



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
Engenharia

Instalações de Microgeração e Sua Evolução com o Enquadramento Legal

Marco Lourenço Fonseca Gonçalves

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores
2º ciclo de estudos

Orientador: Prof. Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano

Covilhã, Outubro de 2014

Dedicatória

Aos meus, Mãe, Pai e Irmãos.

Agradecimentos

Quero agradecer com a minha maior expressão de gratidão ao meu orientador científico desta dissertação, Professor Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano, Professor Associado com Agregação do Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior. A sua capacidade de trabalho, o seu conhecimento sobre Engenharia e sobre este ramo em particular, o zelo, o espírito crítico e a orientação que trouxe a este trabalho, bem como a sua disponibilidade de ajuda para comigo, foram fundamentais para a conclusão desta dissertação.

Quero também agradecer aos meus Pais José Lourenço Baptista Gonçalves e Ana Maria Alves da Fonseca Gonçalves, aos meus Irmãos José Gonçalves e Daniel Gonçalves, por todo o apoio, ajuda, incentivo e compreensão que sempre me transmitiram ao longo desta minha caminhada académica. Sem vós ao meu lado, não teria sido capaz.

Aos meus professores, colegas e amigos, que acompanharam e partilharam comigo este percurso académico.

A todos estes, o meu sentido e muito obrigado pela vossa ajuda e compreensão.

Resumo

A subida acentuada do preço dos combustíveis fósseis e um planeta cada vez mais verde, são motivos para procurar por novas formas de obtenção de energia aproveitando os recursos inesgotáveis e limpos que o meio ambiente nos oferece. Uma dessas formas, é a implementação de estações de microgeração. Portugal é um país abundante neste tipo de condições, devido aos imensos dias de sol que se tem ao longo de um ano civil.

Em 2007 houve um incentivo fiscal e financeiro para a adopção de unidades de microgeração por parte de pessoas em nome individual como produtores de energia. Nessa altura, houve uma procura sempre crescente desse tipo de investimento, nomeadamente o investimento fotovoltaico. No entanto, com as alterações à lei da microprodução em 2010 e depois em 2013 bem como a actualização anual da taxa remuneratória, houve uma grande queda nesse tipo de investimento.

Esta dissertação tem como objectivo estudar o impacto e verificar o que aconteceu com essas alterações da lei que vieram provocar esse decréscimo de investimento ao longo destes anos. Será assim feita uma avaliação das diferenças da lei existente na altura para a lei vigente actual em 2014 e das taxas remuneratórias, o estado actual da tecnologia das células fotovoltaicas, e posteriormente uma avaliação económico-financeira a sistemas de microgeração solar. O resultado obtido torna possível responder à pergunta se a instalação de microgeração fotovoltaica é ainda um investimento financeiro seguro/rentável para os microprodutores, sendo obtidos gráficos de comparação que ilustram a viabilidade, ou não, das instalações de microgeração fotovoltaica em Portugal.

Palavras-chave

Microgeração, Investimento, Produção Anual, Payback, Cash-flow, Amortização.

Abstract

The sharp rise in the price of fossil fuels and an even greener planet, are motives to find new ways of obtaining energy, enjoying the clean and inexhaustible resources that the environment provides. One of these ways, is the implementation of micro generation stations. Portugal is an abundant country in these type of conditions, due to the vast sunny days all over the year.

In 2007 there was a tax and financial incentive for the adoption of micro generation units by private individuals as energy producers. At that time, there was an ever increasing demand for this type of investment, namely the photovoltaic investment. However, with the changes in the micro production law in 2010 and later in 2013, as well as the annual update of the remuneration rate, there was a large decrease in this type of investment.

This thesis have has a goal to study the impact and check out what happened to these law changes that have raised the decrease of investment over the years. Thus, it will be made an evaluation of the differences between the law existing at the time and the current law in 2014 and the remuneration rates, the current state of technology of photovoltaic cells, and subsequently an economic-financial evaluation to solar micro generation systems. The result obtained makes possible to answer the question if the installation of photovoltaic micro generation is still an secure/profitable financial investment for micro producers, obtaining comparison graphs that illustrate the viability, or not, of the photovoltaic micro generation installations in Portugal.

Keywords

Microgeneration, Invesment, Annual Production, Payback, Cash-flow, Amortization.

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. Enquadramento das Energias Renováveis	1
1.2. Motivação e Objectivo	3
1.3. Estrutura da Dissertação	5
Capítulo 2	7
Legislação da Microgeração em Portugal	7
2.1 Introdução	7
2.2 Microprodutor	11
2.2.1 Acesso ao regime geral	11
2.2.2 Acesso ao regime bonificado	12
2.3 Remuneração do regime bonificado.....	13
2.4 Funções do SRM	14
2.4.1 Registo no SRM	15
2.4.2 Unidade microprodução	16
2.4.3 Validação do SRM	16
2.4.4 Certificado de exploração	17
2.5 Contagem e disponibilização de dados	18

2.5.1	Controlo dos equipamentos.....	19
2.5.2	Contracto de compra e venda.....	19
2.5.3	Alteração da titularidade	20
2.5.4	Alteração da instalação	20
2.6	Monitorização e controlo	20
2.7	Incentivos Fiscais	21
2.7.1	IRS.....	21
2.7.2	IVA.....	21
Capítulo 3	22
	Impactos gerados pelas alterações da lei.....	22
3.1.	Introdução	22
3.2.	Alterações Legislativas	22
3.3.	Impactos provocados.....	27
Capítulo 4	33
	Avaliação Económico-Financeira do Investimento	33
4.1.	Introdução	33
4.2.	Noções de base.....	34
4.2.1.	Conceito de <i>Cash-flow</i>	34
4.2.2.	Valor Residual	35
4.2.3.	Actualização.....	36

4.3.	Análise e avaliação de investimentos	37
4.3.1.	Indicadores de avaliação de projectos baseados no <i>Cash-flow</i>	38
4.3.2.	Valor actualizado líquido (VAL)	38
4.3.3.	Taxa interna de rentabilidade	40
4.3.4.	Período de recuperação do investimento (<i>Payback</i>)	42
Capítulo 5	44
Evolução Fotovoltaica	44
5.1.	Introdução	44
5.2.	Tecnologia Fotovoltaica	45
5.3.	Estado actual da Tecnologia Fotovoltaica.....	47
5.3.1.	Células de primeira geração (Silício Cristalino)	49
5.3.2.	Células de segunda geração (Película Fina - Silício Amorfo)	49
5.3.3.	Células de terceira geração	50
5.4.	Estado actual das células fotovoltaicas de 3ª Geração	51
5.4.1.	Células solares com Tecnologia de Concentração - CPV.....	52
5.4.2.	Células solares Sensibilizadas por Corante (DSSC).....	55
5.4.3.	Células solares Microcristalinas e Micromorfas.....	57
5.4.4.	Células solares Híbridas (HCI)	58
5.4.5.	Células solares GaAs	60
5.4.6.	Células solares de Pontos Quânticos - Quantum Dots.....	61

5.5.	Células solares de Polímeros	65
5.6.	Células solares Adaptativas	66
5.7.	Eficiências das células solares.....	66
Capítulo 6		68
Simulações		68
6.1.	Desenvolvimento do modelo da avaliação económica	68
6.1.1.	Custos de instalação de Microgeração Fotovoltaica	69
6.1.2.	Receitas obtidas num ano pela instalação de Microgeração Fotovoltaica....	69
6.2.	Variáveis Usadas	70
6.2.1.	Valor da taxa de actualização.....	71
6.2.2.	Aumento anual da tarifa em regime geral	72
6.3.	Análise económico-financeira das instalações	73
6.3.1.	Um investimento de 11500€ com produção anual de 8832 kWh	74
6.3.2.	Um investimento de 12800€ com produção anual de 8832 kWh	75
6.3.3.	Um investimento de 10000€ com produção anual de 8832 kWh	77
6.4.	Comparação e análise das diferentes soluções de produção	79
Capítulo 7		81
Conclusão.....		81
7.1.	Conclusões principais	81
7.2.	Conclusões gerais.....	84

7.3. Trabalhos futuros.....	85
Referências Bibliográficas.....	86

Lista de Figuras

Figura 3. 1 - Evolução da potência solar instalada por ano em Portugal.	28
Figura 3. 2 - Evolução da instalação de diferentes fontes de energia renovável por ano em Portugal. Adaptado de [10].	29
Figura 3. 3 - Tendências lineares das várias fontes de energias renováveis instaladas em Portugal ao longo dos anos.	30
Figura 3. 4 - Evolução financeira ao longo dos 15 anos para os diversos anos aquando da adesão ao regime bonificado	32
Figura 4. 1 - Variação do VAL com a taxa de actualização. Adaptado de [20].	40
Figura 4. 2 - Representação gráfica da TIR, corresponde ao ponto em que a curva do VAL passa no eixo das abcissas. Adaptado de [20].	41
Figura 5. 1 - Exemplo de uma unidade de microprodução ligada à rede de distribuição	46
Figura 5. 2 - Tipos de tecnologias de células fotovoltaicas actualmente existentes.	48
Figura 5. 3 - Constituição de um sistema CPV.	52
Figura 5. 4 - Exemplo do factor de concentração de uma célula CPV.	53
Figura 5. 5 - Esquema de captação da radiação directa, exemplificando porque a radiação difusa não pode ser usada.	54
Figura 5. 6 - <i>Esquerda</i> : Exemplo de células solares DSSC de vários corantes; <i>Direita</i> : Aplicação estética e uso destas células em janelas ou fachadas.	56
Figura 5. 7 - Perfil de uma célula solar do tipo HCl.	59
Figura 5. 8 - Exemplo de uma película composta por várias células HCl	60
Figura 5. 9 - Modelo de uma célula solar de pontos quânticos.	64

Figura 6. 1 - Evolução de um investimento de 30000€ com produção anual de 8832kWh.	74
Figura 6. 2 - Evolução de um investimento de 12800€ com produção anual de 8832 kWh.	76
Figura 6. 3 - Evolução de um investimento de 10000€ com produção anual de 8832 kWh.	78
Figura 7. 1 - Tendência linear da energia solar instalada por ano em Portugal.	83

Lista de Tabelas

Tabela 3. 1- Distribuição da quota de potência de ligação em 2014 [13].	25
Tabela 3. 2- Distribuição e proporção da potência solar instalada em Portugal. Adaptado de [10].	27
Tabela 3. 3- Evolução do retorno financeiro do regime remuneratório ao longo dos anos.	31
Tabela 4. 1 - Exemplo de investimento para calcular o VAL.	39
Tabela 4. 2 - Exemplo de Investimento para calcular o <i>payback</i> [18].	42
Tabela 4. 3 - Cálculo do <i>cash-flow</i> actualizado acumulado [18].	42
Tabela 5. 1 - Eficiências alcançadas pelas células solares.	67
Tabela 6. 1 - Média dos últimos dez anos da taxa de juro indexada à Euribor.	71
Tabela 6. 2 - Evolução da tarifa em regime geral com aumento anual de 2,5%.	72
Tabela 6. 3 - Evolução da tarifa aplicada às instalações de microgeração FV consideradas nesta dissertação.	73
Tabela 6. 4 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 11500€ com produção anual de 8832 kWh.	75
Tabela 6. 5 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 12800€ com produção anual de 8832 kWh.	77
Tabela 6. 6 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 10000€ com produção anual de 8832 kWh.	79

Lista de Acrónimos

BT	Baixa Tensão
CE	Conformidade Europeia
DGEG	Direcção Geral da Energia e Geologia
EN	European Norms
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FV	Fotovoltaica
<i>Payback</i>	Período de Recuperação do Investimento
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SRM	Sistema de Registo da Microprodução
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UE	União Europeia
UM	Unidade de Microprodução
VAL	Valor Actualizado Líquido

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é apresentado uma introdução ao enquadramento da microgeração em Portugal, e a implicação desta no sector eléctrico. Esboçam-se as ideias fundamentais que motivaram a abordagem deste tema e apontam-se as principais tarefas a executar. É ainda exposta uma delineação dos objectivos deste trabalho, apresentando-se a composição da presente dissertação.

1.1. Enquadramento das Energias Renováveis

Os preços dos combustíveis fósseis e seus derivados, nos últimos anos, batem recordes nos principais mercados mundiais. O alerta é geral. Nada que não se tivesse sido já antes anunciado e alertado para esta situação. O preço dos combustíveis e da sua principal matéria-prima do qual derivam - o petróleo - está demasiado alto e com preços muito voláteis. O consumo de energia eléctrica cresce gradualmente a cada ano que passa, nomeadamente nos países emergentes. A produção de energia eléctrica a partir destes combustíveis é demasiado dispendiosa monetariamente e ambientalmente, fruto da cada vez maior compreensão das pessoas em como é preciso preservar o meio ambiente e alterar o constante aumento da temperatura média global do planeta.

Portugal é um país com problemas a este nível energético devido aos poucos recursos energéticos próprios não tendo, por isso, a matéria-prima essencial (petróleo, gás e carvão), e, como tal, tem que a importar do estrangeiro, colocando o país com uma grande dependência energética dos países produtores e exportadores destas matérias-primas [1].

Desta forma, Portugal ao estar numa posição frágil e dependente dos países estrangeiros, vê aumentar e, como resultado directo desta causa, a sua factura energética, tendo assim uma implicação directa na gestão e governabilidade de um país que gera com isto custos acrescidos na sociedade. Cria-se assim motivos mais que suficientes para a procura de novas formas de geração de energia, aproveitando os recursos endógenos do país.

Surge então a necessidade de procurar uma fonte diferente de produção de energia eléctrica, mais limpa, inesgotável, sustentável, e economicamente compensadora a longo prazo.

O Protocolo de Quioto veio trazer, com a sua entrada em vigor em Outubro de 2005, uma série de compromissos mais rígidos para a redução em 5% da emissão dos gases de efeito de estufa por parte dos países mais industrializados. Na União Europeia fica estabelecido que em conjunto, os estados membros reduziriam em 8% as emissões desses mesmos gases entre 2008 e 2012.

Na Europa, levando em conta a situação geográfica e económico-financeira de cada estado membro, Portugal acordou em não aumentar em mais de 27% as emissões de gases de efeito de estufa no período determinado. Para isso, Portugal adoptou um conjunto de estratégias e delineou um plano para cumprir esses objectivos, plano esse em concordância com o Protocolo de Quioto e o Acordo de Partilha de Responsabilidade da União Europeia. Nesse plano estava estabelecido que as energias renováveis teriam um papel preponderante para o cumprimento dos objectivos a que se propôs [2].

Estimula-se assim de uma forma mais eficaz a procura de alternativas de energia limpa em relação à energia fóssil. O Governo cria então uma série de propostas para cumprir o Protocolo de Quioto, que visavam essencialmente na eficiência energética substituindo algumas matérias-primas fósseis por gás natural e também a redução do consumo energético em certos sectores por si geridos, e uma forte aposta nas renováveis de onde se destacavam a instalação eólica e a microgeração aberta a qualquer pessoa que quisesse ser produtor de electricidade [3].

