor e o registo do sistema que se pretende instalar. Depois do pagamento da licença de produção (615€), é

necessário aguardar pela atribuição da licença (existem listas de espera atualmente) e pedir o financiamento para a aquisição do sistema fotovoltaico, se for o caso.

A construção do sistema PV é a principal barreira de todo o processo necessário à microgeração. O tempo limite para a implementação do projecto depois da atribuição da licença é de 120 dias. A instalação deve ter por base as regras técnicas das instalações de Baixa Tensão e é sujeita a inspecção. O instalador prepara a conexão à rede, mas é a própria EDP, responsável pela rede de baixa tensão, que conecta o sistema à sua rede.

Para permissão de ligação à rede, é necessário que o sistema passe por uma inspecção, conduzida pela CERTIEL. Se não passar na primeira inspecção, tem direito a realizar mais duas, mas desta vez terá de ser paga à parte. Depois de terem sido certificadas as condições do sistema, é necessária obter a licença de conexão à rede. Para o comissionamento, o contrato de venda de eletricidade deve ser celebrado entre as duas partes. Relativamente a questões legais e fiscais, o produtor deve-se declarar como produtor de energia (PV GRID, 2013).

7.3.2. Minigeração

Este regime foi regulamentado em 2011, pelo DL 34/2011 que, por sua vez, foi revisto pelo DL 25/2013, que insere os dois tipos de produção, o micro e mini. Este decreto-lei trouxe a obrigação de que o operador de rede local pode comprar a energia produzida independentemente do fornecedor de energia consumida. O programa de minigeração tem o objetivo de instalar 250 MW até 2020, sendo dirigido aos setores de serviço e indústria (escolas, edifícios públicos e grandes armazéns de distribuição). Dependendo da evolução da procura e da tecnologia, o programa poderá ser alargado para potências superiores. As instalações em regime de minigeração, como ocupam áreas maiores de instalação (no caso dos parques industriais), atraem investidores mas também controvérsia entre os residentes nas zonas onde são instalados. No caso português, as regiões mais a sul e interiores possuem valores de radiação solar mais elevados, sendo por isso áreas favoráveis à instalação. Como são áreas mais desertificadas, as centrais PV podem trazer poder industrial e económico (Carvalho, et al., 2011).

No regime geral, a potência de ligação deve ser 50% da potência contratada até um máximo de 250 kW e é necessária que a energia consumida na instalação seja superior ou igual a 50% da energia produzida pelo sistema. O regime bonificado está dividido em três sub-segmentos: até 20 kW, de 20 a 100 kW e de 100 a 250 kW. Para cada segmento, deve ser feita uma auditoria energética que implemente medidas e para os quais existem tempos de retorno de 2, 3 e 4 anos, respetivamente para cada segmento. A remuneração é feita de duas formas: até aos 20 kW é designada uma tarifa fixa por 15 anos; para as potências entre 20 e 250 kW, a atribuição da tarifa passa por complexos mecanismos concorrenciais, em forma de leilão. Tendo como base a tarifa de referência, são seleccionadas as entidades que oferecem um melhor desconto à tarifa. Os pedidos de licença são ordenados segundo

este desconto. Também tem um período de 15 anos (INTELSOL, 2014). A quota anual para este segmento é de 30 MW. Este limite criou sérios problemas para o setor PV uma vez que limita a procura de mercado.

Relativamente aos processos administrativos, existe o registo do produtor e do sistema, o pagamento do registo do produtor e a verificação da rede para atribuição da licença. É nesta fase que é pedido o financiamento. É necessário efectuar a auditoria energética para receber a tarifa em vigor e a energia é limitada à produção de 2600 kWh/kWp; No caso da construção, cabe ao instalador fornecer o material para ligação à rede. Depois da inspecção, dá-se o contrato e a ligação à rede (sendo o tempo limite de 10 dias para a conexão) (PV GRID, 2013).

8. ANÁLISE TÉCNICA E ECONÓMICA DA ENERGIA PV EM PORTUGAL

8.1. Caso de estudo I

O objetivo deste primeiro caso é realizar uma análise técnica de vários módulos PV, de diferentes tecnologias, provenientes de diferentes regiões, através da recolha de dados do site da ENFSolar e, ainda, realizar uma análise económica onde se considerada a potência máxima do regime bonificado (3,68 kW) e do regime geral (5,75 kW). Pretende-se prever o investimento e a respetiva remuneração, segundo as tarifas dos diferentes regimes, para se calcular o período de retorno de investimento (PR) nos módulos. Os pressupostos estão assinalados na tabela 14. Os dados foram escolhidos aleatoriamente no site. Utilizou-se um modelo de equações para chegar aos valores de eficiência nominal e real, de eletricidade produzida, do investimento do painel, da remuneração e do período de retorno de investimento dos módulos, com base em Chabot, 2014.

