



Universidade de Évora

Mestrado em Energia e Ambiente

Energia Solar Fotovoltaica de Média Tensão. Cenários de Futuro para Portugal

Duarte Manuel Rosa de Carvalho

Sob orientação de:
Prof.^a Doutora Isabel Malico
Doutor João Wemans
Eng. João Coutinho de Lima

Outubro de 2010

Universidade de Évora

Mestrado em Energia e Ambiente

Energia Solar Fotovoltaica de Média Tensão. Cenários de Futuro para Portugal

Duarte Manuel Rosa de Carvalho

Sob orientação de:

Prof.^a Doutora Isabel Malico

Doutor João Wemans

Eng. João Coutinho de Lima

Outubro de 2010

Resumo

Esta Dissertação avalia o interesse que Portugal tem em desenvolver um mercado de energia fotovoltaica de média tensão. Este trabalho foi enquadrado num documento realizado pela APISOLAR, que declara a sua posição sobre a revisão da actual legislação. Para comprovar a rentabilidade na instalação de centrais de minigeração em Portugal, faz-se um ponto da actual situação da energia fotovoltaica no país e é analisada a viabilidade económica comparando-o com a de outros seis países europeus.

É realizado um caso de estudo de um projecto de minigeração no Parque Industrial de Arraiolos, com 150 kW de potência e que tem como base duas tecnologias fotovoltaicas. A realização deste trabalho permite retirar duas conclusões importantes: (1) Portugal possui os recursos ideais para a consolidação de uma verdadeira indústria fotovoltaica e apresenta um grande potencial de crescimento, em comparação com outros países e (2) a consolidação de um mercado fotovoltaico pode ser o motor necessário para a mudança dos hábitos de consumo eléctrico da população portuguesa.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica, Fontes de Energia Renovável, Minigeração.

Title of Thesis

Medium Voltage photovoltaic energy. Future scenarios for Portugal.

Abstract

This Thesis evaluates the interest that Portugal has in developing a market for medium voltage photovoltaic energy. The work is based on a document published by APISOLAR, which states its position on the revision of current legislation. To prove the feasibility of installing a minigeneration power plant in Portugal, the current status of photovoltaic electricity in the country is shown and its economic viability is compared to six other European countries.

The case study of a 150 kW minigeneration PV plant in the Arraiolos's Industrial Park is conducted, based on two different photovoltaic technologies. This work allow us to draw two main conclusions: (1) Portugal has the ideal resources for the consolidation of a real photovoltaic industry and has a great growth potential in comparison with other countries and (2) the consolidation of a photovoltaic market can be the driving force required to change the habits of power consumption of its population.

Keywords: Photovoltaic energy, Renewable Energy Sources, Minigeneration.

Agradecimentos

Os meus primeiros agradecimentos vão, sem dúvida para os meus pais, por todo apoio e incentivo que me foram dando ao longo deste intenso processo de escrita. Ao meu irmão, Valter e Flora, os miúdos Gustavo e a pequena Laurinha também que tenho que agradecer, nem que seja pelos momentos em que tive de fazer de *baby-sitter* enquanto escrevia. Espero que eles fiquem orgulhosos do tio com esta minha aventura.

À Ana, que me deu todo o apoio, carinho e me suportou por todo este tempo em que não temos estado juntos, mas prometo e espero que muito brevemente voltaremos estar mais perto um do outro.

Aos meus três orientadores, por todo o apoio prestado, todos eles em diferentes níveis, que foi indispensável para fazer este trabalho, apesar das trocas de *emails* em tempo de férias.

A toda a equipa da WS Energia, que foi inexcelável com a ajuda nas minhas pesquisas, e por todo o bom ambiente que me foi transmitido enquanto lá estive. Não há dúvidas que são os melhores!

Também quero deixar uma palavra de agradecimento à Câmara Municipal de Arraiolos, mais concretamente à Arquitecta Florbela Vitorino, pela vontade demonstrada em tornar o projecto em algo real, e por toda a disponibilidade que teve comigo.

Finalmente, uma palavra de agradecimento aos meus amigos mais chegados, por todo o carinho e paciência que tiveram comigo, por todas as palavras de incentivo, que não pude ser capaz de lhes responder por causa deste longo período de “oclusão social”, que em breve será devidamente compensado.

Obrigado por tudo!

Índice

1.	Introdução	1
1.1	Motivação.....	1
1.2	Objectivos.....	2
1.3	Plano de Tese	2
2.	A Energia Solar Fotovoltaica	5
2.1	Breve História da Tecnologia Fotovoltaica.....	5
2.2	O Efeito Fotovoltaico.....	6
2.3	Tipos de Células Fotovoltaicas	7
2.3.1	Células de Primeira Geração	7
2.3.2	Células de Segunda Geração	8
2.3.3	Células de Terceira Geração.....	8
2.4	Energia Fotovoltaica de Concentração.....	8
2.5	Estado Actual das Diferentes Tecnologias	9
2.6	Conclusões e Desenvolvimentos Futuros.....	10
3.	O Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica.....	12
3.1	O Actual Estado da Energia Solar Fotovoltaica	12
3.2	Esquemas de Apoio às Energias Renováveis.....	14
3.2.1	Tarifas de Venda à Rede.....	15
3.2.2	Certificados Verdes	16
3.2.3	<i>Net-metering</i>	16
3.2.4	Incentivos Fiscais.....	17
3.3	Influência da Tarifa na Indústria Fotovoltaica.....	17
3.3.1	Exemplos de Alguns Mercados Europeus	18
3.4	Conclusões.....	27
4.	A Situação da Energia Fotovoltaica em Portugal.....	29
4.1	Actual Quadro Energético de Portugal.....	29
4.2	Centrais Fotovoltaicas Existentes em Portugal	31
4.3	Legislação Aplicável para o Sector	32
4.3.1	Decreto-Lei nº 189/88.....	32
4.3.2	Decreto-Lei nº 168/99.....	32
4.3.3	Decreto-Lei nº 339-C/2001	33
4.3.4	Decreto-Lei nº 33-A/2005	33

4.3.5	Decreto-Lei nº 225/2007.....	33
4.3.6	Decreto-Lei nº 363/2007.....	33
4.4	Análise da Legislação Actualmente em Preparação.....	34
4.4.1	Medidas Relativas ao Estudo do Recurso.....	35
4.4.2	Medidas Relativas ao Processo de Licenciamento.....	35
4.4.3	Medidas Relativas aos Mecanismos Financeiros de Apoio.....	35
4.5	Comparação com os Outros Mercados.....	35
4.6	Conclusões.....	37
5.	Análise de Viabilidade Económica.....	39
5.1	Introdução.....	39
5.2	Metodologia Utilizada.....	40
5.3	Resultados.....	45
5.3.1	Dados do Simulador PVGIS nos Países Estudados.....	45
5.3.2	Análise de Viabilidade Económica.....	47
5.4	Discussão dos Resultados.....	48
5.5	Conclusões.....	50
6.	Caso de Estudo: Parque Industrial de Arraiolos.....	52
6.1	Caracterização do Concelho de Arraiolos.....	52
6.1.1	Caracterização Física e Geográfica.....	52
6.1.2	Dados de Produção Solar no Concelho de Arraiolos.....	53
6.2	Investimento Total e Retorno.....	55
6.3	Apoios ao Investimento.....	58
6.4	Dimensionamento.....	61
6.5	Projecto de Implementação de Componentes.....	64
6.5.1	Licenciamento Municipal.....	64
6.5.2	Licenciamento das Instalações Produtoras de Energia.....	65
6.6	Calendário de Execução.....	66
6.7	Conclusões.....	67
7.	Conclusões Finais e Perspectivas de Evolução Futura.....	68
	Referências.....	72
	Anexo 1 – Documento de posição da APISOLAR.....	75
	Anexo 2 – Esquema de Licenciamento de uma Central em Regime de Produção Especial.....	77

Lista de Figuras

Figura 1 – Esquema de uma célula fotovoltaica.....	7
Figura 2 – Evolução das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas	9
Figura 3 – Desenvolvimento da potência instalada acumulada no Mundo.....	13
Figura 4 – Evolução da potência fotovoltaica existente na Alemanha.	18
Figura 5 – Evolução da potência fotovoltaica existente na Espanha	20
Figura 6 – Evolução da potência fotovoltaica existente em França.....	21
Figura 7 – Evolução da potência fotovoltaica existente na Grécia	23
Figura 8 – Evolução da potência fotovoltaica existente na Itália.....	25
Figura 9 – Evolução da potência fotovoltaica existente no Reino Unido.....	26
Figura 10 – Evolução histórica da electricidade produzida através de Fontes Renováveis em Portugal.....	30
Figura 11 – Evolução da potência fotovoltaica existente em Portugal.....	31
Figura 12 – Potencia instalada acumulada por habitante.....	37
Figura 13 – Diferença das taxas internas de retorno, pelas diferentes tecnologias em Portugal.	50
Figura 14 – Vista aérea da Zona Industrial de Arraiolos.	53
Figura 15 – Esquema de ligação de uma central fotovoltaica à Rede Pública	62
Figura 16 – Proposta de central fotovoltaica de 150 kW, no Parque Industrial de Arraiolos.....	64

Lista de Siglas

APISOLAR – Associação Portuguesa da Indústria Solar
APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis
DGGE – Direcção Geral de Geologia e Energia
EEG – <i>Erneuerbare Energien Gesetz</i>
EPIA – <i>European Photovoltaic Industry Association</i>
IEA – <i>International Energy Association</i>
O&M – Operação e Manutenção
PIP – Pedido Informação Prévia
PVGIS – <i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
QREN – Quadro de Referência Estratégico Nacional
UE – União Europeia
UE15 – União Europeia a 15 Países

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Medidas de apoio à energia solar fotovoltaica, nos países da União Europeia.	15
Tabela 2 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor na Alemanha.	19
Tabela 3 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor em Espanha.	20
Tabela 4 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor em França.	22
Tabela 5 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor na Grécia.	24
Tabela 6 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor na Itália.	25
Tabela 7 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor no Reino Unido.	27
Tabela 8 – Evolução da tarifa de venda à rede no regime de microgeração em Portugal.	34
Tabela 9 – Quadro comparativo das diferentes tarifas em vigor dos países estudados.	36
Tabela 10 – Valores da degradação dos módulos.	43
Tabela 11 – Taxas de inflação média e tarifa de venda à rede para a minigeração nos países estudados.	44
Tabela 12 – Custos de Operação e Manutenção e investimento total para uma central fotovoltaica de 150 kW.	44
Tabela 13 – Valores da taxa de <i>spread</i> aplicada para cada país.	44
Tabela 14 – Dados do PVGIS para a geração de electricidade nos diferentes países estudados.	46
Tabela 15 – Comparação da produção de electricidade, nos países estudados, pelas diferentes tecnologias, com optimização de inclinação.	46
Tabela 16 – Viabilidade financeira da instalação de uma central fotovoltaica de 150 kW, sem financiamento bancário.	47
Tabela 17 – Viabilidade financeira da instalação de uma central fotovoltaica de 150 kW, com financiamento bancário.	48
Tabela 18 – Irradiância mensal média e temperaturas médias do concelho de Arraiolos.	54
Tabela 19 – Produção eléctrica mensal do WS Horizon [®] e do HSun [®] em Arraiolos.	55
Tabela 20 – Custos discriminados das duas tecnologias utilizadas no projecto.	56
Tabela 21 – Custo total de uma instalação fotovoltaica com 150 kW de potência.	56
Tabela 22 – Dados económicos verificados na análise de viabilidade económica.	57
Tabela 23 – Dados económicos calculados utilizando a tarifa de produção em regime especial.	58
Tabela 24 – Simulação de viabilidade económica com vários níveis de financiamento para o WS Horizon [®]	59
Tabela 25 – Simulação de viabilidade económica com vários níveis de financiamento para o HSun [®]	60
Tabela 26 – Calendário de execução da instalação de uma central fotovoltaica de 150 kW no Parque Industrial de Arraiolos.	66
Tabela 27 – Tarifa de venda no âmbito das unidades descentralizadas colectivas.	76

Capítulo I

Introdução

1.1 Motivação

O panorama energético em Portugal não é muito diferente do da maior parte dos países europeus: um significativo aumento do consumo de energia final provocou uma elevada dependência em termos de fontes de energia. Não explorando quaisquer recursos energéticos fósseis no seu território, a produção própria de energia em Portugal assenta exclusivamente no aproveitamento dos seus recursos renováveis.

No seguimento dos diferentes enquadramentos legais criados pela União Europeia e da mudança no paradigma da produção de energia, a situação em Portugal tem sofrido fortes alterações nos últimos anos. O Governo Português manifestou a sua preocupação com a promoção de uma articulação estreita entre as políticas energéticas e ambientais, para a obtenção de um desenvolvimento sustentável. A aposta deve portanto ser feita nas energias renováveis, não só por causa das excelentes condições que o país apresenta para a exploração de fontes de origem endógena, mas também pela actual situação energética, pautada pela dependência de Portugal face aos combustíveis fósseis.

Tendo em conta os novos objectivos para a política energética definidos pelo Governo Português e a necessidade de criar um novo enquadramento global que visa o desenvolvimento das energias renováveis, promoção da eficiência energética e redução de emissões de gases com efeito de estufa, foi estabelecida a Estratégia Nacional para a Energia com o horizonte de 2020 [1].

A Estratégia Nacional para a Energia assenta principalmente sobre cinco eixos principais, sendo que um deles passa pela aposta nas energias renováveis, em que após o forte investimento na energia hídrica e eólica, a energia solar posiciona-se como a tecnologia com maior potencial de desenvolvimento em Portugal durante a próxima década [1].

A complementaridade da energia fotovoltaica com as restantes tecnologias renováveis leva à fixação de objectivos, que passam não só pela meta de 1500 MW de potência instalada até 2020, mas também pelo acompanhamento dos avanços tecnológicos, os ganhos de eficiência e a redução dos custos associados a estas tecnologias [1].

O sucesso associado à introdução do programa da microgeração e o enorme impacto que teve na sociedade justificou o estabelecimento de metas mais ambiciosas. Para que o sector da indústria sofra um impacto positivo semelhante, a Estratégia Nacional para a Energia propõe a introdução de um programa de minigeração destinado a projectos com potências mais elevadas em função da tecnologia [1].

1.2 Objectivos

O objectivo deste trabalho é avaliar o interesse existente em Portugal no desenvolvimento de uma forte indústria na produção de energia fotovoltaica, concretamente de média tensão. É feito um estudo do estado da arte sobre as tecnologias de captura fotovoltaica actuais, e quais as que melhor perspectiva de desenvolvimento apresentam.

É também mostrado o actual estado em que se encontra a situação da energia fotovoltaica em Portugal, mostrando o actual enquadramento legal. Faz-se uma comparação do actual mercado nacional com os cenários observados em seis países europeus: Alemanha, Espanha, França, Grécia, Itália e Reino Unido. Esta comparação incide sobretudo nos tipos de mecanismos de apoio praticados e também no potencial de crescimento que cada um dos mercados possui.

Para comprovar a rentabilidade na instalação de centrais fotovoltaicas de média tensão em Portugal, será efectuado um estudo de viabilidade económica comparativo entre os sete países. Através deste estudo consegue-se apresentar a rentabilidade e o potencial de crescimento que o mercado fotovoltaico português apresenta.

Como aplicação prática, será realizado um caso de estudo de um projecto de média tensão no Parque Industrial de Arraiolos, com 150 kW de potência. Este estudo tem como base dois equipamentos fotovoltaicos: um que consiste num sistema com seguimento solar a um eixo e um sistema de concentração fotovoltaica.

O estudo de viabilidade económica e o caso de estudo deste trabalho tem como base um documento realizado pela Associação Portuguesa da Indústria Solar (APISOLAR), que declara a sua posição na revisão do Decreto-Lei nº363/2007, datado de Março de 2010. Neste documento são feitas várias propostas tendo em conta uma nova legislação que regulará a produção de electricidade fotovoltaica.

Como objectivo final, serve esta Dissertação para a apresentação de um plano de acção para a construção real de uma central minigeradora de energia no concelho de Arraiolos, visto que a realização deste trabalho suscitou o interesse da Câmara Municipal na concretização efectiva da referida central fotovoltaica. A central fotovoltaica de média tensão neste concelho pode servir como mudança de paradigma no que diz respeito ao consumo de energia, e servir como incubadora de novas centrais fotovoltaicas de média potência em Portugal.

1.3 Plano de Tese

Numa primeira fase do estudo, correspondente ao Capítulo II, a temática desta dissertação será introduzida com uma breve cronologia, que irá abordar essencialmente a evolução da tecnologia que assiste as células fotovoltaicas, transversalmente dividida em três gerações. Será também feita uma referência à energia fotovoltaica de concentração, visto ser um ramo que ultimamente tem dado sinais impressionantes de desenvolvimento.

O Capítulo III mostra o crescimento que a energia solar fotovoltaica tem tido por todo o mundo. Neste capítulo são apresentadas as diferentes medidas de apoio existentes com vista ao estabelecimento de uma indústria verdadeiramente competitiva. Na segunda parte deste

capítulo faz-se uma análise à realidade do mercado fotovoltaico em seis países europeus, todos eles com diferentes níveis de desenvolvimento e maturidade: Alemanha, Espanha, França, Grécia, Itália e Reino Unido.

O Capítulo IV visa enquadrar a energia solar fotovoltaica em Portugal e apresenta as suas perspectivas de desenvolvimento. São mostrados alguns dados estatísticos referentes à produção fotovoltaica, e também são referidos alguns dos mais importantes projectos fotovoltaicos existentes no país. É descrito todo o plano legislativo português para a produção de electricidade através de energias renováveis, tendo sempre a energia solar fotovoltaica em plano de destaque. Analisa-se um relatório elaborado pela APREN, em que são traçadas as linhas mestras para uma futura legislação. Finalmente faz-se uma comparação dos diferentes mercados estudados, estabelecendo-se uma comparação com a finalidade de demonstrar quais os mercados que têm maior perspectiva de crescimento.

No Capítulo V é feita uma análise de viabilidade económica, que visa mostrar a rentabilidade das centrais de minigeração em Portugal. Para mostrar essa rentabilidade procedeu-se a uma comparação teórica de uma central fotovoltaica de 150 kW, entre os países referidos no Capítulo III. Este estudo incide principalmente no tipo de tecnologia empregue, utilizando para isso um sistema fixo, um sistema de seguimento com seguimento (1 eixo, 2 eixos com e sem concentração) e um sistema fotovoltaico de concentração. Todas estas soluções são pertencentes à empresa WS Energia. São utilizadas as tarifas adequadas àquela potência em cada país, e como critério de viabilidade económica são calculadas as Taxas Internas de Retorno e os períodos de retorno para cada caso. Adicionalmente é também analisado o caso em que se recorre a uma instituição bancária. Desta forma, a importância da bancabilidade dos projectos é também colocada como critério de viabilidade.

No Capítulo VI procede-se à realização do caso de estudo. Será elaborado um projecto para a instalação de uma central de minigeração com 150 kW de potência no Parque Industrial de Arraiolos. O dimensionamento do projecto será feito em torno de duas hipóteses: a primeira tendo um sistema de seguimento solar a um eixo e a segunda hipótese, um sistema fotovoltaico de concentração. É feita uma análise ao investimento total da infra-estrutura, o retorno esperado e serão propostas alternativas para o financiamento do projecto. São também mostrados os valores de produção eléctrica que se podem obter com a instalação da central naquela região em particular. Finalmente é proposto um cronograma com todos os processos respeitantes ao licenciamento, autorizações e respectivos prazos necessários para a instalação de uma central fotovoltaica produtora em regime especial.

Por último, no Capítulo VII será feita a conclusão desta tese de dissertação, levando em conta as conclusões retiradas de cada um dos capítulos, e também serão efectuadas algumas sugestões que poderão servir como um contributo para o estabelecimento de uma forte indústria fotovoltaica no país.

Esta Dissertação tem no final dois anexos, que servirão de complemento aos diferentes estudos feitos. O primeiro anexo é um excerto da declaração de posição da APISOLAR relativamente à revisão do Decreto-Lei nº 363/2007. Neste anexo, dá-se especial atenção à

tarifa (0,380 €/kWh durante 15 anos), pois esta será utilizada como referência no Capítulo V, para a análise de viabilidade económica.

Por último, o segundo anexo explicará com mais pormenor todo o processo de licenciamento feito para centrais de produção em regime especial, mais concretamente todos os passos que devem ser efectuados, bem como toda a documentação a apresentar e os prazos legais que distam entre os Pedidos de Informação Prévia e a entrada em exploração da central fotovoltaica.

Capítulo II

A Energia Solar Fotovoltaica

Neste capítulo faz-se um enquadramento ao tema da Energia Solar Fotovoltaica. É feita uma breve introdução histórica sobre o desenvolvimento de toda a indústria fotovoltaica, bem como é descrito o princípio do seu funcionamento, o efeito fotovoltaico.

São também descritas as diferentes tecnologias de células fotovoltaicas existentes actualmente, e finalmente é feita uma abordagem à energia fotovoltaica de concentração, uma vez que é encarada como o ramo que apresenta maior potencial, capaz de diminuir o custo da produção de energia solar fotovoltaica.

2.1 Breve História da Tecnologia Fotovoltaica

O sonho de aproveitar a energia que nos é fornecida pelo Sol para nosso uso não é novo. No entanto, o desafio tecnológico que está por trás do aproveitamento da radiação solar como fonte de electricidade é complexo. A história da indústria fotovoltaica já vem desde o século XIX, com a descoberta do efeito Fotovoltaico, por Edmond Becquerel, em 1839. Becquerel verificou que placas metálicas, de platina ou prata, quando mergulhadas num electrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz [2].

Mais tarde, em 1877, W. G. Adams e R. E. Day desenvolveram o primeiro dispositivo sólido de produção de electricidade por exposição à luz, a partir do Selénio. Nos finais do século XIX, em 1883, foi fabricada a primeira célula solar, por Charles Fritts, com cerca de 30 cm². Fritts fundiu Selénio em cima de um pequeno substrato metálico e colocou-lhe em cima uma folha de Ouro para estabelecer os contactos. Estas células apresentavam uma eficiência que rondava 1% [2].

Com o advento da era espacial, a tecnologia assumiu uma nova importância. As células solares começaram por ser utilizadas como *backup* às pilhas químicas usadas nos satélites. No entanto, rapidamente mostraram ser soluções muito mais fiáveis, pelo que hoje, todos os veículos espaciais são equipados com material fotovoltaico. A utilização no espaço de células solares levou a importantes melhorias na sua eficiência. Foi nos meados dos anos 60 que surgiram as primeiras aplicações terrestres, em casos muito particulares, como sistemas de telecomunicações remotos e bóias de navegação. Apenas este tipo de aplicações podia justificar um custo da electricidade produzida muito elevado [3].

O grande impulso ao desenvolvimento do fotovoltaico veio a partir do petróleo, com o Choque Petrolífero de 1973. O pânico gerado levou a um forte investimento em programas de investigação para reduzir o custo de produção das células solares. Esses eventos resultaram nos primeiros apoios governamentais para o início de uma indústria verdadeiramente dedicada ao fotovoltaico [2].

Este foi o passo decisivo para a entrada na Era Moderna do Fotovoltaico, dando todo um novo sentido na pesquisa e desenvolvimento de aplicações fotovoltaicas, direccionadas desta vez para aplicações quotidianas. O resultado destes avanços foi uma espectacular redução do custo da electricidade solar em cerca de 15%, em menos de uma década [3].

Nas décadas de oitenta e noventa o investimento em programas de financiamento e de demonstração continuou, motivado pela procura de alternativas aos combustíveis fósseis para produção de electricidade. As indústrias saíram da alçada dos governos, e de seguida começaram a ser produzidas as primeiras linhas de produção para comercialização. Exemplos destas iniciativas são a instalação da primeira central solar de grande envergadura (1 MW) na Califórnia, em 1982, e o lançamento dos programas de “coberturas solares” na Alemanha (1990) e no Japão (1993), em que os governos apoiavam fortemente a microgeração de electricidade por particulares [2].

Nos finais dos anos noventa, surgiu uma nova aplicação para a indústria fotovoltaica. A integração em edifícios, onde as células são incorporadas numa fachada, janela ou simplesmente como telhas. Deste modo, o custo das células fotovoltaicas é ligeiramente compensado pelo custo dos materiais de construção que não são utilizados [2].

Apoiado numa série de eventos favoráveis, a indústria fotovoltaica cresceu de forma impressionante em meio século. Hoje em dia, é tida como a melhor solução energética para um número crescente de nichos de mercado, e estão rapidamente a ser criadas as bases para o desenvolvimento de um verdadeiro mercado de electricidade solar sustentável a médio prazo [2].

No entanto, ainda deverá ser preciso esperar uns anos para que esse mercado se torne uma realidade. Actualmente, grande parte do mercado assenta em planos de apoio económico de governos que esperam posicionar-se da melhor forma num mercado com potencial futuro imenso [2].

2.2 O Efeito Fotovoltaico

Na exposição aos raios solares, os sistemas fotovoltaicos produzem electricidade, sendo os fotões os responsáveis pelo processo de geração eléctrica. A luz solar incidente num material fotovoltaico pode ser reflectida ou absorvida. Se um fotão que atinge a superfície de um material fotovoltaico for absorvido, a sua energia irá ser transferida para um electrão situado num átomo desse material (semicondutor tipo-n). Após receber esta energia, os electrões recombinam-se e estabelecem um fluxo electrónico até ao semicondutor tipo-p. Deste modo cria-se a intensidade de corrente de um circuito eléctrico, através do chamado Efeito Fotovoltaico [4]. A figura 1 exemplifica um breve exemplo do efeito fotovoltaico.

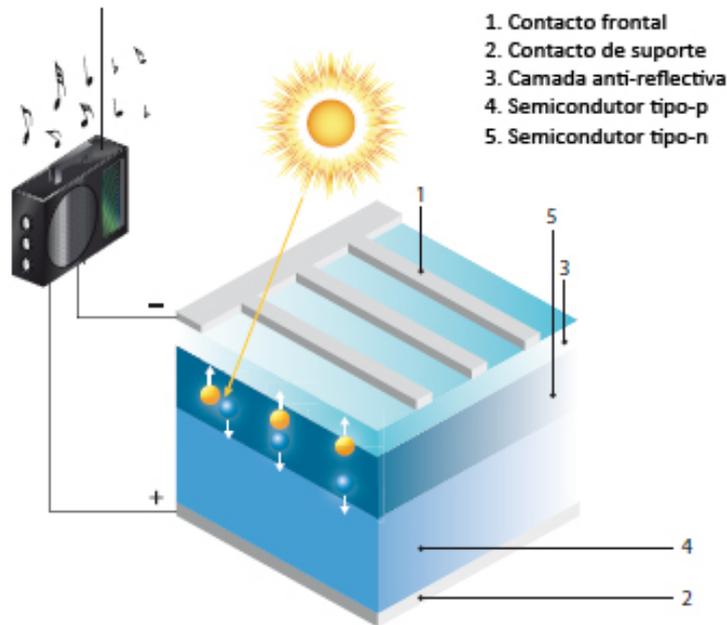


Figura 1 – Esquema de uma célula fotovoltaica. Adaptada de [5].

A célula fotovoltaica é a base de construção de todo o sistema fotovoltaico. Uma única célula produz uma pequena quantidade de electricidade, sendo por isso necessário juntar várias células para constituir um módulo, para que este apresente um valor significativo de energia eléctrica. Por sua vez, os módulos fotovoltaicos ao serem agregados e interligados entre si, aumentam ainda mais o valor da potência do gerador fotovoltaico [4].

2.3 Tipos de Células Fotovoltaicas

A tecnologia fotovoltaica actualmente existente pode ser dividida em três subcategorias. Estas dividem os tipos de células existentes segundo o seu tipo. As células de Primeira Geração, fabricadas a partir de Silício cristalino, englobam as variedades monocristalinas e policristalinas. As da Segunda Geração surgiram há cerca de 30 anos, e correspondem às soluções de película fina, onde são explorados novos materiais semicondutores. Por fim, as células de Terceira Geração englobam vários novos conceitos de células fotovoltaicas, na sua maioria ainda apenas na fase de desenvolvimento. De seguida, apresentam-se os tipos de célula mais frequentes, com as suas principais características.