Aparece assim um maior investimento na produção de energia aproveitando as mais diversas e possíveis fontes de obtenção de uma forma de energia “bruta”, para depois a transformar em energia eléctrica. À parte da energia hídrica em grande escala, a fonte de energia sustentável mais procurada foi a energia do sol e do vento, nomeadamente solar e eólica.

Em 2009, as energias renováveis em Portugal já representavam 45% do total de electricidade consumida em Portugal, conseguindo desta forma ultrapassar a meta europeia para 2010 que era de 39% de electricidade produzida a partir de fontes renováveis [4]. Em 2013, as energias renováveis em Portugal já representavam 61,3% do consumo de

electricidade, o que traduz bem a motivação de Portugal em todos os objectivos propostos [5].

De entre as propostas apresentadas na altura, algumas apontavam para a microgeração. O governo alterou a legislação e criou incentivos fiscais e remuneratórios para que houvesse uma adesão à microprodução. Desta forma, houve uma grande adesão à produção de energia fotovoltaica por parte do consumidor/produtor. Em 2011 já havia 63,3 MW de potência instalada, e no fim de 2013 eram 90,3 MW de potência instalada em Portugal [10].

Em 2 de Novembro é publicado o Decreto-Lei nº 363/2007 que estabelecia o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio das unidades de microprodução [6]. É publicado depois o Decreto-Lei nº25/2013 de 19 de Fevereiro, que altera em algumas medidas os Decretos-Lei anteriores, e entretanto nos últimos anos, no final de cada ano, são publicados os despachos que alteram e fixam o valor das tarifas remuneratórias a pagar ao produtor no ano a seguir para quem quiser aderir à microprodução [8].

Recentemente, foi também aprovado um plano para a criação de um Decreto-Lei sobre a produção de energia para autoconsumo [47].

Nesta dissertação, refiro-me à produção de energia solar e sua envolvência económico-financeira.

1.2. Motivação e Objectivo

Portugal é um país que tem um potencial solar disponível muito grande, sendo dentro dos países da Europa um dos melhores países com condições para o aproveitamento deste recurso inesgotável. Portugal dispõe anualmente de uma média de horas de sol variável entre 2200 e 3000 no continente, e de uma média entre 1700 e 2200 nos arquipélagos dos Açores e na Ilha da Madeira [6]. A média diária de horas de sol situa-se nas 4 horas [8]. Estas características únicas em par com Espanha, onde há muito tempo que se aposta no solar fotovoltaico, faz com que as soluções utilizando os sistemas de energia renovável a base do sol sejam das mais utilizadas.

Em Portugal existiu no passado recente um grande incentivo na microgeração, estimulando dessa forma a produção de energia eléctrica através das instalações de pequena

escala utilizando as fontes de energias renováveis ou sistemas de conversão, tais como painéis fotovoltaicos, micro-turbinas, micro-élicas, mini e micro-hídricas ou cogeração. Ao ser incentivado o investimento na microgeração, pretende-se assim promover, entre outras, a instalação de painéis fotovoltaicos ou micro-élicas nas casas portuguesas, transformando dessa forma os consumidores também em microprodutores de electricidade [6].

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei em 2007, entre outras medidas, este previa a possibilidade de acesso a um regime remuneratório geral, ou então a um regime bonificado respeitando certos parâmetros estipulados nessa mesma lei, de acordo com a utilização de diferentes tipos de energia renovável, tais como [6]:

- a) Solar;
- b) Eólica;
- c) Hídrica;
- d) Cogeração e biomassa;
- e) Pilhas de combustível com hidrogénio proveniente de microprodução renovável;
- f) Combinação das fontes de energia previstas nas alíneas anteriores na mesma unidade.

Com o incentivo oferecido pelo governo para o cliente normal ser produtor de energia eléctrica com a finalidade de ajudar a reduzir a factura energética do país, surgem assim muitos interessados neste negócio, dos mais diversos meios, desde rurais a urbanos.

Em um certo período de tempo, houve um crescendo de instalação de unidades de microprodução, mas, nos últimos anos, com a alteração das leis de 2010 e mais recentemente em 2013, bem como a revisão e actualização anual das taxas de remuneração ao produtor, tem-se notado um constante e forte declínio na aquisição e instalação dessas mesmas fontes de energia renovável e provocado a fuga de capitais de investimento deste tipo de negócio. Em 2008 foram instalados 1,8 MW de potência, sendo em 2011 o pico máximo com um valor de 30 MW instalados num só ano, passando daí a um declínio em 2013 de 9,4 MW instalados e já na metade do ano de 2014 uns residuais 0,6 MW instalados [9]. É portanto notória a diferença de potência instalada ao longo dos anos, coincidindo estas não com a crise económica mundial de 2007/2008 e anos seguintes, mas sim com a alteração da lei aos regimes remuneratórios. Há assim, na actualidade, um investimento muito baixo neste tipo de instalações.

Portanto, surge assim a necessidade de encontrar uma explicação para o que tem acontecido. E é neste ponto que assenta esta dissertação.

Ao longo deste trabalho é apresentada informação sobre este tipo de aproveitamento energético, as diferenças que a constante mudança da lei provocou, e qual o impacto económico-financeiro que essas mesmas alterações provocaram no investimento numa instalação de microgeração FV ao fim de um determinado período de tempo; tempo esse estipulado como o intervalo remuneratório previsto na lei e relacionado com o tempo de vida e rentabilidade útil dos painéis solares.

Para isso, esta avaliação económico-financeira de instalações de microgeração FV será implementada em “*Gui Matlab*” para uma melhor interacção com o utilizador. Este programa antes desenvolvido calcula os valores de *cash* e VAL e representa-os em gráficos para uma melhor compreensão e análise dos resultados obtidos [11]. É assim actualizado o programa e o algoritmo em causa com as características técnicas e os valores remuneratórios actuais para simular as diferentes simulações que serão feitas e que serão usadas como base para entender a diferença entre o antes (2007) e o agora (2014).

1.3. Estrutura da Dissertação

O texto desta dissertação está organizado em seis capítulos. O Capítulo 2 é destinado à legislação actual aplicada à microgeração FV. No Capítulo 3, é feita uma comparação relativa às diferentes mudanças da lei nestes últimos anos, realçando as maiores diferenças ao nível remuneratório. No Capítulo 4 é feito um estudo de avaliação económico-financeira de investimento. No Capítulo 5 é feita uma análise das três gerações de células solares e uma síntese sobre o estado da evolução das células fotovoltaicas de terceira geração. No Capítulo 6 é feita uma análise económico-financeira de diferentes instalações. No Capítulo 7 conclui-se a dissertação. A seguir, apresenta-se uma descrição mais detalhada do conteúdo de cada capítulo.

No Capítulo 2, é descrito pormenorizadamente toda a regulamentação e legislação referente à microprodução FV em vigor em 2014. Estão assim descritos os regimes de tarifa geral e bonificado, os limites de potência de ligação, os limites da energia paga, as funções do SRM, os equipamentos de contagem e os incentivos fiscais.

No Capítulo 3, está descrito uma comparação entre as várias mudanças da lei desde o Decreto-Lei nº363/2007 de 2 de Novembro, passando pelo Decreto-Lei nº118-A/2010 de 25 de Outubro, a finalizando na lei em vigor, o Decreto-Lei nº25/2013 de 19 de Fevereiro, bem

como as várias portarias que alteraram os preços a pagar pela produção de energia. Estão assim descritos as principais mudanças técnicas e remuneratórias ao longo destas alterações à lei e os diversos impactos provocados.

No Capítulo 4, é feito um estudo sobre a avaliação de investimentos. Apresentam-se assim algumas noções de *cash-flow*, valor residual e actualização. São assim introduzidos e explicados os indicadores de avaliação de projectos VAL, TIR e *payback*, bem como a fórmula de cálculo dos indicadores e sua explicação para compreender os resultados.

No Capítulo 5, é feito um estudo às tecnologias FV existentes. São indicados quais os tipos de células FV existentes no mercado e as diferenças entre as várias gerações de células FV. Descreve-se também a evolução da 3ª geração destas células.

No Capítulo 6, é feita uma análise económico-financeira de diferentes instalações FV e suas principais diferenças no custo e no *payback* devolvido para exemplificar o investimento em referência às várias alterações da lei.

No Capítulo 7, enunciam-se as principais conclusões e indicam-se alternativas para futuros trabalhos de investigação referente a este estudo.

Capítulo 2

Legislação da Microgeração em Portugal

Neste Capítulo é descrito o Decreto-Lei nº25/2013 de 19 de Fevereiro. Explica-se assim em detalhe o Decreto-Lei, os regimes de pagamento, limites de produção, incentivos fiscais, entre outros.

2.1 Introdução

A microprodução de electricidade, como actividade de produção de electricidade em baixa tensão com possibilidade de entrega de energia à rede eléctrica pública, foi inicialmente regulada pelo Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março. Esse Decreto-Lei previa que a electricidade produzida se destinasse predominantemente a consumo próprio, sendo o excedente passível de ser entregue a terceiros ou à rede pública, com o limite de 150 kW de potência de ligação no caso de a entrega ser efectuada à rede pública. Passados que não mais de cinco anos desde a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março, verifica-se que o número de sistemas de micro geração de electricidade licenciados e a funcionar ao abrigo deste enquadramento legal não atingiu uma expressão significativa.

Por outro lado, o Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, estabeleceu as disposições aplicáveis à gestão da capacidade de recepção de electricidade nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), por forma a permitir a recepção e a entrega de electricidade proveniente de novos centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente (SEI). Contudo, esse Decreto-Lei aplica-se a todos os centros electroprodutores, independentemente da sua potência nominal ou localização geográfica, conduzindo, assim, a uma excessiva centralização administrativa dos processos de licenciamento de micro ou pequena dimensão.

Surge assim a necessidade de simplificar o regime de licenciamento em vigor.

Com o Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro é criado o Sistema de Registo da Micro produção (SRM), que constitui uma plataforma electrónica de interacção com os produtores, no qual todo o relacionamento com a Administração, necessário para exercer a actividade de microprodutor, poderá ser realizado. É ainda previsto um regime simplificado de facturação e de relacionamento comercial, evitando-se a emissão de facturas e acertos de IVA pelos particulares, que, para esse efeito, são substituídos pelos comercializadores. O microprodutor recebe ou paga através de uma única transacção, pelo valor líquido dos recebimentos relativos à electricidade produzida e dos pagamentos relativos à electricidade consumida.

Este Decreto-Lei cria, também, dois regimes de remuneração: o regime geral e o bonificado. O primeiro para a generalidade das instalações e o segundo apenas aplicável às fontes renováveis de energia, cujo acesso é condicionado à existência no local de consumo de colectores solares térmicos, no caso de produtores individuais, e da realização de auditoria energética e respectivas medidas, no caso de condomínios. O incentivo associado à venda de electricidade é, assim, utilizado para promover a água quente solar, complementando o Decreto-Lei n.º 80/2006, de 21 de Abril, que estabelece a obrigatoriedade de instalação destes sistemas nos novos edifícios. Este Decreto-Lei vem dar expressão a duas das medidas contempladas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que aprova a Estratégia Nacional para a Energia, no que respeita às linhas de orientação política sobre renováveis e eficiência energética.

No entanto, em 2010, O Programa do XVIII Governo Constitucional determina que Portugal deve «liderar a revolução energética» através de diversas metas, entre as quais «assegurar a posição de Portugal entre os cinco líderes europeus ao nível dos objectivos em matéria de energias renováveis em 2020 e afirmar Portugal na liderança global na fileira industrial das energias renováveis, de forte capacidade exportadora». Para concretizar este desígnio, foi aprovada a Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril, que aprova a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020). A ENE 2020 tem como principais objectivos:

- Reduzir a dependência energética do País face ao exterior através do aumento da produção de energia a partir de recursos endógenos;
- Garantir o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas;
- Reduzir em 25 % o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas;

- Criar riqueza e consolidar um *cluster* energético no sector das energias renováveis em Portugal;
- Desenvolver um *cluster* industrial associado à promoção da eficiência energética.

Para o cumprimento destes objectivos, importa incentivar a produção descentralizada de electricidade em baixa tensão por particulares, revendo o regime jurídico da microprodução. Assim, iniciado em 2007, o programa da microprodução que teve um sucesso significativo: foram instaladas mais de 5400 unidades de microprodução, correspondentes a cerca de 19 MW de potência instalada, em pouco mais de dois anos de aplicação do sistema.

O presente decreto-lei cria condições para produzir mais electricidade em baixa tensão, de forma mais simples, mais transparente e em condições mais favoráveis.

Em primeiro lugar, aumenta-se a quantidade de electricidade que pode ser produzida. A potência atribuída aumenta. Passa a ser obrigatório para a generalidade dos comercializadores que fornecem a electricidade comprar a electricidade que geram.

Em segundo lugar, são criados mecanismos para garantir o acesso à microprodução, com base em critérios de interesse público, a entidades que prestem serviços de carácter social, nomeadamente estabelecimentos na área da saúde, educação, solidariedade e protecção social, bem como na área da defesa e segurança e outros serviços do Estado ou das autarquias locais.

Em terceiro lugar, os procedimentos relacionados com o registo da produção em regime de microprodução passam a ser mais simples e mais transparentes. Qualquer particular que queira produzir energia neste regime passa a poder fazê-lo através de um registo aberto que só deixa de estar disponível quando é atingida a potência máxima destinada para o ano em causa. Os registos passam a ser ordenados por ordem de chegada, permitindo aos interessados ter maior previsibilidade quanto à data em que podem proceder à instalação da microprodução.

Em quarto lugar, o regime bonificado de venda de electricidade, que apenas é acessível mediante o cumprimento de determinadas condições, é ajustado para se tornar mais adequado aos custos dos equipamentos associados às unidades de microprodução.

Em quinto lugar, estabelece-se que o regime bonificado fica também associado à implementação de medidas de eficiência energética, na medida em que se exige que o local

de consumo disponha de colectores solares térmicos, caldeiras de biomassa ou, no caso dos condomínios, a obrigatoriedade de medidas de eficiência energética identificadas em auditoria.

Finalmente, para promover e incentivar a investigação científica nesta área, cria-se um regime para que os laboratórios do Estado e de outras entidades públicas possam investigar, desenvolver, testar e aperfeiçoar novas tecnologias de produção de electricidade.

No entanto, e com a experiência adquirida com a aplicação das regras acabadas de descrever tem revelado, porém, dificuldades práticas e operacionais, seja no que respeita à articulação entre o comercializador de último recurso, os comercializadores e os produtores no processo de aquisição da energia produzida pelas unidades de microprodução e pelas unidades de miniprodução em regime bonificado, seja no que concerne às condições de acesso efectivo ao mercado pelos miniprodutores enquadrados no regime geral, dada a sua reduzida escala de produção.

Sendo assim, era intenção do Governo iniciar um processo de revisão dos regimes jurídicos da microprodução e miniprodução, tendo em vista a respectiva integração, bem como a concretização e desenvolvimento das soluções gizadas nos Decretos-Leis n.ºs 215-A/2012 e 215-B/2012, de 8 de Outubro, que completaram a transposição da Directiva n.º 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade.