$$\text{Eficiência laboratorial} = \frac{\text{Potência pico}}{\text{Área total} \times \text{Radiação total anual (STC) (1 kW/m}^2)} \times 100 \text{ (eq. 1)}$$

$$\text{Eficiência real} = \frac{\text{Eletricidade produzida}}{\text{Área total} \times \text{Radiação total anual}} \times 100 \text{ (eq. 2)}$$

$$\text{Eletricidade produzida} = \frac{\text{Taxa de desempenho} \times \text{radiação total anual} \times \text{potência pico}}{\text{Radiação total anual (STC)}} \text{ (eq. 3)}$$

$$\text{Investimento do painel} = \text{Potência pico} \times \text{Preço} \text{ (eq. 4)}$$

$$\text{Remuneração} = \text{Tarifa (2014)} \times \text{Eletricidade produzida} \text{ (eq. 5)}$$

$$\text{Período de retorno de investimento (PR)} = \frac{\text{Investimento do painel}}{\text{Remuneração}} \text{ (eq. 6)}$$

8.2. Caso de estudo II

No seguimento do caso I, consideram-se três sub-casos: regime bonificado, regime geral e net-metering. São considerados os *cash flows* associados à compra e instalação do sistema PV (investimento) e respetiva manutenção e remuneração. Foi utilizado o programa *PVsystem*, versão 6.22, onde são assumidos vários pressupostos para cada caso, assinalados na tabela 14.

O período considerado para análise foi de 25 anos, tempo de vida médio de um painel, tendo em conta que o período no qual as taxas estão em vigor é nos primeiros 15 anos. Será calculado o valor líquido atual (VAL), o índice de rentabilidade (IR) ou rácio Benefício/Custo (B/C) líquido e, por fim, o PR. Considera-se que a eletricidade produzida é a mesma ao longo dos 25 anos, apesar da degradação do sistema ao longo do tempo (apesar de se assumir manutenção) e das condições climáticas não serem as mesmas de ano para ano, para simplificar a análise.

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{Cash\ flows\ i}{(1+t)^i} \quad (\text{eq. 6})$$

$$IR = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{Receitas\ brutas - Despesas\ brutas}{(1+t)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{Investimento\ total}{(1+t)^i}} \quad (\text{eq. 7})$$

A metodologia aplicada foi a seguinte: introduziram-se os pressupostos no programa *PVSystem*, o qual nos permitiu saber qual a eletricidade produzida pelo painel, por ano. De seguida, procedeu-se ao cálculo das despesas brutas, que correspondem essencialmente aos custos de manutenção, e ao cálculo das receitas brutas (correspondendo à remuneração da venda de eletricidade). Considerou-se a taxa de actualização de 3% para calcular o VAL, IR (B/C líquido) e PR. É através do *cash flow* acumulado que se verifica o período de retorno de investimento. Nas tabelas 17, 18 e 19 estão localizados os cálculos intermédios para chegar aos três indicadores descritos na tabela 14. Foi considerada a mesma potência para o regime bonificado e geral para os valores puderem ser comparáveis. No caso do *net-metering*, considera-se que o produtor é também consumidor e recebe remuneração quer pelo consumo de energia (neste estudo, assumido como 30% da energia produzida), sendo bonificada pela tarifa de 0,066 €/kWh, quer pela produção de energia (assume-se uma tarifa de 0,140 €/kWh). Assume-se que o *net-metering* também tem associada uma taxa de registo igual a taxa de registo do produtor (615€). Para todos os casos, considera-se que no ano 0 não existe produção de eletricidade, devido ao tempo de espera para ligação à rede.

Tabela 14 - Pressupostos, resultados e principais conclusões dos dois casos de estudo