2.3.1 Células de Primeira Geração

O Silício cristalino típico é o material mais comum usado nas células fotovoltaicas para aplicações comerciais. É utilizado há cinquenta anos e como tal os processos de fabrico são bem conhecidos. Esta ainda é a geração tecnológica que domina o mercado, representando cerca de 90% das células utilizadas actualmente [6]. Dentro destes, o Silício monocristalino é o mais antigo, e ainda o que domina o mercado. Tipicamente apresenta eficiências entre os 15% e os 18%, e é utilizado em todo o tipo de aplicações terrestres de média e elevada potência [6,7]. O Silício policristalino tem menores custos de produção, mas ao mesmo tempo é caracterizado por ter uma menor eficiência na geração de electricidade, que varia entre os 12% e os 15% [6,7].

2.3.2 Células de Segunda Geração

A segunda geração de células surgiu como resposta a uma necessidade na redução do consumo de Silício. Este material para além de ser muito oneroso, requer elevadas temperaturas na produção e um grau de pureza muito alto. As películas finas exigem uma pequena quantidade de material semiconductor e têm a mais-valia de ser relativamente fáceis de fabricar. Apresentam também a vantagem de ser muito menos pesadas, permitindo aplicações integradas nas fachadas de edifícios. A principal tecnologia é a do Silício amorfo, detendo quase 10% do mercado global do sector [6,7]. Embora apresente eficiências muito mais baixas do que as de primeira geração, na ordem dos 5% a 7%, estas células funcionam numa gama do espectro luminoso mais alargada [6].

A outra tecnologia utilizada no fabrico de películas finas é de Telurieto de Cádmio (CdTe) e Sulfureto de Cádmio (CdS). Estas células apresentam uma eficiência impressionante que ronda 16%, mas os problemas existentes com a toxicidade do Cádmio, fazem com que este elemento seja perigoso e a sua utilização na UE seja proibida [7].

Outros materiais de película fina que estão a ter grande desenvolvimento são os semicondutores baseados no Cobre, mais concretamente o Diseleniuto de Cobre e Índio (CIS) e o Diseleniuto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS). Estes materiais possuem uma taxa de absorção extremamente elevada que permite absorver 99% da luz disponível, o que os torna em materiais com um potencial imenso [7].

De momento, o desempenho destas células situa-se nos 16-19%, mas atendendo às necessidades materiais desta tecnologia, as pesquisas actuais têm-se concentrado mais na redução do grau de pureza dos materiais envolvidos, mantendo ao mesmo tempo os níveis de eficiência [6].

2.3.3 Células de Terceira Geração

Muitas novas tecnologias estão ainda em fase de estudos. Prometem grandes eficiências e custos muito mais baixos, mas o seu processo de desenvolvimento tecnológico não deverá permitir que tenham expressão significativa no mercado num futuro próximo. Nos últimos anos as pesquisas têm-se virado para componentes orgânico-inorgânicos [8]. As primeiras células orgânicas fotovoltaicas inicialmente apresentavam eficiências muito pequenas, mas neste momento apresentam eficiências que atingem pouco mais de 10%, e portanto, começam a posicionar-se como alternativa às células de Silício já existentes no mercado [6].

É ainda importante referir uma outra tecnologia já utilizada, mas apenas em situações muito específicas, o Arseniuto de Gálio (GaAs). Este composto apresenta rendimentos que podem situar-se acima dos 40%, mas os seus custos de produção são muito elevados, e o seu uso está restrito em satélites ou sistemas de concentração [6,7].

2.4 Energia Fotovoltaica de Concentração

A concentração fotovoltaica baseia-se na utilização de sistemas ópticos em que a radiação incidente numa determinada área é concentrada numa área de receptor muito mais reduzida. Consegue-se assim reduzir a área de células pela razão de concentração. Ao mesmo tempo, a

intensidade de luz sobre a célula aumenta na mesma proporção. Por outras palavras, pode-se dizer que a superfície da célula é substituída pela lente ou pela superfície do espelho na concentração fotovoltaica [9].

A eficiência de uma célula apropriada para concentração tem que ser elevada por dois motivos. Primeiro, os concentradores recebem apenas radiação directa; em segundo lugar, o concentrador em si tem uma eficiência menor do que um. Outro aspecto muito importante é o da dissipação de calor, que deve ser bem efectuada, para que a célula mantenha os seus níveis de eficiência altos [9].

2.5 Estado Actual das Diferentes Tecnologias

A eficiência de conversão da energia pelas células fotovoltaicas é normalmente baixa. No entanto, a evolução tem sido espantosa, o que tem permitido uma redução drástica do custo de produção por kWh [2]. A figura 2 resume a evolução da eficiência de cada tipo de célula fotovoltaica, apresentando os valores máximos atingidos em laboratório.

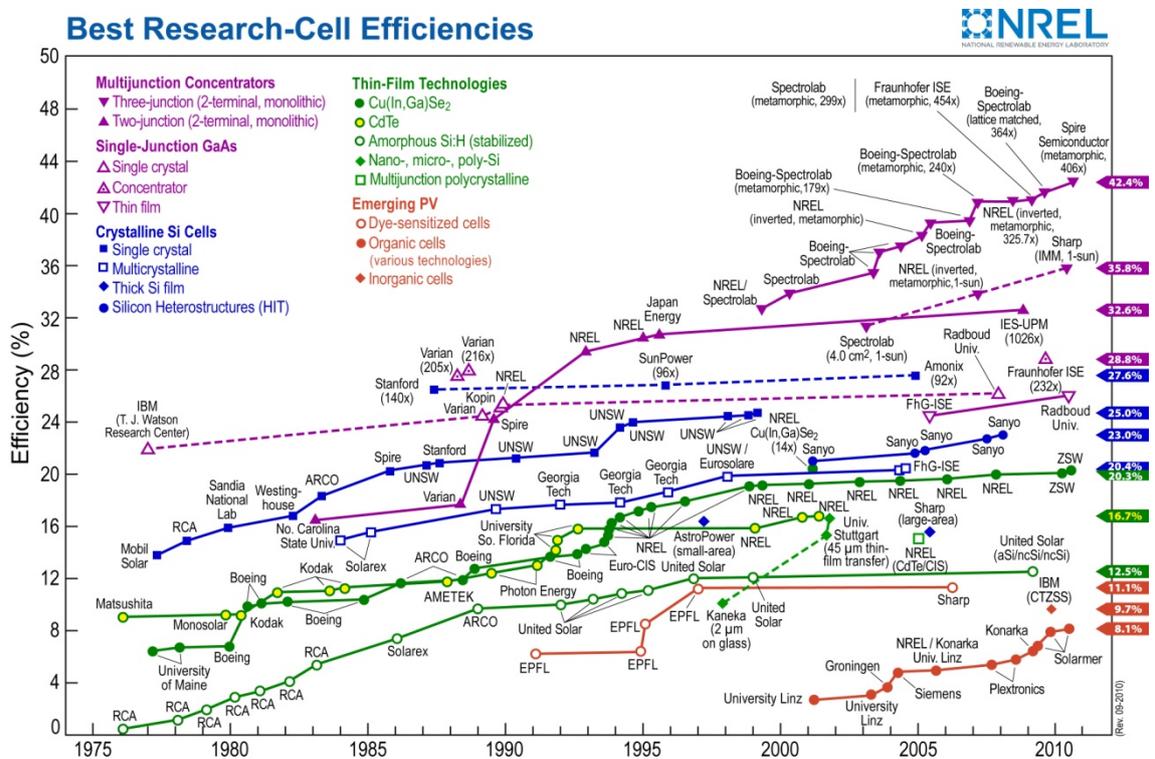


Figura 2 – Evolução das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas [10].

Actualmente constata-se que apenas as tecnologias baseadas em Silício estão já em fase de produção industrial e comercialização em massa. São estas que actualmente equipam a grande maioria dos dispositivos fotovoltaicos no Mundo, e representam a quase totalidade das células instaladas, e a tendência mostra que esses valores permaneçam altos no futuro [2].

As tecnologias de Segunda Geração estão actualmente na fase de produção em escala piloto e as de Terceira Geração não estão ainda sequer comercializadas [6]. Espera-se que num curto prazo as tecnologias de Segunda Geração estejam já a ser produzidas num nível industrial e

consequentemente comercializadas [7]. Estima-se que num prazo de 10 a 15 anos, seja a vez das células de Terceira Geração chegarem ao mercado [7].

De um modo geral, os testes em laboratório das tecnologias de terceira geração têm revelado eficiências de conversão muito promissoras. Antes de serem colocadas no mercado, os próximos passos passam por converter todos os progressos feitos em laboratório para a escala industrial, para que as células cheguem ao mercado [6].

Relativamente à energia solar fotovoltaica de concentração, o seu actual estado é o mesmo em que se encontravam as tecnologias de Segunda Geração há cerca de sete ou oito anos atrás, ou seja, neste momento encontram-se a tentar obter financiamento para as suas investigações. A opção pelo recurso à concentração fotovoltaica requer toda uma elevada precisão nos seus componentes: ópticas, seguimentos, tipos de células, e é isso precisamente que neste momento está a dificultar a sua disseminação, para que se possa constituir como uma alternativa mais razoável [11].

2.6 Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

Neste momento, a prioridade da Investigação e Desenvolvimento passa actualmente por tornar o custo da energia fotovoltaica cada vez mais competitiva, com o objectivo de atingir a paridade com os valores praticados na rede. Para tal, há que diminuir os custos de produção dos painéis solares e aumentar a sua eficiência, continuando ou até acelerando a evolução verificada nos últimos anos.

É de esperar que o dinamismo crescente no mercado venha acelerar o desenvolvimento das soluções já existentes, ou até mesmo ajudar ao aparecimento de novas ideias. A margem para qualquer progressão é ainda grande em todas as áreas, até mesmo nas tecnologias de Silício cristalino, em uso há várias décadas.

Pode-se então resumir as actuais directrizes da Investigação e Desenvolvimento para o sector em oito pontos principais:

- Pesquisa de novos materiais – O recurso a novos compostos com custos de produção mais baixos ou eficiências de conversão melhores tem sido bastante estudado. A falta momentânea de Silício Cristalino no mercado trouxe um novo fôlego a esta área de pesquisa;
- Tempo de vida útil dos equipamentos – Este é também um ponto importante, que influencia directamente a avaliação económica de um investimento num sistema fotovoltaico. Tanto os inversores como as baterias têm um tempo de vida útil curto, e representam uma parte considerável do investimento num sistema;
- Diminuição do peso – É essencial, para viabilizar soluções integradas em edifícios, por exemplo;
- Melhoria na eficiência de conversão – Ainda hoje continua a ser a prioridade nas investigações. Alguns exemplos desses estudos são a redução da reflexão e das perdas internas nas células, maior espectro de luminosidade capturado e melhor ventilação do sistema;
- Menor consumo de material fotovoltaico – A redução do uso da matéria-prima permitirá a uma diminuição do custo do sistema;

- Maior área de películas finas – Uma forma para reduzir os custos de produção;
- Integração em edifícios – Nas fachadas dos edifícios, os painéis podem vir a substituir outros materiais mais caros. Há portanto uma diminuição no custo na construção do edifício, que será tida em conta na avaliação do investimento;
- Módulos depositos em substratos flexíveis – A grande vantagem passa por uma maior aplicação dos módulos, que poderão acompanhar algumas formas irregulares existentes nos edifícios, por exemplo. Há também um melhoramento na componente estética.

Se todos estes pontos forem atingidos a longo prazo, a indústria fotovoltaica poderá lançar-se à conquista do mercado mundial, assumindo-se como uma alternativa real às tecnologias convencionais de produção eléctrica.

As pesquisas de novos compostos em busca de uma maior eficiência pode ser o caminho a seguir, se bem que a aposta na concentração fotovoltaica pode ser uma solução a ter em conta para tornar a energia solar fotovoltaica mais competitiva. O factor mais importante para o sucesso da concentração fotovoltaica reside precisamente nos seus baixos custos de produção. De todas as tecnologias, a concentração fotovoltaica foi a que apresentou a maior redução nesses custos, essencialmente devido à sua simplicidade [9].

Capítulo III

O Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica

Neste capítulo é mostrado de forma generalizada como se encontra actualmente o estado da energia solar fotovoltaica, dando especial enfoque à presente situação na União Europeia. São referidos os diferentes esquemas de apoio à produção fotovoltaica, e destaca-se a importância que a tarifa de venda à rede tem no desenvolvimento da indústria fotovoltaica.

Para demonstrar essa importância, é elaborado um estudo comparativo das tarifas de venda à rede em alguns países da União Europeia, onde o mercado fotovoltaico se encontra em diferentes graus de maturidade.

3.1 O Actual Estado da Energia Solar Fotovoltaica

A produção energética mundial está directamente associada ao problema das alterações climáticas, uma vez que foi principalmente este fenómeno, aliado à consciencialização da escassez dos combustíveis fósseis, que suscitou toda uma mudança de paradigma e reposicionamento das energias renováveis [12].

A União Europeia foi pioneira nesta matéria, e nesse sentido investiu consideravelmente na Investigação e Desenvolvimento, criando condições regulamentares que promovessem a disseminação destas tecnologias. Uma das últimas grandes tomadas de posição foi a deliberação da Directiva 2009/28/CE, que estabeleceu o compromisso de se atingir os 20% de energia proveniente de fontes renováveis na UE em 2020. Para esse objectivo ser atingido, foram estabelecidas quotas individuais nacionais para cada um dos Estados Membros, sendo a de Portugal de 31% [13].

Também em 2009 foi lançado pela União Europeia um plano tecnológico, o SET-Plan, que definiu um conjunto de estratégias de Investigação e Desenvolvimento no âmbito das energias com Zero Emissões de Carbono. De entre as tecnologias descritas, o SET-Plan prevê no caso da energia solar fotovoltaica uma melhoria na sua competitividade, de modo a facilitar a sua entrada nas áreas urbanas e zonas verdes, bem como uma maior participação no *mix* eléctrico, com um máximo previsto de 12% da produção eléctrica europeia em 2020 [14].

Para a energia solar fotovoltaica de concentração, o objectivo passa sobretudo por demonstrar a sua competitividade e a sua disponibilidade na implementação de centrais em larga escala, através da exploração das tecnologias mais promissoras, com o fim de contribuir para cerca de 3% da produção de electricidade até 2020 [14].

O SET-Plan propõe ainda um programa de Investigação e Desenvolvimento destinado sobretudo às indústrias. Está focado sobretudo no aumento da eficiência e no prolongamento do tempo de vida útil dos sistemas fotovoltaicos e seus componentes, e também na resolução de algumas questões relacionadas com a distribuição na rede eléctrica e com o armazenamento. Este plano tecnológico também dá uma especial atenção aos projectos de demonstração de produção de energia fotovoltaica descentralizada em zonas urbanas, por exemplo, na integração em edifícios e com a construção de centrais de produção eléctrica [14].

No caso particular da energia fotovoltaica de concentração, a Investigação e Desenvolvimento centra-se no aumento da eficiência das tecnologias, na redução dos custos e nas melhorias respeitantes ao desempenho ambiental. O aumento da disponibilidade energética através de melhores sistemas de armazenamento e hibridação e a redução do consumo de água através do desenvolvimento de novos ciclos térmicos e sistemas de refrigeração são as principais metas [14].

Toda esta mudança no paradigma da produção de energia e o desafio de se criar uma tecnologia inovadora fizeram com que a energia fotovoltaica se tornasse muito atractiva. O desenvolvimento do mercado fotovoltaico tem sido estimulado por uma procura cada vez maior de energia, que neste momento já não consegue ser suportado somente pela indústria dos combustíveis fósseis [12].

Como se pode observar na figura 3, nos últimos anos, o mercado da energia fotovoltaica tem crescido imenso [15]. As instalações fotovoltaicas para produção de electricidade cresceram especialmente em aplicações domésticas e até em escritórios, nos países industrializados, apesar de o seu custo ainda ser 5 a 10 vezes maior do que a electricidade proveniente das fontes convencionais [12]. Esse custo elevado é devido essencialmente aos custos de investimento capital, constituindo-se até agora como a maior barreira no desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos em larga escala [12].

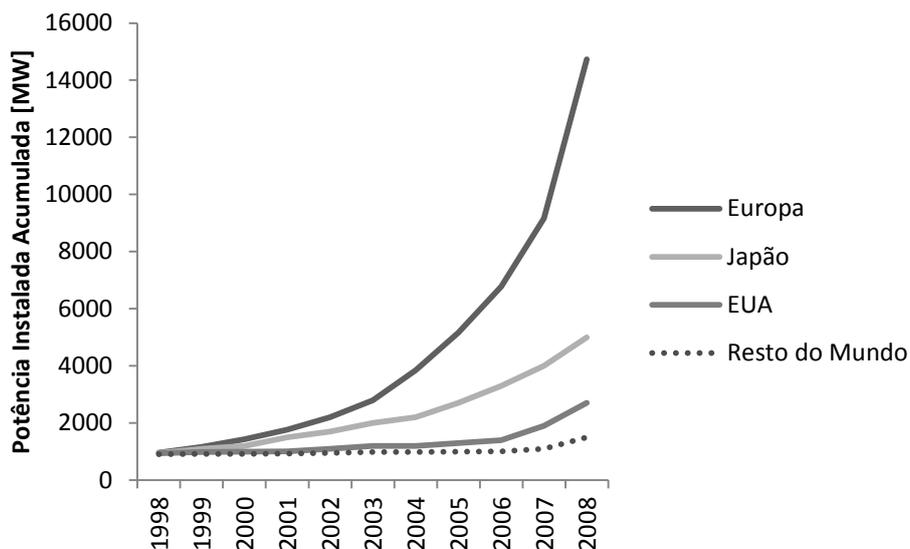


Figura 3 – Desenvolvimento da potência instalada acumulada no Mundo. Adaptado de [15].

A figura 3 mostra que a União Europeia, os Estados Unidos da América e o Japão são os maiores mercados. Prevê-se que estes mercados instalem cerca de 484 MW e 475 MW de

potência em painéis fotovoltaicos, respectivamente, tornando-os no terceiro e quarto mercados mundiais [15]. De entre os restantes países, o mercado chinês é o que mostra sinais de maior desenvolvimento, preparando-se para saltar para a frente dos produtores mundiais, num futuro próximo, com a Agência Internacional de Energia a prever a instalação de 500 MW até ao final de 2010, e a médio prazo, a passar mesmo a marca dos 1 GW de potência instalada [15].

Em 2009, a potência instalada de energia fotovoltaica na União Europeia foi de cerca de 5500 MW, com uma potência total cumulativa de 15,8 MW [16]. Comparativamente a 2008 representa um crescimento de cerca de 50%. Dentro da União Europeia, a potência concentra-se especialmente em instalações ligadas à rede, e mais de metade das instalações localizam-se na Alemanha, seguida pela Espanha e Itália [16].

Prevendo um crescimento de mercado semelhante ao dos últimos anos e uma redução nos custos proporcional ao crescimento de painéis instalados, a EPIA antecipa que em 2020 cerca de 1% da electricidade consumida mundialmente será de origem fotovoltaica, elevando-se para cerca de 26% em 2040 [15].

Para acelerar a adopção das energias renováveis, e ao mesmo tempo, aumentar a competitividade com as energias provenientes de combustíveis fósseis, foram criadas várias políticas de incentivo seguidas pelos vários países membros da União Europeia. A indústria produtora de sistemas fotovoltaicos também teve de se adaptar a uma nova realidade de maneira a corresponder às maiores necessidades do mercado [17].

Estas medidas adoptadas, que passam essencialmente por ajudas financeiras, têm vindo a assegurar o crescimento da indústria fotovoltaica. Porém, este crescimento é na sua grande maioria sustentado por subsídios, o que leva a dizer que o mercado ainda não é auto-suficiente. A energia fotovoltaica só poderá competir directamente com as outras formas de produção, a partir do momento em que os preços da energia fotovoltaica atinjam a paridade com a rede. A partir desse ponto, um enorme mercado se abrirá [17].

3.2 Esquemas de Apoio às Energias Renováveis

Como se viu atrás, a energia solar fotovoltaica ainda não se encontra num patamar competitivo quando comparada com a produzida a partir de combustíveis fósseis. Como tal, todos os Estados Membros da UE recorrem a sistemas de apoio, de forma a promover a sua utilização. A tabela 1 mostra os diferentes tipos de incentivo existentes na produção de energia solar fotovoltaica nos 27 países da União Europeia.

Tabela 1 – Medidas de apoio à energia solar fotovoltaica, nos países da União Europeia [5,18].

	Tarifas de venda à rede	Net- Metering	Subsídios Governamentais	Certificados Verdes
Alemanha	●	●		
Áustria	●		●	●
Bélgica		●	●	●
Bulgária	●			
Chipre	●		●	
Dinamarca	●	●		●
Eslováquia	●			
Eslovénia	●			
Espanha	●		●	
Estónia	●			
Finlândia			●	
França	●			
Grécia	●		●	
Holanda	●			●
Hungria	●			●
Itália	●	●		●
Letónia	●			
Lituânia	●		●	
Luxemburgo	●		●	
Malta			●	
Polónia			●	
Portugal	●		●	
Reino Unido	●	●	●	●
República Checa	●	●	●	●
República da Irlanda	●		●	
Roménia				●
Suécia	●		●	●

3.2.1 Tarifas de Venda à Rede

Este é o sistema que foi adoptado por mais países da União Europeia. Significa que os operadores são pagos a um preço fixo, estipulado por uma fórmula pública, por cada kWh produzido e entregue à rede. Frequentemente, esta fórmula incorpora parcelas variáveis e ambientais para ter em conta as características do recurso endógeno utilizado e dar um prémio pela utilização de energias renováveis [17,18].

Normalmente estas tarifas são garantidas por um período de tempo específico, que varia entre os 15 a 20 anos. O sucesso de um sistema de tarifas está directamente relacionado com o montante da mesma [18].

Nos países em que a tarifa de venda à rede tem sido suficiente para recuperar o custo de investimento num prazo razoável, verificou-se que a energia solar fotovoltaica produzida apresentava um menor custo de produção, constituindo-se assim como uma alternativa mais viável. A indústria fotovoltaica nesses países encontra-se substancialmente mais desenvolvida [5]. Por exemplo, tem-se verificado que desde 1999, a maioria dos investimentos nas instalações de produção de células solares, se situam na Alemanha e em Espanha,

precisamente os dois países que oferecem um enquadramento legal mais estável para os seus habitantes investirem em sistemas fotovoltaicos [17].

A tarifa de venda à rede é muito simples em termos de implementação e permite um planeamento financeiro bastante linear por parte dos investidores. Basta uma estimativa da eficiência da central produtora de energia para, juntamente com a sua capacidade instalada determinar a receita gerada. Estes apenas têm de se preocupar com o risco político associado a cada país, que pode levar a uma mudança do esquema de apoio e conseqüentemente a uma mudança de planos [17].

Este sistema foi amplamente utilizado na União Europeia e Estados Unidos, sendo por isso considerado o maior responsável pelo aumento de energia renovável produzida [17].

3.2.2 Certificados Verdes

Os Certificados Verdes são os direitos de propriedade sobre os benefícios ambientais da geração de energia eléctrica a partir de fontes renováveis. Estes certificados podem ser vendidos e trocados, permitindo assim aos seus proprietários que possam demonstrar legalmente ter adquirido energia renovável [18, 19].

Neste caso, o governo começa por estabelecer uma percentagem mínima que fornecedores ou consumidores deverão fornecer ou consumir respectivamente de energia renovável. Assim, terão de apresentar numa data específica o comprovativo como forneceram ou consumiram energia renovável. Este comprovativo é o chamado certificado verde [19].

O mercado de certificados verdes funciona da seguinte forma: os certificados são atribuídos aos que operam centrais renováveis e podem ser transaccionados independentemente da energia correspondente. Como tal, os produtores de energia convencional adquirem no mercado certificados correspondentes à percentagem imposta pelo governo (no caso da imposição estar do lado do produtor), levando a que o preço do certificado traduza a diferença de custo de produção de energia convencional face à energia renovável [17].

Segundo um estudo promovido pela Agência Internacional de Energia, o sistema de emissão de certificados verdes é aplicado em poucos países europeus, e serve sobretudo para promover a produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis diferentes. As principais vantagens dos certificados verdes são [19]:

- Redução do custo de produção das energias renováveis, favorecendo a concorrência entre os vários produtores;
- Atracção de novos agentes no mercado, especialmente tendo em conta a obrigação de produzir uma determinada quota de energias renováveis.

3.2.3 Net-metering

O *Net-Metering* nasceu para satisfazer a necessidade de um simples protocolo para a troca de energia eléctrica produzida pelos clientes que instalem nas suas residências sistemas de energias renováveis. Com o *net-metering*, a energia produzida e injectada na rede tem o mesmo valor económico da energia vendida pelo fornecedor aos clientes [18].

Com este esquema, os clientes podem compensar o consumo de electricidade ao longo de um determinado período de tempo, usando-a num momento diferente da produção. Não é levada em consideração quando a energia é consumida ou gerada, e torna-se assim possível o seu armazenamento na rede. Por isso, é usado, geralmente, um contador de energia bidireccional que mede o fluxo de electricidade nos dois sentidos [18].

Nesta situação, a rede comporta-se como um sistema de armazenamento virtualmente infinito de energia. Tendo os fluxos de entrada e de saída de energia o mesmo valor económico, a factura de electricidade do cliente não é influenciada por essa dupla troca de energia [18].

De acordo com a tabela 1, neste momento o *net-metering* é apenas praticado em cinco países: Alemanha, Áustria, Dinamarca, Itália, Reino Unido e República Checa. O *net-metering* ainda não é uma prática muito corrente na Europa, sendo sobretudo utilizado em países onde não existe grande nível de radiação solar, apesar do sul de Itália apresentar um nível de radiação mais elevado.

3.2.4 Incentivos Fiscais

Para além das estratégias de promoção, existe um outro tipo de sistema que actua de forma indirecta, ou seja, não é atribuído nenhum prémio pela energia produzida, mas sim são reduzidos os impostos dos produtores [17]. Por exemplo, em Portugal são concedidos benefícios aos produtores, tipicamente pela redução do Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA) ou ainda deduções à colecta no Imposto sobre o Rendimento Singular (IRS). Para 2011, tal como em 2010, o limite para a dedução respeitante à aquisição de equipamentos para utilização de energias renováveis é de 803 €. São também incluídas as despesas com equipamentos e obras de melhoria das condições térmicas dos edifícios, dos quais resulte um maior isolamento. Estes benefícios apenas podem ser utilizados uma vez em cada período de quatro anos [20].

Naturalmente este esquema não funciona só por si quando se trata de atingir determinadas metas, mas pode ser um complemento para se chegar a esse fim. Este tipo de incentivo é importante quando se trata de fomentar uma maior utilização de energias renováveis logo pelo produtor doméstico, embora não tenha um grande impacto na penetração de fontes de energias renováveis no panorama eléctrico nacional [17].

3.3 Influência da Tarifa na Indústria Fotovoltaica

Como se viu atrás na tabela 1, observa-se que a medida que se tornou mais frequente para estimular o crescimento do mercado fotovoltaico foi a implementação de tarifas de venda de electricidade à rede. Este mecanismo foi adoptado praticamente por quase todos os países da União Europeia.

Historicamente, este tipo de tarifas foram introduzidas pela primeira vez na Califórnia em 1983, para a promoção da energia eólica. No final dos anos oitenta realizaram-se mais alguns ensaios de aplicação deste instrumento em projectos de energia eólica na Dinamarca e na Alemanha. É em 1991, com a publicação da Lei das Tarifas Garantidas (*StromEinspG*) na Alemanha, que este mecanismo se torna de facto num factor de promoção das energias renováveis em larga escala. No final da década de noventa o Parlamento alemão aprovou a Lei

das Energias Renováveis (*Erneuerbare-Energien-Gesetz* - EEG) que diferencia a tarifa entre tecnologias diferentes, favorecendo novas tecnologias e sistemas de microgeração em detrimento de grandes centrais de energia [21].