Neste sentido, o Decreto-Lei n.º25/2013 de 19 de Fevereiro, altera os regimes jurídicos da microprodução e da miniprodução, cometendo apenas ao comercializador de último recurso ou ao comercializador de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão a obrigação de celebrar com os microprodutores e os miniprodutores contractos de compra e venda da electricidade produzida pelas respectivas unidades, independentemente do regime remuneratório aplicável e sem prejuízo da inerente diferenciação de tarifários aplicáveis. Por outro lado, e no que diz respeito ao regime remuneratório geral, o Decreto-Lei vigente procede à clarificação das soluções transitoriamente aplicáveis à microprodução e à miniprodução, estabelecendo que a electricidade produzida deve ser adquirida, no caso da microprodução, pelo custo da energia do tarifário aplicável em 2012, actualizado anualmente de acordo com a taxa de inflação, e, no caso da miniprodução, pelo preço médio mensal do Operador de Mercado Ibérico de Electricidade, para o pólo português. No âmbito do regime geral, prevê-se ainda a possibilidade de o microprodutor ou miniprodutor optar por prescindir da centralização no comercializador de último recurso ou no comercializador de último

recurso exclusivamente em BT da compra da electricidade oriunda das respectivas unidades, dispondo directamente da electricidade produzida através de mercados organizados ou mediante contractos bilaterais [6] [7] [8].

2.2 Microprodutor

Um microprodutor é uma entidade que produz electricidade através de uma unidade de microgeração. Podem assim ser produtores de electricidade todas as entidades que disponham de uma instalação de utilização de energia eléctrica com consumo efectivo de energia e que sejam titulares de um contracto de compra e venda de electricidade em baixa tensão celebrado com um comercializador.

Uma unidade de microprodução de electricidade corresponde a uma instalação monofásica ou trifásica, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW.

O acesso à actividade de microprodução de electricidade está sujeito a registo e subsequente obtenção de certificado de exploração da instalação.

O produtor pode estabelecer uma unidade de microprodução por cada instalação eléctrica de utilização, ligar essa unidade de microprodução à RESP após a emissão do certificado de exploração, e celebrar o respectivo contracto de compra e venda, e vender a totalidade da electricidade produzida, líquida do consumo dos serviços auxiliares, nos limites de potência permitidos. É no entanto pretendido que a electricidade fornecida pelos produtores não cause perturbações no normal funcionamento da rede pública BT [8].

2.2.1 Acesso ao regime geral

Todos os produtores que não obtenham acesso ao regime bonificado são considerados no regime geral.

Os produtores enquadrados no regime geral podem optar por vender a electricidade produzida na unidade de microprodução directamente em mercados organizados ou mediante a celebração de contractos bilaterais, incluindo com a entidade que exercer a actividade de facilitador de mercado. Esta situação tem que ser devidamente comunicada ao

comercializador de último recurso e à SRM nos prazos estabelecidos para o efeito. Desta forma, o comercializador fica desobrigado de adquirir a energia produzida pelo produtor.

No regime remuneratório geral, a tarifa de venda de electricidade à rede é igual à tarifa simples aplicada pelo comercializador de último recurso para a Baixa Tensão Normal, com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA [8] [12].

O comercializador de último recurso compra a electricidade produzida em unidades de microprodução no âmbito do regime geral, remunerando-a de acordo com a seguinte fórmula:

$$Rem_m = W_m * P_{ref} * \frac{IPC_{n-1}}{IPC_{ref}} \quad (2.1)$$

Sendo assim, para os efeitos da fórmula:

- ✓ « Rem_m » é a remuneração do mês m , em [€];
- ✓ « W_m » é a energia produzida no mês m , em [kWh];
- ✓ « P_{ref} » é o valor da parcela da energia da tarifa simples entre 2,30 e 20,7 kVA aplicada no ano de 2012 pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo;
- ✓ « IPC_{ref} » é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro de 2011, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I.P.;
- ✓ « IPC_{n-1} » é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro do ano $n-1$, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I.P.

2.2.2 Acesso ao regime bonificado

O regime bonificado é aplicável às unidades de microprodução que apresentem os seguintes requisitos [8] [12]:

- ✓ Possuir uma unidade ou instalação monofásica ou trifásica, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW;
- ✓ A potência de ligação da respectiva unidade de microprodução não seja superior a 50% da potência contratada e não superior a 3,68kW;

- ✓ Obrigatoriedade no local de instalação da microprodução possuir 2m² de colectores solares térmicos ou caldeira de biomassa com produção anual de energia térmica equivalente, ou se a unidade de microprodução for uma co-geração e esteja integrada no aquecimento do edifício;
- ✓ A unidade de microprodução utilize fontes de energias renováveis: solar, eólica, hídrica, cogeração a biomassa, pilhas de combustível e cogeração não renovável;

2.2.2.1 Instalação não integrada num condomínio

No caso da instalação da microprodução não ser integrada num condomínio, é necessário que o local de consumo associado à microprodução disponha de colectores solares térmicos com um mínimo de 2m² de área útil de colector ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

É também necessário que não se tenha atingido o limite anual de potência de ligação registada a nível nacional [8] [12].

2.2.2.2 Instalação integrada num condomínio

No caso dos condomínios, é exigida a realização de uma auditoria energética ao edifício e a implementação das medidas de eficiência energética (com período de retorno até 2 anos) identificada nessa auditoria. É dispensada a colocação do colector solar térmico.

É também necessário que não se tenha atingido o limite anual de potência de ligação registada a nível nacional [8] [12].

2.3 Remuneração do regime bonificado

Cada produtor no regime bonificado é remunerado com base na tarifa de referência que vigorar à data do certificado de exploração. A tarifa é aplicável durante um total de 15 anos contados desde o 1º dia do mês seguinte ao início do fornecimento, e é subdividida em dois períodos, o primeiro com a duração de 8 anos e o segundo com a duração dos

subsequentes 7 anos. Ao fim de 15 anos ou caso o produtor comunique á SRM a renúncia à aplicação bonificada, aplica-se a tarifa de regime remuneratório geral.

A tarifa de referência é fixada em 0,40 €/kWh para o primeiro período e em 0,24 €/kWh para o segundo período, sendo os valores de ambas as tarifas sucessivamente reduzidas anualmente em 0,02 €/kWh.

Para o ano de 2014 a tarifa de referência é de 0,066 €/kWh para o primeiro período e em 0,145 €/kWh para o segundo período, sendo os valores de ambas as tarifas sucessivamente reduzidas anualmente em 0,02 €/kWh [13].

A electricidade vendida encontra-se limitada, no caso das microproduções solares, a 2,4 MWh/ano e nos restantes casos a 4MWh/ano, por cada kW instalado, ou seja, $2400 \times 3,68 = 8832 \text{ kWh}$ de potência máxima que pode ser vendida. Se se atingir a cota máxima de energia vendida nesse ano, a energia produzida durante o resto do ano irá entrar na rede a custo zero.

A potência de ligação registada no regime bonificado é sujeita a um limite anual para cada ano civil, estando este limite no regime bonificado fixado em 25 MW.

Logo que a soma das potências resultantes das inscrições realizadas num determinado ano atinja a cota anual predefinida, O SRM encerra automaticamente o procedimento de registo no âmbito do regime bonificado.

Todos os anos, até 31 de Dezembro, o director-geral da Energia e Geologia divulga o valor da tarifa aplicável no ano seguinte e a cota de potência de ligação a alocar nesse ano [8] [12] [13].

2.4 Funções do SRM

O SRM é a plataforma electrónica, de interacção com os produtores, no qual é realizado todo o relacionamento com a administração necessário para exercer a actividade de microprodutor [8].

2.4.1 Registo no SRM

2.4.1.1 Produtor

Para instalar uma unidade de microgeração, o produtor deve aceder ao SRM, registar-se em *Registo do Produtor* utilizando para o efeito o formulário disponibilizado, indicado em [12]:

- ✓ Identificação do produtor de energia;
- ✓ Morada do Produtor;
- ✓ E-mail do Produtor;
- ✓ N° de Contribuinte do Produtor. Este deve garantir que:
 - Corresponde à designação social do Produtor (pessoa individual ou pessoa colectiva);
 - Coincida com o do titular do contracto de fornecimento de energia;
 - Conste do contracto de fornecimento de energia da instalação de consumo;
- ✓ Código de utilizador e palavra passe que lhe permitirão posteriormente aceder ao processo.

2.4.1.2 Como entidade instaladora

As entidades instaladoras que pretendam exercer a função de instalação de unidades de microprodução têm de preencher o formulário electrónico disponibilizado para que se possam registar no SRM, e necessitam da seguinte informação [8]:

- ✓ Nome da Entidade;
- ✓ Morada;
- ✓ Localidade;
- ✓ Telefone/Fax;
- ✓ NIF/NIPC;
- ✓ N° de Alvará e conseqüente prazo de validade;
- ✓ Informação da habitação para a execução de instalações eléctricas:
 - 4.ª Categoria - Instalações Eléctricas e Mecânicas;
 - 5.ª Subcategoria - Instalações de produção de energia eléctrica;
- ✓ E-mail;

- ✓ Código de Utilizador e palavra passe (a criar pelo próprio, com um mínimo de 6 e um de máximo 15 caracteres).

O SRM valida os dados facultados pela Entidade Instaladora e solicita-lhe os dados do Técnico Responsável por Instalações Eléctricas de Serviço Particular que suportou a emissão do respectivo alvará pelo InCI, ou outro igualmente habilitado que faça parte do seu quadro permanente.

2.4.2 Unidade microprodução

Para registar uma unidade de microprodução, o produtor deve efectuar o pedido de registo fornecendo as seguintes informações no SRM [8] [12].

- ✓ Nome de contacto, podendo este ser distinto do nome do produtor;
- ✓ Telefone de contacto;
- ✓ Telefone para SMS (obrigatório para envio de informações sobre o processo a remeter ao produtor por mensagem SMS);
- ✓ CPE - Código do Ponto de Entrega (elemento constante na factura de fornecimento de energia do comercializador conforme imagem anexa);
- ✓ Identificação do comercializador.

No caso do CPE não constar na factura de energia eléctrica da instalação de consumo do local onde se pretende instalar a unidade de microprodução, o candidato a produtor deverá contactar os serviços do respectivo comercializador de energia que lhe dará conhecimento do respectivo CPE.

2.4.3 Validação do SRM

Na sequência da validação prevista o SRM dará resposta ao produtor sobre a viabilidade da sua instalação de microprodução, confirmando ou não o acesso ao regime remuneratório solicitado. O sistema remeterá um SMS ao produtor dando a indicação de que a resposta ao seu pedido está disponível no SRM, para consulta e confirmação do registo.

No caso da aceitação do registo por parte do SRM, a confirmação do mesmo por parte do produtor, deve ser efectuada no prazo máximo de 5 dias a contar da data de envio do SMS. Com a confirmação do registo, por parte do produtor, o SRM disponibiliza a Ref.^a MB para efeitos de liquidação da taxa de registo da instalação de microprodução no prazo de 5 dias úteis. O valor da taxa de registo da instalação de microprodução é estabelecido previamente. Com o pagamento da taxa referida, o produtor garante a reserva da potência de ligação para a instalação, por um período de 120 dias a contar da data de informação do SRM.

A falta de pagamento da taxa de registo da instalação de microprodução implica a anulação do registo, perdendo o produtor o acesso à reserva de produção de energia registada [8] [12].

2.4.4 Certificado de exploração

2.4.4.1 Inspeção

Na sequência do pedido de certificado de exploração, será realizada uma inspeção no prazo máximo de 20 dias, na data e hora indicada na mensagem de SMS a enviar pelo SRM à pessoa a contactar e ao técnico responsável.

A inspeção será realizada pela ERIIE - Entidade Regional Inspectora de Instalações Eléctricas da área da instalação de microprodução sendo obrigatória a presença do técnico responsável pela execução da instalação a certificar.

Na sequência da inspeção e não tendo sido identificadas quaisquer não conformidades, é entregue, no final da mesma, ao produtor ou ao técnico responsável presente o relatório de inspeção, que neste caso substitui o certificado de exploração, o qual será posteriormente remetido ao produtor pelo SRM.

Caso se identifiquem “não conformidades” impeditivas da certificação da instalação, o relatório de inspeção será entregue ao produtor ou ao técnico responsável, ficando a responsabilidade pela decisão de certificação, ou da realização de uma reinspeção dependente da avaliação técnica do SRM [8] [12].

2.4.4.2 Segunda inspecção

Caso a inspecção não tenha conduzido à certificação da instalação da unidade de microprodução, o produtor poderá solicitar a realização de reinspecção, no prazo máximo de 30 dias.

A reinspecção será agendada nos mesmos moldes da primeira inspecção. O valor da taxa de reinspecção da instalação de microprodução é estabelecido previamente por lei.

A não certificação da instalação de produção, na sequência da realização da reinspecção, anula todo o processo e obriga o produtor a novo registo [8] [12].

2.4.4.3 Dispensa de inspecção

Após a realização pelo SRM de cinco inspecções consecutivas a unidades de microprodução executadas pelo mesmo técnico responsável, sem recurso a reinspecção, o SRM pode não realizar todas as novas inspecções solicitadas por esse técnico responsável, implementando um processo de amostragem por sorteio que poderá conduzir à emissão do certificado de exploração sem realização de inspecção [8] [12].

2.5 Contagem e disponibilização de dados

O sistema de contagem de electricidade e os equipamentos que asseguram a protecção da interligação devem ser colocados em local de livre acesso ao comercializador de último recurso e ao operador da rede de distribuição, bem como às entidades competentes, salvo situações especiais autorizadas pela DGEG.

A contagem da electricidade produzida é feita por telecontagem mediante contador bidireccional, ou contador que assegure a contagem líquida nos dois sentidos, autónomo do contador da instalação de consumo.

Não é aplicável aos produtores de unidades de microprodução a obrigação de fornecimento de energia reactiva.

O comercializador de último recurso e os operadores de redes de distribuição devem disponibilizar à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos as informações necessárias à correcta facturação dos diferentes intervenientes [8] [12].

2.5.1 Controlo dos equipamentos

Os fabricantes, importadores, seus representantes e entidades instaladoras devem comprovar junto da entidade responsável pelo SRM que os seus equipamentos estão certificados e qual a natureza da certificação, devendo aquela entidade proceder à respectiva disponibilização no SRM. Estes equipamentos devem estar certificados por um organismo de certificação, de acordo com o sistema n.º 5 da ISO/IEC.

Os equipamentos certificados devem satisfazer os requisitos definidos nas normas europeias aplicáveis a cada tipo de equipamento e que constem no CEN/CENELEC. Caso não tenham sido estabelecidas e publicadas normas europeias, cada equipamento deve satisfazer os requisitos das normas internacionais publicadas pelo ISO/IEC.

Caso os produtores instalem equipamentos que não tenham sido previamente certificados pelo SRM, devem apresentar os respectivos certificados na inspecção para provarem que estão em acordo com as especificações portuguesas relativas ao equipamento em causa e que sejam indicadas pelo Instituto Português da Qualidade [8].