Casos de estudo	Pressupostos	Resultados	Principais conclusões
<p>Caso de estudo I – Custos dos painéis + Tarifa 2014</p>	<p>Modelo e Produtor: Nacionalidade: China, EUA, Alemanha Tecnologia: Mono-Si e Poli-Si Área total (m²) N.º de módulos: Assumir número para uma potência próxima de 3,68 kW e de 5,75 kW Preço kWp (fonte: ENF, 2014) Radiação solar anual 1500 kWh/m²/ano Taxa de desempenho 0,8 Tarifa microgeração 2014 0,066 €/kWh para os primeiros oito anos e 0,145 €/kWh para os restantes sete anos Tarifa Geral Considerada 0,140 €/kWh (fonte: Apisolar, 2014)</p>	<p>Eficiência laboratorial (%) Eficiência real (%) Eletricidade produzida (kWh/ano) Carga (horas/ano) Fator de capacidade Investimento (€) Remuneração anual (€) PR (anos)</p> <p>(tabela 15 e 16)</p>	<p>- Diferença entre eficiências laboratoriais e reais: aproximadamente 3%</p> <p>- O PR do painel em regime bonificado é superior ao PR em regime geral.</p> <p>- A carga e o fator de capacidade dependem da radiação incidente no painel e quanto maior for, maior serão as horas de trabalho efectivo do painel. Ou seja, se considerarmos uma radiação de 1800 kWh/m²/ano, o PR decresce um ano.</p>
<p>Caso de estudo II - Microgeração e Auto-consumo (programa PVsyst)</p>	<p>Dados PVSyst: Localização: Lisboa Tecnologia Silício Monocristalino (Alemanha, Axitec) <i>On-grid</i> <i>Flat-roof</i> Ventilado Radiação solar anual: 1951 kWh/m²/ano Potência: 3,6 kW (Regime bonificado e geral) e 5,7 kW (Auto-Consumo) Eficiência: 15% Custo dos módulos: 550 €/kW_p Custos de apoio: Apoios telhado: 0,65€/W Apoios montagem: 0,6€/W Custos do BOS: Inversor < 5 kWp: 300€/kW Inversor > 5 kWp: 250€/kW Custo das baterias: 150€/kWh Custo controlador de carga: 0,8€/W Custos de transporte e montagem: 1500€/kW Custos de manutenção: 80€/kW</p> <p>Valores assumidos: Registo do produtor: 615€ Painel térmico: 2500 € Taxa de actualização: 3%</p>	<p>Regime bonificado Investimento total: 14282 € Eletricidade produzida: 5900 kWh/ano LCOE: 0,23 €/kWh Custos do módulo: 1980 € Custos de apoio: 2340 € Custos do BOS: 1080 € Custos de transporte e montagem: 5767 € Custos de manutenção: 308 € (de três em três anos) VAL: - 4103 IR: 0,74 PR: -</p> <p>Regime geral Investimento total: 11782 € Electricidade produzida: 5900 kWh/ano LCOE: 0,23 €/kWh Mesmos custos que o regime bonificado VAL: 1317 € IR: 1,11 PR: 22 anos</p> <p>Auto-consumo Investimento total: 16856 € Eletricidade produzida: 9300 kWh/ano LCOE: 0,19 €/kWh Custos do módulo: 3135 € Custos de apoio: 3705 € Custos do BOS: 1425 € Custos de transporte e montagem: 8329 € Custos de manutenção: 444 € (de três em três anos) VAL: 6818 € IR: 1,40 PR: 16 anos</p>	<p>Regime bonificado: O investimento não é viável com as condições de FiT atuais. Ao fim dos 25 anos de vida útil do painel, perde-se cerca de 3000 €, já atualizados. Sendo o VAL negativo e o IR menor que 0 este é um investimento que, nestas condições, deve ser rejeitado pois não apresenta mais valias.</p> <p>Regime geral: O investimento para este regime é menor que para o regime bonificado, pois não é necessário instalar um sistema solar térmico. Apesar do VAL ser positivo (um ganho de cerca de 1300 €), o retorno do investimento só acontece ao fim de 22 anos.</p> <p>Auto-consumo: Assumindo tarifas para a energia produzida e consumida, esta solução parece ser viável apesar de ter um investimento mais avultado que os dois casos anteriores. Ao fim de 25 anos, o investidor ganha 6818€ atualizados e ao fim de 16 anos, existe retorno do investimento.</p>

Tabela 15 - Análise técnica dos painéis e respectivo investimento, remuneração e período de retorno para sistemas com aproximadamente 3,68 kW

	Modelos	RS250P(B)-60	RS270M-96	SUN 235-250W grade B	AC-245-255M/156-60S	AC-240-250P/156-60S	AC-250-265M/156-60S
Análise Técnica	Produtor/Nacionalidade	Jiangsu Runda PV - China	Jiangsu Runda PV - China	Sun Electronics International - EUA	Axitec - EUA	Axitec - Alemanha	Axitec - Alemanha
	Tecnologia	Poli-Si	Mono-Si	Poli-Si	Mono-Si	Poli-Si	Mono-Si
	Número de módulos	16	14	15	15	15	14
	Área painel (m²)	26	24	24	24	24	23
	Potência painel (kW_p)	3,68	3,64	3,53	3,68	3,60	3,50
	Eletricidade produzida (kWh/ano)	4416	4368	4230	4410	4320	4200
	Radiação solar anual (kWh/m²/ano)	1500					
	Eficiência real anual (%)	11,2	12,3	11,5	12,0	11,8	12,3
	Taxa de desempenho	0,8					
	Carga do sistema PV (kWh/kW_p)	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	Fator de capacidade	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Análise económica	Preço (€/kW_p)	508	661	421	422	520	550
	Investimento painel (€)	1869	2406	1484	1551	1872	1925
	FiT 8 anos (€/kWh)	0,066					
	Fit 7 anos (€/kWh)	0,145					
	Remuneração da venda de eletricidade anual (€/ano)	292	288	279	291	285	277
Período de retorno de investimento (anos)	6	8	5	5	7	7	

Tabela 16 - Análise técnica dos painéis e respectivo investimento, remuneração e período de retorno para sistemas com aproximadamente 5,75 kW

	Modelos	RS250P(B)-60	RS270M-96	SUN 235-250W grade B	AC-245-255M/156-60S	AC-240-250P/156-60S	AC-250-265M/156-60S
Análise Técnica	Produtor/Nacionalidade	Jiangsu Runda PV - China	Jiangsu Runda PV - China	Sun Electronics International - EUA	Axitec - EUA	Axitec - Alemanha	Axitec - Alemanha
	Tecnologia	Poli-Si	Mono-Si	Poli-Si	Mono-Si	Poli-Si	Mono-Si
	Número de módulos	25	22	24	23	22	23
	Área painel (m ²)	41	37	39	37	36	37
	Potência painel (kW _p)	5,75	5,72	5,64	5,64	5,28	5,75
	Eletricidade produzida (kWh/ano)	6900	6864	6768	6762	6336	6900
	Radiação solar anual (kWh/m ² /ano)	1500					
	Eficiência real anual (%)	11,2	12,3	11,5	12,0	11,8	12,3
	Taxa de desempenho	0,8					
	Carga do sistema PV (kWh/kW _p)	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	Fator de capacidade	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Análise económica	Preço (€/kW _p)	508	661	421	422	520	550
	Investimento painel (€)	2921	3781	2374	2378	2746	3163
	Regime geral (€/kWh)	0,140					
	Remuneração da venda de eletricidade anual (€/ano)	966	961	948	947	887	966
	Período de retorno de investimento (anos)	3	4	3	3	3	3