O sucesso germânico do desenvolvimento da energia renovável ao longo dos anos noventa, sustentado pelas tarifas garantidas, levou a que outros países europeus lhe seguissem o exemplo [17].

3.3.1 Exemplos de Alguns Mercados Europeus

Neste subcapítulo serão explorados os mercados fotovoltaicos de seis países: os três maiores produtores europeus (Alemanha, Espanha e Itália), a França que tem um mercado que pode ser comparável ao Português, e por último, a Grécia e o Reino Unido, onde recentemente se adoptou um novo programa de incentivo à produção fotovoltaica [15]. Serão aqui explorados quais os diferentes mecanismos de incentivo existentes, bem como os valores actuais das tarifas de venda à rede.

Alemanha

A instalação de sistemas fotovoltaicos na Alemanha tem sido incentivada pela introdução de uma tarifa fixa de venda à rede, que fez com que o número de instalações nas coberturas dos edifícios e de centrais solares aumentasse, quer em número, quer em potência. Em 2009, foram instalados cerca de 3800 MW de novos sistemas fotovoltaicos, dando uma potência acumulada de mais de 9,8 GW, representando o maior mercado mundial [16]. A figura 4 mostra a evolução do mercado fotovoltaico na Alemanha.

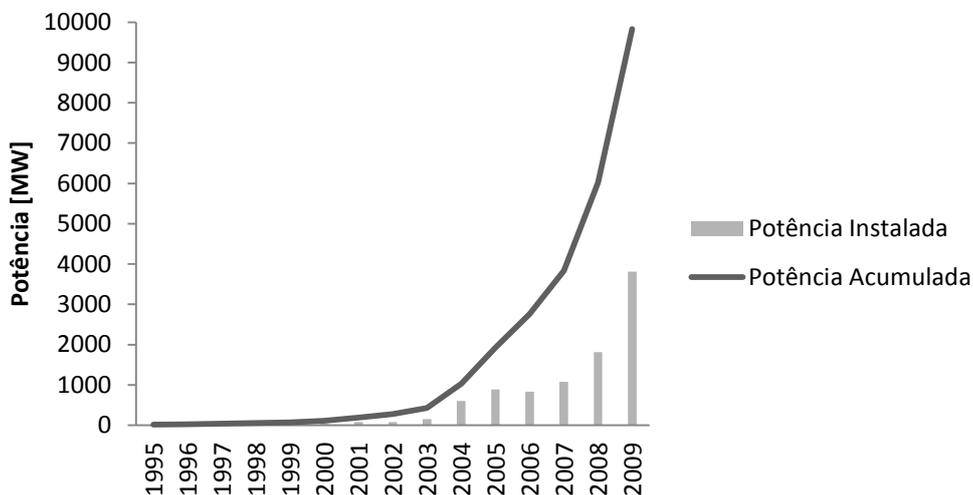


Figura 4 – Evolução da potência fotovoltaica existente na Alemanha. Adaptado de [16,22].

Na Alemanha, a Lei das Energias Renováveis faz a regulamentação das tarifas da electricidade produzida a partir de fontes renováveis. Esta Lei baseia-se no princípio da carga de rede partilhada. Os custos são repartidos tendo em conta toda a energia produzida por fontes renováveis em todo o país. Assim, os incentivos financeiros são independentes dos Orçamentos do Estado, impedindo uma política de constantes cortes, sempre que surja alguma restrição orçamental [22].

Com o sucesso enorme que a energia solar fotovoltaica atingiu, o parlamento alemão aprovou um plano que prevê uma forte redução nas tarifas de venda à rede até 2012 [23]. Esta redução no valor das tarifas visa sobretudo a independência financeira da indústria fotovoltaica, uma vez que estas formas de incentivo têm sido alvo de debate no país, essencialmente por representantes das indústrias ligadas aos combustíveis fósseis e nucleares. Assim, o governo aprovou em Maio de 2010, um novo esquema de financiamento fixando novos valores de tarifas e novos escalões, aplicado em Julho de 2010 [23]. Ficou também estabelecido que em Outubro as tarifas irão descer novamente. A partir daí, e até 2012, as regressões já serão anuais [23].

A tabela 2 mostra as tarifas de venda à rede, que irão ser aplicadas a partir de Outubro de 2010. As tarifas são garantidas durante o período de vida útil do próprio sistema, ou seja, 20 anos, e em sistemas pequenos (<30 kW), é também possível optar pelo sistema de *net-metering* [23]. Quando uma determinada instalação utiliza até 30% da potência instalada para uso pessoal, a tarifa de *net-metering* é de 0,165 €/kWh. Caso contrário, se a utilização pessoal exceder os 30% da potência instalada, a tarifa de venda à rede passa para 0,208 €/kWh [23]. É de salientar que são privilegiadas as instalações feitas nas coberturas dos edifícios e as centrais fotovoltaicas feitas em terrenos aráveis foram proibidas.

Tabela 2 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor na Alemanha [23].

Tipo de Instalação	Tarifa (€/kWh)
Instalações em coberturas ≤30 kW	0,330
Instalações em coberturas 30-100 kW	0,314
Instalações em coberturas 100 kW-1 MW	0,297
Instalações em coberturas >1 MW	0,247
Instalações no solo em zonas rurais	0,253
Instalações no solo em zonas urbanas	0,242
<i>Net-metering</i> (<30% uso pessoal)	0,165
<i>Net-metering</i> (>30% uso pessoal)	0,208

Como suplemento à EEG, as instalações fotovoltaicas na Alemanha podem receber apoios de outras fontes. As autoridades locais financiam investimentos na área do fotovoltaico (*Investitionszulage*). Existem também bancos que concedem empréstimos em investimentos privados (*Erneuerbare Energien Standard*), ou em investimentos em condomínios (*Kommunal investieren*), e também nas suas infra-estruturas (*KfW-Kommunalkredit*). Existem igualmente alguns estados federais que concedem empréstimos [22].

Espanha

A Espanha oferece excelentes condições para as instalações fotovoltaicas. Desde a introdução das primeiras legislações, muitos investidores espanhóis e estrangeiros têm sido atraídos pela alta taxa de retorno que o país oferece. Os bancos espanhóis repararam nessas movimentações de mercado e ficaram prontos para conceder empréstimos a projectos que envolvessem a energia solar fotovoltaica [22].

Em 2009, a potência total instalada em Espanha foi de apenas 99 MW, observando-se um decréscimo de cerca de 96% em relação ao que tinha sido instalado em 2008, como se pode observar na figura 5 [16].

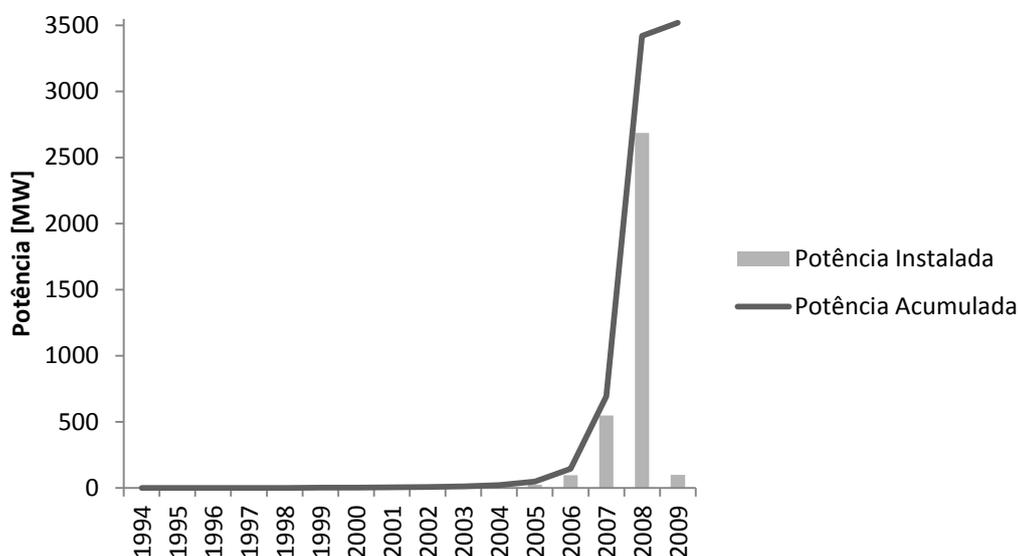


Figura 5 – Evolução da potência fotovoltaica existente na Espanha. Adaptado de [16, 22].

Esta quebra ocorreu em grande medida por causa da introdução do Real Decreto 661 de 2007. Esta nova legislação apresentava um tecto de potência instalada de 371 MW. Nos finais de 2008 já se tinha instalado 85% desse limite, o que resultou na suspensão de todos os projectos, e o aguardar por um novo enquadramento legal, que pudesse facilitar a retoma do mercado fotovoltaico espanhol [22].

Com a homologação do Real Decreto 1578/2008, destinado especificamente para a energia fotovoltaica, as tarifas foram revistas, ficando agora sujeitas a desvalorizações que têm como base as metas anuais de instalação [24]. Se 75% da meta anual for atingida, a tarifa decresce percentualmente de acordo com essa meta. Caso contrário, a tarifa permanece igual no ano seguinte. As tarifas têm a duração de 25 anos, a partir do momento em que é iniciada a ligação à rede [24]. A tabela 3 mostra os valores actuais das tarifas de venda à rede praticadas neste país.

Tabela 3 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor em Espanha [23].

Tipo de Instalação	Tarifa (€/kWh)
Instalações em coberturas e fachadas ≤20 kW	0,340
Instalações em coberturas e fachadas >20 kW-2 MW	0,320
Instalações no solo <10 MW	0,320

Como aliciente às tarifas, a aquisição de equipamentos e sistemas destinados à produção de electricidade a partir de fontes renováveis são dedutíveis nos impostos, até 2% do investimento. Contudo, esta medida será descontinuada a partir de 2011 [23].

Uma das particularidades do mercado fotovoltaico espanhol é que grande parte das instalações existentes são em grande escala. Existem poucas centrais com potências acima dos 30 MW, 44 % das instalações apresentam pelo menos 5 MW e 20 % localizam-se em centrais

com potências entre os 2 MW e 5 MW. As centrais com potências menores que 2MW representam 36 % do mercado [22].

Tendo em conta o elevado interesse que o mercado fotovoltaico está a ter em Espanha, estão a ser implementadas novas tecnologias, tais como, os sistemas de concentração fotovoltaica, prevendo-se que já em 2011 exista uma tarifa apropriada para este tipo de tecnologia. Actualmente o mercado está a recuperar lentamente, estando a ser criados novos procedimentos que simplificam os licenciamentos administrativos, quer a nível nacional, quer a nível autonómico [23].

França

Em 2009, foram instalados em França (França Continental, Córsega e os quatro departamentos ultramarinos de Guadalupe, Guiana Francesa, Martinica e Reunião) cerca de 185,4 MW em instalações fotovoltaicas, aumentando em mais de três vezes a quantidade instalada em 2008. O total acumulado no final de 2009 situou-se nos 289,3 MW. A figura 6 mostra a evolução do mercado fotovoltaico em França [16].

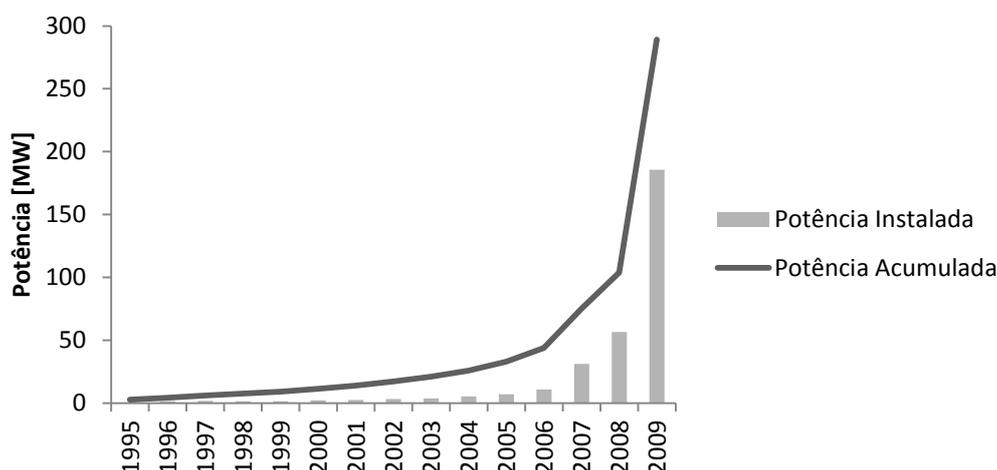


Figura 6 – Evolução da potência fotovoltaica existente em França. Adaptado de [16, 22].

O Governo Francês decidiu apostar sobretudo na integração fotovoltaica em edifícios, criando condições necessárias para a criação de sistemas fotovoltaicos incorporados, por exemplo, em fachadas, varandas, etc. Saíram também beneficiados os departamentos ultramarinos e a ilha da Córsega. As tarifas implementadas são válidas durante 20 anos, e o seu valor manter-se-á constante até 2012. A partir daí, está prevista uma nova lei que estabelecerá novos valores [23,24].

As tarifas de venda à rede francesas para as instalações realizadas no solo têm a particularidade de terem um valor base que é depois multiplicado por um factor que varia consoante os 95 diferentes departamentos existentes no país. Dessa maneira ficam privilegiadas as instalações fotovoltaicas que forem construídas em locais de menor radiação solar [23,24]. A tabela 4 mostra os valores da tarifa de venda à rede praticadas em França.

Tabela 4 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor em França [23].

Tipo de Instalação	Tarifa (€/kWh)
Sistemas integrados (que envolva alterações arquitectónicas em habitações residenciais, de ensino e de saúde)	0,580
Sistemas integrados (que envolva alterações arquitectónicas nos restantes edifícios)	0,500
Sistemas integrados em edifícios (integração simples) >3 kW	0,420
Outro tipo de instalações	0,314 ¹
Outro tipo de instalações (departamentos ultramarinos)	0,400

Foram também introduzidas outras medidas de apoio, que complementam as tarifas, nomeadamente deduções nos impostos, aplicáveis a 50% dos custos do equipamento. Esta medida destina-se apenas em sistemas com potência menor do que 3 kW e está limitado a um máximo de 8000 € por pessoa. Ao mesmo tempo, existem medidas de apoio criadas para a instalação de sistemas fotovoltaicos isolados que passam por financiamentos assegurados pelos conselhos regionais, que podem ir até aos 80% do custo do investimento [23].

Os conselhos regionais também são responsáveis pela atribuição de apoios locais. Estes apoios podem variar de acordo com o alvo (zonas residenciais, residências primárias, integração em edifícios, etc.), natureza do projecto (solicitações individuais ou integração em fachadas), critério aplicado (custo total, custo da instalação, custo do material, produção anual de energia estimada) ou nos montantes atribuídos às diferentes componentes do sistema (sobre o custo do investimento ou o custo do trabalho ou do custo total) [22].

A combinação destes incentivos constituiu um efeito muito favorável para o desenvolvimento do mercado fotovoltaico em França, que incluiu um crescimento significativo nas instalações em residências. Observou-se também uma evolução significativa em toda a indústria relativa à energia fotovoltaica, tal como o progresso em várias inovações tecnológicas, desde a I&D até aos novos produtos, bem como a criação de postos de trabalho especializados [22].

Grécia

Embora a Grécia tenha sido o primeiro país europeu a instalar um parque eólico, e um dos primeiros a instalar um parque fotovoltaico com 100 kW, em 1983, a capacidade instalada de fontes de energia renovável não aumentou tão rapidamente como se esperava [25].

Como se pode ver na figura 7, a evolução do mercado fotovoltaico na Grécia é apresenta um crescimento lento, apesar das condições extremamente favoráveis que o país apresenta para o desenvolvimento de uma verdadeira indústria fotovoltaica.

¹ Tarifa base que é multiplicada por um valor que varia em cada departamento francês. Esse valor varia de acordo com a radiação recebida e vai desde 1,00 (Vaucluse) até 1,20 (Somme).

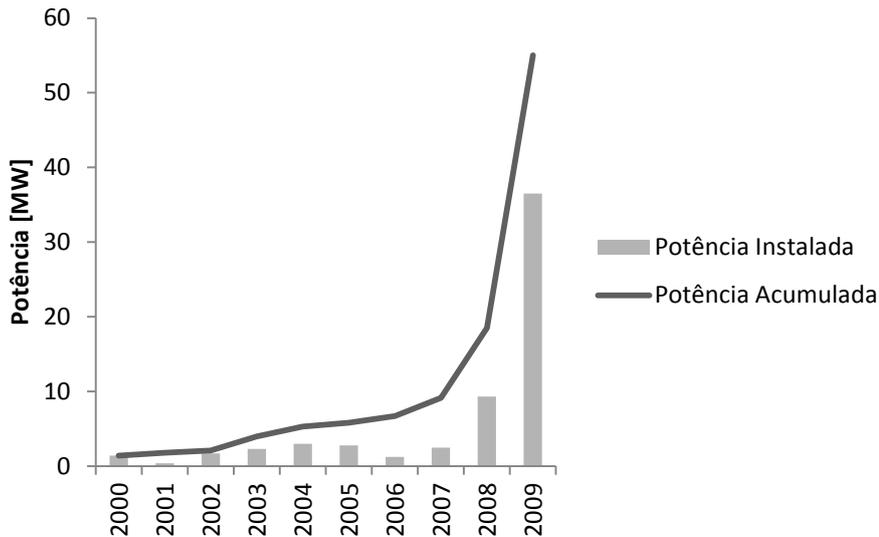


Figura 7 – Evolução da potência fotovoltaica existente na Grécia. Adaptado de [16].

A principal barreira no aumento da capacidade fotovoltaica na Grécia tem sido a complexidade do enquadramento legal e, em particular, de todo o processo de licenciamento. Muitos dos pedidos para autorizações para a instalação de um sistema fotovoltaico não estavam devidamente preparados. Isso causou atrasos na análise dos pedidos e, por vezes, a recusa dos projectos. Por outro lado, tem havido uma procura muito grande no número de pedidos, ultrapassando as melhores expectativas. Este facto levou a que algumas das autoridades não estivessem bem preparadas ou com um número de funcionários suficientes para se debater com este número excessivo de pedidos e que levou a alguns atrasos na execução do programa [25].

Um outro grande problema relativamente às questões administrativas tem sido a legislação sobre as questões ambientais, autorizações de construção e demais procedimentos. Todo este quadro legal permaneceu intacto e não soube acompanhar a evolução no que diz respeito à instalação de centrais geradores de electricidade a partir das energias renováveis [25].

Em 2006, foi aprovada uma nova lei (3468/2006), que serviu de apoio à promoção das energias renováveis. Esta lei permitiu relançar a competitividade da economia grega, através da promoção das Energias Renováveis. Outra forma de incentivo governamental criada foi o Programa Operacional, financiado por Fundos Comunitários, e que não são mais do que subsídios para operadores comerciais. Para concorrerem a este fundo, os operadores privados têm de concorrer como empresa. Caso contrário, só têm a possibilidade de uma redução fiscal que vai até aos 700 € por instalação [22].

Esta lei veio resolver grande parte das barreiras administrativas existentes e relaciona-se sobretudo com a simplificação nas candidaturas para instalações fotovoltaicas com potências inferiores a 150 kW. Todas as instalações com menos de 20 kW deixaram de ser licenciadas, precisando apenas de efectuar um registo e realizar todos os procedimentos de ligação à rede [22].

Todo este novo enquadramento legal levou ao desenvolvimento de programas de financiamento para instalações fotovoltaicas em vários bancos gregos. Os benefícios destes programas incluem: empréstimos com baixas taxas de juros, contratos de empréstimo entre 3 a 5 anos e um seguro contra acções de vandalismo ou contra qualquer adversidade climática [22].

A partir daí, a Grécia tem tido um aumento notável no que diz respeito aos sistemas fotovoltaicos, tendo sido instalados em 2009 36,5 MW, quadruplicando a capacidade já instalada [16]. Em Junho de 2010, a Lei 3851/2010 introduziu um novo escalão destinado sobretudo aos produtores domésticos e pequenas empresas, com potências até os 10 kW. A tarifa de venda à rede garante aos produtores os valores descritos na tabela 5 durante 20 anos, à excepção do novo escalão extra, em que é aplicável durante 25 anos. Na Grécia, os sistemas fotovoltaicos com capacidade inferior a 100 kW e aqueles que são instalados nas ilhas são os que saem mais beneficiados com as tarifas de venda à rede.

Tabela 5 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor na Grécia [23].

Tipo de Instalação	Tarifa (€/kWh)
Instalações ≤10 kW	0,550
Instalações >10 kW-100 kW (Continente)	0,441
Instalações >100 kW (Continente)	0,392
Instalações >10 kW (Ilhas)	0,441

A partir de Fevereiro de 2011, as tarifas sofrerão regressões sucessivas em cada 6 meses, com o objectivo de chegar até aos 0,260-0,293 €/kWh no período de Agosto-Dezembro de 2014. A partir de Janeiro de 2015, as tarifas de venda à rede serão definidas pelo preço médio da electricidade do ano anterior, acrescida por um prémio, que varia entre 30 e 50% e está dependente do tamanho e localização do sistema fotovoltaico [23].

Para além da radiação solar elevada, existem duas outras razões que podem servir para reforçar a aposta na indústria fotovoltaica na Grécia. A primeira prende-se com o facto de este país ser constituído por um vasto número de ilhas que não estão ligadas à rede. Até aí, as necessidades energéticas dessas ilhas têm sido colmatadas principalmente por poderosos geradores, movidos a diesel ou fuelóleo, resultando em custos operacionais elevados e grande poluição ambiental. A outra razão prende-se com a actividade turística significativa durante o verão que faz disparar os valores de consumo de energia, podendo a energia solar fotovoltaica ajudar a ir de encontro dessas necessidades [25].

Itália

A Itália tornou-se no terceiro país da União Europeia a ultrapassar a barreira do 1 GW de potência acumulada só em instalações fotovoltaicas, a seguir à Alemanha e a Espanha. Só em 2009 foram instalados cerca de 574 MW de potência em instalações fotovoltaicas, o que significou um aumento de 160% relativamente ao ano anterior [16]. Em Itália, o mercado é caracterizado pela existência de centrais fotovoltaicas de pequena potência, visto que cerca de um quarto de todas essas instalações no país têm no máximo 20 kW de potência [22]. A figura 8 mostra a evolução do mercado fotovoltaico italiano.

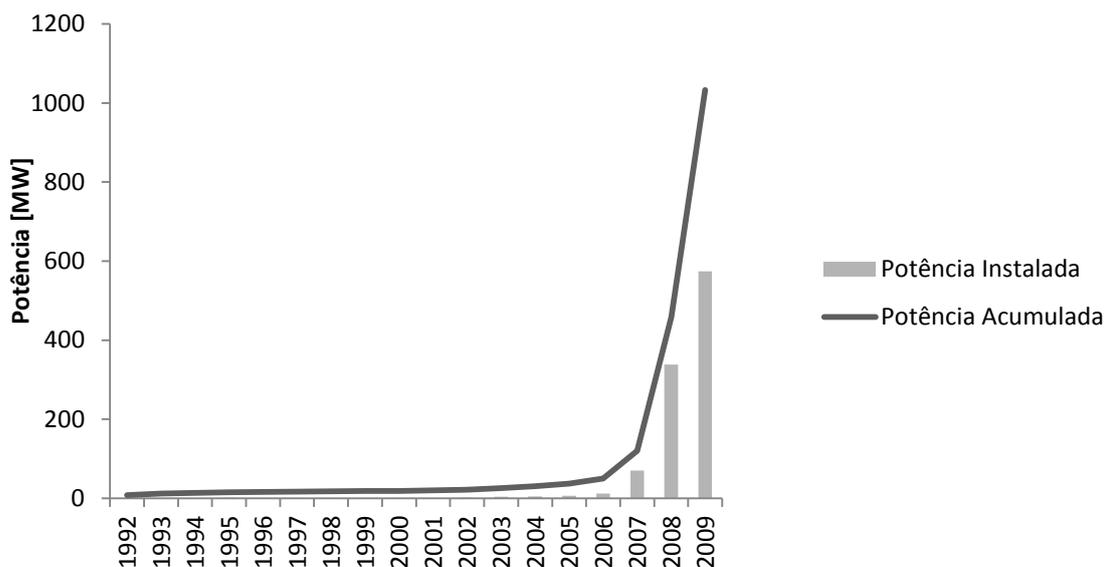


Figura 8 – Evolução da potência fotovoltaica existente na Itália. Adaptado de [16, 22].

O grande impulso para o estímulo do mercado nacional italiano tem sido o programa *Conto Energia per il Solare Fotovoltaico*, de 2007. Numa primeira fase, chamada de *Primo Conto Energia*, foram instaladas mais de 5000 instalações fotovoltaicas, correspondentes a cerca de 120 MW, no final de 2008 [22].

O *Conto Energia* tem a particularidade de que a tarifa é maior quando a instalação é integrada num edifício, em detrimento das instalações efectuadas no solo (ver tabela 6) [23]. Também saíram privilegiadas as instalações de menores potências ao contrário de centrais em grande escala. Existe também outra modalidade de tarifa, o *scambio sul posto (net-metering)*, para sistemas instalados com menos de 20 kW. A partir de 2008, o tecto de potência máxima a instalar no *scambio sul posto* foi revisto e agora está limitado até 200 kW. Nesta modalidade o produtor pode vender à rede pública o excedente de electricidade que produz [24].

Tabela 6 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor na Itália [23].

Tipo de Instalação	Tarifa (€/kWh)
Instalações ≤3 kW	0,384
Instalações 3-20 kW	0,365
Instalações >20 kW	0,346
Sistemas parcialmente integrados ≤3 kW	0,422
Sistemas parcialmente integrados 3-20 kW	0,403
Sistemas parcialmente integrados >20 kW	0,384
Sistemas integrados em edifícios ≤3 kW	0,470
Sistemas integrados em edifícios 3-20 kW	0,442
Sistemas integrados em edifícios >20 kW	0,422
<i>Net-metering</i>	0,011-0,015

O *Conto Energia* resultou na instalação de 1032 MW até 2009, e espera-se que a quota máxima de 1200 MW de produção se atinja no final de 2010. Este programa também conseguiu superar os problemas burocráticos que existiam com os mecanismos de incentivo e todas as dificuldades relacionadas com a construção e ligação à rede [22].

A partir de 2011 entrará em vigor o *Nuovo Conto Energia*, que prevê uma regressão no valor das tarifas em 18%, até 2013. Esta regressão estará dividida em três parcelas de 6%, durante três anos. Esta nova legislação também contemplará o incentivo a novas tecnologias, tais como sistemas de concentração fotovoltaica [23].

Reino Unido

A capacidade fotovoltaica instalada no Reino Unido em 2009 foi de 10,1 MW, em comparação com os 4,4 MW de 2008. As instalações isoladas da rede representam uma fatia muito pequena do mercado, e como prova disso, foram instaladas em 2008 pouco mais de 100 kW [16].

No Reino Unido, a maioria das instalações fotovoltaicas são sistemas ligados à rede, instalados nas coberturas dos edifícios domésticos e não-domésticos. As integrações nos edifícios estão a tornar-se cada vez mais populares com a aplicação de telhas solares que tomam o lugar das telhas tradicionais, e também com o recurso ao fotovoltaico em fachadas, persianas e alpendres [22].

Devido à pequena dimensão das instalações existentes no Reino Unido, o mercado tem tido um crescimento lento, como se pode constatar na figura 9.