2.5.2 Contracto de compra e venda

O comercializador será informado pelo SRM no prazo de 10 dias após a emissão do certificado de exploração com vista à celebração do contrato de compra e venda de electricidade oriunda da microprodução com o respectivo produtor, e dar conhecimento do mesmo através do SRM, ao operador da rede de distribuição.

O SRM notificará o operador da rede de distribuição, que deverá efectuar a ligação da unidade de microprodução à RESP, num prazo de 10 dias úteis. A data de ligação deve ser actualizada no SRM e remetida pelo operador à RESP.

Em caso de algum problema com inspecção ou reinspecção tiver ocorrido por motivos não imputáveis ao produtor, haverá um acréscimo de 3 dias e será emitido pela entidade responsável pelo SRM um certificado de exploração provisória [8] [12].

2.5.3 Alteração da titularidade

Em caso de alteração da titularidade do contrato de compra de electricidade para a instalação de utilização no local de consumo onde está instalada a unidade de microprodução, o novo titular deve solicitar o averbamento dessa alteração ao registo no SRM, mantendo-se inalteradas as demais condições constantes do registo [8] [12].

2.5.4 Alteração da instalação

O produtor é livre de efectuar alterações na instalação da unidade de microprodução, durante a exploração desta ao nível da mudança de local da instalação e a mudança de tecnologia de produção.

Para isso, está sujeito a averbamento no SRM desde que se mantenham o mesmo produtor e as demais condições do registo, mas o averbamento destas alterações dependem de nova inspecção. No entanto o regime remuneratório bonificado, quando seja o aplicado à microprodução, mantém-se pelo prazo remanescente [12].

2.6 Monitorização e controlo

As unidades de microprodução ficam sujeitas à monitorização e controlo pela entidade responsável pelo SRM, para verificar as condições de protecção da interligação com a RESP e as características da instalação previstas no registo.

Essa monitorização abrange anualmente 1% das instalações registadas e são seleccionadas por amostragem e sorteio. Caso a instalação seja seleccionada, o produtor deve facilitar à entidade responsável pelo SRM, o acesso às respectivas instalações de produção [8].

2.7 Incentivos Fiscais

As energias renováveis podem actualmente desempenhar um papel relevante na satisfação dos consumos domésticos. Contudo, os problemas que decorrem, designadamente, do elevado investimento inicial na aquisição dos equipamentos têm obstado à desejável expansão do recurso a estas energias. Por esse facto, considerou-se que o instrumento da actuação mais apropriado para estimular o recurso pelos consumidores domésticos à utilização das energias renováveis seria o do incentivo fiscal.

A Portaria nº303/2010 de 8 de Junho descrevia que fontes de energia e equipamentos eram abrangidos pelos incentivos fiscais, mas entretanto esse artigo foi revogado e os equipamentos destinados à produção de energia através das energias renováveis deixaram de pertencer aos parâmetros do incentivo fiscal e assim não poderem ser deduzidos em sede de IRS.

2.7.1 IRS

A partir de 2010 deixaram de existir benefícios fiscais para particulares em IRS ou qualquer benefício na aquisição de equipamentos destinados à produção de energia através das energias renováveis. Como excepção, o resultante da actividade de microprodução fica excluído de tributação em IRS para o particular com rendimento de montante inferior a €5000 anuais [14] [15].

2.7.2 IVA

Aparelhos, máquinas e outros equipamentos exclusivos ou principalmente destinados à captação e aproveitamento de energia solar, eólica, geotérmica ou de outras formas alternativas de energia passam a estar sujeitos á taxa do IVA legal em vigor [15].

Capítulo 3

Impactos gerados pelas alterações da lei

Neste capítulo é descrito quais os maiores impactos gerados pelas alterações da lei e pela actualização da taxa remuneratória ao longo destes últimos anos, suas principais diferenças, e quais os aspectos provocados pela mesma na instalação de painéis solares e respectiva produção eléctrica.

3.1. Introdução

Uma lei não é eternamente duradoura, pois à medida que o tempo passa, torna-se necessário fazer devidos ajustes nessa mesma lei, consoante os problemas que vai levantando ou devido às circunstâncias momentâneas e situações que ocorrem apenas com o passar do tempo de actividade, de que aquando da sua elaboração não podiam ser previstas pelos legisladores.

Assim, também a lei da microprodução em Portugal, desde a altura que foi elaborada até ao momento actual já sofreu diversas alterações, tanto ao nível burocrático, como está descrito na secção anterior, bem como em relação ao nível de remunerações da produção energética que se têm praticado ao longo do tempo e que são lançados todos os anos antes do final do ano.

São estas mesmas alterações e os respectivos impactos directos provocados que se explicam nas secções abaixo.

3.2. Alterações Legislativas

Como vimos e como foi explicado na secção 2, a lei vigente para a produção das energias renováveis tem sido modificada ao longo dos últimos anos. Entre essas modificações e alterações, desde o Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro, passando pelo Decreto-Lei

n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro até ao Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de Fevereiro, as alterações que mais se destacam foram as seguintes [6] [7] [8]:

- **Acesso ao regime bonificado**

No regime bonificado, a unidade de microprodução continuou tendo como limite uma instalação com potência de ligação não superior a 3,68 kW, e passou a estabelecer-se 11,04 kW de potência de ligação para os condomínios.

- **Registo no SRM e Entidade Instaladora**

Nestes aspectos a lei não foi alterada em nenhum item.

- **Validação SRM**

A validação no SRM continua com os mesmos 5 dias para o produtor efectuar o registo e os mesmos 120 dias para o produtor instalar a unidade de microprodução.

- **Inspeção**

Neste item, continuam os 20 dias para se fazer a inspeção após se ter efectuado o requerimento da mesma.

- **Controlo dos equipamentos**

Neste capítulo, foram alterados alguns pontos, e agora estes equipamentos passam a estar sujeitos a uma certificação própria por um organismo de certificação, de acordo com o sistema n.º 5 da ISO/IEC. Além do mais, estes equipamentos certificados devem satisfazer os requisitos definidos nas normas europeias e que constem no CEN/CENELEC. Caso estas normas europeias não tenham sido estabelecidas e publicadas, todos os equipamentos devem satisfazer os requisitos das normas internacionais publicadas pelo ISO/IEC.

- **Contracto de compra e venda**

A informação do SRM ao comercializador para a celebração do contrato de compra e venda passa de 5 dias úteis para 10 dias úteis. Na mesma situação, continua o operador da rede de distribuição a ter que efectuar a ligação da unidade de microprodução à RESP num prazo de 10 dias úteis.

- **Incentivos Fiscais**

No campo dos incentivos fiscais, antes, era possível de deduzir em 30% das importâncias despendidas com o limite máximo de 803 euros em IRS todos os equipamentos novos para utilização de energias renováveis ou que consumissem gás natural, e agora deixaram de poder ser dedutíveis em IRS. Um produtor com montante de rendimento abaixo de 5000€, passa a ter o resultante da actividade de microprodução excluído de tributação em IRS. O IVA passou de 13% para a taxa legal em vigor de 23%.

- **Regime bonificado**

Neste âmbito houve diversas alterações para os diversos complementares ao longo dos últimos anos. São as seguintes:

Períodos:

- Antes:
 - Duração: 15 anos;
 - Períodos: 5 anos + 10 anos;
- 2012 até final de 2013:
 - Duração: 15 anos;
 - Períodos: 8 anos + 7 anos;
- Em 2014:
 - Duração: 15 anos
 - Períodos: 8 anos + 7 anos;

Limite da energia produzida na Microprodução:

- Antes de 2013:
 - 2,4 MWh/ano e nos restantes casos a 4 MWh/ano, por cada kW instalado;
- Depois de 2013:
 - 2,4 MWh/ano e nos restantes casos a 4 MWh/ano, por cada kW instalado;

Neste caso, continua tudo igual sem ter havido alterações ao limite de energia produzida.

Restrições anuais de registo de potência:

- Até 2010:
 - Limite de registo de 10 MW no primeiro ano, sendo aumentado sucessivamente todos os anos em 20%;
- 2010 até 2012:
 - Limite de registo anual de 25 MW;
- 2012 até 2013:
 - Limite de registo anual de 11 MW;
- 2014
 - Limite de registo anual de 11,45 MW, com uma distribuição através de um acumulado que é efectuado todos os meses. A tabela 3.1 mostra essa distribuição:

Tabela 3. 1- Distribuição da quota de potência de ligação em 2014 [13].

Sessões (Meses)	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Total [MW]
Potência [MW]	1,85	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	11,45

Remunerações:

- Até final de 2010:
 - 0,65 €/kWh para os primeiros 10 MW de potência de ligação registada. A cada mais 10MW de ligação registada, a tarifa é reduzida em 5%;
 - Depois dos primeiros 5 anos e nos 5 anos seguintes, aplica-se a tarifa em vigor a 1 de Janeiro desse ano;
 - Depois de 10 anos e por mais 5 anos, aplica-se a tarifa do regime geral em vigor.

- 2011:
 - Primeiro período (8 anos): 0,38 €/kWh
 - Segundo período (7 anos): 0,228 €/kWh

- 2012:
 - Primeiro período (8 anos): 0,40 €/kWh
 - Segundo período (7 anos): 0,24 €/kWh

A cada ano que passa, para os dois períodos, a tarifa é reduzida em 0,02 € / kWh.

- 2013:
 - Primeiro período (8 anos): 130 €/MWh = 0,13 €/kWh
 - Segundo período (7 anos): 20 €/MWh = 0,02 €/kWh

- 2014:
 - ✓ Para outras tecnologias de produção que não a solar fotovoltaica:
 - Primeiro período (8 anos): 218 €/MWh = 0,218 €/kWh
 - Segundo período (7 anos): 115 €/MWh = 0,115 €/kWh

 - ✓ Para a tecnologia solar fotovoltaica:
 - Primeiro período (8 anos): 66 €/MWh = 0,066 €/kWh
 - Segundo período (7 anos): 145 €/MWh = 0,145 €/kWh

3.3. Impactos provocados

Com o passar dos anos, e após algumas sucessivas alterações na lei sobre a remuneração que era atribuída ao produtor, como explicado na secção 2, começou-se a notar por parte do consumidor e cliente normal, um desinteresse em relação ao investimento que vinha a ser feito na instalação de unidades de microprodução. A cada ano que passava, havia cada vez menos potência instalada por ano. A pergunta que logo se impunha era questionar se este tipo de investimento já não compensava do ponto de vista económico, pois qualquer investidor não iria investir uma quantia avultada se não obtivesse um resultado positivo possível.

Para responder a estas questões, interessa assim analisar a distribuição de potência instalada ao longo dos últimos anos.

Estas potências instaladas em Portugal encontram-se assim distribuídas consoante a tabela 3.2 abaixo.

Tabela 3. 2- Distribuição e proporção da potência solar instalada em Portugal. Adaptado de [10].

Ano	Potência Instalada (KW)	Percentagem em relação ao ano anterior (%)
2008	1838,58	-
2009	12674,24	589,3 %
2010	19288,97	52,2 %
2011	29988,96	55,5 %
2012	17724,94	-40,9 %
2013	9396,83	-47,0 %
2014	637,04	-93,2 %

O que em representação gráfica traduz-se na seguinte relação:

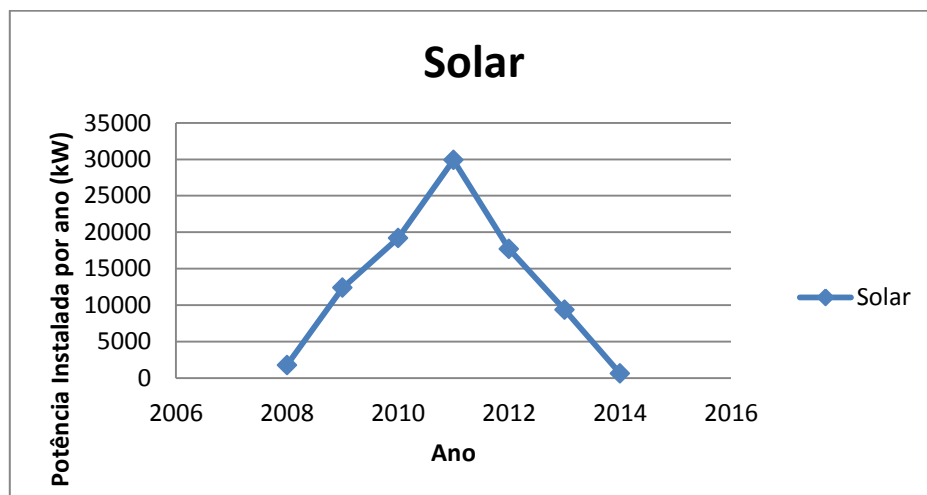


Figura 3. 1 - Evolução da potência solar instalada por ano em Portugal.

Analisando a tabela 3.2 e a figura 3.1, facilmente se constata que no intervalo dos anos de 2008 a 2011 existe um continuado e crescente investimento na instalação de unidades de microgeração, com uma incrementação de ano para ano com o seu pico máximo em 2011, aproximadamente 50% superior em relação ao ano anterior.

No entanto, nos anos seguintes, verifica-se que acontece precisamente o contrário. Há um notório decréscimo no investimento de um ano para o outro, que chega a ser num intervalo de 40% a 50% menos em apenas dois anos. Em 2014, ao fim de 6 meses, tem-se apenas uma capacidade instalada de 63 kW [10]. Isto é apenas uma terça parte em relação ao ano de 2008 aquando do início dos incentivos fiscais para estas instalações. Esta estagnação de investimento por si só é lamentável do ponto de vista da evolução energética em Portugal. A grave crise económica que atravessamos que teve início em 2007/2008 com o seu pico em 2009 mas com contágio de alto factor de retracção de investimento até aos anos de 2011 e 2012 [16], não explica de todo este grande abismo de fuga de investimento neste tipo de estruturas. As alterações à lei vigente de remuneração ao microprodutor em relação à energia produzida por este, que diminui drasticamente os ganhos e prolonga em mais tempo o retorno do investimento, podem e tiveram efeito no desinteresse de investimento.

Se observarmos a figura 3.2, numa comparação entre as outras energias renováveis alternativas à solar, verifica-se que entre os três tipos, eólica, hídrica e combinada, não houve o mesmo decréscimo nem a mesma evolução temporal se comparada com a energia solar.