Tabela 17 – Cálculos para determinação do VAL, B/C em regime bonificado

Ano	Eletricidade produzida (kWh/ano)	Despesas brutas (Db) (€)	Receitas brutas (Rb) (€)	Taxa de actualização (3%)	Db atualizadas (€)	Rb atualizadas (€)	Cash Flow líquido atualizado (€)	Cash Flow acumulado atualizado (€)
0	0	0	0	1	0	0	-14282	-14282
1	5900	0	389	0,97	0	378	378	-13904
2	5900	0	389	0,94	0	367	367	-13537
3	5900	308	389	0,92	282	356	74	-13462
4	5900	0	389	0,89	0	346	346	-13116
5	5900	0	389	0,86	0	336	336	-12781
6	5900	0	389	0,84	0	326	326	-12454
7	5900	308	389	0,81	250	317	66	-12388
8	5900	0	389	0,79	0	307	307	-12081
9	5900	0	856	0,77	0	656	656	-11425
10	5900	0	856	0,74	0	637	637	-10789
11	5900	308	856	0,72	223	618	396	-10393
12	5900	0	856	0,70	0	600	600	-9793
13	5900	0	856	0,68	0	583	583	-9210
14	5900	0	856	0,66	0	566	566	-8645
15	5900	308	856	0,64	198	549	351	-8293
16	5900	0	826	0,62	0	515	515	-7779
17	5900	0	826	0,61	0	500	500	-7279
18	5900	0	826	0,59	0	485	485	-6794
19	5900	308	826	0,57	176	471	295	-6498
20	5900	0	826	0,55	0	457	457	-6041
21	5900	0	826	0,54	0	444	444	-5597
22	5900	0	826	0,52	0	431	431	-5166
23	5900	308	826	0,51	156	419	262	-4903
24	5900	0	826	0,49	0	406	406	-4497
25	5900	0	826	0,48	0	395	395	-4103

Tabela 18 – Cálculos para determinação do VAL, B/C em Regime geral

Ano	Eletricidade produzida (kWh/ano)	Db (€)	Rb (€)	Taxa de atualização (3%)	Db atualizadas (€)	Rb atualizadas (€)	Cash Flow líquido atualizado (€)	Cash Flow acumulado (€)
0	0	0	0	1	0	0	-11782	-11782
1	5900	0	826	0,97	0	802	802	-10980
2	5900	0	826	0,94	0	779	779	-10201
3	5900	308	826	0,92	282	756	474	-9727
4	5900	0	826	0,89	0	734	734	-8994
5	5900	0	826	0,86	0	713	713	-8281
6	5900	0	826	0,84	0	692	692	-7589
7	5900	308	826	0,81	250	672	421	-7168
8	5900	0	826	0,79	0	652	652	-6516
9	5900	0	826	0,77	0	633	633	-5883
10	5900	0	826	0,74	0	615	615	-5268
11	5900	308	826	0,72	223	597	374	-4894
12	5900	0	826	0,70	0	579	579	-4315
13	5900	0	826	0,68	0	562	562	-3752
14	5900	0	826	0,66	0	546	546	-3206
15	5900	308	826	0,64	198	530	332	-2874
16	5900	0	826	0,62	0	515	515	-2359
17	5900	0	826	0,61	0	500	500	-1859
18	5900	0	826	0,59	0	485	485	-1374
19	5900	308	826	0,57	176	471	295	-1079
20	5900	0	826	0,55	0	457	457	-621
21	5900	0	826	0,54	0	444	444	-177
22	5900	0	826	0,52	0	431	431	254
23	5900	308	826	0,51	156	419	262	516
24	5900	0	826	0,49	0	406	406	923
25	5900	0	826	0,48	0	395	395	1317