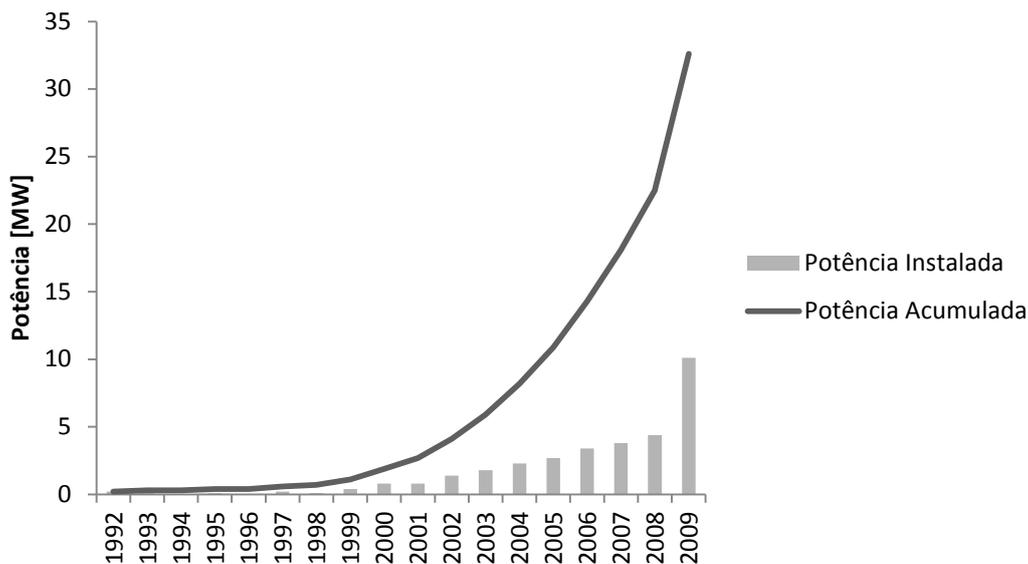


Figura 9 – Evolução da potência fotovoltaica existente no Reino Unido. Adaptado de [16, 22].

Em 2008, o Código para as Casas Sustentáveis tornou-se obrigatório no Reino Unido. Este código requer que todas as novas casas atinjam, pelo menos, um nível de classificação 3 (num máximo de 6), e para se obter uma classificação mais elevada é necessária a instalação de tecnologias de microgeração, como a fotovoltaica [22].

Igualmente em 2008, o Parlamento publicou as alterações à Lei de Energia que permitiu duas alterações às tarifas de venda à rede. Uma para a electricidade e outra para a produção de calor e de biogás. Assim, a nova tarifa de venda à rede começou a ser aplicada a partir de Abril de 2010, e para as instalações fotovoltaicas é válida durante 25 anos.

Tabela 7 – Tarifa de venda à rede actualmente em vigor no Reino Unido [23].

Tipo de Instalação	Tarifa (€/kWh) ²
Instalações ≤4 kW (novos edifícios)	0,432
Instalações ≤4 kW (edifícios existentes)	0,494
Instalações >4 kW-10 kW	0,432
Instalações >10 kW-100 kW	0,376
Instalações >100 kW-5 MW	0,351
Sistemas isolados	0,351
<i>Net-metering</i>	0,040

Tal como sucede em Itália, no Reino Unido não existe a obrigatoriedade de vender à rede eléctrica toda a electricidade produzida. Assim, o sistema de incentivo à produção fotovoltaica é composto por uma tarifa, composta por dois valores. À tarifa base, que corresponde à geração de energia, chamada de *generation tariff*, soma-se uma tarifa de exportação à rede, a *export tariff* [23].

Ao passo que um produtor recebe sempre o valor da *generation tariff*, independentemente de vender ou não a electricidade produzida à rede pública, a *export tariff* destina-se somente à parte que é injectada na rede [23]. Como benefícios tem-se que se pode produzir toda a electricidade que é consumida, aumentando a eficiência energética do edifício, e também tirar proveito da que é colocada na rede pública. Por outro lado, pode-se simplesmente vender toda a electricidade produzida, contribuindo assim para a diversificação do *mix* energético. Estas duas tarifas podem ser aplicáveis para todos os sistemas com potências até os 5 MW [23]. Durante o tempo de aplicação da tarifa de venda à rede, a *generation tariff* mantém-se constante no tempo, enquanto a *export tariff* é ajustada de acordo com a inflação [23].

O *Low Carbon Buildings Programme*, financiado pelo Ministério de Energia e Alterações Climáticas, oferece incentivos de apoio à instalação de tecnologias de microgeração fotovoltaica para as residências, organizações comunitárias, escolas, sector público e empresas, que podem ir até aos 50% do investimento. Este programa visa demonstrar como a eficiência energética e microgeração podem trabalhar de mãos dadas de maneira a criar edifícios com baixas emissões de carbono [22].

3.4 Conclusões

Não restam dúvidas que a indústria fotovoltaica tem sofrido ultimamente um grande desenvolvimento e implementação por todo o mundo, tornando-se mesmo numa das formas de energia renovável com maior margem de manobra e potencial para um crescimento sólido e sustentado.

De entre os diferentes mecanismos de incentivo à indústria fotovoltaica, as tarifas de venda à rede, quando aplicadas convenientemente, são a medida mais importante e melhor sucedida para o crescimento do mercado. As tarifas são de longe o incentivo de maior aplicação por entre os países da União Europeia e os valores fixados em cada país devem estar em

² As tarifas no Reino Unido estão definidas em £/kWh. Para melhor compreensão dos valores, converteu-se o valor da tarifa para €/kWh, utilizando a seguinte taxa de câmbio: 1 £=1,197 €.

concordância com a sua natureza económica. Devem também ser alvo de actualizações constantes. Uma tarifa completamente desajustada com a realidade pode levar a uma quebra no interesse dos investidores e no crescimento de uma produção efectiva de energia fotovoltaica.

As metas de instalação também devem ser realistas e mais uma vez, estar de acordo com a realidade desse país. Se por alguma razão, essa meta for atingida muito rapidamente, poderá provocar uma estagnação no desenvolvimento do mercado fotovoltaico.

No que concerne aos seis mercados estudados, verifica-se que existem algumas diferenças. Nos países onde a indústria fotovoltaica se encontra num patamar de desenvolvimento assinalável, se começa a notar uma diminuição nos incentivos (diminuição do valor ou período de aplicação de tarifas, cortes em alguns financiamentos governamentais), sinal de que a energia solar fotovoltaica já está bem implementada. Por outro lado, países como o Reino Unido e a Grécia acabaram de implementar novas legislações que pudessem servir de rampa de lançamento para o estabelecimento de uma forte indústria fotovoltaica. Esse novo enquadramento legal passa pela implementação de tarifas de venda à rede com valores mais elevados, e no caso do Reino Unido, por um largo período de aplicação.

Observa-se também que alguns destes países já estão a aprovar novas legislações que revêm em baixa o valor das tarifas de venda à rede, a curto prazo. Isto significa que a tecnologia fotovoltaica está cada vez mais acessível, em termos de custos. Neste momento começa a existir o ajustamento dos mercados face uma nova realidade, que é a ausência de esquemas de apoio.

Outra curiosidade vai para o tipo de instalação fotovoltaica incentivada pelos Governos. Por exemplo, em França e na Itália existe a preocupação de favorecer a integração em edifícios ao contrário de instalações no solo. Desta maneira existe também a preocupação de melhorar a eficiência energética dos edifícios.

Capítulo IV

A Situação da Energia Fotovoltaica em Portugal

Este capítulo mostra o actual estado do quadro energético em Portugal e a presente situação no mercado da energia solar fotovoltaica, onde é destacado todo o potencial existente no país, bem como a evolução que tem tido ao longo dos últimos anos.

É feito um histórico do enquadramento legal sobre as taxas de remuneração para a exploração das energias renováveis, sendo também o novo regime da minigeração alvo de análise.

4.1 Actual Quadro Energético de Portugal

O panorama energético em Portugal não é muito diferente do da maior parte dos países europeus: um significativo aumento do consumo de energia final provocou uma dependência em termos de importação de energia [26]. A maior parte da energia importada baseia-se no petróleo, mas inclui também significativas quantidades de importações de gás e combustível sólido (hulha, antracite e coque) [26]. O petróleo bruto é importado de países africanos (Argélia, Nigéria, Líbia) e da Arábia Saudita. A Nigéria e a Argélia são importantes fornecedores de gás natural. Os combustíveis sólidos são originários sobretudo da Colômbia e da África do Sul [27].

O cenário eléctrico nacional tem sofrido fortes alterações nos últimos anos. Esta dinâmica foi impulsionada tanto pela ênfase dada aos problemas energéticos e às energias renováveis em toda a União Europeia como pelas excelentes condições que o país apresenta para a exploração das novas fontes de origem endógena [28].

Não explorando quaisquer recursos energéticos fósseis e energia nuclear no seu território, a produção própria de energia em Portugal assenta exclusivamente no aproveitamento dos recursos renováveis, como sendo a água, o vento, a biomassa, e outros em menor escala. O objectivo de reduzir a dependência energética externa através da utilização de energias renováveis levou à criação de um objectivo secundário: assegurar que a utilização destes recursos seja cada vez maior. A concretização destes dois objectivos resultaram num retorno muito favorável, quer para os utilizadores privados, quer para os grandes investidores [28].

Segundo dados que remontam a Julho de 2010, o valor da potência total instalada de sistemas renováveis atingiu 9332 MW. Em Portugal, os tipos de energia renovável com maior expressão para fins de geração eléctrica são: Energia Hídrica, Eólica e Biomassa [29]. A figura 10 mostra a evolução histórica das diferentes energias renováveis exploradas em Portugal.

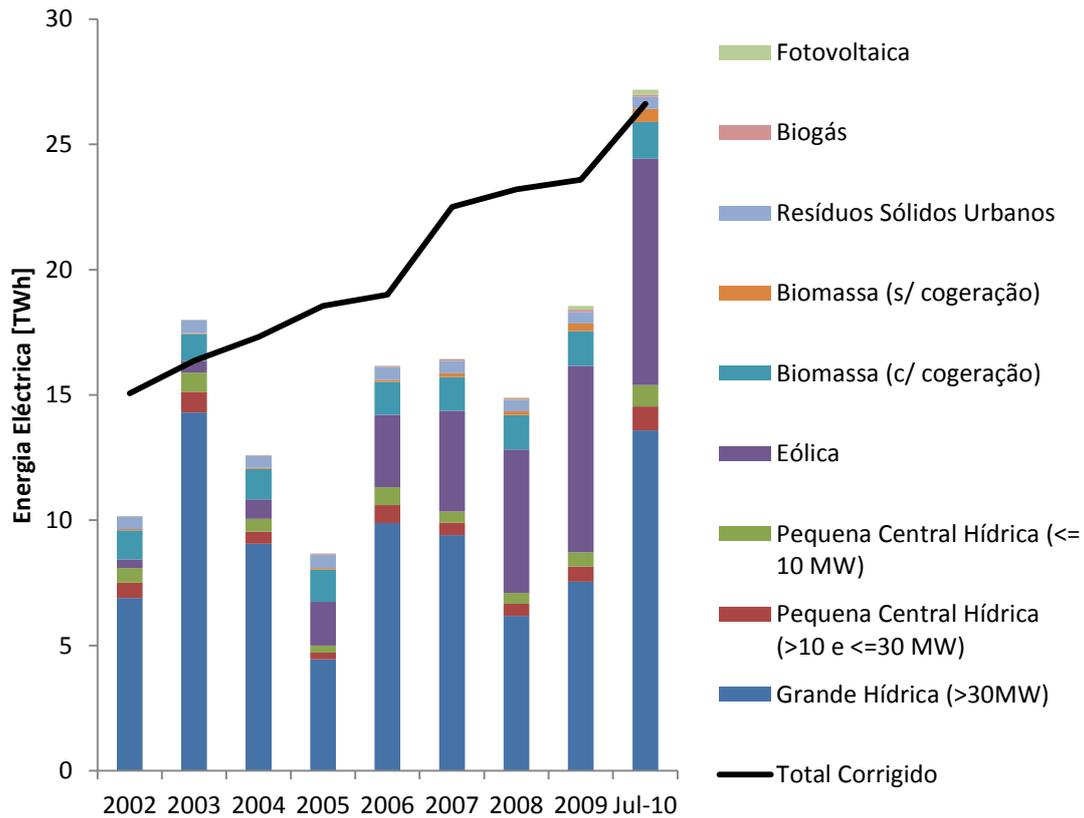


Figura 10 – Evolução histórica da electricidade produzida através de fontes renováveis em Portugal. Adaptado de [29].

Portugal foi em 2008 o quinto país da União Europeia (UE15) com maior incorporação de energias renováveis. Actualmente, quase 50% da electricidade produzida em Portugal baseia-se na utilização de fontes renováveis e cerca de 20% do consumo final de energia é satisfeito com o recurso a energias renováveis [29].

A produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis crescem, acompanhando a evolução da sua componente hídrica (53% da potência instalada em 2009). Comparando a produção registada de Janeiro a Julho de 2010 com a registada em igual período de 2009, verificou-se um acréscimo da produção (18,8 TWh contra 10,3 TWh), enquanto a produção hídrica cresce 126% [29].

A instabilidade da energia total produzida em Portugal através de fontes de energias renováveis prende-se essencialmente com a produção hídrica. Um clima instável pode tornar imprevisível a produção a partir de fontes renováveis e é necessário promover a aposta na diversificação de tecnologias [29]. Note-se na figura 10 que a energia solar fotovoltaica começa a aparecer a partir de 2007, e a sua percentagem torna-se maior com o passar dos anos.

Em 2008 observou-se um súbito aumento na quantidade de instalações fotovoltaicas, registando-se cerca de 50 MW em aplicações ligadas à rede, o que fez com que a capacidade instalada acumulada passasse de cerca de 18 MW para 68 MW. Neste momento, os sistemas centralizados ligados à rede são responsáveis por 91% da capacidade instalada acumulada em Portugal [16].

4.2 Centrais Fotovoltaicas Existentes em Portugal

Relativamente à presente situação, em Portugal as últimas estatísticas nacionais (Julho de 2010) apontam para cerca de 119,4 MW de potência fotovoltaica total acumulada [29]. Na figura 11, observa-se que em 2007 se dá o primeiro salto na produção de energia solar fotovoltaica. Isto deve-se principalmente à entrada em funcionamento da Central Fotovoltaica de Brinches, concelho de Serpa, com 11 MW de potência e cerca de 52000 módulos dispostos ao longo de uma área de 60 hectares [30].

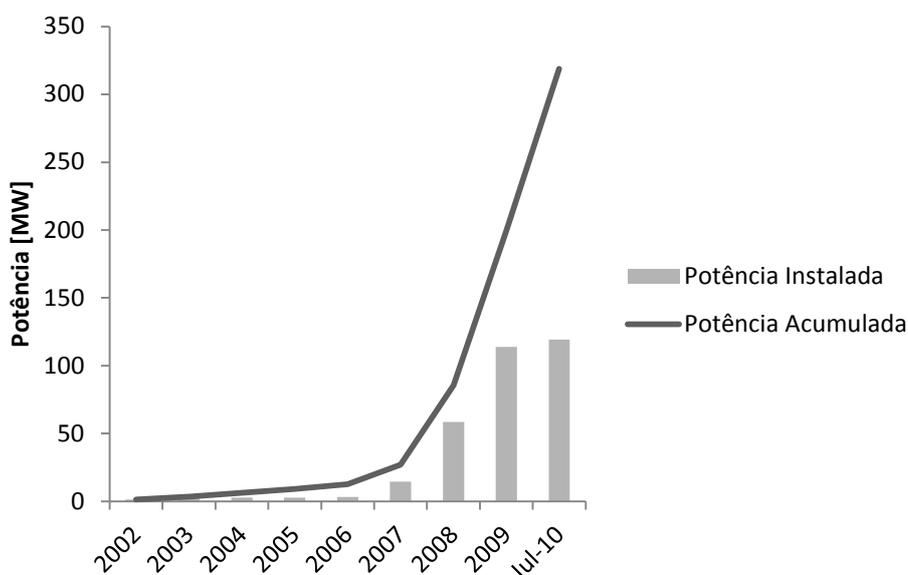


Figura 11 – Evolução da potência fotovoltaica existente em Portugal. Adaptado de [29].

Nos finais de 2008, foi instalada no concelho de Moura aquela que até à altura era considerada a maior central fotovoltaica do mundo. A Central Fotovoltaica da Amareleja tem uma potência instalada de 46 MW, ocupando uma área total de 250 hectares e com um total de 260000 módulos [30].

Em 2009 entrou em funcionamento uma terceira grande central fotovoltaica no país, situada em Ferreira do Alentejo, com uma potência total instalada de 12 MW. Esta central apresenta um número de 63360 módulos fotovoltaicos instalados e ocupa uma área de quase 60 hectares [30].

Além das centrais descritas anteriormente existem outras de menor dimensão no Baixo Alentejo, que também entraram recentemente em funcionamento. O Parque Solar de Almodôvar (2,15 MW), duas novas instalações em Ferreira do Alentejo (com potência total de 12,8 MW) e duas centrais no concelho de Mértola, nomeadamente a Central Fotovoltaica de Olva, com potência de 500 kW e Central Fotovoltaica de Corte Pão e Água com 756 kW [30].

Igualmente, já se encontra em funcionamento a central fotovoltaica de Lamelas, concelho de Freixo de Espada à Cinta, com uma potência de 100 kW. No mesmo concelho encontra-se em estudo a instalação de uma outra central, que terá 2 MW de potência. No distrito de Santarém, encontra-se também em funcionamento a Central Fotovoltaica de Valadas, com 360 kW, estando esta situada num condomínio fechado e privado [30].

Em 2008 e especialmente em 2009, foram aprovadas e licenciadas um vasto número de centrais fotovoltaicas, que permitem atingir a meta dos 150 MW inicialmente previstos pelo Governo até ao final de 2010. De entre essas instalações já aprovadas estão: a Central de Paderne, Albufeira (10 MW), a Central de Évora (6 MW), a Central situada na cobertura do Mercado Abastecedor da Região de Lisboa (6 MW) e o Parque Solar do Interior Alentejano, em Ourique (2 MW) [30].

Dos projectos que estão prestes a entrar em funcionamento, destacam-se a Central do Santuário de Nossa Senhora do Rosário, em Fátima, que aproveitará a cobertura da Igreja da Santíssima Trindade. Esta central contará com uma capacidade de 100 kW, sendo composta por 571 módulos, e está já prevista a sua expansão para 400 kW [30].

O projecto-piloto denominado “Berlenga – Laboratório de Sustentabilidade”, visa a redução da produção de energia eléctrica com recurso a geradores a diesel na ilha das Berlengas. Trata-se de uma central fotovoltaica com 12 painéis fotovoltaicos que perfazem 180 kW de potência instalada, e assim que entrar em funcionamento será a maior instalação *off-grid* existente em Portugal [30].

Devido à legislação existente em Portugal, as centrais produtoras de energia solar fotovoltaica são na sua quase exclusividade de pequenas potências, como é o caso da microgeração. Desde o arranque deste Programa, verificou-se uma forte adesão de produtores sendo amplamente alcançados os objectivos então traçados e que, em termos práticos, se traduziu na instalação de cerca de 27 MW de potência instalada [27].

Por outro lado, e como já foi exemplificado, verifica-se a existência de centrais fotovoltaicas em grande escala, com potências na ordem do MW. Estas centrais destinam-se sobretudo ao fornecimento de energia para a rede eléctrica, contribuindo para a diversificação do *mix* energético nacional. Contudo, a falta da existência de projectos fotovoltaicos com potências intermédias sempre foi uma lacuna na legislação, que agora se está a tentar alterar.

4.3 Legislação Aplicável para o Sector

4.3.1 Decreto-Lei nº 189/88

Em Portugal, o estabelecimento de uma legislação própria para as energias renováveis, começou em 1988, com o Decreto-Lei nº189/88 que definiu as regras base aplicáveis à produção de electricidade através de fontes renováveis. Com este decreto, as tarifas de venda à rede eram indiferenciadas para qualquer tipo de fonte renovável. Este decreto tinha por base a maior importância atribuída aos pequenos produtores, sobretudo no caso da mini-hídrica [31].

4.3.2 Decreto-Lei nº 168/99

Este documento tinha como principal objectivo promover a utilização dos recursos renováveis e estreitar a relação entre política energética e ambiental. Apresentou uma mudança radical nas tarifas, introduzindo uma fórmula para determinar o preço de cada kWh produzido a partir de fontes renováveis, reorganizou todos os regulamentos até aí existentes e alterou os procedimentos de ligação à rede [32].

Este decreto tinha por fundamento dois aspectos bem claros [32]:

- A criação de um mercado interno de electricidade, com a respectiva liberalização, o que impunha a modernização do sector energético em todas as suas vertentes;
- A preocupação com a defesa do ambiente a nível mundial, que se traduzia em Portugal pelos compromissos estabelecidos na Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas e pelo Protocolo de Quioto.

4.3.3 Decreto-Lei nº 339-C/2001

O diploma de 29 de Dezembro de 2001 veio reforçar a instrumentação do governo para atingir a sua política no panorama energético: reduzir a nossa dependência face ao exterior. Foi também introduzido um novo coeficiente, que afectava positivamente o contributo ambiental da expressão para o cálculo da tarifa de venda de electricidade à rede. Este coeficiente variava de acordo com o tipo de tecnologia renovável utilizada. Neste documento o coeficiente dado para a energia solar fotovoltaica era o mais alto, o que significava que apesar deste sector ainda se encontrar num estado embrionário, já apresentava indícios de vir a ser um activo estratégico a longo prazo para Portugal [33].

4.3.4 Decreto-Lei nº 33-A/2005

Após a ratificação do Protocolo de Quioto, pela União Europeia, em 2002, surge em 2005, o Decreto-Lei nº 33-A. Este documento actualizou os valores constantes da fórmula de remuneração de electricidade produzida a partir de recursos renováveis de modo a permitir a recuperação dos investimentos efectuados [34].

Pela primeira vez, foram definidos prazos limite para a remuneração da energia proveniente de projectos de Energias Renováveis. Por outro lado, o Governo passa a ter a palavra no que respeita a determinação de quotas máximas admitidas para as Energias Renováveis, bem como nasce a possibilidade de efectuar o mecanismo de concurso para atribuir licenças [34].

4.3.5 Decreto-Lei nº 225/2007

Em 2007, através do Decreto-Lei nº 225/2007 concretizou-se um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na estratégia nacional para a energia, definidas pelo Governo Português. O seu grande objectivo era o de agilizar o sector das renováveis. Assim, procurava-se eliminar todas as burocracias ligadas aos processos de licenciamento, facilitando o aumento da capacidade instalada para as energias renováveis. No caso dos parques eólicos, por exemplo, era permitido o aumento da capacidade instalada, embora o excedente de energia face ao primeiro licenciamento fosse pago ao preço convencional de mercado [35].

4.3.6 Decreto-Lei nº 363/2007

Este documento estabeleceu o novo regime jurídico para instalações de muito pequena potência ou de microprodução, o chamado Regime Renováveis na Hora.

Com a introdução deste Decreto-Lei, ficaram estabelecidos dois regimes. O regime geral, aplicável a unidades de microgeração com potência de ligação não superior a 50% da potência

contratada até ao limite de 5,75 kW (não aplicável para instalações em condomínios). O regime bonificado, elegível para unidades de microgeração com potência de ligação até 3,68 kW ou 50% da potência contratada. Este regime é aplicável desde que os produtores disponham de colectores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com um mínimo de 2 m² de área de colector [36].

No caso do regime geral, a tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador. No caso do regime bonificado foi definida uma tarifa única, aplicável à energia produzida no ano da instalação e nos cinco anos civis seguintes. Então até aos primeiros 10 MW de potência de ligação registados, a tarifa de referência ficou estabelecida inicialmente em 0,650 €/kWh [36].

No caso dos condomínios o regime bonificado é aplicável desde que seja realizada uma auditoria energética ao(s) edifício(s) e que as medidas de eficiência energética resultantes dessa auditoria sejam implementadas num período de dois anos [36].

A duração da tarifa é de 5 mais 10 anos. Ou seja, nos primeiros 5 anos, o preço de venda à rede do regime bonificado é fixo e decresce 5% por cada 10 MW de potência instalados a nível nacional. Após esses primeiros 5 anos e durante os 10 anos seguintes é aplicado um preço igual ao das instalações que se registem nesse ano e que utilizem a mesma tecnologia. Após esse período de 15 anos, os produtores em regime bonificado passam para o preço vigente no regime geral [36].

A tarifa de venda à rede em Portugal tem sido constantemente revista em baixa, de modo a aproximar-se dos valores praticados no resto da Europa, como se pode ver em alguns casos, no Capítulo III. A tabela 8 faz um apanhado dos diferentes valores que a tarifa de venda à rede tem tomado, desde a promulgação do Decreto-Lei nº363/2007.

Tabela 8 – Evolução da tarifa de venda à rede no regime de microgeração em Portugal [37].

Ano	Tarifa (€/kWh)
2008	0,650
2009	0,6175
De 01/01/2010 até 18/02/2010	0,5867
A partir de 19/02/2010	0,5573

4.4 Análise da Legislação Actualmente em Preparação

Inserida na Estratégia Nacional para a Energia, é da intenção do governo português criar um novo plano de Minigeração, destinado sobretudo à instalação de centrais fotovoltaicas de média potência [1, 20]. Assim sendo, a APREN avançou no Roteiro Nacional das Energias Renováveis, de Março de 2010, com um conjunto de recomendações para a minigeração que assentam essencialmente em três eixos: estudo do recurso, processo de licenciamento e mecanismos financeiros de suporte.

4.4.1 Medidas Relativas ao Estudo do Recurso

De momento, não existe uma verdadeira base de dados sobre a radiação directa essencial para as tecnologias termosolares e com recurso à concentração. Os dados actualmente disponíveis, não cobrem a radiação directa e estão baseados numa estatística feita na década 1970-1980, e que naturalmente, já se encontra desactualizada [38]. Esta informação é fundamental para o planeamento de novos investimentos e importante para controlo da produtividade das centrais em funcionamento.

Portanto, como proposta da APREN, é feita a sugestão de tornar obrigatórias as medições nas centrais solares, com potências superiores a 100 kW, de radiação solar global e directa, no caso de sistemas com seguimento solar. Estas medições deverão ser disponibilizadas a uma entidade independente juntamente com várias estações nacionais para registo de dados solares, de maneira a criar uma nova base de dados sobre a radiação solar incidente no país [38].

4.4.2 Medidas Relativas ao Processo de Licenciamento

O principal objectivo deste eixo prende-se essencialmente com a simplificação dos processos de licenciamento, de maneira a que as metas traçadas sejam atingidas, obtendo-se assim uma consolidação do mercado fotovoltaico. Para isso, poderá ser utilizada a plataforma Renováveis na Hora, mas numa área independente do programa da microgeração [38].

Para acabar com os pedidos meramente especulativos, deverá ser exigido aos promotores que demonstrem capacidade financeira através da apresentação de um aval ou garantia bancária de boa execução [38].

4.4.3 Medidas Relativas aos Mecanismos Financeiros de Apoio

Finalmente, relativamente aos mecanismos de apoio, deve-se essencialmente diminuir o risco dos projectos e aumentar a bancabilidade dos mesmos. As tarifas solares devem ser revistas em forte baixa, para reflectir uma redução substancial do custo da tecnologia fotovoltaica e garantir uma sustentabilidade económica para o País [38].

O prazo de aplicação da tarifa de venda à rede deverá também ser revisto, tendo em conta a sua rentabilidade e durações típicas. Desta forma poder-se-á adoptar um valor que não esteja desenquadrado nem da forma nem dos valores que os demais países da UE estão a aplicar. A tarifa deve decrescer o seu valor com o tempo para que possa reflectir a progressiva maturidade da tecnologia e para que a paridade com a rede seja atingida o mais rapidamente possível [38].

4.5 Comparação com os Outros Mercados

No Capítulo III foram explorados 6 países europeus onde o mercado fotovoltaico apresenta diferentes realidades. Desse estudo um dos objectivos era mostrar as políticas de incentivo à indústria fotovoltaica nesses mesmos países, e também estabelecer uma comparação possível com os diferentes valores das tarifas praticados. É também necessário lembrar as realidades observadas em cada país estudado.