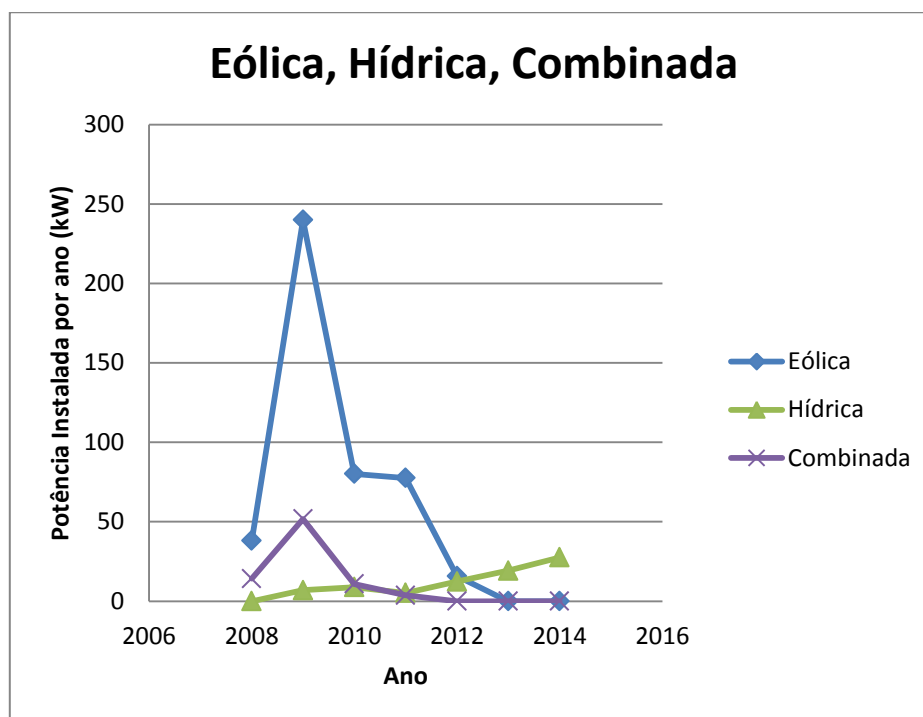


Figura 3. 2 - Evolução da instalação de diferentes fontes de energia renovável por ano em Portugal. Adaptado de [10].

A hídrica e a combinada, mantiveram-se praticamente inalteráveis, com uma cota quase nula comparada com a eólica e muito menos com a solar. No entanto, se atendermos à instalação eólica, verificamos que a evolução é muito parecida com a solar nos anos de crescimento, caindo depois abruptamente nos anos seguintes. No entanto, a remuneração para a microgeração eólica difere da remuneração solar, o que por si só não explica tudo, pois este tipo de investimento não foi atractivo desde o início, nem houve uma maior procura quando havia uma melhor tarifa e benefícios fiscais.

Problemas iniciais de instalação e de manutenção deste tipo de instalações, e que com o conhecimento destas com o passar dos anos, podia desmotivar um possível interesse neste tipo de investimentos. No entanto, de salientar a expressão quase nula deste tipo de

instalações, com a hídrica e a combinada a serem 5 vezes menor que a eólica no seu melhor ano, e com a eólica a ser cerca de 100 vezes menor que as instalações solares. Contudo, interessa realçar uma cada vez mais procura no investimento da hídrica nos últimos anos de 2012, 2013 e 2014, superando já largamente a eólica e combinada instaladas.

Pode-se dizer que, mesmo assim, existe um certo equilíbrio entre as unidades instaladas por ano, pois a evolução do gráfico é um pouco simétrica.

Levando em conta as outras formas de produção de energia, e usando-as como barómetro de comparação para denotar o contraste com a solar, verifica-se precisamente o mesmo na eólica e na combinada, com umas tendências que vêm cada vez mais a decrescer, como se mostra na figura 3.3 abaixo.

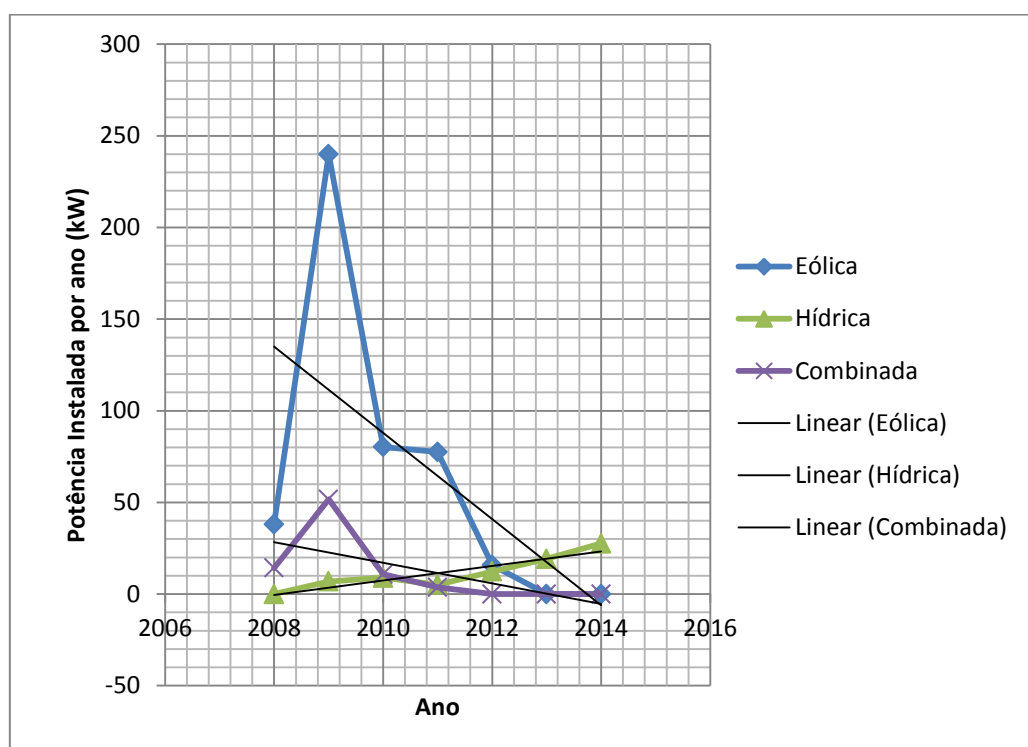


Figura 3. 3 - Tendências lineares das várias fontes de energias renováveis instaladas em Portugal ao longo dos anos.

Porém, por outro lado, destaque-se igualmente que de entre todas as formas de produção de energia, a hídrica é a única que ao longo dos anos tem uma gradual ascensão com uma tendência linear positiva.

Para efeitos de cálculo do retorno financeiro e para melhor compreender as conjunturas do problema, ao elaborar um cálculo da produção para os vários regimes remuneratórios em vigor até agora nos diferentes anos em comparação com o regime remuneratório geral em 2014 [24], e supondo que a produção máxima por ano era atingida por uma determinada instalação de microprodução, podia-se dizer que se obteriam os seguintes valores para os diferentes períodos de produção como demonstrado na tabela 3.3

Tabela 3. 3- Evolução do retorno financeiro do regime remuneratório ao longo dos anos.

Ano	2010	2011	2012	2013	2014	Tarifa Geral
Período 1	0,65 €	0,38 €	0,4 €	0,13 €	0,066 €	0,15 €
Período 2	0,13 €	0,228 €	0,24 €	0,02 €	0,145 €	0,15 €
Ano	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)
1	5.740,8	3.356,16	3.532,8	1.148,16	582,912	1.324,8
2	11.481,6	6.712,32	6.888,96	2.296,32	1.165,824	2.649,6
3	17.222,4	10.068,48	10.245,12	3.444,48	1.748,736	3.974,4
4	22.963,2	13.424,64	13.601,28	4.592,64	2.331,648	5.299,2
5	28.704	16.780,8	16.957,44	5.740,8	2.914,56	6.624
6	29.852,16	20.136,96	20.313,6	6.888,96	3.497,472	7.948,8
7	31.000,32	23.493,12	23.669,76	8.037,12	4.080,384	9.273,6
8	32.148,48	26.849,28	27.025,92	9.185,28	4.663,296	10.598,4
9	33.296,64	28.862,98	29.145,6	9.361,92	5.943,936	11.923,2
10	34.444,8	30.876,67	31.265,28	9.538,56	7.224,576	13.248
11	35.592,96	32.890,37	33.384,96	9.715,2	8.505,216	14.572,8
12	36.741,12	34.904,06	35.504,64	9.891,84	9.785,856	15.897,6
13	37.889,28	36.917,76	37.624,32	10.068,48	11.066,5	17.222,4
14	39.037,44	38.931,46	39.744	10.245,12	12.347,14	18.547,2
15	40.185,6	40.945,15	41.863,68	10.421,76	13.627,78	19.872

Analisando a tabela 3.3 dos valores financeiros esperados para os diferentes anos, pode-se desde já delinear uma ideia possível da causa do problema que se estuda. Do ano 2012 para o ano de 2013 e para o período de retorno dos 15 anos, há no final uma diferença de 31.441,92 € a menos, ou seja, de um ano para o outro, os contractos celebrados,

retornavam ao fim de 15 anos, entre eles, uma diferença de 31.441,92 € em apenas um ano, estando a origem desta mudança na alteração das taxas remuneratórias.

Desta forma, com a tabela 3.3, dá-se origem à seguinte proporção e distribuição dos ganhos ao longo do período de tempo dos 15 anos, que se apresenta a seguir na figura 3.4, mostrando a diferença entre o retorno para as várias tarifas remuneratórias em comparação com a tarifa geral.

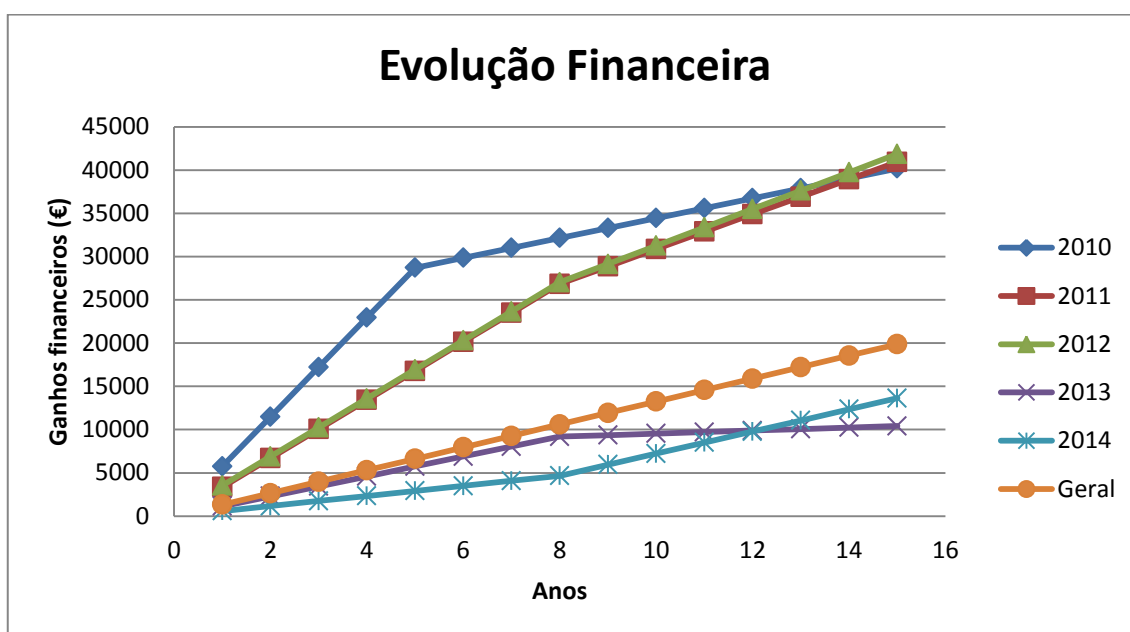


Figura 3. 4 - Evolução financeira ao longo dos 15 anos para os diversos anos aquando da adesão ao regime bonificado

Dito isto, e depois de se verificar as alterações à lei e respectivas remunerações da taxa bonificada, e depois de uma breve introdução sobre a evolução da potência instalada tal como na previsão dos ganhos ao longo dos anos, como verificados nas figuras e tabelas desta secção, pode-se desde já enunciar uma suposição como uma das fontes do problema em estudo: *Serão estas mudanças nas taxas remuneratórias que têm afastado o investimento nas unidades de microprodução solar?*

Veremos mais á frente na secção 6 as diferentes causas e situações que explicam melhor a razão destas circunstâncias.

Capítulo 4

Avaliação Económico-Financeira do Investimento

Neste capítulo são apresentados alguns dos indicadores base e de referência da análise económico-financeira do investimento estudado. Estes indicadores permitem fazer a avaliação económica do investimento e dar resposta às perguntas da viabilidade ou não do investimento, baseando-se no seu tempo de amortização.

4.1. Introdução

Quando se faz um projecto de investimento, há alguns factores e pontos de vista a levar em conta, tais como: financeiros, comerciais, políticos, estratégicos entre outros. Desta forma, neste trabalho apenas será abordado o ponto de vista financeiro, pois é nele que incide o principal problema do cada vez menos investimento em instalações de painéis fotovoltaicos. Qual o porquê da queda tão abrupta no investimento desta tecnologia.

Para tal, é necessário para uma avaliação económico-financeira, responder a duas questões fundamentais [17]:

1. Será que o projecto a implementar é rentável?
2. Qual dos projectos que tenho em consideração será o mais rentável?

Respondendo às questões acima citadas, a primeira questão trata essencialmente com a aceitação ou não do projecto, enquanto que a segunda questão visa essencialmente sobre o tipo de modelo a adoptar fazendo uma classificação entre os projectos ordenando-os sobre uma escala decrescente de qual o mais rentável para o menos rentável.

No entanto, e sob uma conjuntura de qualquer investimento financeiro, surge uma outra pergunta mais óbvia e indispensável tanto quanto necessária, que é: *Quanto é que este projecto rende?* Fazendo um cálculo superficial poderia dar-se uma resposta aproximada dos valores, mas para obtermos uma resposta credível e certa a uma pergunta destas devido a todas as conjecturas e indicadores financeiros, não é uma tarefa fácil. No entanto, levando em conta algumas medidas e pressupostos de resposta às perguntas 1) e 2) atrás formuladas,

podemos dar uma resposta quantitativa a esta terceira questão, porventura a questão mais essencial num investimento deste tipo.

Assim, nesta dissertação, serão apresentadas algumas noções de base sobre estas questões financeiras a fim de exprimir uma explicação óbvia sobre quais os critérios de avaliação económico-financeiros utilizados e respectivos métodos de cálculo para a obtenção da melhor resposta esperada.

4.2. Noções de base

4.2.1. Conceito de *Cash-flow*

Cash-flow é o fluxo de dinheiro de e para um projecto de investimento. No âmbito da análise económico-financeira de projectos de investimento o factor importante é o fluxo do dinheiro, e não as datas em que se assumem compromissos, se registam os custos/proveitos ou qualquer outro critério contabilístico [17].

O *cash-flow* é um conceito objectivo, claramente definido, que é registável de forma inequívoca. Por exemplo uma venda a prazo é registada na contabilidade enquanto benefício, traduzindo-se no aumento do lucro, contudo enquanto o dinheiro não for recebido não se verifica qualquer alteração no *cash-flow*. Sucede que os pagamentos em dinheiro não se traduzem obrigatoriamente no aumento do saldo de tesouraria, pelo que é incorrecto traduzir-se *cash-flow* por fluxo de caixa.

Na definição de *cash-flow* é importante não só para identificar os recebimentos e pagamentos do projecto em dinheiro, mas também o período de tempo em que se verifica esse fluxo, dado que o dinheiro tem valor no tempo [18].

O conceito de *cash-flow* é desagregável em termos do processo sequencial do projecto de investimento em [18]:

- *Cash-flow* de investimento;
- *Cash-flow* de exploração.