Tabela 19 - Cálculos para determinação do VAL, B/C em Auto-consumo

Anos	Eletricidade produzida (kWh/ano)	Eletricidade consumida (kWh/ano)	Db (€)	Rb da energia produzida (€)	Rb da energia consumida (€)	Rb totais (€)	Taxa de atualização (3%)	Db atualizadas (€)	Rb atualizadas (€)	Cash Flow líquido atualizado (€)	Cash Flow acumulado (€)
0	9300	2790	0	0	0	0	1	0	0	-17209	-17209
1	9300	2790	0	1302	184	1486	0,97	0	1443	1443	-15766
2	9300	2790	0	1302	184	1486	0,94	0	1401	1401	-14365
3	9300	2790	444	1302	184	1486	0,92	406	1360	954	-13412
4	9300	2790	0	1302	184	1486	0,89	0	1320	1320	-12091
5	9300	2790	0	1302	184	1486	0,86	0	1282	1282	-10809
6	9300	2790	0	1302	184	1486	0,84	0	1245	1245	-9565
7	9300	2790	444	1302	184	1486	0,81	361	1208	847	-8717
8	9300	2790	0	1302	184	1486	0,79	0	1173	1173	-7544
9	9300	2790	0	1302	184	1486	0,77	0	1139	1139	-6405
10	9300	2790	0	1302	184	1486	0,74	0	1106	1106	-5299
11	9300	2790	444	1302	184	1486	0,72	321	1074	753	-4546
12	9300	2790	0	1302	184	1486	0,70	0	1042	1042	-3504
13	9300	2790	0	1302	184	1486	0,68	0	1012	1012	-2492
14	9300	2790	0	1302	184	1486	0,66	0	983	983	-1510
15	9300	2790	444	1302	184	1486	0,64	285	954	669	-841
16	9300	2790	0	1302	184	1486	0,62	0	926	926	85
17	9300	2790	0	1302	184	1486	0,61	0	899	899	985
18	9300	2790	0	1302	184	1486	0,59	0	873	873	1858
19	9300	2790	444	1302	184	1486	0,57	253	848	594	2452
20	9300	2790	0	1302	184	1486	0,55	0	823	823	3275
21	9300	2790	0	1302	184	1486	0,54	0	799	799	4074
22	9300	2790	0	1302	184	1486	0,52	0	776	776	4849
23	9300	2790	444	1302	184	1486	0,51	225	753	528	5377
24	9300	2790	0	1302	184	1486	0,49	0	731	731	6108
25	9300	2790	0	1302	184	1486	0,48	0	710	710	6818

9. CONCLUSÃO

Depois de todas as revisões efetuadas às principais vertentes que influenciam e condicionam a potencialidade da energia fotovoltaica podemos tirar várias ilações, bem como prever qual será o estado até 2020 e 2030, em alguns casos.

É notório o grande crescimento da energia PV no mercado energético e, sem dúvida, será uma das principais fontes de energia, a nível europeu (pelo facto da Alemanha e a Itália liderarem atualmente este setor) e a nível global (considerando o potencial da China e do Japão e outros países asiáticos emergentes). A energia PV já é uma solução viável para o fornecimento parcial de energia e marca uma posição dentro do sector energético. Ao longo do tempo, aumenta a sua quota-parte na oferta de energia, a preços cada vez mais próximos de serem competitivos. A competitividade tem que passar pela prioridade às FER, os esquemas de apoio devem ser apropriados a cada caso e as barreiras administrativas têm de se extinguir. Só assim, o mercado crescerá de forma sustentável.

Em termos de eletricidade produzida, existe um cenário otimista que refere 12% da procura de eletricidade europeia será à custa dos sistemas fotovoltaicos, em 2020 e 25%, em 2030.

O silício continuará a dominar o mercado, apesar do crescimento das tecnologias de segunda e terceira geração. Verifica-se uma redução do uso do silício nos últimos anos o que também justifica a descida de preços dos equipamentos e a importância que tem o I&D.

A capacidade de instalação acompanhará a oferta de equipamentos PV apenas em 2017, segundo a previsão da EPIA referida nesta dissertação. Até aí, continuará a existir um excedente de oferta o que pode significar redução de preços até essa data. É indiscutível a redução dos preços dos sistemas, mas o custo muitas vezes não é a única restrição à competitividade.

Os valores de LCOE nas regiões líderes são ainda muito avultados, com excepção da China que apresenta valores mais baixos, o que justifica a rápida evolução. Em Portugal, o LCOE é também reduzido, mas não parece ser aproveitado devido a várias restrições. A China domina o mercado de exportações e tem cada vez mais o papel de instalador, produtor e consumidor de energia fotovoltaica.

As políticas de apoio utilizados nos últimos anos nos países líderes funcionaram, mas estão a estagnar como era previsível num tipo de financiamento como este. Para ocorrer uma transição das energias convencionais para energias renováveis é necessário existirem incentivos viáveis e transparentes face às indústrias, investidores, empresas do setor e consumidores. A transição passará seguramente pelo auto-consumo. Pela experiências de outros países parece ser uma solução a adoptar para que o crescimento do mercado PV não estabilize.

Tendo em conta a literatura utilizada nas ACV, a tecnologia tida como a que utiliza menos energia é o CdTe. É também a que tem um menor impacte ambiental associado. O facto de ser composto por um metal pesado parece não ser um problema, visto que as emissões de Cd são referidas na literatura como residuais comparativamente com outras fontes de energia eléctrica. O mesmo se verifica para as

emissões de NO_x e SO_x e para outros metais pesados considerados. O problema da escassez de recursos é o obstáculo para esta tecnologia de segunda geração, não sendo possível ter um crescimento tão marcado como o silício cristalino, que provém de matérias-primas abundantes.

O retorno energético (EPBT) diminuiu nos últimos anos, sendo mais uma razão para a energia PV ser mais viável que os combustíveis fósseis. Pelo contrário, o silício amorfo apresenta os maiores valores de EPBT por ser pouco eficiente. Dentro das tecnologias cristalinas, o monocristalino gasta mais energia e tem maiores impactos, seguido do policristalino e do *string ribbon*.