A tabela 9 compara os diferentes valores das tarifas praticados nos diferentes países. Convém realçar que cada país tem os seus limites de potência e também incentivos regionais por tipos de instalação. A tabela 9 mostra um valor médio para melhor comparação, considerando para a microgeração potências inferiores a 20 kW, minigeração de 20 kW até 1 MW e por último a tarifa para centrais com mais de 1 MW de potência instalada.

Tabela 9 – Quadro comparativo das diferentes tarifas em vigor dos países estudados [23].

	Tarifa Microgeração (€/kWh)	Tarifa Minigeração (€/kWh)	Tarifa >1MW (€/kWh)
Alemanha	0,330	0,305	0,247
Espanha	0,340	0,320	0,320
França	0,420	0,345	0,345
Grécia	0,441	0,392	0,392
Itália	0,375	0,346	0,346
Portugal	0,557	-	-
Reino Unido	0,404	0,351	0,351

A tabela 9 mostra claramente que existe um maior incentivo por parte dos governos em torno da microgeração, já que como são sistemas mais pequenos, têm maior facilidade na instalação. Daí que os valores das tarifas de venda à rede para este regime ser maior do que os restantes. Observa-se mesmo que em alguns casos não existe diferença nos valores das tarifas da minigeração para centrais de grandes potências, sinal de que nesses países não existe um favorecimento para a proliferação de grandes centrais fotovoltaicas. Em termos de valores observa-se uma uniformidade geral entre os valores de cada país, sendo que o valor mais elevado pertence a Portugal. O elevado valor foi estipulado de modo a constituir uma medida de incentivo para a implantação de sistemas de microgeração no nosso país. A necessidade de alterar a tarifa para um valor mais consentâneo com os restantes países europeus, bem como criar novos escalões de potência, está a ser alvo de estudo, tal como é explorado nesta tese de dissertação.

Outro aspecto interessante que se pode inferir a partir da tabela prende-se com o valor das tarifas em si. Observa-se que, de uma forma geral, os valores são mais baixos nos países de maior implementação fotovoltaica. Os restantes países em que a tarifa ainda é elevada, serve sobretudo, em conjunto com outras medidas, como catalisador para o desenvolvimento da indústria fotovoltaica. A figura 12 mostra a potência instalada acumulada por habitante nos países estudados, e nela se podem reparar quais são os países onde o mercado está mais desenvolvido.

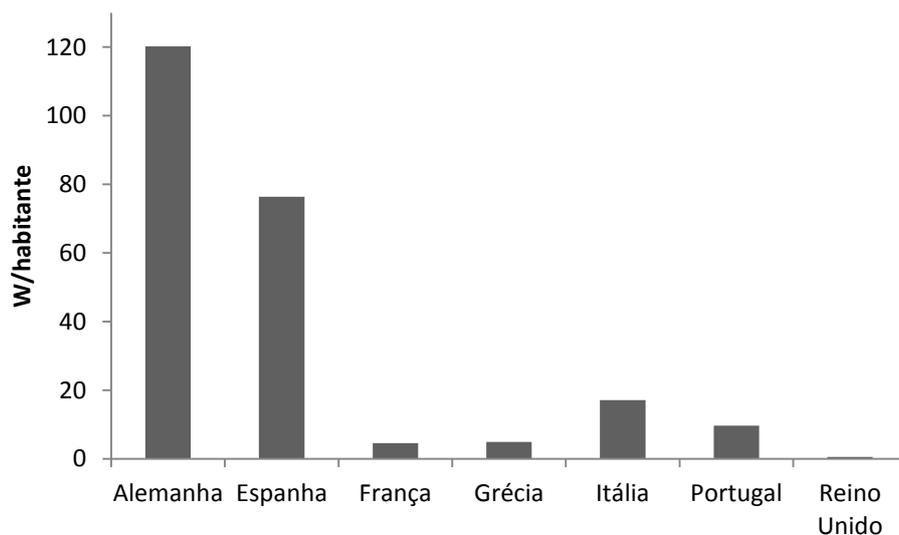


Figura 12 – Potência instalada acumulada por habitante [16].

A figura 12 mostra claramente que Alemanha e Espanha estão num patamar bem acima dos restantes países, daí os valores das suas tarifas serem dos mais baixos. Por outro lado, os valores mais elevados das tarifas indicam que o mercado tem uma grande margem de crescimento. Como existe uma grande progressão de crescimento no mercado fotovoltaico nos restantes cinco países (França, Grécia, Itália, Portugal e Reino Unido), a tarifa pode ainda permanecer com um valor ligeiramente elevado, com vista a captar o interesse dos produtores.

A figura 12 mostra que o valor verificado na Alemanha, cerca de 120 W por habitante, é um valor que particamente se pode considerar como um valor máximo potência por habitante instalada [16]. Com isto dito, pode-se considerar que o mercado alemão está já perto da saturação, daí terem sido tomadas as recentes políticas, descritas no Capítulo III. Em Portugal, o mercado ainda se encontra muito distante dessa marca, o que indica que há claramente uma grande margem de crescimento. Novamente, assumindo o valor de 120 W por habitante como marca máxima de saturação, para se atingir esse valor teria de se instalar em Portugal cerca de 1255 GW de potência fotovoltaica.

4.6 Conclusões

Para um país como Portugal que não dispõe de recursos ou reservas fósseis conhecidos, o papel das energias renováveis é essencial para reforçar os níveis de segurança no abastecimento, ao mesmo tempo que promove a diversificação do *mix* energético e contribui para aumentar a sustentabilidade associada à produção, transporte e consumo de energia. Devido à sua localização geográfica privilegiada, a energia solar fotovoltaica surge como uma forte alternativa para a produção eléctrica.

Como ficou demonstrado, apesar do sucesso do Programa de Microgeração e da implementação das variadas centrais solares instaladas no país, o mercado fotovoltaico português ainda está longe de atingir o ponto de saturação, o que apoia a ideia do governo português em tornar a energia solar fotovoltaica como uma das apostas principais da Estratégia Nacional para a Energia.

Inserido na Estratégia Nacional de Energia, deverá ser criado brevemente o novo programa de Minigeração, que servirá essencialmente o sector industrial. Para ter o mesmo sucesso da microgeração, a minigeração terá acima de tudo ser forte em dois aspectos. Uma boa tarifa de venda à rede, que permita um rápido retorno financeiro por parte dos utilizadores, e também a possibilidade de instalação simples e rápidas de pequenas centrais fotovoltaicas. O processo de instalação deve começar de imediato nos processos de licenciamento e nas requisições de autorizações, bem como na construção de todas as infra-estruturas, evitando assim eventuais obstruções com os planos de ordenamento territorial.

Capítulo V

Análise de Viabilidade Económica

Este capítulo faz um estudo da viabilidade económica de uma central fotovoltaica com 150 kW de potência. O principal objectivo deste estudo é analisar a exequibilidade e rentabilidade económica da instalação de centrais minigeradoras de energia em Portugal, comparativamente aos seis países da União Europeia analisados no Capítulo III.

Na elaboração do estudo foram utilizados dados fornecidos pelo simulador PVGIS e as tarifas utilizadas correspondem às tarifas adequadas em cada país para instalações com a potência pretendida. Este estudo também teve em conta com o factor de bancabilidade do projecto.

5.1 Introdução

O uso de sistemas fotovoltaicos é, já há alguns anos, uma solução viável para inúmeras aplicações autónomas da rede (um monte, um conjunto de casas, etc.). É muito menos prejudicial para o ambiente do que o recurso a geradores a diesel e em alguns casos, mais económico do que uma extensão à rede eléctrica.

Em relação aos sistemas híbridos ou ligados à rede, a situação é bem mais complexa do ponto de vista económico. Tendo a tecnologia fotovoltaica, à partida, um custo substancialmente mais elevado do que as suas concorrentes. Esse valor tem vindo a diminuir de forma radical ao longo dos últimos anos, e espera-se uma continuidade dessa tendência.

Foram escolhidos sete países europeus (Espanha, Itália, Alemanha, França, Grécia, Reino Unido e Portugal), para os quais foi feito o levantamento do valor da produção de electricidade fotovoltaica média anual em cada país, com o objectivo de comparar as variações observadas. Foi utilizada uma localização que consiga representar os valores médios de radiação solar para esse país.

Para o cálculo dos valores da produção de electricidade fotovoltaica média anual foi utilizado o Simulador de Potência Eléctrica PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) [39].

O PVGIS é uma base de dados de Sistemas de Informação Geográfica que permite simular a produção de electricidade solar obtida nas seguintes regiões: Europa, África e Sudoeste Asiático.

O Programa PVGIS possibilita gerar dados relativos a áreas geográficas, para este tipo de célula fotovoltaica, possibilitando a quantificação de valores associados a um sistema fixo, de seguimento solar de um eixo e de seguimento solar de 2 eixos.

Nas simulações efectuadas com o PVGIS, foi discriminado o valor de 1 kW para a potência instalada do equipamento fotovoltaico base da geração eléctrica. O valor comum da eficiência de um sistema fotovoltaico global ronda o intervalo 12%-16% [39]. Nesta simulação foi escolhido o valor de 14%, o valor por defeito indicado no PVGIS. No *software* usado no estudo de quantificação de energia, o *input* contempla um valor de perdas parcial. As perdas parciais representativas do local de geração eléctrica, as associadas à temperatura, ao equipamento e outras, são geradas automaticamente.

Foi utilizada a tecnologia de Silício Cristalino para o sistema, e foram estudados os sistemas fixos, com sistema de um e dois eixos (com e sem concentração), e um sistema de concentração fotovoltaica.

As soluções utilizadas para os sistemas com seguimento a um eixo, dois eixos, dois eixos com concentração e concentração fotovoltaica, foram respectivamente, o WS Horizon[®], o WS T[®], o DoubleSun[®] e o HSun[®] produtos pertencentes à empresa WS Energia.

É com base nestas soluções tecnológicas que se farão os estudos de viabilidade económica nos países estudados.

No caso particular das alternativas do sistema de seguimento solar a dois eixos com concentração e do sistema de concentração fotovoltaica, as simulações foram resultado do cruzamento de duas fontes de dados. O simulador PVGIS e os dados fornecidos pela empresa WS Energia. Para o cálculo de um sistema com seguimento a 2 eixos com concentração (DoubleSun[®]), foram multiplicados os valores da produção de electricidade média anual obtidos para um sistema de seguimento a 2 eixos por 1,45 [40]. Para o sistema de concentração fotovoltaica (HSun[®]), os valores da produção de electricidade média anual utilizados foram iguais aos de um sistema de seguimento a 2 eixos sem concentração [40].

Os valores da produção eléctrica média anual obtidos serviram como *input* na simulação de viabilidade económica. Servem para constatar até que ponto a radiação solar de cada país em conjugação com a tarifa de venda à rede para a minigeração justificam a instalação de uma central fotovoltaica.

5.2 Metodologia Utilizada

Para cada país foram efectuadas duas simulações. Uma em que o custo do investimento é suportado integralmente pelo produtor, e uma segunda onde 80% do investimento é assegurado por uma instituição bancária. Na simulação em que se recorre ao financiamento bancário, o empréstimo tem em todos os casos, a duração de sete anos, e está submetido às taxas de juro (taxas Euribor a 3 meses e *spread*) aplicadas em cada país. Como taxa de actualização para investimentos neste sector, foram utilizados as respectivas Taxas de Inflação de cada país.

Em cada tecnologia, são contabilizados os custos de manutenção e operação, bem como a degradação dos módulos, pois a produção de electricidade ao longo do tempo é afectada por este valor.

Em cada um dos países estudados, as simulações vão considerar uma central fotovoltaica com 150 kW de potência instalada. A escolha desta potência está relacionada com o facto de que a APREN, no seu Roteiro para as Energias Renováveis, prever este valor como limite máximo de potência a instalar de acordo com o novo Regime de Minigeração [38].

A tarifa utilizada em cada país foi a apropriada para a instalação de um parque solar de 150 kW. A sua actualização anual está dependente das diferentes legislações aplicadas nos diversos países. A simulação considerou que a instalação seria realizada no solo, fazendo com que desta maneira ficassem excluídas as tarifas mas específicas para instalações em coberturas ou integrações em edifícios. Como pressuposto da simulação, toda a electricidade produzida pelo sistema fotovoltaico é vendida, ou seja, não é contemplada a tarifa de *net-metering*, apesar de poder ser utilizada em alguns dos países estudados.

As simulações tiveram como objectivo o cálculo do período de retorno do investimento na instalação e a Taxa Interna de Retorno anual nos países estudados.

Para realizar uma estimativa da Taxa Interna de Retorno e do período de retorno do investimento de uma central fotovoltaica de 150 kW, construiu-se um modelo económico simplificado onde interagem diversas variáveis, baseado na equalização dos custos de exploração aos proveitos da mesma.

A. Construção do modelo

O *cashflow* do investimento representa o lucro real que a central fotovoltaica apresenta anualmente, durante o período de tempo em que a tarifa de venda à rede é aplicável. O ano em que a instalação fotovoltaica é colocada a funcionar é considerado como ano 0. Dessa maneira, o *cashflow* para o ano 0 será o simétrico do custo total da instalação.

Na simulação recorreu-se à seguinte fórmula para o cálculo do *cashflow* num determinado ano t , C_t , em que t varia entre o ano seguinte ao da instalação até ao último ano em que as tarifas são aplicáveis [41]:

$$C_t = R_t - C_{O\&M} - D_B \quad (1)$$

onde:

- R_t é a receita anual da central fotovoltaica, referente ao lucro bruto produzido;
- $C_{O\&M}$ são os custos anuais de operação e manutenção durante o período de aplicação da tarifa de venda à rede;
- D_B é a parcela respeitante às despesas bancárias, que só vai ser considerada nas simulações em que se considera um empréstimo bancário;

A parcela respeitante à receita anual da central fotovoltaica é dada pela seguinte fórmula [41]:

$$R_t = P_e \times T_M \times (1 - D_M)^{t-1} \quad (2)$$

em que:

- P_e é a produção de electricidade média anual obtida no PVGIS;
- T_M é o valor da tarifa para a minigeração;

- D_M é o valor da degradação dos módulos;
- a representa o ano que se pretende calcular o rendimento da central. No Ano 0, este factor não existe, já que se considera que não há degradação dos módulos.

A parcela que considera os custos anuais de operação e manutenção obtiveram-se a partir da seguinte fórmula [41]:

$$C_{O\&M} = C_I \times C_{O\&Min} \times (1 + T_I)^{a-1} \quad (3)$$

da seguinte fórmula tem-se:

- C_I representa o custo total da instalação;
- $C_{O\&Min}$ representa o rácio dos custos de operação e manutenção iniciais, que se assumiram sendo uma percentagem do valor total da instalação;
- T_I é a taxa de inflação média anual registada em cada um dos países estudados;
- a representa o ano que se pretende calcular o rendimento da central.

Por último, para a parcela das despesas bancárias, que só vai ser considerada nas simulações em que se contrai um empréstimo bancário com a duração de sete anos. Considerou-se a seguinte fórmula [41]:

$$D_B = \left(\frac{T_J \times (1+T_J)^7}{((1+T_J)^7 - 1)} \right) \times C_F \quad (4)$$

desta fórmula tem-se:

- T_J é a taxa de juro anual, praticada por uma instituição bancária, de cada país estudado;
- C_F representa 80% do custo total do investimento, que é suportado por essa instituição bancária.

O valor da Taxa Interna de Retorno foi calculado de forma iterativa, e é obtido da seguinte fórmula de cálculo:

$$0 = C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+TIR)^t} \quad (5)$$

Da fórmula anterior, tem-se:

- C_0 representa o *cashflow* do Ano 0;
- N é o tempo de vida do projecto, em anos;
- C_t é o *cashflow* num determinado ano t ;

A partir da resolução da equação (1), é possível encontrar o Período do Retorno do Investimento ou *payback*. Para o encontrar, basta verificar o ano t em que o *cashflow* acumulado passou de negativo para positivo.

B. Valores de referência

Para o valor da degradação dos módulos, os valores utilizados para cada tecnologia ficam expressos na tabela 10:

Tabela 10 – Valores da degradação dos módulos [41].

	Degradação dos módulos
Sistema Fixo	0,008
WS Horizon [®]	0,008
WS T [®]	0,008
DoubleSun [®]	0,013
HSun [®]	0,008

Estes valores são introduzidos para conferir uma maior realidade à simulação. Representam um factor temporal, admitindo que a produção eléctrica irá decrescer devido à degradação dos módulos por causa das condições atmosféricas, tensões existentes, etc. Consequentemente, os custos com a operação e manutenção da instalação irão aumentar.

Para o estudo da viabilidade financeira, recorreu-se às tarifas de venda à rede mais adequadas à construção de uma central minigeradora de electricidade em cada país. O valor da tarifa mantém-se constante no tempo, durante o seu período de vigência, sendo que é actualizado anualmente de acordo com a taxa média de inflação para cada país, quando aplicável.

No caso alemão, a tarifa escolhida foi a referente a instalações fotovoltaicas feitas no solo, em zonas urbanas. Na Grécia, optou-se pela tarifa referente a uma instalação construída no continente. Na Espanha, França, Itália e no Reino Unido, a tarifa escolhida refere-se a instalações não integradas em edifícios. No caso francês, a tarifa utilizada foi ainda multiplicada pelo coeficiente correspondente ao departamento onde está inserida a localização escolhida (Haute-Vienne), que é igual a 1,09.

Finalmente em Portugal, pelo facto de ainda não haver legislação para este tipo de potência, todo o enquadramento legal utilizado nesta simulação teve de se ser apoiado a partir de um documento feito pela APISOLAR, em Março de 2010 (Apresentado no Anexo 1).

Este documento propõe então que o regime remuneratório para unidades descentralizadas colectivas se situe nos 0,380 €/kWh, estando sujeitas a outras majorações que não serão contempladas. Relativamente à sua duração, a APISOLAR propõe que para cada central de minigeração, a tarifa deverá manter-se aplicável durante um período de 15 anos [42].

A tabela 11 mostra os valores das tarifas utilizadas, bem como a taxa de inflação dos países estudados [23,43].

Tabela 11 – Taxas de inflação média e tarifa de venda à rede para a minigeração nos países estudados [23,43].

	Taxa Inflação média	Tarifa Minigeração (€/kWh)	Período de Aplicação (Anos)
Alemanha	1,3%	0,242	20
Espanha	2,1%	0,320	25
França	1,8%	0,342	20
Grécia	5,7%	0,392	20
Itália	1,6%	0,346	20
Portugal	2,0%	0,380	15
Reino Unido	3,1%	0,387 ³	25

Para os custos de operação e manutenção iniciais, adoptaram-se os valores descritos na tabela 12 [41]. Estes valores são um rácio do valor do investimento total e assumiram-se como sendo uma percentagem do custo total do investimento, para cada tecnologia. Representam o custo necessário para a empresa instaladora da central fotovoltaica realizar o seu trabalho em levar a cabo toda a implementação da obra,

Tabela 12 – Custos de Operação e Manutenção e investimento inicial para uma central fotovoltaica de 150 kW [41].

	$C_{o\&m,i}/C_i$	Custo Total da Instalação
Sistema Fixo	0,8 %	479.250 €
WS Horizon [®]	1,0 %	518.250 €
WS T [®]	1,0 %	643.350 €
DoubleSun [®]	1,2 %	942.750 €
HSun [®]	1,0 %	355.800 €

A taxa de juro anual será composta pela soma da taxa Euribor (0,886 %⁴), e as diferentes taxas de *spread* praticadas em cada país, demonstradas em baixo, na tabela 13.

Tabela 13 – Valores da taxa de *spread* aplicada para cada país [41].

	Taxa <i>Spread</i>
Alemanha	3,4%
Espanha	3,1%
França	3,5%
Grécia	5,0%
Itália	4,0%
Portugal	3,4%
Reino Unido	4,0%

³ No Reino Unido a tarifa de venda à rede é a soma da *generation tariff* (0,351 €/kWh) mais a *export tariff* (0,036 €/kWh).

⁴ Taxa Euribor a 3 meses de Setembro de 2010 [44].

5.3 Resultados

5.3.1 Dados do Simulador PVGIS nos Países Estudados

Foram considerados os seguintes locais para o estudo de viabilidade económica. Como se disse atrás, estes locais representam, de uma maneira geral, a radiação média recebida nesse país.

- Alemanha - (Localização média: Halle. (51°28'55" N, 11°57'56" E, Elevação: 86 m)
- Espanha - (Localização média: Madrid. (40°25'0" N, 3°42'1" O, Elevação: 667 m)
- França - (Localização média: Limoges. (45°49'42" N, 1°15'42" E, Elevação: 278 m)
- Grécia - (Localização média: Atenas. (37°58'45" N, 23°42'59" E, Elevação: 48 m)
- Itália - (Localização média: Roma. (41°53'43" N, 12°28'56" E, Elevação: 28 m)
- Portugal - (Localização média: Pombal. (39°54'49" N, 8°37'38" O, Elevação: 78 m)
- Reino Unido (Localização média: Leeds. (53°47'58" N, 1°32'56" O, Elevação: 48 m)

O PVGIS estima as perdas associadas à temperatura e efeitos de reflectância angular, outros tipos de perdas e o total combinado de perdas.

Relativamente à temperatura, a potência de saída do módulo reduz-se com o aumento de temperatura interna deste. Quando um módulo solar opera num telhado, irá aquecer substancialmente, atingindo temperaturas internas de 50-75°C [2].

O pó e a sujidade são susceptíveis de se acumularem na superfície de um módulo fotovoltaico, bloqueando assim a recepção de luz solar e reduzindo a potência. Apesar da poeira e a sujidade ser normalmente removida aquando dos períodos chuvosos, para estimar a potência de saída do sistema, é mais realista ter em linha de conta a redução de potência provocada pelo acréscimo de poeira acumulada na estação seca. Estas são as perdas associadas aos factores de reflectância angular [2].

Por último, as perdas respeitantes aos cabos e aos inversores. A passagem de electricidade pelos cabos leva sempre a quebras pela resistência própria dos fios. Quanto aos inversores, as perdas estão directamente associadas à eficiência de conversão da corrente, de directa para alterna, perdendo-se sempre um pouco de potência [2].

A tabela mostra as perdas associadas à geração de electricidade estimadas pelo PVGIS, nas diferentes localizações estudadas.

Tabela 14 – Dados do PVGIS para a geração de electricidade nos diferentes países estudados.

		Variáveis dadas pelo PVGIS
Alemanha	Perdas estimadas associadas à temperatura	7,8%
	Perdas estimadas associadas aos efeitos de reflectância angular	3,0%
	Perdas combinadas do sistema fotovoltaico	23%
Espanha	Perdas estimadas associadas à temperatura	10,5%
	Perdas estimadas associadas aos efeitos de reflectância angular	2,6%
	Perdas combinadas do sistema fotovoltaico	25,1%
França	Perdas estimadas associadas à temperatura	8,9%
	Perdas estimadas associadas aos efeitos de reflectância angular	2,8%
	Perdas combinadas do sistema fotovoltaico	23,8%
Grécia	Perdas estimadas associadas à temperatura	10,5%
	Perdas estimadas associadas aos efeitos de reflectância angular	2,6%
	Perdas combinadas do sistema fotovoltaico	25%
Itália	Perdas estimadas associadas à temperatura	10,1%
	Perdas estimadas associadas aos efeitos de reflectância angular	2,7%
	Perdas combinadas do sistema fotovoltaico	24,%
Portugal	Perdas estimadas associadas à temperatura	10,7%
	Perdas estimadas associadas aos efeitos de reflectância angular	2,6%
	Perdas combinadas do sistema fotovoltaico	26,1%
R. Unido	Perdas estimadas associadas à temperatura	7,4%
	Perdas estimadas associadas aos efeitos de reflectância angular	3,0%
	Perdas combinadas do sistema fotovoltaico	22,7%

A tabela 15 faz o resumo da produção de electricidade média anual calculada pelo simulador PVGIS, nas diferentes localizações mencionadas, e para cada uma das soluções tecnológicas, disponibilizadas pela WS Energia.

Tabela 15 – Comparação da produção de electricidade, nos países estudados, pelas diferentes tecnologias, com optimização de inclinação.

	Produção de electricidade média anual (kWh/kW _p)				
	Sistema Fixo	WS Horizon [®]	WS T [®]	DoubleSun [®]	HSun [®]
Alemanha	856	1060	1080	1566	1080
Espanha	1400	1850	1900	2755	1900
França	1100	1410	1430	2074	1430
Grécia	1340	1690	1730	2509	1730
Itália	1260	1620	1660	2407	1660
Portugal	1340	1740	1780	2581	1780
Reino Unido	830	1030	1050	1523	1050

5.3.2 Análise de Viabilidade Económica

Para uma potência total instalada de 150 kW, o custo do sistema completo por Watt assumirá diferentes valores, consoante a tecnologia escolhida, conforme mostrado atrás na tabela 12.

A. Análise de Viabilidade Económica sem Financiamento Bancário

A tabela 16 traça um resumo do estudo de viabilidade económica, nos diferentes países estudados, e para cada tecnologia, sem o recurso a financiamento bancário.

Tabela 16 – Viabilidade financeira da instalação de uma central fotovoltaica de 150 kW, sem financiamento bancário.

		Sistema Fixo	WS Horizon [®]	WS T [®]	DoubleSun [®]	HSun [®]
Alemanha	Cashflow (Primeiro Ano)	27.238 €	33.295 €	32.770 €	45.532 €	35.646 €
	Cashflow (acumulado 20 anos)	10.236 €	78.030 €	-61.966 €	-192.380 €	290.782 €
	Taxa Interna de Retorno	0,2%	1,4%	-1,0%	-2,2%	6,8%
	Payback (Anos)	20	18	-	-	11
Espanha	Cashflow (Primeiro Ano)	63.366 €	83.617 €	84.766 €	120.927 €	87.642 €
	Cashflow (acumulado 25 anos)	1.142.953 €	1.621.607 €	1.518.300 €	1.925.023 €	1.899.138 €
	Taxa Interna de Retorno	12,8%	16,0%	12,7%	11,7%	24,9%
	Payback (Anos)	8	7	8	8	5
França	Cashflow (Primeiro Ano)	52.596 €	67.150 €	66.925 €	95.057 €	69.801 €
	Cashflow (acumulado 20 anos)	587.600 €	842.874 €	709.034 €	868.550 €	1.065.076 €
	Taxa Interna de Retorno	9,2%	11,6%	8,4%	7,4%	19,2%
	Payback (Anos)	10	8	10	11	6
Grécia	Cashflow (Primeiro Ano)	74.958 €	94.189 €	95.290 €	136.186 €	98.166 €
	Cashflow (acumulado 20 anos)	1.055.349 €	1.404.814 €	1.285.038 €	1.634.296 €	1.675.016 €
	Taxa Interna de Retorno	14,9%	17,7%	13,8%	12,7%	27,8%
	Payback (Anos)	7	6	7	8	4
Itália	Cashflow (Primeiro Ano)	61.560 €	78.895 €	79.720 €	113.610 €	82.596 €
	Cashflow (acumulado 20 anos)	841.682 €	1.174.181 €	1.064.644 €	1.358.919 €	1.419.344 €
	Taxa Interna de Retorno	12,1%	14,9%	11,5%	10,5%	23,6%
	Payback (Anos)	8	7	8	9	5
Portugal	Cashflow (Primeiro Ano)	72.546 €	93.997 €	92.026 €	135.804 €	97.902 €
	Cashflow (acumulado 15 anos)	702.152 €	1.009.684 €	900.135 €	1.175.582 €	1.237.412 €
	Taxa Interna de Retorno	13,6%	17,3%	13,2%	12,2%	27,8%
	Payback (Anos)	7	6	7	7	4
R. Unido	Cashflow (Primeiro Ano)	44.347 €	54.609 €	54.519 €	77.068 €	57.394 €
	Cashflow (acumulado 25 anos)	521.598 €	708.079 €	564.294 €	615.149 €	958.070 €
	Taxa Interna de Retorno	7,0%	8,6%	5,9%	4,7%	15,0%
	Payback (Anos)	12	10	13	14	7

B. Análise de viabilidade económica com financiamento bancário

Esta segunda simulação é em tudo semelhante à anterior, no que diz respeito aos valores da produção de electricidade média anual, custos tecnológicos e custos O&M. A única diferença reside no factor bancário que este projecto pode ter, uma vez que o valor total do investimento pode assumir contornos in comportáveis por parte do produtor.