O *cash-flow de investimento* regista os pagamentos em dinheiro associados à despesa de investimento do projecto, líquido dos recebimentos em dinheiro associados à extinção do projecto.

Cash-flow de exploração regista os recebimentos líquidos de pagamentos em dinheiro associados à exploração do projecto.

A partir do *cash-flow* de investimento e do *cash-flow* de exploração define-se o *cash-flow* líquido [18].

$$\text{Cash Flow líquido} = \text{Cash flow de exploração} - \text{Cash flow de investimento}$$

O *cash-flow* de investimento obtém-se a partir do investimento e o *cash-flow* de exploração a partir do plano de exploração. O plano de investimento e o plano de exploração registam os fluxos de saída (pagamentos/despesas) e entrada (recebimentos/receitas) de numerários devidos ao projecto; a característica fundamental dos fluxos registados é a de serem fluxos de numerário, característica esta que é independente da forma como são financiados os pagamentos.

4.2.2. Valor Residual

O valor residual do investimento é o valor de mercado dos terrenos, edifícios, etc, que constituem a despesa de investimento do projecto, considerados no último ano de vida do projecto. Com o fim do projecto, o valor desses *itens* não desaparece sendo necessário atribuir ao projecto a receita de numerário que corresponderá ao valor de mercado desses *itens* [18].

O valor de mercado a considerar varia de *item* para *item*. Por exemplo, o valor dos terrenos e construções tende a aumentar com o tempo, enquanto o valor dos equipamentos, devido ao menor período de vida técnica, tende a diminuir [18].

Note-se que quando a vida económica ou a vida técnica do equipamento é inferior ao período de vida do projecto, o valor residual desse equipamento tem de ser considerado nesse período. O valor residual constituirá uma receita financeira que compensa a despesa financeira correspondente ao novo equipamento de substituição [18].

4.2.3. Actualização

O conceito de actualização é essencial à possibilidade de aplicação de capital num período actual com objectivo de obter rendimento futuro.

Os agentes económicos, independentemente do risco, da inflação e da desvalorização cambial, preferem rendimento imediato a rendimento futuro. Esta preferência pelo rendimento actual tem natureza psicológica e varia de indivíduo para indivíduo conforme as respectivas necessidades actuais e as expectativas sobre o futuro; contudo, independentemente das variações inter-individuais, os agentes económicos estão dispostos a pagar um juro pelo sacrifício de deferir o consumo actual em troca de consumo futuro [18].

A escolha pelo presente, permite afirmar que o dinheiro tem valor no tempo e que uma unidade monetária actual é equivalente a um múltiplo dessa unidade num período posterior [18].

Assim sendo pode-se concluir que a mesma unidade financeira actual e a mesma quantia no próximo ano são dois valores diferentes, que não se podem comparar nem adicionar.

O relacionamento entre as duas unidades financeiras desfasadas no tempo pode ser determinado recorrendo: a taxa de juro, e o preço do dinheiro no tempo, criando assim ligação entre a unidade financeira actual e a unidade financeira futura. Um valor financeiro de 1000€ actuais vale, à taxa de juro de 10%,

$$1000 * (1 + 0,1) = 1000 + 0,1 * 1000 = 1100$$

Esta operação designa-se por capitalização e permite projectar no futuro fluxos de rendimentos actuais. Naturalmente que 1100€ daqui a um ano têm, actualmente, à taxa de juro de 10%, o valor:

$$\frac{1100}{(1 + 0,1)} = 1000$$

Esta operação designa-se por actualização e é a operação inversa da capitalização, permitindo projectar no presente (actualmente) fluxos de rendimentos futuros.

Conclui-se, portanto, que o capital capitalizado (acumulado), no período t_n , com $n=0,1,2 \dots$ igual a:

Período	0	t_1	t_2	t_3
Valor	x	$x(1+i)$	$x(1+i)^2$	$x(1+i)^3$

A actualização do *cash-flow* do projecto é a operação inversa da capitalização e consiste na divisão do fluxo de *cash-flow* pelo factor de actualização [19]:

Período	0	t_1	t_2	t_3
<i>Cash-flow</i> actualizado	x	$\frac{x}{1+i}$	$\frac{x}{(1+i)^2}$	$\frac{x}{(1+i)^3}$

Enquanto a actualização projecta no presente (no período actual) fluxos de rendimento gerados no futuro, a capitalização projecta no futuro (um período determinado, em geral o último período) fluxos de rendimento gerados nos períodos precedentes ao último período. A razão pela qual se actualizam os fluxos gerados por um projecto de investimento advém do facto da decisão relativa à implementação do projecto se fazer actualmente.

4.3. Análise e avaliação de investimentos

Quando se ambiciona realizar um determinado investimento é essencial averiguar se esse investimento irá ter retorno e em quanto tempo. É importante fazer uma análise económico-financeira para se fazer a avaliação de todas as opções de investimento e para decidir qual se revela mais atraente consoante os objectivos desejados.

Um investimento em energias renováveis exige, tal como outro investimento qualquer, de uma análise de viabilidade económica. A correcta avaliação da viabilidade económico-financeira dos investimentos em instalações de produção descentralizada de energia eléctrica é condição fundamental para que o gradual estabelecimento das novas tecnologias de energia se faça de modo sólido e convincente.

4.3.1. Indicadores de avaliação de projectos baseados no *Cash-flow*

Os critérios de avaliação de projectos são medidas ou indicadores de rentabilidade dos projectos de investimento que servem de suporte à tomada de decisão de implementar ou não implementar o projecto.

Os critérios de avaliação baseados no *cash-flow* são os critérios por excelência da avaliação da rentabilidade dos projectos de investimento. Uma vez que esses critérios têm em consideração o valor temporal do dinheiro.

4.3.2. Valor actualizado líquido (VAL)

Na análise económico-financeira de projectos o indicador mais difundido é o Valor Actualizado Líquido – VAL (em inglês *Net Present Value*– NPV).

O VAL origina da soma algébrica da despesa de investimento com o valor actualizado dos *cash-flows* de exploração do investimento, segundo uma taxa de juro que corresponde ao custo de oportunidade do capital (taxa de actualização) [19] [20] [21].

$$\sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1+i)^t} - Invest = VAL \quad (4.1)$$

Onde:

- CFE_t é o *cash-flow* de exploração no ano t ;
- $Invest$ é a despesa de investimento no ano 0;
- i é a taxa de actualização correspondente ao custo de oportunidade do capital.

Temos portanto que o VAL é o somatório dos *cash-flows* líquidos actualizados subtraindo o investimento.

Um projecto é rentável quando o valor líquido actual é positivo à taxa de actualização escolhida. Todos os projectos com $VAL > 0$ são implementáveis de acordo com o critério e todos os projectos com $VAL < 0$ são rejeitados.

Vejamos um exemplo de aplicação [18]:

Tabela 4. 1 - Exemplo de investimento para calcular o VAL.

Ano	Cash-flow (€)	Factor de actualização de 10%	Cash-flow actualizado (€)
0	(10000)	1	(100000)
1	20000	0,9091	18182
2	40000	0,8264	33058
3	80000	0,7513	60104
4	100000	0,6830	68300
			VAL=79644

Conclui-se, portanto, que o investidor investe 100000€, remunera o capital que se mantém investido à taxa de 10%, recupera o investimento inicial e gera um excedente de 79644€.

Afirmar que o projecto gera um VAL de 79644 significa que o investidor recebe cada ano parte do investimento realizado, e um juro, à taxa de actualização de 10% sobre o capital investido.

Conhecido o período de vida do projecto, como o investimento é dado e as receitas e despesas da exploração também são dadas, o único parâmetro variável na fórmula do VAL é a taxa de actualização.

A dependência do VAL relativamente à taxa de actualização é a seguinte:

$$\frac{\Delta VAL}{\Delta i} < 0$$

Pelo que, tanto maior a taxa de actualização tanto menor será o VAL. Em termos gráficos a relação entre a taxa de actualização e o VAL vem:

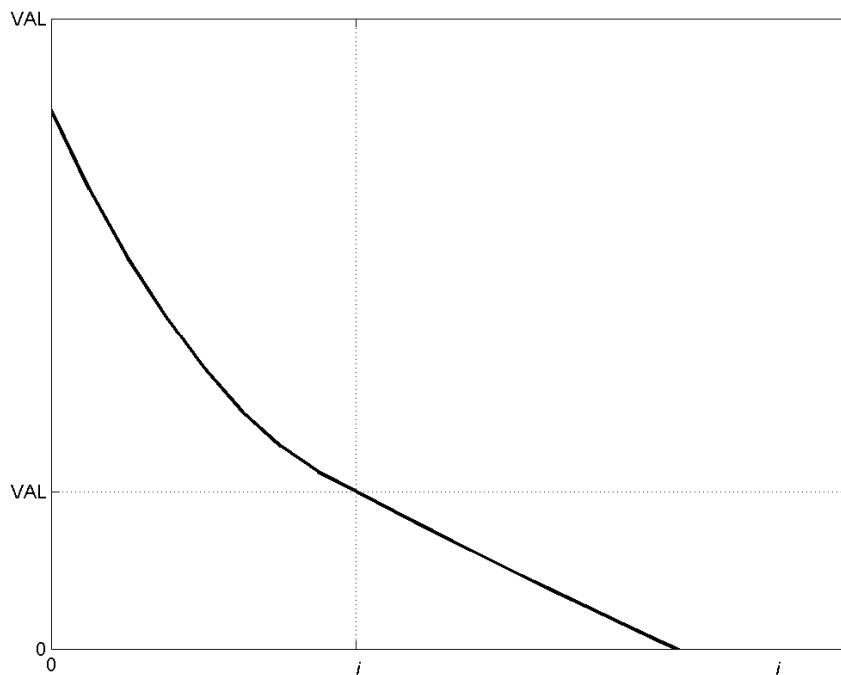


Figura 4. 1 - Variação do VAL com a taxa de actualização. Adaptado de [20].

4.3.3. Taxa interna de rentabilidade

Um dos indicadores também muito utilizado na análise financeira de projectos é a Taxa Interna de Rentabilidade - TIR (em inglês *Internal Rate of Return* - IRR) [19] [20] [21].

$$\sum_{t=0}^n \frac{CFE_t}{(1 + TIR)^t} - Invest = 0 \quad (4.2)$$

Onde:

- CFE_t é o *cash-flow* de exploração no ano t ;
- $Invest$ é a despesa de investimento no ano 0;

A TIR iguala o *cash-flow* de exploração ao *cash-flow* de investimento, anulando o VAL. Em termos de gráficos a TIR vem:

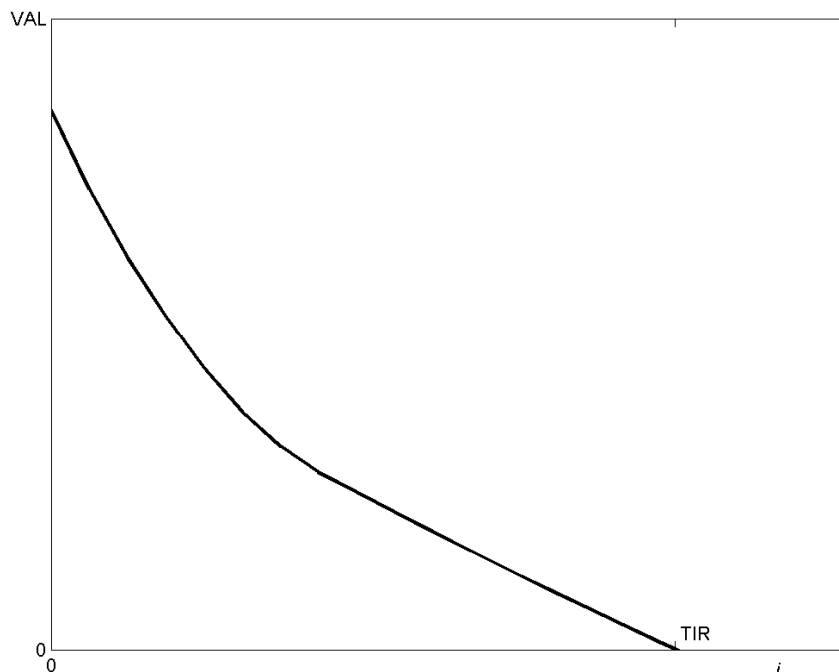


Figura 4. 2 - Representação gráfica da TIR, corresponde ao ponto em que a curva do VAL passa no eixo das abcissas. Adaptado de [20].

Observa-se que para este investimento o VAL decresce à medida que a taxa de actualização “*i*” aumenta e que, a dada altura, intersecta o eixo xx, ou seja existe uma taxa de actualização “*i*” para a qual VAL é 0. Essa taxa é, por definição, a TIR: *Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)* - Valor da taxa de actualização para a qual o VAL é igual a 0 [20].

- *TIR = taxa de actualização*, o projecto gera uma taxa de rentabilidade igual ao custo de oportunidade do capital, VAL=0 pelo que económico-financieiramente é indiferente aceitar/rejeitar o projecto [20];
- *TIR > taxa de actualização*, o projecto consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que do ponto de vista económico-financieiro encontra-se perante um projecto viável [20];
- *TIR < taxa de actualização*, então o VAL<0; o projecto não consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que do ponto de vista económico-financieiro encontra-se perante um projecto inviável [20].

4.3.4. Período de recuperação do investimento (*Payback*)

O período de recuperação do investimento, *payback period* ou apenas *payback* não é um indicador de rentabilidade, mas sim um indicador de liquidez.

Não há um critério de aceitação ou rejeição de projectos com base no *payback*. Tal depende do investidor, da sua disponibilidade ou necessidade de capital; mais do que um indicador da performance financeira do projecto, trata-se de um indicador de liquidez [19].

O *payback* equivale ao número de anos necessários para resgatar o investimento, visando a importância do valor do dinheiro ao longo do tempo, por isso os *cash-flows* de exploração são actualizados à taxa de actualização e comparados com o investimento. Conforme o *payback*, um projecto deve ser aceite se for abaixo ou igual a um determinado período limite de recuperação pré-estabelecido pelos promotores do projecto de investimento.

Vamos ver um exemplo com o *cash-flow* actualizado:

Tabela 4. 2 - Exemplo de Investimento para calcular o *payback* [18].

Ano	<i>Cash-flow</i> (€)	Factor de actualização de 10%	<i>Cash-flow</i> actualizado (€)
0	(10000)	1	(100000)
1	20000	0,9091	18182
2	40000	0,8264	33058
3	80000	0,7513	60104
4	100000	0,6830	68300

Considerando o *cash-flow* acumulado, após a actualização, tem-se:

Tabela 4. 3 - Cálculo do *cash-flow* actualizado acumulado [18].

Ano	<i>Cash-flow</i> actualizado (€)	<i>Cash-flow</i> actualizado acumulado (€)
0	(100000)	(100000)
1	18182	(81818)
2	33058	(48760)
3	60104	11344
4	68300	79644

O investimento é retomado entre o 2.º e o 3.º ano. Interpolando, obtemos:

$$\frac{60104}{1} = \frac{48760}{x} \Rightarrow x = 0,81 \text{ anos}$$

O *payback* é de 2,81 anos, assim caso seja inferior ao período limite fixado, então o projecto é aceite.