A reciclagem deve ser o processo utilizado para equipamentos em fim de vida tanto por razões ambientais, como para poupança de custos e das próprias matérias-primas. Esta energia pode ser considerada uma medida de eficiência energética por contribuir igualmente para a poupança energética, caso seja aplicado um sistema de auto-consumo.

Em Portugal, o sector evolui timidamente, tendo aumentado a sua capacidade instalada nos últimos anos, competindo com outras fontes como as eólicas e as hídricas. A FiT continua a ser o apoio em vigor e este ano tornou-se um problema para a continuidade do crescimento dos mercados. A diminuição das tarifas veio trazer ao sector fotovoltaico um período de incertezas. Com a remuneração de 0,066€ por kWh (microprodução), só o período de retorno da taxa de registo de microprodutor é superior a um ano. Esta tarifa é a mais baixa dos últimos anos e contraria a tendência passada, onde o fotovoltaico era remunerado com uma tarifa de cerca de 0,4 €/kWh (mas é preciso considerar que os custos de investimento eram mais avultados).

Na análise económica efectuada no último capítulo, acontece uma situação caricata, na qual a microprodução em regime bonificado deixa de ser viável comparativamente ao regime geral, e a tarifa a aplicar do último carece de clarificação das tarifas a aplicar no futuro, segundo várias associações nacionais. O VAL permite conhecer qual o valor que o projecto retornará e a IR representa a retoma de 1€ investido no projeto. No caso do regime bonifica o VAL é negativo, o que significa que existirá perda de capital, mas no caso do regime geral o benefício de 1€ de investimento será 1,14€ e no auto-consumo, 1,4 €. O período de retorno não consegue ser atrativo para estes casos. Os custos devem continuar a diminuir e os apoios devem ser mais justos relativamente ao investimento necessário.

As barreiras, ao nível do consumidor, são sobretudo demoras e custos nos processos administrativos. O processo carece de simplificação e de uma melhor compreensão dos detalhes necessários. A falta de sensibilização e comunicação aos consumidores de eletricidade não é favorável para o desenvolvimento do PV, neste caso a nível residencial e comercial.

O regime geral apresenta períodos de retorno entre os 5 e os 8 anos, referentes apenas ao investimento no painel.

Em suma, foi demonstrado e confirmado que a energia solar tem potencial e pode tornar-se competitiva a curto-prazo com outras fontes de energia, principalmente para casos de consumo de energia descentralizado e pela abundância do recurso solar, a nível global. A nível nacional, devido à redução das tarifas, é necessário que os custos decresçam ainda mais e que as políticas de apoio sejam

simples e adequadas ao investimento associado. A nível ambiental, as evoluções são óbvias e se se continuar a apostar na investigação e desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas, estas tornar-se-ão competitivas com outras fontes de eletricidade, tendo em conta renováveis e convencionais.

Sugestões Futuras

A investigação na ACV é essencial para o desenvolvimento da energia PV. Era importante existir mais comparações entre estudos e que as unidades fossem uniformizadas para uma melhor compreensão das comparações. Existe ainda muito trabalho para fazer a este nível e sendo considerada uma ferramenta fundamental para a análise da viabilidade económica e ambiental, é essencial mais investigação principalmente nas tecnologias emergentes.

As condições da análise económica efectuada podem ser variáveis. Substituir a tecnologia de silício monocristalino por CdTe, resultaria numa análise interessante. Considerar a mesma eficiência e radiação solar é também outra análise para compreender qual é a tecnologia que produz mais eletricidade.

10. BIBLIOGRAFIA

- Anctil, Annick e Fthenakis, Vasilis. 2012.** *Critical metals in strategic photovoltaic technologies: abundance versus recyclability.* NY, USA : 2012.
- APESF. 2014.** APESF. [Online] 2014. [Citação: 22 de Fevereiro de 2014.] http://apesf.pt/images/anexos/comunicado%20apesf_reunio%20com%20a%20dgeg%2014%20janeiro%2014.pdf.
- APESF. 2014.** *Carta aberta à DGEG.* Lisboa : 2014.
- APISOLAR. 2014.** APISOLAR. [Online] 2014. [Citação: 25 de Março de 2014.] <http://www.apisolar.pt/pt/energia-solar-fotovoltaica/comunicados-energia-solar-fotovoltaica/587-autoconsumo-posicao-da-apisolar>.
- APISOLAR. 2013.** APISOLAR. [Online] 2013. [Citação: 2014 de Março de 25.] <http://www.apisolar.pt/pt/noticias/fotovoltaico-noticias/525-europa-ataca-dumping-chines-sector-divide-se>.
- APREN. 2014.** APREN. [Online] 2014. [Citação: 22 de Fevereiro de 2014.] http://www.apren.pt/fotos/editor2/apren_defice.pdf.
- APREN. 2014.** APREN. [Online] 2014. [Citação: 22 de Fevereiro de 2014.] http://www.apren.pt/fotos/editor2/brandia/APREN_FATURA.pdf.
- Archambault, Allison. 2012.** *Solar PV Atlas: Solar Power in Harmony with Nature.* 2012.
- Avril, S., et al. 2012.** *Photovoltaic energy policy: Financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries.* França : Elsevier, 2012.
- Bagnall, Darren e Boreland, Matt. 2008.** *Photovoltaic technologies.* 2008.
- Beattie, Neil S., et al. 2012.** *Understanding the effects of sand and dust accumulation on photovoltaic.* UK : elsevier, 2012.
- Berlenga, João. 2012.** *Estudo de viabilidade de uma instalação fotovoltaica num edifício existente.* Lisboa : ISEL, 2012.
- Candelise, Chiara, Winkler, Mike e Gross, Robert. 2013.** *The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting.* Londres : Elsevier, 2013.
- Cardoso, C. 2008.** *Crescimento e caracterização de filmes finos de CIS para células solares.* Aveiro : 2008.
- Cardoso, Catarina. 2008.** *Crescimento e caracterização de filmes finos de CIS para células solares.* Aveiro : Universidade de Aveiro, Departamento de Física, 2008.
- Carullo, A, et al. 2011.** *Comparison among photovoltaic technologies: an experimental case study.* Itália : 2011.
- Carvalho, Duarte, et al. 2011.** *Photovoltaic energy mini-generation: Future perspectives for Portugal.* Portugal : 2011.