Dessa maneira, será feita uma nova simulação, em que 80% do investimento será suportado por uma entidade bancária. A duração do empréstimo será de 7 anos, estando sujeitas às taxas de juro comuns, que são a taxa Euribor (3 meses) e às diferentes taxas de *spread* praticadas em cada país.

A tabela 17 mostra o resumo do estudo de viabilidade económica, nos diferentes países estudados e para cada tecnologia, já com recurso a financiamento bancário. Nesta simulação, o produtor só necessita financiar 20% do custo total do investimento, sendo que os restantes 80% serão pagos à banca através do capital gerado pela central fotovoltaica. Por essa razão é que se podem observar, em alguns casos, a existência de *cash flows* negativos, no primeiro ano.

Tabela 17 – Viabilidade financeira da instalação de uma central fotovoltaica de 150 kW, com financiamento bancário.

	Sistema Fixo	WS Horizon®	WS T®	DoubleSun®	HSun®	
Alemanha	<i>Cashflow</i> (Primeiro Ano)	-37.197 €	-36.384 €	-53.729 €	-81.222 €	-12.192 €
	<i>Cashflow</i> (acumulado 20 anos)	-57.418 €	4.870 €	-152.786 €	-325.466 €	240.554 €
	Taxa Interna de Retorno	-1,6%	0,1%	-3,2%	-4,9%	8,4%
	Payback (Anos)	-	20	-	-	13
Espanha	<i>Cashflow</i> (Primeiro Ano)	-479 €	14.576 €	-939 €	-4.664 €	40.242 €
	<i>Cashflow</i> (acumulado 25 anos)	1.079.437 €	1.552.923 €	1.433.036 €	1.800.079 €	1.851.984 €
	Taxa Interna de Retorno	19,2%	27,2%	19,0%	17,2%	60,0%
	Payback (Anos)	9	7	9	9	2
França	<i>Cashflow</i> (Primeiro Ano)	-12.196 €	-2.914 €	-20.052 €	-32.397 €	21.698 €
	<i>Cashflow</i> (acumulado 20 anos)	517.453 €	767.019 €	614.868 €	730.562 €	1.012.999 €
	Taxa Interna de Retorno	12,3%	17,2%	10,9%	9,2%	37,9%
	Payback (Anos)	11	9	11	12	4
Grécia	<i>Cashflow</i> (Primeiro Ano)	6.555 €	20.220 €	3.466 €	1.630 €	47.383 €
	<i>Cashflow</i> (acumulado 20 anos)	959.933 €	1.301.633 €	1.156.950 €	1.446.599 €	1.604.178 €
	Taxa Interna de Retorno	23,2%	30,8%	20,7%	18,5%	69,2%
	Payback (Anos)	8	5	9	9	2
Itália	<i>Cashflow</i> (Primeiro Ano)	-4.425 €	7.540 €	-8.859 €	-16.192 €	33.607 €
	<i>Cashflow</i> (acumulado 20 anos)	763.182 €	1.089.294 €	959.265 €	1.204.500 €	1.361.066 €
	Taxa Interna de Retorno	17,4%	23,8%	16,3%	14,5%	52,5%
	Payback (Anos)	9	8	10	10	3
Portugal	<i>Cashflow</i> (Primeiro Ano)	7.991 €	24.189 €	8.367 €	8.815 €	49.975 €
	<i>Cashflow</i> (acumulado 15 anos)	631.667 €	935.626 €	808.201 €	1.040.864 €	1.186.569 €
	Taxa Interna de Retorno	23,6%	33,8%	22,4%	20,2%	73,8%
	Payback (Anos)	8	5	8	8	2
R. Unido	<i>Cashflow</i> (Primeiro Ano)	-26.638 €	-16.746 €	-34.060 €	-52.734 €	8.406 €
	<i>Cashflow</i> (acumulado 25 anos)	443.098 €	623.191 €	458.916 €	460.729 €	899.792 €
	Taxa Interna de Retorno	8,1%	10,6%	6,4%	4,7%	24,2%
	Payback (Anos)	14	12	15	17	8

5.4 Discussão dos Resultados

Ao longo deste estudo de cariz teórico, abordou-se um mercado fotovoltaico cujo panorama é susceptível de melhoria progressiva e que caminha no sentido da redução dos custos tecnológicos. Como tal, um estudo de viabilidade económica não pode ficar indiferente a um investimento realizado hoje, em relação a um investimento realizado no ano seguinte.

Importa destriçar no estudo, que as tecnologias com sistemas de seguimento solar de dois eixos (WS T® e DoubleSun®) estão naturalmente associados a investimentos iniciais mais elevados do que os restantes sistemas estudados (sistema fixo, WS Horizon® e HSun®). Os primeiros, mais complexos apresentam ganhos mais rápidos, que ajudam na recuperação do investimento inicial. Os segundos apresentaram valores de *cashflows* acumulados, taxas de retorno e períodos de *payback* muito semelhantes, senão mesmo superiores aos sistemas de

seguimento a dois eixos. Este pormenor é ainda mais evidente nas simulações feitas nos países com maiores valores de radiação solar. Nos países com menor radiação solar, observa-se que o WS T[®] e DoubleSun[®] são as tecnologias menos rentáveis, sendo evidente que na Alemanha a tecnologia fotovoltaica não é de todo viável.

Outro pormenor interessante reside na rentabilidade do HSun[®], a tecnologia economicamente mais viável. A razão que está por trás do sucesso deste sistema prende-se com a mais-valia que representa ter um sistema de concentração fotovoltaica, em que os seus custos de produção são inferiores aos de um sistema fixo. Nas tecnologias que utilizam o Silício Cristalino, observa-se que o WS Horizon[®] apresenta os melhores valores de rentabilidade.

Como já se disse previamente, um projecto desta envergadura normalmente comporta muitos custos, que muitas vezes o produtor não é capaz de suportar, o que pode levar ao desinteresse pela tecnologia fotovoltaica. Devido a este facto, ganha destaque a premência na criação de condições favoráveis para a contracção de empréstimos bancários para compra de sistemas fotovoltaicos. Montantes mais elevados significam um mais rápido surgimento de receitas, resultando num óptimo estímulo às condições de garantia bancária. Noutra perspectiva, quanto maior a potência instalada da central fotovoltaica, maior o contributo para o desenvolvimento do sector.

Daí se ter optado por uma segunda simulação, já que esta contempla uma obtenção de crédito junto a uma instituição bancária. No geral, existe uma clara diferença quando comparados os dois cenários. Na presença de um financiamento bancário, as taxas de retorno na sua maioria assumem valores mais elevados. Quanto ao período de retorno, na presença de uma situação de empréstimo bancário, observou-se que aumenta relativamente a um investimento suportado exclusivamente pelo produtor. A razão deve-se por causa de uma produção de electricidade insuficiente, incapaz de gerar o capital necessário para garantir lucro, especialmente nos anos de duração do empréstimo. Reforça-se então a ideia de que a existência de um empréstimo bancário serve unicamente para suportar parte do investimento inicial, uma vez que o produtor pode não ter as condições necessárias para levar a cabo a obra.

A figura 13 mostra as diferentes Taxas de Retorno, para os diferentes sistemas estudados, em Portugal, consoante exista ou não o financiamento bancário. É de referir que nos outros países, à excepção da Alemanha, a tendência é igual, sendo que a maior diferença reside nos valores das Taxas de Retorno.

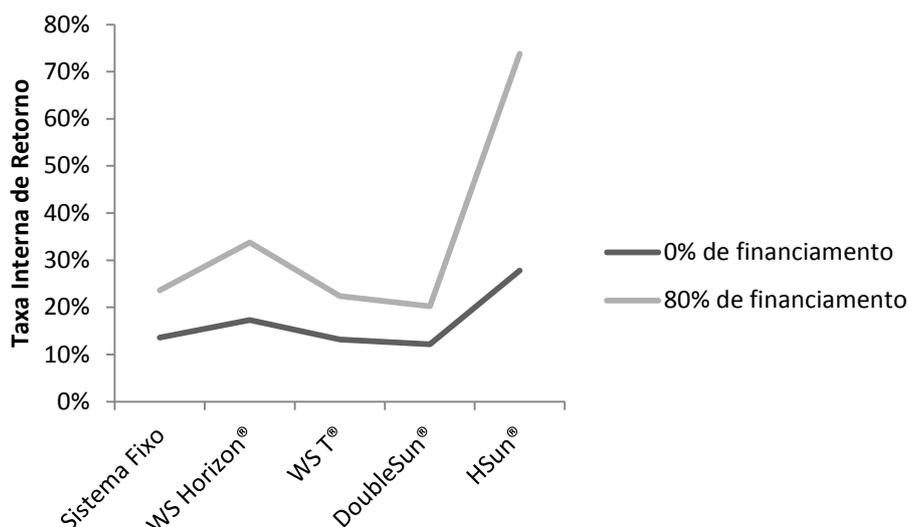


Figura 13 – Diferença das Taxas Internas de Retorno, pelas diferentes tecnologias em Portugal.

5.5 Conclusões

Neste capítulo foi feito um estudo de viabilidade económica para diferentes tecnologias de sistemas fotovoltaicos, e dele resultou que a tecnologia mais atractiva é a concentração fotovoltaica (HSun®). Das tecnologias de Silício Cristalino, o WS Horizon® foi a que apresentou os melhores resultados.

Quanto às outras soluções tecnológicas, à excepção dos sistemas fixos, observa-se que são rentáveis sobretudo nos países do sul da Europa, tal como Portugal. Trata-se de tecnologias que precisam de um forte investimento inicial, e se não houver radiação suficiente, o retorno demora mais tempo a ser atingido, tornando a sua utilização questionável.

A situação em Portugal é muito semelhante à registada em Espanha, em termos de produtividade solar. As maiores diferenças nestes dois países residem na duração de aplicação da tarifa de venda praticada nos dois países e no seu valor (0,320 €/kWh em Espanha contra 0,380 €/kWh em Portugal). Verifica-se também que Portugal pertence ao conjunto de países onde se atingiram os maiores valores da taxa interna de retorno, especialmente no HSun® e no WS Horizon®, juntamente com a Grécia e Espanha.

Em Portugal, o período de retorno do investimento de uma central fotovoltaica de 150 kW, em qualquer uma das tecnologias situa-se entre os 4-7 anos. Se for feita contracção de um empréstimo bancário, esse tempo pode aumentar, à excepção do HSun®. A razão deste acontecimento centra-se sobretudo com as taxas de juro praticadas pelos bancos. Neste momento, um empréstimo bancário destinado à construção de uma central fotovoltaica ainda é encarado por parte da banca como um investimento de risco, apesar das altas taxas de retorno que possuem.

Apesar do período de retorno do investimento aumentar, como ponto positivo ao recurso de um empréstimo bancário tem-se que dessa forma o produtor não precisa de suportar toda a despesa correspondente à construção da central fotovoltaica.

Na eminência de se ter de recorrer a uma instituição bancária, é conveniente apresentar um projecto que seja já de si economicamente viável, aumentando desta maneira as probabilidades de ter o financiamento aprovado. Como se constata, os altos valores apresentados no caso português asseguram que o retorno do investimento é real e acontece num curto espaço de tempo. Tendo reunidas estas condições, as probabilidades de se conseguir financiamento para a construção da central são assim maiores.

Por último, é necessário ter em conta de que a tarifa utilizada para a simulação no caso português é baseada num documento da APISOLAR, não sendo por isso um valor fixo e oficial. O mesmo acontece para o seu período de aplicação. Isso quer dizer que assim que surja uma nova legislação, todos estes valores correm o risco de ser alterados. Independentemente do novo valor que a futura tarifa de venda à rede possa tomar e comparativamente aos restantes países, Portugal reúne as condições necessárias para o estabelecimento de centrais minigeradoras de energia. Uma vez que apresenta um nível de radiação solar muito aceitável, faz com que para qualquer legislação futura, o investimento em centrais fotovoltaicas tenha o seu devido retorno.

Capítulo VI

Caso de Estudo: Parque Industrial de Arraiolos

Neste capítulo apresenta-se o projecto de instalação de uma central fotovoltaica com 150 kW de potência no Parque Industrial de Arraiolos. Este foi o local escolhido para o caso de estudo devido ao interesse demonstrado pelos responsáveis camarários, após algumas reuniões.

Serão propostas duas alternativas para a execução do projecto, baseadas nas conclusões retiradas a partir do estudo de viabilidade económica feito no Capítulo V. A primeira alternativa, constituída por uma central fotovoltaica assente em sistemas de seguimento solar a um eixo e a segunda central com um sistema de concentração fotovoltaica.

Finalmente será descrito todo o processo de licenciamento necessário para a sua construção, tendo em conta a actual legislação, que enquadra este tipo de central como produção em regime especial. Esta última parte do Capítulo serve para demonstrar a importância na criação de um regime apropriado que regularize as centrais fotovoltaicas de média potência.

6.1 Caracterização do Concelho de Arraiolos

6.1.1 Caracterização Física e Geográfica

Arraiolos fica situado no Alentejo Central e é um dos catorze concelhos do Distrito de Évora. Tem os seus limites administrativos definidos desde 1736 e está confinado a norte pelos concelhos de Mora e Coruche, a Oeste pelo concelho de Montemor-o-Novo, a Sul pelo concelho de Évora e a Este pelos concelhos de Estremoz e Sousel. Tem uma área total de 684,08 km² e é constituído por sete Freguesias: Arraiolos, Igreja, Santa Justa, Sabugueiro, S. Gregório, S. Pedro da Gafanhoeira e Vimieiro [45].

O concelho é constituído por duas Zonas Industriais. A de Arraiolos é o principal pólo de toda a actividade industrial do concelho. Foi construída em 1992 e está situada a 2 km da vila, junto à estrada N370. Apresenta uma área total de 249062,5 m², divididos em 59 lotes, que ocupam no total, uma área de 155523,2 m², como se pode ver na figura 14 [45].

O tipo de indústria que está presente nesta Zona Industrial tem a origem mais diversa: metalomecânica, construção civil, reciclagem de sucatas, indústria agrícola e fabricação de alimentos para animais e armazenagem, entre outros [45].



Figura 14 – Vista aérea da Zona Industrial de Arraiolos. Adaptado de [46].

A segunda Zona Industrial do concelho fica situada na vila do Vimieiro, a cerca de 18 km da sede de concelho e perto da EN 4. Foi criada em 2000 e surgiu pela necessidade de deslocar da malha urbana as oficinas/indústrias existentes. A área total da Zona Industrial é de 15211,4 m², divididos por 10 lotes, que perfazem um total de 6866,15 m². Esta zona industrial destina-se a pequenas indústrias, e está ocupada sobretudo por indústrias do sector dos lacticínios e serralharia [45].

A Zona Industrial de Arraiolos é das duas a que tem uma área disponível para a construção de um parque solar e a que representa um maior peso no sector económico do concelho, concentrando a maior parte do seu tecido empresarial. Desta forma, e após reunião com os responsáveis camarários, decidiu-se projectar a instalação da central fotovoltaica nesta zona industrial.

6.1.2 Dados de Produção Solar no Concelho de Arraiolos

Arraiolos tem um clima de características submarítimas de transição para características continentais atenuadas, em parte devido à inexistência de cadeias montanhosas e à relativa proximidade do mar.

Com o recurso ao PVGIS, a tabela 18 faz um resumo da irradiância média mensal, bem como as temperaturas médias mensais atingidas no concelho.

Tabela 18 – Radiação mensal média e temperaturas médias do concelho de Arraiolos.

Mês	H_h	H_{opt}	H_{90}	I_{opt}	T_D	T_{24h}
Janeiro	2300	3920	3970	63	10.6	10.2
Fevereiro	3120	4590	4090	55	12.0	11.3
Março	4580	5750	4160	42	15.2	14.0
Abril	5690	6110	3330	26	17.0	15.4
Maio	6640	6360	2630	11	20.2	18.3
Junho	7740	6980	2310	4	24.6	22.4
Julho	8050	7440	2520	7	26.6	24.3
Agosto	7080	7280	3370	20	26.1	24.6
Setembro	5330	6360	4150	37	23.5	21.9
Outubro	3710	5170	4300	51	16.7	18.4
Novembro	2680	4430	4350	61	14.3	13.6
Dezembro	2060	3620	3790	65	11.3	10.9
Média Anual	4920	5670	3580	34	18.2	17.1

Legenda:

H_h – Radiação num plano horizontal (Wh/m^2);

H_{opt} – Radiação num plano com inclinação otimizada (Wh/m^2);

H_{90} – Radiação num plano de 90° (Wh/m^2);

I_{opt} – Ângulo de inclinação óptima ($^\circ$);

T_D – Temperatura média durante o dia ($^\circ C$);

T_{24h} – Temperatura média durante 24 horas ($^\circ C$).

Note-se que as temperaturas atingidas nos meses de Verão não são tão elevadas como as que se observam noutros pontos do Sul do país. Em termos de irradiação recebida, Arraiolos apresenta valores que estão em consonância com a sua localização, não só em termos do país, mas também em termos da sua posição geográfica em relação ao resto da Europa. O Sul por estar mais exposto à radiação solar, favorece o estabelecimento de instalações fotovoltaicas, de maneira a tirar melhor partido do recurso existente.

Neste projecto foram apenas tomadas em conta as duas soluções tecnológicas que apresentaram os melhores resultados na análise de viabilidade económica. Como se disse anteriormente, das simulações feitas o WS Horizon[®] e o HSun[®] obtiveram Taxas Internas de Retorno mais elevadas e o período de *payback* foi o menor de entre as tecnologias estudadas. Em termos de produção eléctrica mensal, a tabela 19 mostra os valores da produção de electricidade média diária e mensal para o WS Horizon[®] e para o HSun[®].

Tabela 19 – Produção eléctrica mensal do WS Horizon® e do HSun® em Arraiolos.

Mês	WS Horizon®		HSun®	
	E_D	E_m	E_D	E_m
Janeiro	3,78	117,18	3,88	120,28
Fevereiro	3,96	110,88	4,02	112,56
Março	6,04	187,24	6,16	190,96
Abril	5,49	164,70	5,64	169,20
Mai	6,71	208,01	7,00	217,00
Junho	6,99	209,70	7,34	220,20
Julho	7,22	223,82	7,57	234,67
Agosto	7,09	219,79	7,34	227,54
Setembro	5,96	178,80	6,08	182,40
Outubro	5,12	158,72	5,22	161,82
Novembro	3,43	102,90	3,49	104,70
Dezembro	3,21	99,51	3,29	101,99
Média Anual	5,42	165,10	5,59	170,28
Total Anual		1981,25		2043,32

Legenda:

E_D – Produção de electricidade média diária por kW instalado (kWh/kW);

E_m – Produção de electricidade média mensal por kW instalado (kWh/kW).

Como se pode reparar na tabela 19, a produção de electricidade é maior sobretudo no período Primavera/Verão, ou seja, os meses de maior irradiância solar.

A tabela 20 indica que por cada kW instalado de módulos fotovoltaicos se consegue injectar na rede eléctrica, 2012 kWh de electricidade num ano (valor médio para as duas tecnologias estudadas). Isto quer dizer que uma central fotovoltaica de 150 kW instalada em Arraiolos consegue colocar na rede cerca de 302 MWh anualmente, ou 25,15 MWh por mês. Esta quantidade de energia pode assim solucionar os diversos problemas de rede, que poderão existir no concelho, especialmente nos períodos de maior consumo.

Os períodos de maior consumo referem-se a um consumo em horas onde ainda há sol, em que a central fotovoltaica suprime facilmente quaisquer eventuais insuficiências na rede eléctrica, uma vez que é a altura do seu funcionamento. Este consumo também pode ser visto de maneira mais abrangente, ou seja, do ponto de vista anual. Aí, os picos de maior consumo atingem-se essencialmente nos meses de Inverno, contrastando com os meses de Verão.

6.2 Investimento Total e Retorno

No Capítulo V, foram abordados todos os custos que poderão fazer parte de uma instalação fotovoltaica de 150 kW. Neste Capítulo é feita uma abordagem mais detalhada, focando o exemplo de Arraiolos, e explicando todos os cálculos feitos. A tabela 20 mostra o valor total dos custos das duas tecnologias que irão ser aplicadas no projecto. A estes valores ainda se pode acrescentar os custos relacionados com a instalação de vedações, o possível arrendamento do terreno, os custos decorrentes do projecto com os licenciamentos

necessários, bem como a instalação de equipamentos necessários para a média tensão (por exemplo, postos de transformação), ou até mesmo custos com a monitorização. Estes custos em medida são de natureza pontual num projecto, logo a sua existência nem sempre é obrigatória. Por essa razão não serão levados em conta neste projecto.

Tabela 20 – Custos discriminados das duas tecnologias utilizadas no projecto [41].

	WS Horizon [®]	HSun [®]
Estrutura	0,80 €/W	0,80 €/W
Cabos	0,20 €/W	0,20 €/W
Base	0,12 €/W	0,12 €/W
Montagem	0,19 €/W	0,13 €/W
Módulos	1,82 €/W	0,80 €/W
Inversor	0,33 €/W	0,33 €/W
Custo Total	3,46 €/W	2,37 €/W

Como se pode reparar, o custo por Watt dos módulos para concentração utilizados no HSun[®] é inferior ao custo dos módulos de Silício Cristalino utilizados no WS Horizon[®]. É aqui que reside a maior diferença de custos de implementação desta tecnologia. Neste momento estão já a ser criadas as condições para a instalação de sistemas de concentração fotovoltaica, sendo que a construção de uma central minigeradora de energia de 150 kW no Parque Industrial de Arraiolos, baseado nesta tecnologia poderá constituir-se como um projecto pioneiro de uma aplicação comercial em Portugal.

Conjugando o custo de cada tecnologia com a potência pretendida consegue-se ter uma boa aproximação do investimento total da instalação. Os valores indicados na tabela 21 não representam o custo final da instalação, pois como se disse atrás, existem sempre custos adicionais que podem surgir.

Tabela 21 – Custo total de uma instalação fotovoltaica com 150 kW de potência.

Custo Total da Instalação	
WS Horizon [®]	518.250 €
HSun [®]	355.800 €

Estes valores são baseados em preços de Setembro de 2010, estando sujeito às flutuações existentes nos mercados da indústria fotovoltaica.

De acordo com a simulação de viabilidade económica e utilizando uma tarifa de minigeração de 0,380 €/kWh, válida durante 15 anos, registou-se os seguintes índices económicos, descritos na tabela 22.

Tabela 22 – Dados económicos verificados na análise de viabilidade económica.

	WS Horizon [®]	HSun [®]
Cashflow (acumulado 15 anos)	1.233.725 €	1.481.905 €
Taxa Interna de Retorno	20,4%	32,3%
Payback (Anos)	5	4

Neste momento, a construção de uma central fotovoltaica de minigeração estaria sempre enquadrada como uma central de produção em regime especial, uma vez que, como já foi referido, não existe ainda um enquadramento legal apropriado para centrais de média potência.

Considera-se Produção em Regime Especial, toda a actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade [47].

É considerada produção em regime especial a produção de energia eléctrica [47]:

- Com base em recursos hídricos para centrais até 10 MW e nalguns casos até 30 MW;
- Que utilize outras fontes de energia renovável;
- Com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- Em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW;
- Por microprodução, com potência instalada até 5,75 kW;
- Através de um processo de cogeração.

A tarifa de venda à rede de uma central de produção em regime especial é dada por uma fórmula que determina o preço de cada kWh produzido a partir da fonte de energia renovável, segundo a qual deve ser facturada a energia pelo produtor. Esta fórmula foi pela primeira vez introduzida pelo Decreto-Lei nº 168/99, e a versão mais actualizada está descrita no Decreto-Lei nº 225/2007. A fórmula é a seguinte [37]:

$$VRD_m = [KMHO_m \times [PF(VDR)_m + PV(VDR)_m] + PA(VDR)_m \times Z] \times \left[\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \right] \times \left[\frac{1}{(1-LEV)} \right]$$

Na fórmula anterior, tem-se os seguintes elementos:

- VRD_m é a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;
- $KMHO_m$ é um coeficiente facultativo, que modula os valores de $PF(VDR)_m$, de $PV(VDR)_m$ e de $PA(VDR)_m$ em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;
- $PF(VDR)_m$ é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $PV(VDR)_m$ é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $PA(VDR)_m$ é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- Z é um coeficiente adimensional que tem como objectivo traduzir as características do recurso e da tecnologia utilizados. Para instalações fotovoltaicas com potência superior a 5 kW é igual a 35;

- IPC_{m-1} é o índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m-1$;
- IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de início de actividade da central;
- LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

Calculando o valor da tarifa de venda à rede pela fórmula descrita acima e assumindo um funcionamento da central fotovoltaica de 7 horas diárias, o valor da remuneração ao produtor fica estabelecido em 0,351 €/kWh. O decreto-Lei nº225/2007 estabelece também que esta tarifa tem a duração de 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede [37].

Realizando novamente a simulação económica, mas utilizando desta vez a tarifa do regime em produção especial, obtiveram-se os resultados descritos na tabela 23.

Tabela 23 – Dados económicos calculados utilizando a tarifa de produção em regime especial.

	WS Horizon [®]	HSun [®]
Cashflow (acumulado 15 anos)	1.093.182 €	1.336.963 €
Taxa Interna de Retorno	18,5%	29,7%
Payback (Anos)	6	4

Como se pode observar pelas tabelas 22 e 23, o investimento numa central fotovoltaica de 150 kW em Arraiolos mostra-se muito favorável, devido às altas taxas de retorno, que podem ser comprovadas pelo período de *payback*. Ao fim de seis anos, no máximo torna-se possível recuperar todo o investimento feito, independentemente da tecnologia escolhida. Outro pormenor interessante é o valor do *cashflow* acumulado ao fim dos 15 anos. Verifica-se que no HSun[®] este valor corresponde praticamente ao quádruplo do investimento feito inicialmente. No WS Horizon[®] o retorno atingido corresponde a pouco mais do que o dobro do investimento inicial.

Relativamente à comparação entre as duas tabelas, os valores económicos utilizando a tarifa de produção em regime especial obtidos são mais baixos, mas apresentam igualmente uma rentabilidade muito aceitável.

6.3 Apoios ao Investimento

A minigeração está dirigida para um mercado em que os produtores, sejam eles públicos ou privados, tenham um nível de consumo eléctrico que não é possível atingir numa residência particular. Como se verifica no caso deste projecto, uma central fotovoltaica de 150 kW só faz sentido se instalada numa área onde o consumo também é elevado.

O problema maior em levar a cabo um investimento destes, por mais rentável que seja, é conseguir financiar todo o investimento. Não é algo que esteja ao alcance de muitas instituições, por motivos puramente financeiros ou simplesmente por opção empresarial. A solução passa por realizar a contracção de um empréstimo bancário, de maneira a que seja

assim mais fácil suportar o investimento da central fotovoltaica, sendo que esse empréstimo será pago a partir do capital gerado com a instalação da referida central.

No Capítulo V, realizou-se o estudo de viabilidade económica e fizeram-se duas simulações. Uma em que o custo da instalação era suportado inteiramente pelo produtor e uma segunda em que era realizada a contracção de um empréstimo bancário (que suportasse 80% do investimento), de maneira a que seja mais fácil para os produtores investirem em centrais minigeradoras de energia.

Adicionalmente, para o caso de estudo realizaram-se várias simulações em que o nível de financiamento assumia diferentes valores, de modo a comprovar a bancabilidade deste projecto, utilizando como tarifa de venda à rede 0,380 €/kWh. O resultado dessas simulações está sintetizado nas tabelas 24 e 25.