Capítulo 5

Evolução Fotovoltaica

Neste capítulo é feito um estudo sobre a evolução das células solares fotovoltaicas. Uma breve descrição e diferenças do estado actual das tecnologias existentes, das tecnologias que dominam o mercado e das tecnologias que estão em investigação e que entrarão no mercado daqui a uns anos.

5.1. Introdução

O Sol é a grande fonte de energia do nosso planeta. Esta fonte de energia é a base de toda a vida na Terra. No núcleo do Sol, onde há uma pressão 10 mil vezes maior que no centro da Terra, a fusão transforma núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio. Neste processo, parte da massa é transformada em energia [22].

Devido à distância entre o Sol e a Terra, apenas uma mínima parte da radiação solar emitida atinge a superfície da Terra. Esta radiação tem uma quantidade de energia de 1×10^{18} kWh/ano, correspondendo assim, a dez mil vezes a procura global de energia. Desta forma, seria apenas necessário utilizar 0,01% desta energia para satisfazer toda a procura energética [22].

A energia solar pode ser aproveitada para produzir energia eléctrica através de células solares, nomeadamente tecnologia fotovoltaica, ou sistemas solares térmicos, que aproveitam a luz do sol para produzir calor e aquecer água e são já bastante utilizados em Portugal. A sua utilização é economicamente viável. Outra forma de produção de energia eléctrica a partir da radiação do sol, são os sistemas CSP, concentradores da energia solar, que são lentes ou espelhos parabólicos que concentram essa radiação solar em painéis de alta eficiência, utilizando o calor do sol para aquecer fluidos, com os quais se vai depois produzir energia eléctrica. É uma tecnologia de aplicação bastante difícil, logo muito pouco usada.

5.2. Tecnologia Fotovoltaica

As células fotovoltaicas têm como princípio de funcionamento o efeito fotovoltaico, descoberto em 1839 pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel. O efeito fotovoltaico explica a criação de tensão e corrente eléctrica num material quando exposto à luz. [23].

Segundo os princípios do efeito fotovoltaico, a incidência de fótons na camada n de um material semiconductor fornece energia aos electrões (portadores maioritários) que, quando superior à banda de energia intrínseca do semiconductor (bandgap) que separa as bandas de valência e de condução, provoca a criação de pares electrão-buraco. O campo eléctrico devido à existência da junção p-n promove a circulação dos electrões pelo circuito de carga (exterior à célula fotovoltaica). A tensão da célula deve-se ao efeito de difusão que ocorre no material. O efeito de difusão e o campo eléctrico devido à junção p-n neutralizam-se de forma a atingir um ponto de equilíbrio, dependente da corrente que circula pela carga [25].

A recombinação de portadores na junção p-n, responsável pelo aparecimento da corrente de diodo, aumenta com o aumento da tensão externa. A diminuição da diferença de potencial aos terminais da célula, devida a aumento de carga, diminui o campo eléctrico da junção provocando uma difusão mais larga e conseqüentemente uma diminuição da corrente de diodo, contrária à corrente na carga [23].

Existem vários factores limitadores do processo de conversão de energia luminosa em energia eléctrica, entre os quais as perdas por:

- Reflexão;
- Não absorção, por energia insuficiente dos fótons (só uma pequena parte do espectro solar é capaz de excitar os electrões);
- Transmissão (não se dá criação do par electrão-lacuna na camada n do semiconductor);
- Cada fóton só poder excitar um electrão pelo que, para fótons com energia superior à “bandgap” existe um desperdício de energia que é transformada em calor.

Neste processo, são assim utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, telureto de cádmio ou disseleneto de cobre e índio. A célula de silício cristalina é a mais comum. Actualmente, cerca de 95 % de todas as células solares do mundo

são de silício. O silício mostra uma disponibilidade quase infinita. O silício não existe como um elemento químico. Existe apenas associado à areia de sílica. O silício é também o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre, perfazendo cerca de 28% da sua massa. À temperatura ambiente o silício encontra-se no estado sólido [17].

O desenvolvimento da tecnologia FV atravessou alguns períodos. Inicialmente, foi desenvolvida por empresas de telecomunicações com necessidade de produzir energia elétrica para os seus aparelhos em localidades muito remotas e de difícil acesso. Em 25 de Abril de 1954 uma célula de silício viu a sua primeira aplicação como fonte de alimentação de uma rede telefónica em Americus, na Geórgia. De seguida, surgiu a “corrida espacial”, e a célula solar era a forma mais fácil e barata de produção de energia para longas horas de consumo e permanência no espaço. Com o avançar dos anos e da cada vez mais sofisticação das comunicações por satélite e do seu consumo energético, fez a tecnologia dar um novo impulso no seu desenvolvimento. Por fim, com a cada vez mais repentina escalada do preço dos combustíveis fósseis e o crescente interesse por um mundo ambiental mais sustentável e verde por causa do aquecimento global, veio assim desta forma dar um novo e forte impulso na investigação e na eficiência de produção da tecnologia FV [48].

Um sistema FV é composto por um painel fotovoltaico que é o elemento principal. Este painel é composto por um material semicondutor, tipicamente silício, que se carrega electricamente quando submetido à luz solar. Algumas substâncias dopantes são adicionadas ao semicondutor na sua produção para uma melhor eficiência e permitir uma melhor conversão da potência associada à radiação solar em potência eléctrica.

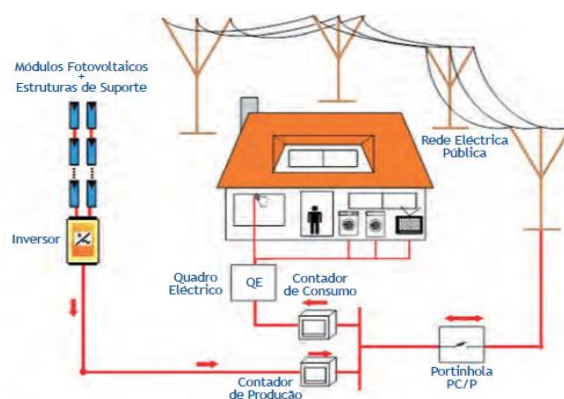


Figura 5. 1 - Exemplo de uma unidade de microprodução ligada à rede de distribuição

Os módulos são constituídos por células fotovoltaicas que produzem energia eléctrica. As células são ligadas em série ou paralelo para formarem módulos ou painéis fotovoltaicos. Os terminais são compostos por contactos de metal nas extremidades de cada célula, que absorvem os electrões livres, concentrando assim a energia produzida.

Para uma melhor produção de energia, há que levar em conta a colocação e orientação direccional dos painéis solares. Assim, para maximizar a radiação solar incidente sobre o painel ao longo do dia e do ano, estes painéis devem ser colocados inclinados com um ângulo igual ao da latitude a que se encontram. Recentemente, alguns painéis solares já têm um sistema de seguimento da radiação solar, inclinando automaticamente, através de uma força mecânica, o painel na direcção correcta do sol [23].

5.3. Estado actual da Tecnologia Fotovoltaica

A tecnologia fotovoltaica actualmente existente pode ser dividida em três subcategorias. As células de 1ª geração, feitas a partir de silício cristalino, englobam as soluções monocristalinas, policristalinas e amorfa. As de 2ª geração apareceram há cerca de 30 anos, e correspondem às soluções de película fina, na qual a solução amorfa pode ser igualmente incluída segundo alguns manuais. Por fim, a categoria das células de terceira geração, que engloba vários novos conceitos de células solares, na sua maioria ainda apenas na fase de desenvolvimento embora algumas sejam utilizadas em utilizações aeroespaciais e em células multijunção como será visto mais à frente na secção 5.4. De seguida, apresenta-se uma representação esquemática sobre as células existentes com as suas principais características.

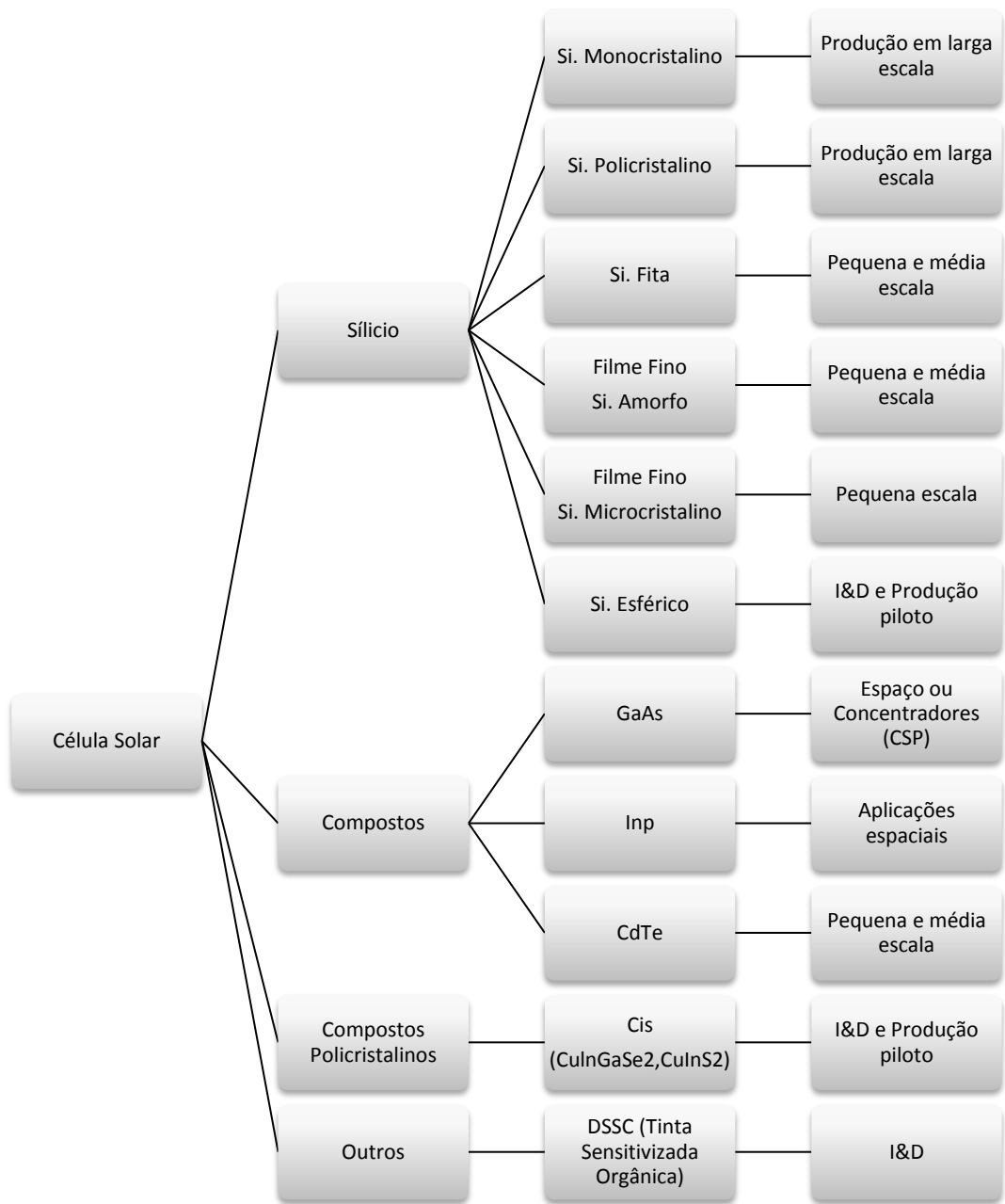


Figura 5. 2 - Tipos de tecnologias de células fotovoltaicas actualmente existentes.

5.3.1. Células de primeira geração (Silício Cristalino)

Esta é a geração tecnológica que domina o mercado actualmente. Hoje, 90% dos painéis fotovoltaicos instalados no mundo são feitos à base de silício cristalino. Dentro destes, o mais antigo é o silício monocristalino. O seu rendimento eléctrico é relativamente elevado (aproximadamente 16%, podendo subir até cerca de 23% em laboratório), mas as técnicas utilizadas na sua produção são complexas e caras. Por outro lado, é necessária uma grande quantidade de energia no seu fabrico, devido à exigência de utilizar materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita. É utilizado em todo o tipo de aplicações terrestres de média e elevada potência [22].

Por outro lado, temos o silício policristalino. As células policristalinas têm um custo de produção inferior por necessitarem de menos energia no seu fabrico, mas apresentam um rendimento eléctrico inferior (entre 11% e 13%, obtendo-se até 18% em laboratório). Esta redução de rendimento é causada pela imperfeição do cristal, devido ao sistema de fabrico. Uma variação são as células com duas faces fotossensíveis, mas a sua eficiência não vai além dos 10% [22].

Outro tipo de tecnologias menos comuns nesta 1ª geração, são as células de silício policristalino EFG, faixa de filamentos (policristalino), rede dendrítica (monocristalino), ou ainda as células policristalinas Apex (as células Apex são as primeiras aplicações de um procedimento de película fina com silício cristalino), tecnologias estas não muito usadas, e apenas com usos muito específicos de diminuta escala [22].

5.3.2. Células de segunda geração (Película Fina - Silício Amorfo)

Nesta segunda geração de células fotovoltaicas sobressai cada vez menos o uso do silício, pelo conseqüente problema de custos de produção. Assim apareceram os chamados filmes finos, partículas semicondutoras com uma espessura muito pequena.

Uma célula de silício amorfo difere das demais estruturas cristalinas por apresentar um alto grau de desordem na estrutura dos átomos. A utilização de silício amorfo para uso em foto células tem mostrado grandes vantagens tanto nas propriedades eléctricas quanto no processo de fabricação.

Por apresentar uma absorção da radiação solar na faixa do visível e podendo ser fabricado mediante deposição de diversos tipos de substratos, o silício amorfo vem se mostrando uma forte tecnologia para sistemas fotovoltaicos de baixo custo.

A gama de aplicações do silício amorfo são os pequenos produtos de consumo como relógios, calculadoras, mas podem também ser utilizadas em instalações solares [23].

Embora este apresente eficiências muito mais baixas do que as de primeira geração, da ordem dos 5% a 7%, o seu fabrico é assim mais barato, e apresentam como vantagem o facto de reagirem melhor à luz difusa e à luz fluorescente e, portanto, apresentarem melhores desempenhos a temperaturas elevadas, funcionando com uma gama de luminosidade mais alargada, sendo assim possível desta forma utilizar calculadoras solares em interiores apenas com iluminação difusa.

Mesmo apresentando um custo reduzido na produção, o uso de silício amorfo apresenta duas desvantagens: a primeira é a baixa eficiência de conversão comparada às células mono e policristalinas de silício; em segundo, as células são afectadas por um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação, reduzindo assim a eficiência ao longo da vida útil.

Estas células têm uma presença de cerca de 3,7% do mercado mundial de células fotoeléctricas.

Dentro desta geração tem-se também as células de Disseleneto de Cobre e Índio (CIS) que são mais eficientes e igualmente baratas, mas contêm Cádmiu, um material perigoso e interdito pela UE. Há ainda a tecnologia de Telureto de Cádmiu (CdTe) [23] [25].