Castro, Rui. 2008. *Introdução à energia fotovoltaica*. Lisboa : Instituto Superior Técnico, 2008.

CETEM. 2007. CETEM. [Online] 2007. [Citação: 11 de março de 2014.] <http://www.cetem.gov.br/publicacao/CTs/CT2007-126-00.pdf>.

Chabot, Bernard. 2014. *Back to basics: how to perform a simple, comprehensive and reliable technical performance analysis of PV plants projects* : BCCONSULT, 2014.

Clara, Ana. 2014. "Uma queda que é preciso travar" : O instalador, 2014.

Clara, Ana e Gandum, José. 2013. *Fotovoltaico: um sector que tem de se potenciar como medida de eficiência energética*. Lisboa : O instalador, 2013.

Comissão Europeia. 2013. *Electricity - Promotion in Portugal*.: RES LEGAL, 2013.

Cucchiella, Federica, et al. 2012. Renewable energy options for buildings: Performance evaluations of integrated photovoltaic systems. *Energy and Buildings*. 2012.

Cunningham, Aimee. 2005. Sun and sand: Dirty silicon could supply solar power. *ScienceNews*. 2005, Vol. 168, 11, p. 165.

de la Tour, Arnaud, Glachant, Matthieu e Ménière, Yann. 2013. *Predicting the costs of photovoltaic solar modules in 2020 using experience curve models*. Paris, França : Elsevier, 2013.

EDP. 2014. EDP. [Online] 2014. [Citação: 2014 de março de 5.] <http://www.microgeracaoedp.com/>.

EPIA. 2012. *Connecting the sun*. Bruxelas : EPIA, 2012.

EPIA e Greenpeace. 2011. *Solar Generation 6*. 2011.

EPIA. 2013. *Global Market Outlook - For Photovoltaics 2013-2017*. Bruxelas, Bélgica : s.n., 2013.

EPIA. 2011. *Photovoltaic Observatory - Policy recommendations*. 2011.

EPIA. 2010. PV energy: Electricity from the sun. 2010.

EPIA. 2013. *Self consumption of PV electricity*. Bruxelas : EPIA, 2013.

EPIA. 2013. *SUSTAINABILITY OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS - External Costs*. Bruxelas : EPIA, 2013.

EPIA. 2012. *SUSTAINABILITY OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS - Land Use and Biodiversity*. Bruxelas : EPIA, 2012.

EPIA. 2012. *SUSTAINABILITY OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS - Materials Availability*. Bruxelas : EPIA, 2012.

EPIA. 2011. *SUSTAINABILITY OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS - The Energy Pay Back Time*. Bruxelas : EPIA, 2011.

Eurobserv'er. 2013. *Photovoltaic barometer*. Bruxelas : le journal du photovoltaïque, 2013.

FirstSolar. 2013. First Solar. *First Solar*. [Online] First Solar, 2013. [Citação: 23 de Julho de 2013.] <http://www.firstsolar.com/en/Innovation/CdTe-Technology>.

Fraunhofer. 2012. *Photovoltaics Report*. Freiburg : Fraunhofer ISE, 2012.

Fthenakis, V. e Anctil, Annick. 2012. *Direct Te Mining: Resource Availability and Impact on CdTe PV Life-Cycle Assessments*. : Brookhaven National Laboratory, 2012.

Fthenakis, V.M. e Kim, H.C. 2011. *Photovoltaics: Life-cycle analyses*. Nova Iorque : Elsevier, 2011.