Tabela 24 – Simulação de viabilidade económica com vários níveis de financiamento para o WS Horizon®.

Ano	Financiamento 60%		Financiamento 70%		Financiamento 80%	
	Despesas bancárias	Cashflow anual	Despesas bancárias	Cashflow anual	Despesas bancárias	Cashflow anual
0	-	- 207.300,00 €	-	- 155.475,00 €	-	- 103.650,00 €
1	52.356,17 €	55.378,33 €	61.082,20 €	46.652,30 €	69.808,23 €	37.926,27 €
2	52.356,17 €	56.611,61 €	61.082,20 €	47.885,58 €	69.808,23 €	39.159,56 €
3	52.356,17 €	57.858,66 €	61.082,20 €	49.132,63 €	69.808,23 €	40.406,60 €
4	52.356,17 €	59.119,60 €	61.082,20 €	50.393,57 €	69.808,23 €	41.667,54 €
5	52.356,17 €	60.394,60 €	61.082,20 €	51.668,57 €	69.808,23 €	42.942,54 €
6	52.356,17 €	61.683,79 €	61.082,20 €	52.957,76 €	69.808,23 €	44.231,73 €
7	52.356,17 €	62.987,33 €	61.082,20 €	54.261,31 €	69.808,23 €	45.535,28 €
8	-	116.661,55 €	-	116.661,55 €	-	116.661,55 €
9	-	117.994,25 €	-	117.994,25 €	-	117.994,25 €
10	-	119.341,75 €	-	119.341,75 €	-	119.341,75 €
11	-	120.704,22 €	-	120.704,22 €	-	120.704,22 €
12	-	122.081,81 €	-	122.081,81 €	-	122.081,81 €
13	-	123.474,67 €	-	123.474,67 €	-	123.474,67 €
14	-	124.882,98 €	-	124.882,98 €	-	124.882,98 €
15	-	126.306,89 €	-	126.306,89 €	-	126.306,89 €
Capital financiado pelo banco		310.950 €		362.775 €		414.600 €
Capital assegurado pelo produtor		207.300 €		155.475 €		103.650 €
Cashflow acumulado 15 anos		1.178.182 €		1.168.924 €		1.159.667 €
T.I.R.		31,4%		36,0%		44,1%
Payback (Anos)		4		4		3

Tabela 25 – Simulação de viabilidade económica com vários níveis de financiamento para o HSun®.

Ano	Financiamento 60%		Financiamento 70%		Financiamento 80%	
	Despesas bancárias	Cashflow anual	Despesas bancárias	Cashflow anual	Despesas bancárias	Cashflow anual
0	-	-142.320,00 €	-	-106.740,00 €	-	-71.160,00 €
1	35.944,67 €	76.948,33 €	41.935,45 €	70.957,55 €	47.926,23 €	64.966,77 €
2	35.944,67 €	78.255,95 €	41.935,45 €	72.265,17 €	47.926,23 €	66.274,39 €
3	35.944,67 €	79.578,47 €	41.935,45 €	73.587,69 €	47.926,23 €	67.596,91 €
4	35.944,67 €	80.916,06 €	41.935,45 €	74.925,28 €	47.926,23 €	68.934,50 €
5	35.944,67 €	82.268,88 €	41.935,45 €	76.278,10 €	47.926,23 €	70.287,32 €
6	35.944,67 €	83.637,10 €	41.935,45 €	77.646,32 €	47.926,23 €	71.655,54 €
7	35.944,67 €	85.020,89 €	41.935,45 €	79.030,11 €	47.926,23 €	73.039,33 €
8	-	122.365,10 €	-	122.365,10 €	-	122.365,10 €
9	-	123.780,55 €	-	123.780,55 €	-	123.780,55 €
10	-	125.212,10 €	-	125.212,10 €	-	125.212,10 €
11	-	126.659,91 €	-	126.659,91 €	-	126.659,91 €
12	-	128.124,17 €	-	128.124,17 €	-	128.124,17 €
13	-	129.605,06 €	-	129.605,06 €	-	129.605,06 €
14	-	131.102,77 €	-	131.102,77 €	-	131.102,77 €
15	-	132.617,47 €	-	132.617,47 €	-	132.617,47 €
Capital financiado pelo banco		213.480 €		249.060 €		284.640 €
Capital assegurado pelo produtor		142.320 €		106.740 €		71.160 €
Cashflow acumulado 15 anos		1.443.772 €		1.437.417 €		1.431.061 €
T.I.R.		56,7%		69,2%		93,9%
Payback (Anos)		2		2		2

As tabelas 24 e 25 dão uma perspectiva geral de um cenário em que se recorre a um financiamento bancário. Como é de prever, e devido em grande parte ao nível de produtividade solar existente em Arraiolos, a existência de empréstimos bancários é extremamente favorável. A rentabilidade do projecto aumenta, mesmo que esse empréstimo seja feito a 60% do custo total da instalação, e o tempo de retorno do investimento diminui. Apesar do empréstimo considerado ser de 7 anos, o retorno esperado atinge-se em dois anos, quatro no pior caso.

Em termos de *cashflow* acumulado verifica-se que não existe uma diferença significativa nos montantes apurados entre a existência ou não de um empréstimo bancário (tabelas 22 a 25). Assim pode-se dizer que a contracção de um empréstimo bancário se afigura como uma opção vantajosa para o produtor, que para além de não precisar de financiar todo o custo da instalação e em alguns casos, terá um retorno mais imediato do investimento feito.

Para a instituição bancária, a situação torna-se igualmente vantajosa, já que como a instalação de uma central fotovoltaica de 150 kW em Arraiolos é um projecto que tem elevadas taxas de retorno. O capital emprestado tem sempre a garantia de ser devolvido com as taxas de actualização correspondentes, baixando os riscos da operação bancária.

Como de momento ainda não é possível conhecer a legislação portuguesa que regulará o mercado da minigeração fotovoltaica, os bancos não têm ainda preparados produtos para esse segmento de mercado. Assim que essa lei for aprovada, é uma questão de tempo até que os bancos ajustem as suas políticas e promovam novos produtos a pensar na minigeração.

O mesmo já aconteceu, quando o Decreto-Lei nº363/2007 entrou em vigor, tendo surgido no mercado bancário toda uma nova gama de produtos de apoio ao microprodutor. Estes pacotes de incentivo surgiram especificamente para a aquisição de equipamentos fotovoltaicos. Contam com taxas de juro mais baixas do que um empréstimo regular e a redução ou até mesmo isenção de algumas comissões cobradas pelos bancos.

O financiamento bancário destes empréstimos pode ir até aos 100% do valor de aquisição, desde que o custo total da instalação não ultrapasse um determinado limite imposto pelo próprio banco.

É correcto assumir que este tipo de produtos ficarão disponíveis assim que uma nova lei que promova a minigeração seja homologada, sendo dirigidos especialmente para Pequenas e Médias Empresas, bem como para edifícios públicos.

Adicionalmente podem existir outros tipos de apoios baseados em fundos comunitários do Quadro de Referência Estratégico Nacional (QREN). Entre eles, encontra-se o programa “Energia”, que foi criado no âmbito dos Programas Operacionais Regionais do Continente (Alentejo, Centro e Norte), e actua sobretudo na administração local, instituições públicas e restantes empresas municipais. Este programa visa a criação e promoção de práticas que levem à eficiência energética, por intermédio do uso de energias renováveis [48].

São susceptíveis de financiamento no âmbito do programa “Energia”, entre outros, projectos de investimento em ramais de ligação à rede eléctrica de locais de produção de electricidade, com base em fontes renováveis. Este programa tem uma taxa de co-financiamento não superior a 40% [48].

De momento, o programa “Energia” não tem nenhum concurso aberto para o financiamento de projectos na área da energia solar fotovoltaica ou da eficiência energética dos edifícios públicos, sendo por isso espectável que a abertura de concursos desta natureza esteja dependente da nova legislação que regule a produção de energia a partir de fontes renováveis.

6.4 Dimensionamento

O dimensionamento desempenha um papel muito importante na fiabilidade de um sistema fotovoltaico. A quantidade instalada de módulos e de inversores determinam se as necessidades do produtor vão de encontro à electricidade produzida.

Considerando os custos de uma instalação fotovoltaica de minigeração relativamente à sua capacidade de produção de energia, é importante que sejam adoptados os critérios de dimensionamento adequados. Instalações sobredimensionadas levam a custos de instalação muito altos que podem inviabilizar o projecto, mas pelo contrário, instalações

subdimensionadas podem levar ao descrédito da tecnologia, já que a sua potência ficará sempre limitada.

É extremamente importante que um sistema fotovoltaico deste tipo esteja otimizado para o Inverno. Uma vez que a quantidade de radiação solar existente no Inverno é menor do que no Verão, é importante rentabilizar ao máximo a quantidade de radiação que vai chegando. Por isso, se um sistema estiver correctamente dimensionado para as estações em que a radiação a chegar aos módulos é menor, não há problemas nas estações de maior radiação solar. A figura 15 mostra um esquema de uma ligação da central fotovoltaica à Rede Pública de Média Tensão. Como os inversores produzem electricidade em baixa tensão, será necessário colocar um Quadro Eléctrico de Baixa Tensão, com contador eléctrico, e os sistemas de protecção do circuito. Para se poder injectar a electricidade produzida na Rede de Média Tensão, será também necessário instalar uma cela de Média Tensão, onde estará alojado um transformador de tensão. Este transformador de tensão terá necessariamente de ter uma potência equivalente à produzida pelo gerador fotovoltaico, ou seja, tem de ser capaz de suportar os 150 kW.



Figura 15 – Esquema de ligação de uma central fotovoltaica à rede pública.

A. Dimensionamento de uma Central Fotovoltaica de 150 kW Utilizando WS Horizon®

1. Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são dos componentes mais importantes a ter em conta quando se realiza o dimensionamento de uma instalação fotovoltaica. O seu custo representa uma boa parte do preço total da instalação fotovoltaica.

Um WS Horizon[®] consegue suportar até 24 módulos, ou seja, terá uma potência de 6,2 kW. Utilizando módulos fotovoltaicos de potência nominal de 260 W, a área modular terá cerca de 1122 m². Para atingir os 150 kW de potência, irão ser necessárias 27 estruturas.

Para que não existam choques entre cada estrutura, nem sombras que possam influenciar a produção de energia, cada estrutura do WS Horizon[®] deverá estar distanciada uma da outra em 10 m. Tendo em conta tudo isto, a área total da central fotovoltaica terá no máximo 4600 m².

2. Inversores

O inversor é uma componente bastante importante no dimensionamento de uma instalação fotovoltaica. A sua principal tarefa consiste em converter o sinal eléctrico contínuo dos módulos fotovoltaicos num sinal eléctrico alternado e ajustá-lo para a frequência e nível de tensão da rede à qual está ligado [2].

Actualmente existe um variado leque de marcas e potências nos inversores, mas nem sempre os sistemas fotovoltaicos com potências de vários kW têm um único e poderoso inversor. Mais, nos sistemas de média dimensão, existe a crescente tendência para a instalação de vários inversores de menor dimensão [2].

Para a construção de uma central de 150 kW utilizando o WS Horizon[®], a opção mais acertada prende-se com a utilização de inversores de pequena dimensão, que no máximo tenham uma potência correspondente a cada estrutura, ou seja, aproximadamente 6 kW. Dessa forma ter-se-á um inversor por cada WS Horizon[®]. Existe, no entanto, a opção de se colocarem inversores mais potentes, o que faz com que o número total de inversores seja menor. No entanto, o seu preço ainda é muito elevado e pode-se correr o risco da instalação ficar subdimensionada.

Outro inconveniente de se utilizar inversores de maiores potências prende-se com o facto de que, por razões que se prendem com a natureza física do território, as estruturas precisarem de ficar alinhadas em posições diferentes. Nesse caso, a utilização de poucos inversores pode traduzir-se numa quebra de potência global, já que o inversor tende a “compensar” o lado que está a produzir menos electricidade.

B. Dimensionamento de uma Central Fotovoltaica de 150 kW Utilizando HSun[®]

1. Módulos fotovoltaicos

O HSun[®] é um sistema de concentração fotovoltaica, logo os módulos que utiliza não são de Silício Cristalino. Assim sendo, a superfície da área modular é bem mais reduzida e a existência de uma óptica ajuda a concentrar a radiação toda no módulo. No entanto, a área ocupada pela óptica faz com que o tamanho de toda a estrutura seja igual quando comparada com o WS Horizon[®], isto porque os módulos encaixam directamente na estrutura.

Dessa forma, a potência de cada estrutura, o espaço ocupado e a área total necessária para construir uma central fotovoltaica de 150 kW será a mesma, utilizando o HSun[®] ou o WS Horizon[®], concretamente um máximo de 4600 m² de área total.

2. Inversores

Tal como o dimensionamento feito para o WS Horizon[®], cada estrutura de HSun[®] terá o seu próprio inversor, com uma potência nominal que ronda 6 kW. O número total de inversores será portanto, igual ao número de estruturas, ou seja, cerca de 27 inversores.

A figura 16 mostra uma sugestão de uma instalação fotovoltaica de minigeração, no Parque Industrial de Arraiolos.

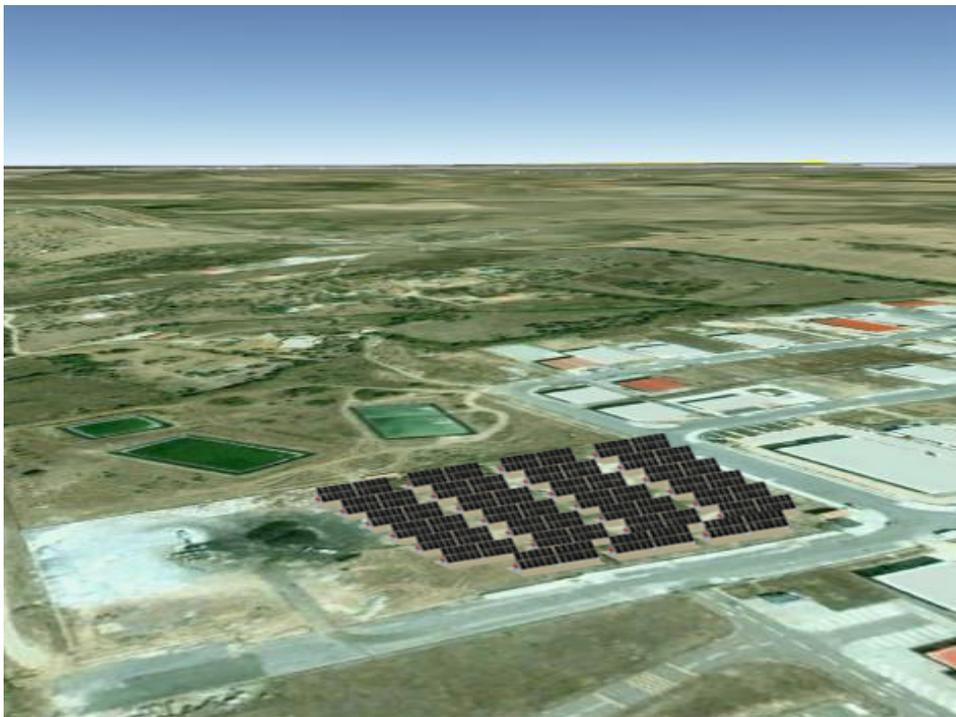


Figura 16 – Proposta de Central fotovoltaica de 150 kW, no Parque Industrial de Arraiolos.
Adaptado de [46].

6.5 Projecto de Implementação de Componentes

6.5.1 Licenciamento Municipal

Para levar a cabo a instalação de uma central fotovoltaica de minigeração há que ir de encontro aos licenciamentos municipais a que estão sujeitas quaisquer obras ou edificações. O licenciamento municipal é regulado pelo Regime Jurídico da Urbanização e Edificação, definido pelo Decreto-Lei nº 555/99, posteriormente revisto pela Lei nº60/2007.

Como o organismo responsável pelo empreendimento da instalação fotovoltaica é a Câmara Municipal de Arraiolos, não são necessários estes procedimentos de licenciamentos municipais, visto se tratar de uma instituição pública [49].

6.5.2 Licenciamento das Instalações Produtoras de Energia

Como ainda não é certo como se procederá ao licenciamento de centrais fotovoltaicas minigeradoras de energia, o procedimento aqui exemplificado é baseado no estabelecimento de uma central produtora de energia em regime especial (ver anexo 2). O documento legal que assiste a todo o licenciamento é na sua maioria o Decreto-Lei nº312/2001, sendo coadjuvado por outros decretos que estabelecem sobretudo os valores das taxas a pagar em cada fase.

1. Pedido de Informação Prévia

O licenciamento de instalações eléctricas de serviço particular rege-se pelo Regulamento de Licenças para Instalações Eléctricas, e o processo inicia-se com a abertura dos Pedidos de Informação Prévia (PIP). O período de Abertura destes Pedidos de Informação Prévia decorre entre o dia 1 e 15 do 1º mês de cada quadrimestre. Devido a capacidade limitada da rede, a DGEG informa em Despacho quais as tecnologias e potências aceites no referido período [50].

No caso da existência de abertura de concursos para a instalação de centrais produtoras de energia solar fotovoltaica, deverá ser enviada à DGEG toda a informação respeitante à possibilidade de ligação à rede eléctrica no Parque Industrial de Arraiolos [50].

2. Pedido de Atribuição do Ponto de Recepção

Se o Pedido de Informação Prévia for favorável à instalação de uma central fotovoltaica de minigeração, poderá ser solicitado o pedido do Ponto de Recepção de energia eléctrica [50].

3. Licença de Estabelecimento

Encontrando-se o pedido devidamente instruído e não havendo fundamentos para o seu indeferimento, a DGEG atribui o ponto de recepção de energia eléctrica. Após a notificação da atribuição do ponto de recepção, deve ser feita a solicitação do pedido de licença estabelecimento [50].

Verificada a conformidade da instalação será concedida a licença de estabelecimento, podendo ser concedida uma licença provisória na ocorrência de deficiências ligeiras. As licenças de estabelecimento quando aprovadas e emitidas são válidas nos prazos de um ou dois anos, prorrogáveis [50].

4. Execução da Instalação e Entrada em Exploração

Depois de obtida a licença de estabelecimento, cabe ao promotor solicitar a vistoria à central fotovoltaica, mediante a apresentação de um requerimento dirigido ao Director Geral de Geologia e Energia ou ao Director Regional de Economia do Alentejo [50].

A avaliação de impactes ambientais relacionada com os pontos de recepção das redes processa-se nos termos da legislação aplicável, integrando-se no âmbito do processo de licenciamento das instalações eléctricas ao abrigo do Regulamento de Licenças para as Instalações Eléctricas [50].

A entrada em exploração da central fotovoltaica só poderá ter início após a realização de uma vistoria aprovativa e a emissão da respectiva Licença de Exploração.

6.6 Calendário de Execução

A tabela 26 mostra um cronograma de todo o processo de instalação da central fotovoltaica de minigeração no Parque Industrial de Arraiolos, desde o Pedido de Informação Prévia até à entrada em exploração. O prazo legal expresso em dias refere o limite máximo em que é possível concluir as diferentes etapas de todo o processo de licenciamento, previsto no Decreto-Lei nº312/2001.

Tabela 26 – Calendário de execução da instalação de uma central fotovoltaica de 150 kW no Parque Industrial de Arraiolos [50].

Etapa	Ação	Prazo Legal (dias)
Pedido de Informação Prévia (PIP)	Abertura de Pedidos de Informação Prévia	0
	Apresentação junto da DGEG do PIP sobre a possibilidade de ligação a rede SEP	15
Prestação por parte da DGEG	A DGEG presta aos promotores as informações solicitadas	40
Pedido de Atribuição do Ponto de Recepção	Solicitação da Atribuição do Ponto de Recepção	15
	Formulação do pedido de atribuição do ponto de recepção	70
Atribuição do Ponto de Recepção	Tomada de decisão sobre a atribuição do ponto de recepção	30
	Notificação da atribuição do ponto de recepção	
Licença de Estabelecimento	Solicitação do pedido de licença de estabelecimento	365
	Notificação da licença de estabelecimento	
Execução da Instalação	Prestação de caução para garantia da conclusão da obra	15
	Execução da Instalação (Instalação dos painéis fotovoltaicos, ligações à linha de Média Tensão)	1095
	Requerimento de Vistoria	
	Emissão da Licença de Exploração	
Entrada em Exploração	Após emissão da Licença de Exploração	-

Como se pode ver na tabela anterior, a partir do momento em que são abertos os Pedidos de Informação Prévia até à entrada em exploração da central fotovoltaica passaram no máximo 4 anos e meio. A maior parte dos dias está destinado à instalação da central, que se for agilizada pode diminuir bastante o período até que entre definitivamente em funcionamento. Um dos inconvenientes prende-se com a dependência de cada uma das etapas, já que não se pode passar para um ponto seguinte até que o anterior esteja devidamente regularizado, como por exemplo, só se pode passar para a etapa da execução da instalação quando a licença de estabelecimento for emitida.

Neste calendário de execução não está contemplado todo o procedimento que envolve o licenciamento camarário, porque como se disse atrás, o promotor é uma entidade pública e por isso não necessita de licenciamento.

6.7 Conclusões

Este capítulo apresenta a simulação de um projecto de instalação de uma central fotovoltaica de 150 kW, no Parque Industrial de Arraiolos. Para esta simulação recorreu-se às duas soluções tecnológicas que se provaram mais rentáveis no estudo de viabilidade económica, sendo que o sistema de concentração fotovoltaica, o HSun[®], a tecnologia que obteve os melhores resultados, quer em produtividade, quer em rentabilidade.

Confirma-se assim a versatilidade do HSun[®], e também da energia solar fotovoltaica de concentração, uma vez que consegue ter melhores resultados quando comparados com tecnologias de Silício Cristalino. Esta tecnologia provou que pode ser mesmo uma alternativa credível aos sistemas já existentes, e a instalação de uma central fotovoltaica de minigeração seria um óptimo catalisador para a disseminação deste tipo de tecnologia fotovoltaica em Portugal.

Pela sua situação geográfica, Arraiolos possui óptimas condições para a implementação de uma central fotovoltaica de minigeração, desde que exista o terreno necessário para a sua implementação, e também haja proximidade com uma linha de média tensão. Dessa forma, minimizam-se os custos com a ligação à rede, e também se previne que não haja perdas de potência significativas com as dimensões dos cabos eléctricos.

No entanto, a viabilidade de uma central fotovoltaica de minigeração não pode estar somente fixada na rentabilidade da tecnologia ou na elevada disponibilidade de radiação solar existente em Portugal. Actualmente, a construção de uma central fotovoltaica de minigeração teria de ser considerada como uma central de produção em regime especial. Como se viu, o problema de maior não se verifica com o valor ou duração da tarifa de venda à rede. O maior obstáculo prende-se sim com o processo de licenciamento, que é muito moroso, o que à partida pode constituir um elemento desencorajador para a construção deste tipo de centrais.

Para além da necessidade de regulamentar uma nova lei que permita a produção de electricidade fotovoltaica em minigeração, é muito importante que seja focada na agilização de todo o processo de ligação à rede eléctrica. Esta é a principal barreira existente neste momento na produção em regime especial. A tarifa de venda à rede apesar da diferença mostra que existe sempre um retorno do investimento muito favorável, apesar de neste caso de estudo ter sido utilizado um valor de referência que possivelmente não será o real.

Assim que o regime da minigeração esteja homologado consegue-se criar toda uma nova estrutura de produção eléctrica a partir de uma fonte renovável que é o Sol, levando em conta que Portugal é um país com excelentes condições para o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica.

Capítulo VII

Conclusões Finais e Perspectivas de Evolução Futura

O sector energético tem hoje um papel estruturante, integrador e fundamental na sociedade e economia portuguesa. Neste contexto, as fontes de energia renováveis, pela sua disponibilidade, pelo seu carácter endógeno e disperso, assumem um lugar de destaque nas políticas nacionais para o sector. De entre todas as fontes de energia renovável a indústria fotovoltaica tem sofrido ultimamente um grande desenvolvimento e implementação por todo o mundo.

O custo da energia fotovoltaica encontra-se neste momento numa curva descendente, e é firme intenção da indústria em atingir a paridade com a rede eléctrica num futuro próximo. Para tal, há que diminuir os custos de produção de todos os componentes que compõem uma instalação fotovoltaica e prolongar o seu tempo de vida útil, aumentando desta maneira a eficiência destes sistemas. Todo este enorme esforço na I&D tem vindo acelerar o desenvolvimento das soluções já existentes e tem mesmo ajudado no aparecimento de novos conceitos.

Estas tecnologias têm ainda um potencial de crescimento enorme, quer em eficiência quer numa utilização massiva, fazendo uso de um recurso abundante, renovável e não poluente. Actualmente é cada vez mais importante associar as energias renováveis à eficiência energética e os contributos que a energia solar fotovoltaica pode trazer para o aumento dessa mesma eficiência. Neste momento já existem países que promovem políticas de conjugação entre a Eficiência Energética e as instalações fotovoltaicas de micro e mini geração. Países como a Alemanha, Itália, Grécia França e Reino Unido adoptaram este tipo de políticas, e em alguns casos foram criadas inclusive tarifas de venda à rede que favorecem a integração parcial ou total em edifícios.

O facto de se poder vender o excesso do que é consumido leva à implementação de medidas para obtenção de uma maior Eficiência Energética por parte dos consumidores/produtores. Permite também uma maior descentralização da produção e reduz os problemas de rede de transportação eléctrica. Há também uma optimização generalizada dos espaços, que em vez de instalações efectuadas no solo, elas são colocadas nas coberturas, anexos de casas, zonas industriais etc.

De entre as tecnologias que parecem mais promissoras e que realmente mostram sinais de se poderem implementar em larga escala, a concentração fotovoltaica pode ser a solução para tornar a energia solar fotovoltaica mais competitiva. A concentração fotovoltaica tem apresentado uma forte redução nos custos de produção, utilizando uma pequena quantidade

de material fotovoltaico, o que já de si constitui uma grande vantagem relativamente às restantes tecnologias.

O estudo de viabilidade económica mostrou que a tecnologia mais atractiva foi o HSun[®], sendo precisamente uma tecnologia de concentração fotovoltaica. Quanto às outras soluções tecnológicas, observou-se que são rentáveis sobretudo nos países do sul da Europa, por estes apresentarem maior radiação solar.

Neste momento a indústria solar fotovoltaica não é competitiva se não for subsidiada, sendo as tarifas de venda à rede o incentivo de maior aplicação por entre os países da União Europeia. Os valores fixados em cada país devem estar em concordância com a sua natureza económica. Observou-se que nos países onde a energia solar fotovoltaica já se encontra consolidada, existe uma diminuição nos incentivos, que reflectem não só a diminuição dos custos desta tecnologia, mas também a vontade da própria indústria fotovoltaica em querer afirmar a sua independência perante os referidos mecanismos de apoio.

É com a realidade da ausência de esquemas de apoio que a indústria fotovoltaica vai ter que defrontar, num futuro próximo. É importante também estabelecer estratégias que proponham a aplicação de novos produtos sem que haja um claro aproveitamento da tarifa de venda à rede.

Outro contributo não menos importante que a energia solar fotovoltaica pode trazer uma menor dependência da importação de energia, quer na sua forma primária, quer na forma secundária, visto que é um dos maiores factores de desequilíbrio na balança comercial de Portugal. É unanimemente reconhecido a existência de um potencial muito significativo para o desenvolvimento das energias renováveis em Portugal, mais concretamente com a energia solar fotovoltaica.

Portugal dispõe hoje de um regime de acesso à rede eléctrica que dá prioridade às fontes de energia renovável, quer ao nível de planeamento e desenvolvimento da rede, quer ao nível da gestão corrente. Para além disso, foram criados ao longo dos últimos anos um conjunto de apoios de natureza financeira e fiscal ao investimento nas energias renováveis. Esses apoios foram essencialmente impulsionados com a criação de tarifas diferenciadas para a energia eléctrica produzida em centrais renováveis, em função do grau de maturidade das tecnologias disponíveis no mercado nacional.

A criação de um mercado fotovoltaico verdadeiramente competitivo e consolidado aumenta a contribuição pertencente à produção de electricidade a partir de fontes renováveis, indo de encontro com as directivas comunitárias. Cria também um *superavit* que se pode constituir como uma nova fonte de receitas para o país, devido à exportação de electricidade. Por último, o desenvolvimento da energia fotovoltaica traz por acréscimo o crescimento de tecnologias e equipamentos no país.

Apercebendo-se das vantagens que a energia solar fotovoltaica pode trazer, o governo português prepara-se para criar um novo plano de minigeração solar para médias potências, destinado sobretudo ao sector industrial e serviços.

Como ficou demonstrado, por este estudo, não só existe um potencial de crescimento muito grande em Portugal, no que diz respeito à energia solar fotovoltaica, mas também a construção de centrais minigeradoras de energia provocam um efeito positivo no *mix* energético. Situado no Sul da Europa, Portugal oferece condições ímpares para o estabelecimento de um mercado fotovoltaico que pode ser consolidado através das altas taxas de retorno que obteve na simulação de viabilidade económica.

Como foi objecto desta Dissertação, a instalação de uma central fotovoltaica de minigeração no Parque Industrial de Arraiolos pode servir como fornecimento principal de electricidade às empresas aí existentes e também pode funcionar como chamariz para novos investimentos. Os valores apresentados para a instalação de uma central fotovoltaica de minigeração asseguram que o retorno do investimento é real e acontece dentro de 4 a 5 anos. Tendo reunidas estas condições, as probabilidades de se conseguir financiamento bancário para a construção de centrais minigeradora de energia são assim maiores.

Este estudo mostrou também o tipo de legislação que o governo português deve ter para que o mercado fotovoltaico de média tensão possa crescer de forma sustentada. Essa legislação deve incidir sobretudo em dois eixos fulcrais: o valor e forma da tarifa de venda à rede e todo o processo de licenciamento que leva à instalação de uma central de minigeração fotovoltaica.

Assim, em detrimento da aplicação de um valor excessivamente elevado da tarifa de venda à rede, tal como aconteceu no processo da microgeração, o valor da tarifa de venda à rede para a minigeração não só deve reflectir a descida dos preços da tecnologia fotovoltaica, mas também deve ter a preocupação de proteger o mercado actual. O valor a adoptar também não deve estar desenquadrado nem da forma nem dos valores praticados nos restantes países da União Europeia. Deve também apresentar uma desvalorização temporal, à medida que os sistemas vão tendo um preço instalado cada vez mais baixo, para que a paridade com a rede se atinja o mais depressa possível.

Com a legislação actual, uma central fotovoltaica de minigeração com produção em regime especial teria uma tarifa que ia de encontro com os valores praticados nos países estudados. Garante ao mesmo tempo um retorno num rápido período de tempo, e comprova que em Portugal não é necessária que uma tarifa tenha valor elevado.

O problema de maior prende-se sobretudo no processo de licenciamento. Como se viu no projecto de implementação de uma central fotovoltaica de minigeração na Zona industrial de Arraiolos, o licenciamento para este tipo de centrais implica procedimentos administrativos pesados, pouco claros e cujos prazos muitas vezes não são cumpridos. Tudo isto pode transformar-se num profundo desinteresse pela tecnologia e o esforço desenvolvido pelas diversas entidades promotoras pode acabar por não ser entendido pela opinião geral.

É importante haver a criação de plataformas que simplifiquem os processos de licenciamento e promovam uma maior flexibilidade entre os vários organismos envolvidos. Dessa maneira, evita-se todo um trabalho administrativo que muitas vezes é duplicado e a existência de decisões contraditórias porque a comunicação com entidades diferentes às vezes é inexistente.

Tal como existe em vários países europeus, a aplicação de sistemas de *net-metering* em Portugal pode-se constituir como uma boa alternativa, especialmente em sistemas com potências pequenas, por exemplo, nas residências, escritórios ou mesmo em pequenas empresas. Desta forma, não só se consegue aliviar um pouco os custos do Estado com a exploração das energias renováveis, mas também, os produtores vêm assim o seu investimento compensado. Esta medida também tem uma faceta importante, que é a preocupação com a eficiência energética dos edifícios. Assim, cada edifício seria capaz de produzir a sua própria energia de consumo e poderia fornecer à rede o remanescente da produção.

É importante também a criação de medidas que visem sobretudo a Eficiência Energética dos edifícios. Essas medidas podem passar sobretudo por bonificações na tarifa, ou até mesmo a introdução de novos escalões de remuneração, de acordo com as potências instaladas. Também é fundamental a introdução de uma legislação que premeie a integração fotovoltaica em edifícios. A integração fotovoltaica pode servir como sistema de aquecimento/arrefecimento de um edifício. Evita-se dessa forma um avolumar na factura eléctrica, no que diz respeito aos consumos derivados com a climatização desse mesmo edifício.

A instalação de centrais fotovoltaicas de minigeração pode também servir como uma mudança nos hábitos de consumo energético, especialmente em localidades pequenas. Isso ficou demonstrado aquando da realização do caso de estudo, em que a Câmara Municipal de Arraiolos mostrou todo o interesse na instalação da central minigeradora de energia, para que desta maneira os hábitos de consumo eléctrico pudessem mudar especialmente naquele concelho. Desta maneira, há espaço para uma maior consciencialização das populações relativamente às energias renováveis, bem como à necessidade na redução de consumos desnecessários.

Referências

1. RESOLUÇÃO DO CONSELHO DE MINISTROS nº29/2010 - ESTRATÉGIA NACIONAL PARA A ENERGIA. *D.R. 1ª Série*. 15 de Abril de 2010, pp. 1289-1296.
2. **Luque, A. e Hegedus, S.** *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Chichester: Wiley, 2003. 0-471-49196-9.
3. **Green, M.A.** Silicon photovoltaic modules: A brief history of the first 50 years. *Progress in Photovoltaics*. 2005, 13, pp. 447-455.
4. **Wenham, S.R.** *Applied photovoltaics*. 2ª edição. Londres: Earthscan, 2007. 1-84407-401-3.
5. **Comissão Europeia.** *Photovoltaic solar energy — Development and current research*. Luxemburgo: Office for Official Publications of the European Union, 2009. 978-92-79-10644-6.
6. **Green, M.A., et al.** Solar Cells Efficiency Tables (Version 34). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 2009, 17, pp. 320-326.
7. **Kazmerski, L.L.** Solar photovoltaics R&D at the tipping point: A 2005 technology overview. *Journal of Electron Spectroscopy and Related Phenomena*. 2006, 150, pp. 105-135.
8. **Nunzi, J.M.** Organic photovoltaics materials and devices. *Comptes Rendus Physique*. 2002, 3, pp. 523-542.
9. **Luque, A. e Andreev, V.** *Concentrator Photovoltaics*. Nova Iorque: Springer, 2007. 978-3-540-68796-2.
10. **National Renewable Energy Laboratory.** *2008 Market Technologies Report*. Washington, DC: NREL, 2010. 1-877-337-3463.
11. **Hand, A.** CPV reaches for more sunlight. *Semiconductor International*. 2009, p. 11.
12. **Raugei, M. e Frankl, P.** Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks. *Energy*. 2009, 34(3), pp. 392-399.
13. DIRECTIVA 2009/28/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO. *Jornal Oficial da União Europeia*. 5 de Junho de 2009, pp. L 140/16-L 140/62.
14. **Comissão Europeia.** *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on Investing in the Development of Low Carbon Technologies (SET-Plan): A Technology Roadmap*. Bruxelas : Comissão Europeia, 2009. p. 57. COM(2009) 519.
15. **EPIA.** *Global market outlook for photovoltaics until 2013*. Bruxelas: EPIA, 2009.
16. **EurObserv'ER.** *Baromètre Photovoltaïque - Photovoltaic Barometer*. s.l.: Systemes Solaires, 2010. pp. 128-160.

17. **Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E. e Zizzo, G.** Feed-in tariffs for grid-connected PV systems: The situation in the European Community. *Power Tech.* 2007, pp. 1981-1986.
18. **Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E. e Zizzo, G.** Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar PV and Wind systems: Four representative European cases. *Solar Energy.* 2009, 83(3), pp. 287-297.
19. **Marchenko, O.V.** Modeling of a green certificate market. *Renewable Energy.* 2008, 33(8), pp. 1953-1958.
20. PROPOSTA DE LEI PARA O ORÇAMENTO DE ESTADO PARA 2011. *Presidência do Conselho de Ministros.* 2010, p. 300.
21. **Brito, M.** Energia fotovoltaica: Repensar as tarifas garantidas? *Mais Ambiente.* Dezembro, 2007, 6, pp. 18-21.
22. **Agência Internacional de Energia.** *Trends in Photovoltaic Applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008.* Suíça: IEA Publications, 2009.
23. **Gipe, Paul.** *Web site do Wind-Works.* [Online] 2008. [Citação: 14 de Março de 2010.] <http://www.wind-works.org/>.
24. **Ministério Federal Alemão do Ambiente, Conservação Natural e Segurança Nuclear.** *Web site de Legal Sources on Renewable Energy.* [Online] 2008. [Citação: 17 de Maio de 2010.] <http://www.res-legal.eu/>.
25. **Papadopoulos, A.M. e Karteris, M.M.** An assessment of the Greek incentives scheme for photovoltaics. *Energy Policy.* 2009, 37, pp. 1945-1952.
26. **Agência Internacional de Energia.** *World energy outlook 2009.* Paris: IEA Publications, 2009. 978-92-64-06130-9.
27. **Direcção-Geral de Energia e Geologia.** *Web site da DGEG.* [Online] 13 de Setembro de 2010. [Citação: 5 de Janeiro de 2010.] <http://www.dgge.pt>.
28. **Moreira, M.F., Martins, J.S. e Afonso, J.L.** *Renewable energy in Portugal – Legislation, incentives and suggestions.* Vigo: s.n., 2003. ICREPQ'03 – International Conference on Renewable Energies and Power Quality. 84 607 6768 x.
29. **Direcção-Geral de Energia e Geologia.** *Estatísticas rápidas - Renováveis Julho 2010.* Lisboa: Direcção Geral de Energia e Geologia, 2010. p. 22.
30. **Museu da Electricidade.** *Web site do Museu da Electricidade.* [Online] 18 de Outubro de 2008. [Citação: 24 de Julho de 2010.] <http://wikienergia.com>.
31. DECRETO-LEI nº189/88. *D.R. 1ª Série.* 27 de Maio de 1988, pp. 2289-2296.
32. DECRETO-LEI nº168/99. *D.R. 1ª Série-A.* 18 de Maio de 1999, pp. 2619-2628.
33. DECRETO-LEI nº339-C/2001. *D.R. 1ª Série-A.* 29 de Dezembro de 2001, pp. 8520-(2)-8520-(3).

34. DECRETO-LEI nº33-A/2005. *D.R. 1ª Série-A*. 16 de Fevereiro de 2005, pp. 1180-(2)-1180-(9).
35. DECRETO-LEI nº225/2007. *D.R. 1ª Série*. 31 de Maio de 2007, pp. 3630-3638.
36. DECRETO-LEI nº363/2007. *D.R. 1ª Série*. 2 de Novembro de 2007, pp. 7978-7984.
37. **Renováveis na Hora**. *Web site do Renováveis na Hora*. [Online] Ministério da Economia. [Citação: 4 de Outubro de 2010.] www.renovaveisnahora.pt.
38. **APREN**. *Roteiro Nacional das Energias Renováveis: Aplicação da Directiva 2009/28/CE*. [Documento PDF] Lisboa : APREN, 2010.
39. **PVGIS**. *Web site do Photovoltaic Geographical Information System*. [Online] Comissão Europeia, 20 de Novembro de 2008. [Citação: 3 de Maio de 2010.] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
40. **Reis, F**. *Development of Solar Concentrators for Large Photovoltaic Plants*. Departamento de Física, Instituto Superior Técnico. Lisboa: Instituto Superior Técnico, 2008. p. 94, Tese de Mestrado.
41. **Aleixo, G**. *Comunicação Pessoal*. 2010.
42. **APISOLAR**. *Estratégia 2020 para a Energia Solar Fotovoltaica em Portugal: Documento de Posição da APISOLAR*. [Documento PDF] Lisboa: APISOLAR, 2010.
43. **Eurostat**. *Web site do Eurostat*. [Online] Comissão Europeia. 2010. [Citação: 2 de Setembro de 2010.] <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.
44. **Euribor**. *Web site do Euribor*. [Online] Banco Central Europeu. 2010. [Citação: 4 de Setembro de 2010.] <http://pt.euribor-rates.eu>.
45. **Câmara Municipal de Arraiolos**. *Web site do Município de Arraiolos*. [Online] 2010. [Citação: 18 de Agosto de 2010.] <http://www.cm-arraiolos.pt/pt>.
46. **Google Maps**. *Web site do Google Maps*. [Online] Google 2010. [Citação: 28 de Setembro de 2010.] <http://maps.google.pt/>.
47. **ERSE**. *Nota explicativa da informação sobre produção em regime especial*. [Documento PDF] Lisboa: ERSE, 2008.
48. **QREN - Programa Operacional do Alentejo 2007-2013**. INALENTEJO 2007.2013. *web site do Programa Operacional do Alentejo*. [Online] 2007. [Citação: 23 de Setembro de 2010.] <http://www.ccdr-a.gov.pt/poaqren/>.
49. DECRETO-LEI nº555/1999. *D.R. 1ª Série-A*. 15 de Dezembro de 1999, pp. 8912-8942.
50. DECRETO-LEI nº312/2001. *D.R. 1ª Série-A*. 10 de Dezembro de 2001, pp. 8016-8024.

Anexo 1 – Documento de posição da APISOLAR

1. Introdução

No decurso do estudo de viabilidade económica, e devido à ausência de legislação apropriada para a instalação de centrais fotovoltaicas de minigeração, foi utilizado como enquadramento legal, o documento de posição da Associação Portuguesa da Indústria Solar (APISOLAR) que declara a posição desta instituição sobre a revisão do Decreto-Lei nº363/2007.

Este documento, datado de Março de 2010, propõe a manutenção da meta de instalação de 1850 MW, mas com uma divisão distinta por segmento de mercado, mais concretamente, na separação entre instalações de contexto residencial e instalações de contexto afecto a entidades colectivas, públicas e privadas. Tem como bases de trabalho os seguintes tópicos:

- Regulamentação Técnica;
- Tarifa e metas anuais;
- Autorização e licenciamento;
- Observatório para a Energia Solar fotovoltaica.

Para os efeitos do estudo de viabilidade económica, apenas o tema reservado às tarifas e metas anuais foi abordado, e irá ser descrito de seguida.

2. Objectivos

O documento de posição da APISOLAR esclarece que no caso de instalações afectas a entidades colectivas públicas e privadas, as tarifas de venda à rede devem ser atractivas o suficiente de modo a que criem os seguintes incentivos:

- Consumo local da electricidade gerada;
- Adopção de medidas de modo a proporcionar o aumento da eficiência energética e de racionalização na utilização de energia;
- Instalação de unidades de produção fotovoltaica em entidades públicas;
- Instalação preferencial em coberturas, incentivando adicionalmente a substituição de coberturas que ainda utilizem amianto.

Este enquadramento legal estabelece também como meta anual de 100 MVA. Caso a meta de um determinado ano não seja concretizada, a potência não utilizada será transferida para o ano seguinte.

3. Regime remuneratório

A tarifa deverá contemplar uma componente fixa e outra variável, sendo que a última estará sujeita a um sistema de majorações cumulativas. Assim, a remuneração de energia é composta pela soma de três parcelas:

- Energia Produzida, remunerada à tarifa de referência de 0,20 €/kWh;

- Energia Auto-consumida, remunerada à tarifa de compra de electricidade;
- Energia Vendida, remunerada à tarifa de venda de acordo com a tabela 27.

Tabela 27 – Tarifa de Venda no âmbito das Unidades Descentralizadas Colectivas.

Tipo de Contrato	Tarifa Venda
BTN	Energia Activa-Tarifa Simples-Nível de Potência Contratada
BTE	Energia Activa-Tarifa Longas Utilizações-Horas Cheias
MT	Energia Activa-Tarifas Longas Utilizações-Horas Cheias-Período

A tarifa de referência fica sujeita às seguintes majorações:

- 0,02 €/kWh atribuída após demonstração anual de aumento de eficiência energética de acordo com a auditoria energética;
- 0,02 €/kWh quando o produtor é uma entidade pública;
- 0,02 €/kWh para instalações realizadas em coberturas de edifícios;
- 0,03 €/kWh para instalações realizadas em coberturas com substituição de amianto.

Estas majorações são cumulativas, à excepção das últimas duas, que são mutuamente exclusivas.

No caso de novos empreendimentos, industriais ou de serviços, será atribuída automaticamente a majoração de eficiência energética durante um período de 5 anos quando demonstrados consumos esperados 25% inferiores ao valor de referência.

A tarifa de referência decresce à taxa média anual de aumento da tarifa regulada aplicável à instalação de consumo do produtor colectivo. A tarifa de venda à rede mantém-se constante no tempo e é vigente por um período de 15 anos.

Anexo 2 – Esquema de Licenciamento de uma Central em Regime de Produção Especial

1. Introdução

No Capítulo 6.5.2 foi mostrado todo o procedimento de licenciamento necessário para assegurar o funcionamento de uma central minigeradora de energia, à luz da legislação actual, visto que como o regime que promove a minigeração fotovoltaica ainda não foi aprovado, este projecto foi baseado num licenciamento equiparado a uma central de Produção em Regime Especial.

2. Licenciamento das instalações de produção

2.1 Pedido de Informação Prévia (PIP)

O processo de ligação à rede inicia-se com a abertura dos Pedidos de Informação Prévia (PIP). Estes Pedidos de Informação Prévia estão dependentes da publicação do Despacho do Director-Geral da DGEG a autorizar os produtores a apresentar pedidos para implementação de projectos para as tecnologias definidas no próprio Despacho, e são feitas durante os primeiros 15 dias de cada quadrimestre.

A apresentação junto da DGEG do PIP sobre a possibilidade de ligação à rede do Serviço Eléctrico Público deve ser feita de acordo com o descrito no Decreto-Lei 312/2001. Nessa apresentação deve constar a seguinte documentação:

- Identificação do requerente contendo a seguinte informação:
 - Razão Social;
 - Morada;
 - Número de Contribuinte;
 - Nome para contacto;
 - Telefone para contacto;
- Memória descritiva sumária integrando os seguintes elementos:
 - Nome da instalação;
 - Identificação do local ou locais da instalação [distrito(s), concelho(s), freguesia(s)];
 - Natureza, função e características das instalações (eólica, fotovoltaica, hidroeléctrica, etc.);
 - Condições gerais de estabelecimento e exploração das instalações;
 - Potência total instalada;
 - Potência máxima a injectar na rede (quando não indicada, considera-se a potência instalada);
 - Número, potência e tipo de geradores;
 - Legislação ao abrigo da qual é feito o pedido;
 - Planta de localização à escala de 1:25000;

- Local pretendido para o ponto de recepção, data a partir da qual se pretende beneficiar da ligação e eventuais alternativas;
- Elementos necessários ao cálculo das potências de curto-circuito previsíveis (eventualmente).

A prestação de informação prévia prevê a aplicação de taxas no valor de 400 € por cada MW de potência de ligação constante no PIP, não podendo, em qualquer caso, ultrapassar o montante de 8000 €. A entidade promotora efectua o pagamento antes da entrega do PIP. A DGEG presta aos promotores as informações solicitadas e os operadores das redes do Serviço Eléctrico Público fornecem à DGEG toda a informação necessária para formulação da resposta aos interessados no prazo de 30 dias.

2.2 Pedido de Atribuição do Ponto de Recepção

Se o Pedido de Informação Prévia for favorável à instalação, poderá ser solicitado o pedido de atribuição do Ponto de Recepção de energia eléctrica. O pedido de atribuição do ponto de recepção prevê a aplicação de taxas no valor de 500 € por cada MW de potência de ligação, constante do mesmo, não podendo, em qualquer caso, ultrapassar o montante de 10000 €. A entidade promotora efectua o pagamento antes da entrega do pedido de atribuição do ponto de recepção. O Pedido de Atribuição do Ponto de Recepção contém os seguintes elementos:

- Requerimento dirigido ao Director-Geral de Energia;
- Termo de responsabilidade pelo projecto das instalações eléctricas;
- Informação prévia prestada pela DGEG;
- Comprovativo do direito para utilização do espaço de implantação da instalação;
- Parecer das entidades quando as instalações interferirem com os seus domínios ou actividades, com excepção do Estudo de Impacte Ambiental, nomeadamente, relacionado com o ponto de recepção da rede e abrangido pelo Regulamento de Licenças para as Instalações Eléctricas;
- Projecto em triplicado, compreendendo:
 - Memória descritiva do projecto eléctrico:
 - Indicando a natureza, importância, função e características das instalações e do equipamento, as condições gerais do seu estabelecimento e da sua exploração, sistemas de ligação à terra, as disposições principais adoptadas para a produção de energia mecânica e térmica, sua transformação, transporte e utilização ou a origem e destino da energia a transportar e as protecções contra sobreintensidades e sobretensões e os seus cálculos, quando se justifique;
 - Contendo a descrição, tipos e características dos geradores de energia eléctrica, transformadores, aparelhagem de corte e protecção, bem como das caldeiras, turbinas e outros equipamentos, bem como indicação se a localização da instalação se encontra integrada em área protegida (Reserva Ecológica Nacional, Reserva Agrícola Nacional, etc.);
 - Desenhos do projecto:

- Planta geral de localização da instalação referenciada por coordenadas e em escala não inferior a 1:25000, de acordo com a respectiva norma, indicando a situação das obras principais, tais como centrais geradoras, subestações, postos de corte, postos de transformação, vias públicas rodoviárias e ferroviárias, cursos de água, construções urbanas e linhas já existentes;
 - Plantas, alçados e cortes, em escala conveniente, dos locais da instalação, com a disposição do equipamento eléctrico e mecânico, em número e com pormenor suficiente para se poder verificar a observância das disposições regulamentares de segurança;
 - Esquemas eléctricos gerais das instalações projectadas, com indicação de todas as máquinas e aparelhos de medida e protecção e comando, usando os sinais gráficos normalizados;
- Estudo do impacte ambiental (quando aplicável);
 - Comprovativo de aquisição de terrenos;

A DGEG tem o prazo de 30 dias, contados a partir da data da recepção do pedido, para a tomada de decisão sobre a atribuição do ponto de recepção. Encontrando-se o pedido devidamente instruído e não havendo fundamentos para o seu indeferimento, a DGEG formula o pedido de atribuição do ponto de recepção.

2.3 Pedido de Licença de Estabelecimento da Instalação

A solicitação do Pedido de Licença Estabelecimento da instalação deve ser efectuada após a notificação da atribuição do ponto de recepção. A licença de estabelecimento está dependente da aprovação do projecto eléctrico e do estudo de impacte ambiental, quando aplicável. O Pedido de Licença de Estabelecimento é constituído pelos seguintes documentos:

- Ficha de Identificação do Projecto da Instalação Eléctrica: descrição sumária da instalação e apresentação dos dados do requerente e do técnico responsável;
- Ficha Electrotécnica: documento onde o projectista indica as potências previstas para a instalação, que servirá de base para o dimensionamento do ramal, ou entrada, de alimentação da instalação;
- Termo de responsabilidade;
- Documentos do projectista;
- Memória Descritiva e Justificativa, contendo todos os elementos e esclarecimentos necessários:
 - Concepção das Instalações;
 - Características técnicas dos materiais a empregar;
 - Características dos aparelhos de utilização;
 - Dimensionamento dos vários circuitos;
 - Dimensionamentos das instalações colectivas e entradas;
 - Indicação dos sistemas de protecção;
- Plantas topográficas e esquemas da instalação eléctrica, a uma escala não inferior a 1:25000;

Verificada a conformidade da instalação será concedida a licença de estabelecimento, podendo caso as deficiências existentes não sejam graves, ser concedida uma licença provisória e impostas cláusulas para corrigir as deficiências verificadas. As licenças de estabelecimento quando aprovadas e emitidas são válidas nos prazos de um ou dois anos, prorrogáveis.

2.4 Execução da Instalação

Para a execução da instalação, há que realizar a prestação da caução para garantia da conclusão da obra, no valor de 5000 €/MW de potência de ligação, definida na licença de estabelecimento. Os promotores de produção em regime especial têm o prazo de 36 meses, salvo se outro for definido pela DGEG, para a conclusão dos trabalhos de instalação, a contar da data de notificação de licença de estabelecimento.

A avaliação de impactes ambientais relacionada com os pontos de recepção das redes processa-se nos termos da legislação aplicável, integrando-se no âmbito do processo de licenciamento das instalações eléctricas ao abrigo do Regulamento de Licenças para as Instalações Eléctricas.

Cabe ao promotor solicitar a vistoria à instalação eléctrica, mediante a apresentação de um requerimento dirigido ao Director Geral de Geologia e Energia ou ao Director Regional de Economia territorialmente competente. O requerimento de vistoria deve fazer-se acompanhar por:

- Termo de responsabilidade pela exploração das instalações;
- Termo de responsabilidade pela execução da instalação (deverá ter sido presente na entidade responsável pela aprovação do projecto e antes do início dos trabalhos);
- Relatório de exploração.

Os projectos das instalações particulares deverão ser acompanhados por um termo de responsabilidade pela sua elaboração e estar conforme com o Decreto-Lei nº517/80.

2.5 Entrada em exploração

A entrada em exploração da instalação eléctrica só poderá ter início após a realização de vistoria aprovativa e emissão da respectiva Licença de Exploração.

2.6 Licenciamento Municipal

O Licenciamento municipal está sujeito ao Decreto-Lei nº555/1999 e à Lei nº60/2007, o Regime Jurídico de Urbanização e Edificação. Este pedido de licenciamento deve ser seguido ao pedido favorável da licença de estabelecimento, ou então anteceder-lo desde que o pedido de informação prévia já se encontre aprovado pela DGEG.

A presente lei declara que nenhuma obra sujeita a autorização pode ser utilizada sem que tenha, pelo menos uma vez, sido objecto de uma inspecção ou vistoria pelos fiscais municipais

de obras, seja no decurso da sua execução, seja após a sua conclusão e como condição prévia da emissão da respectiva autorização de utilização.

O pedido de Licenciamento Municipal é obrigatório em obras nos edifícios de natureza privada, sendo que nas edificações públicas, é dispensado qualquer tipo de licenciamento. Para efectuar o pedido de autorização camarária são necessários os seguintes documentos:

- Requerimento;
- Certidão do Registo Predial e Comercial;
- Contrato de cedência de espaço, quando aplicável;
- Autorização da Reserva Agrícola ou Ecológica, quando aplicável;
- Plantas de ordenamento, zonamento e de implantação, com a indicação precisa do local onde se pretende executar a obra;
- Planta de localização e enquadramento, à escala da planta de ordenamento do plano director municipal ou à escala de 1:25000 quando este não existir, assinalando devidamente os limites da área objecto da operação;
- Termos de responsabilidade subscritos pelos autores dos projectos quanto ao cumprimento das normas legais e regulamentares aplicáveis;
- Memória descritiva e justificativa do projecto, aprovada na DGEG;
- Estimativa do custo total da obra;
- Calendarização da execução da obra;
- Ficha com os elementos estatísticos, devidamente preenchida com os dados referentes à operação urbanística a realizar;
- Termos de Responsabilidade e documentação da empreitada (Alvará);
- Termo de Responsabilidade da Instalação Eléctrica;

A deliberação da Câmara Municipal sobre o pedido de licenciamento é feito num prazo de 45 dias após:

- Apresentação do projecto da especialidade ou à data da aprovação do projecto de arquitectura;
- Recepção do último dos pareceres, autorizações ou aprovações emitidos pelas entidades consultadas;

A Câmara Municipal após a aprovação do projecto emite a licença para a sua implantação e posteriormente a autorização de utilização.