- Fthenakis, Vasilis. 2012.** *Sustainability metrics for extending thin-film photovoltaics to terawatt levels.* EUA : Materials Research Society, 2012.
- Fthenakis, Vasilis, et al. 2012.** *LIFE CYCLE ANALYSIS OF HIGH-PERFORMANCE MONOCRYSTALLINE SILICON PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: ENERGY PAYBACK TIMES AND NET ENERGY PRODUCTION VALUE.* EUA : s.n., 2012.
- García-Valverde, Rafael, Cherni, Judith A. e Urbina, Antonio. 2010.** *Life cycle analysis of organic photovoltaic technologies.* Londres : Wiley Online Library, 2010.
- Grau, T., Huo, M. e Neuhoff, K. 2012.** Survey of photovoltaic industry and policy in Germany and China. 2012.
- GreenTechMedia.** greentechmedia.com. *Green Tech Media.* [Online] US to surpass Germany in solar 2013.
- IEA. 2012.** Energy Technology Perspectives 2012 (Summary). 2012.
- IEA. 2012.** *Photovoltaic Power Systems Programme - PVPS annual report 2012.* s.l. : Mary Jo Brunisholz, 2012.
- IEA. 2011.** *Renewable Energy Technologies - Solar Energy Perspectives.* 2011.
- IEA. 2010.** *Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy.* 2010.
- IEA. 2013.** *Tracking Clean Energy Progress 2013.* s.l. : IEA, 2013.
- IEA. 2010.** *Transforming global markets for clean energy products.* 2010.
- IEA. 2013.** *Trends 2013 in photovoltaic applications.* s.l. : IEA-PVPS, 2013.
- INTELSOL. 2014.** INTELSOL. [Online] 2014. [Citação: 5 de fevereiro de 2014.] <http://www.intelsol.pt/energias.html>.
- Leão, Pedro. 2010.** *6º workshop da plataforma do empreendedor "Outlook da Cadeia de valor da indústria fotovoltaica".* Lisboa : VivaPower, 2010.
- Martins, R., et al. 2013.** Materiais e dispositivos fotovoltaicos. Monte da Caparica : s.n., 2013.
- McDonald, N.C. e Pearce, J.M. 2010.** *Producer responsibility and recycling solar photovoltaic modules.* Ontario, Canada : Elsevier, 2010.
- Mekhilef, S., Saidur, R. e Kamalisarvestani, M. 2012.** *Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells.* Kuala Lumpur : Elsevier, 2012.
- Monteiro, Cláudio. 2014.** *Energia solar, a energia dos consumidores.* s.l. : Edifício e Energia, 2014.
- Peng, Jinqing, Lu, Lin e Yang, Hongxing. 2013.** *Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems.* Hong Kong, China : Elsevier, 2013.
- Perez-Higueras, P., et al. 2011.** *High Concentrator PhotoVoltaics efficiencies: Present status and forecast.* Jaen, Espanha : elsevier, 2011.
- Prado, Miguel. 2014.** *Indústria solar e Governo negociam solução para evitar mais despedimentos.* s.l. : Jornal de Negócios, 2014.
- Proença, Emanuel. 2007.** *A energia solar fotovoltaica em Portugal - Estado de arte e perspectivas de desenvolvimento.* Lisboa : s.n., 2007.

- PV Cycle. 2012.** *European association for the recovery of photovoltaic modules - Annual report.* Bélgica : PV Cycle, 2012.
- Pv Cycle. 2014.** *Operational Status Report.* s.l. : PV Cycle, 2014.
- PV GRID. 2013.** *Initial Project Report .* 2013.
- PV Parity. 2013.** *HOW TO SUPPORT DIFFERENT PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS IN THE ACHIEVEMENT OF COMPETITIVENESS AND BEYOND.* Bruxelas : Intelligent Energy Europe, 2013.
- Razykov, T.M. 2011.** *Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects.* 2011.
- REN. 2014.** REN. *www.ren.pt.* [Online] 2014. [Citação: 14 de Março de 2014.] http://www.ren.pt/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/#1.
- Renewables International. 2014.** Renewables International. [Online] 2014. [Citação: 20 de março de 2014.] <http://www.renewablesinternational.net/overview-of-installed-pv-in-2013/150/452/75985/>.
- Renováveis na hora. 2014.** Renováveis na hora. [Online] 2014. [Citação: 1 de fevereiro de 2014.] <http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm;jsessionid=A8F2C1235DD76FEB008CA555B57B2C6B>.
- SEIA. 2014.** SEIA. [Online] 2014. [Citação: 24 de fevereiro de 2014.] <http://www.seia.org/policy/solar-technology/photovoltaic-solar-electric>.
- Silva, Luis. 2014.** Silva. [Conferência "O Sol como fonte de energia"] s.l. : Martifer Solar, 2014.
- Singh, C.K. 2013.** Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review. 2013.
- Stoppato, A. 2008.** *Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation.* Padova : elsevier, 2008.
- SUNENERGY. 2014.** SUNENERGY. [Online] 2014. [Citação: 20 de fevereiro de 2014.] <http://www.sunenergy.pt/particulares/microgeracao/>.
- Tyagi, V., et al. 2013.** *Progress in solar PV technology: Research and achievement .* Haryana, Índia : Elsevier, 2013.
- Vallêra, A. 2006.** Meio século de história fotovoltaica. 2006.
- World Energy Council. 2013.** *World energy perspective - Cost of energy technologies.* Londres : World Energy Council, 2013.
- Zinc.org. 2014.** Zinc.org. [Online] 2014. [Citação: 2014 de março de 15.] http://www.zinc.org/basics/zinc_natural_occurrence.