5.3.3. Células de terceira geração

Esta 3ª geração de células fotovoltaicas é ainda em alguns tipos um pouco primitiva, pois maior parte delas estão ainda em fases de estudos de desenvolvimento, levando ainda anos até atingir a fase de produção industrial.

Esta terceira geração de células solares é baseada em sistemas híbridos (orgânico/inorgânico) ou puramente orgânicos (célula solar polimérica), visando manter o baixo custo de produção.

Estas células em desenvolvimento, na sua maioria, são capazes de atingir eficiências num intervalo de 25% até 45%. Usando nanotecnologia podem-se criar painéis usando sprays.

Dentro desta terceira geração, destaque para as células nanocristalinas sensibilizadas com colorantes, microcristalinas, micromorfos e híbridas (Células solares HCl), bem como as células GaAs através do Arsénio de Gálio, ou os sistemas de concentradores (CSP) [22].

5.4. Estado actual das células fotovoltaicas de 3ª Geração

Tal como descrito na subsecção anterior, no momento actual estamos perante a 3ª geração de células fotovoltaicas. As células da denominada terceira geração não existem ainda em absoluto no mercado, uma vez que a maioria ainda se encontra em fase de testes e, portanto, a sua produção industrial ainda não se iniciou.

Esta é uma geração que procura o desenvolvimento usando outro tipo de materiais para a captação da radiação solar e outro tipo de técnicas de construção destas mesmas células.

Esta 3ª geração fotovoltaica é muito diferente das duas anteriores, e é definida por utilizar semicondutores que dependem da junção p-n para separar partículas carregadas por fotogestão. Estes novos dispositivos incluem células foto-electroquímicas e células de nanocristais.

As tecnologias em desenvolvimento neste domínio passam pelo fabrico dos seguintes tipos de células [25]:

- Células multijunção recorrendo a diferentes materiais semicondutores com gaps de energia sucessivamente mais baixos, possibilitando um melhor aproveitamento do espectro de radiação solar (a eficiência deste tipo de células para o caso de tripla junção atingiu já os 40%).
- Células constituídas por matérias orgânicas semicondutoras, como é o caso do dióxido de titânio, aplicadas sobre substratos flexíveis, cujo objectivo é, em geral, imitar o processo de fotossíntese (a eficiência deste tipo de células ronda ainda os 5%).
- Células designadas por termo-fotovoltaicas em que a energia da radiação solar é inicialmente convertida em calor e em seguida convertida em energia eléctrica por

uma célula fotovoltaica concebida para operar numa banda de comprimentos de onda térmicos.

Com o avançar da tecnologia e com os avanços na área da física, começam também a aparecer as primeiras células fotovoltaicas desenvolvidas em laboratório com nanotecnologia. Estas células, devido ao seu tempo de investigação e desenvolvimento, prevê-se que só venham a ser realmente eficientes, e com um custo de produção que seja eficaz, sensivelmente, num intervalo de uma década e meia a vinte anos. Assim, descreve-se abaixo algumas destas novas formas de células fotovoltaicas.

5.4.1. Células solares com Tecnologia de Concentração - CPV

Esta tecnologia é um sistema fotovoltaico de concentração (CPV - *Concentration Photo Voltaics*) que converte a energia da radiação solar em energia eléctrica tal como os sistemas convencionais o fazem. A principal diferença está na adição de um sistema óptico que concentra essa radiação para cada célula. Estes sistemas funcionam como telescópios do sol que têm como objectivo ampliar a radiação solar que as células normalmente receberiam.

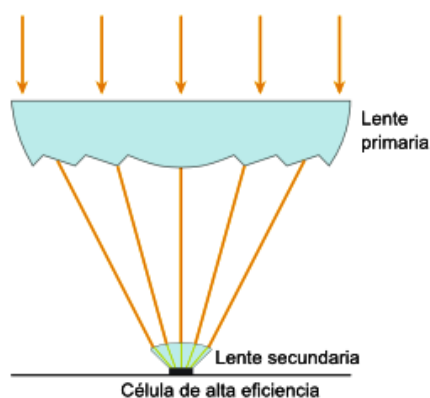


Figura 5. 3 - Constituição de um sistema CPV.

Esta ampliação pode ter um largo valor de magnitudes que atingem actualmente um factor de concentração de 1000x. Esta ampla gama faz com que vulgarmente estes sistemas se dividam em três classes de concentração: baixa (<10x), média (de 10x a 100x) e alta concentração (>100x até 1000x). Na verdade, o que estes números significam é que, por

exemplo, uma célula com 1cm^2 consegue captar o equivalente a uma área de 1000cm^2 de radiação solar como explica a figura 5.4 [49].

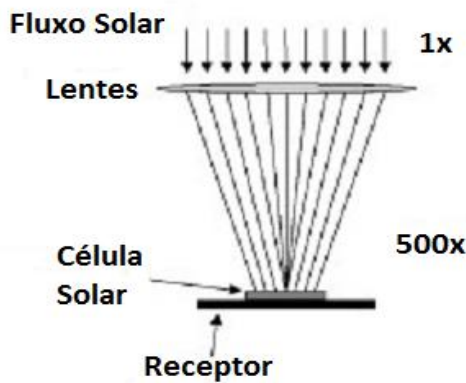


Figura 5. 4 - Exemplo do factor de concentração de uma célula CPV.

Este factor de concentração refere-se ao grau de concentração proporcionado pela óptica e é definido pela razão entre a radiação incidente nas células solares acopladas ao sistema óptico e a radiação que receberiam sem sistema óptico. Um outro factor de concentração é usualmente considerado, o qual se refere apenas à geometria, sendo definido como a razão entre a área de entrada do sistema óptico e a área da célula.

Estes tipos de sistemas surgiram no âmbito da necessidade de reduzir a quantidade de material semiconductor. Esta necessidade de menor uso de área celular consiste numa das maiores vantagens do CPV visto que, numa análise apenas com base na relação de áreas, possibilita uma redução nos custos com as células que são umas das principais fontes de custo nos sistemas fotovoltaicos.

Em primeira aproximação, considerando uma operação do tipo linear e na eficiência de painéis e radiação solar máxima, em que o output de energia eléctrica seja proporcional ao input de radiação solar e um sistema com um factor de concentração de aproximadamente 500 a energia produzida será 500 vezes superior que a de um sistema simplesmente exposto à radiação solar sem concentração, enquanto o custo associado será $1/500$ vezes inferior. No entanto, esta linearidade depende das conjunturas certas. *Adaptado de [49].*

Na maioria dos sistemas de CPV, principalmente nos de alta concentração, as células fotovoltaicas utilizadas diferem das mais frequentemente utilizadas nas tecnologias convencionais que é o silício cristalino. Devido à necessidade de menor área celular torna-se

viável a utilização das mais dispendiosas e eficientes células multijunção utilizadas em aplicações espaciais, tal como as células GaAs (ver subsecção 5.4.5). Estas células chegam a ter eficiências de conversão na ordem dos 40% a 45%, em contraste com os muito menores valores do silício cristalino [26].

A verdade é que, como foi dito, estes sistemas funcionam como telescópios que apenas vêm parte do céu, o que resulta na existência de um ângulo de aceitação no qual a óptica do sistema tem o seu modo de funcionamento óptimo. Isto é o mesmo que dizer que os sistemas CPV necessitam de ter um sistema auxiliar de seguimento solar (*tracker*) de modo a que os raios solares estejam sempre dirigidos, durante os seus trajectos diários, perpendicularmente ao plano dos módulos. Como este sistema funciona com um ângulo de visão bem definido e restrito a radiação difusa captada é normalmente residual já que esta será menos vista pelos espelhos com a redução do ângulo, como explica a figura 5.5.

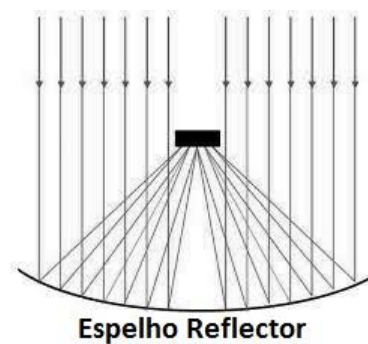


Figura 5. 5 - Esquema de captação da radiação directa, exemplificando porque a radiação difusa não pode ser usada.

Então, parte da radiação solar que atinge a superfície terrestre não é utilizada por estes sistemas (a difusa), resultando assim na utilização da radiação directa apenas. Isto tem como consequência um abaixamento da potência de saída e consequentemente não poder ser dito que, em todas as situações, uma alta eficiência traduz-se num proporcional aumento de electricidade produzida.

Este tipo de sistema é aconselhável em localizações onde as condições climatológicas sejam predominantemente de céu sem nuvens, com muito sol, situação em que a radiação directa incidente é maximizada. Estas condições estão presentes em 30% da superfície terrestre na qual vivem 40% da população mundial. Será nestes locais que se estima que a tecnologia CPV deverá ser utilizada como a que permite menores custos e maiores eficiências de produção de energia eléctrica de origem renovável. *Adaptado de* [49].

Outra vantagem apresentada pelos sistemas CPV para este tipo de climas, é a melhor performance energética quando sujeitos a elevadas temperaturas, relativamente à maior degradação da eficiência que se verifica nos módulos que recorrem ao silício.

5.4.2. Células solares Sensibilizadas por Corante (DSSC)

Células solares sensibilizadas por corante (DSSC - sigla do inglês *dye sensitized solar cell*) são células pertencentes ao grupo das células solares híbridas, pois são formadas por materiais orgânicos e inorgânicos. Esse tipo de células solares foi primeiramente proposto por Michael Grätzel e Brian O'Regan na École Polytechnique Fédérale de Lausanne em 1991, e por isso são também conhecidas como células solares de Grätzel [27].

A DSSC original desenvolvida por Grätzel consiste em três partes principais: o ânodo, a película fina de TiO₂ e o cátodo. O ânodo é constituído por um substrato de vidro recoberto com uma película fina de um óxido semiconductor transparente, e sobre ele é depositado a película de dióxido de titânio (TiO₂), que deve ser constituído de nanopartículas a fim de ter uma grande porosidade e alta área superficial. Este ânodo é imerso numa solução saturada de corante (geralmente um complexo de Ruténio) até que as moléculas do corante fiquem com ligação covalente na superfície do TiO₂. O cátodo é constituído pelo mesmo substrato de vidro revestido com FTO (óxido de índio infiltrado com flúor) e este depois é revestido com uma camada de Platina que tem o papel de catalisador na célula. Os eléctrodos devem ser unidos em forma de sanduíche, e entre eles é depositado um electrólito, que geralmente é constituído por uma solução de iodo. A célula é selada para que não haja vazamentos e o electrólito não seja drenado [28].

Teoricamente, um bom corante deverá absorver o máximo possível em todo espectro solar. De entre os tipos de corantes utilizados recentemente na produção de DSSC podem-se destacar os complexos de metais de transição. Também podem ser utilizados corantes naturais, extraídos de folhas e frutos que possuem principalmente antocianinas, como a jabuticaba, mirtilo, amora, entre outros.

As DSSC são muito eficientes devido ao fato das nanopartículas de TiO₂ estarem revestidas com o corante abrangendo uma grande área superficial, provocando assim uma grande probabilidade de que o fotão incidente promova um electrão. Embora o corante seja

altamente eficaz na conversão dos fotões absorvidos em electrões livres no TiO₂, apenas os fotões absorvidos pelo corante irão produzir corrente.

As DSSC degradam-se quando expostas à radiação ultravioleta. Por isso o eléctrodo pode ser constituído de estabilizadores de UV e/ou UV cromóforos luminescentes que absorvem a radiação solar e emitem em comprimentos de onda mais longos, e anti-oxidantes, que protegem e aumentam a vida útil da célula.

Estes dispositivos são atractivos devido ao fato de combinarem a vantagem dos materiais orgânicos e inorgânicos, ou seja, são mecanicamente resistentes, fabricados com material de baixo custo e possuem grande facilidade de processamento quando comparadas com as células solares de silício que são comercializadas actualmente [29].

A DSSC apresenta uma boa eficiência em relação ao custo de produção, em torno de 11%, sendo medidas em laboratório eficiências até 12,3%. Isto faz com que as DSSC sejam muito atractivas como substitutas para as tecnologias existentes em aplicações como colectores solares no telhado, onde a robustez mecânica e leveza do colector são grandes vantagens. Podem ainda ter sua aplicação ampliada pois são mais leves e podem ser produzidas sob substratos flexíveis e ainda podem ser coloridas de acordo com o corante pretendido.

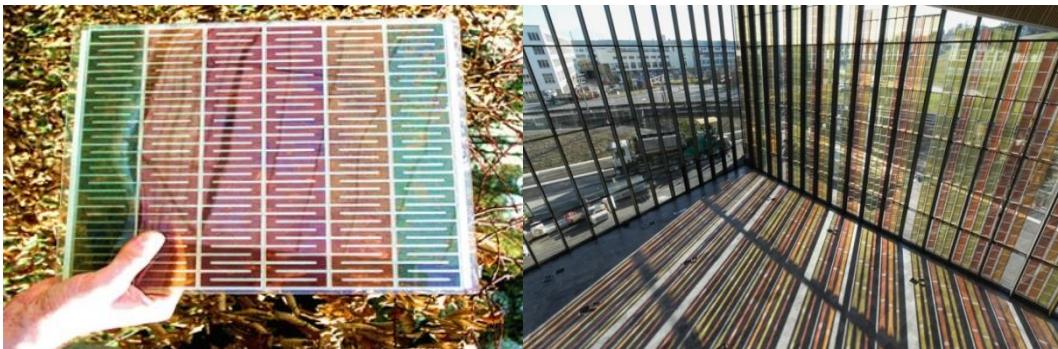


Figura 5. 6 - *Esquerda*: Exemplo de células solares DSSC de vários corantes; *Direita*: Aplicação estética e uso destas células em janelas ou fachadas.

A principal desvantagem nas DSSC é o uso do electrólito líquido, que apresenta problemas em relação à estabilidade e à temperatura. Em baixas temperaturas o electrólito pode congelar, interrompendo o processo da célula. Em altas temperaturas o líquido pode expandir-se, e vazar do dispositivo se este não estiver com uma vedação perfeita.

Estas desvantagens, junto do facto dos solventes penetrarem substratos poliméricos, têm impedido a sua aplicação em larga escala ao ar livre, assim como a sua integração em estruturas flexíveis. A substituição do electrólito líquido por um sólido ou em gel tem sido bastante estudada. Trabalhos recentes utilizando sais fundidos solidificados têm mostrado resultados promissores, contudo possuem taxa de degradação ainda maior durante o funcionamento contínuo e não são flexíveis [30].

5.4.3. Células solares Microcristalinas e Micromorfás

O silício não é tóxico e é quase inesgotável. Uma alternativa com carácter promissor para o futuro consiste nas células solares de película fina de silício cristalino. Não só tiram proveito das vantagens do material do silício cristalino, bem como das vantagens da tecnologia de fabrico de película fina.

As actividades de investigação estão a progredir em duas direcções de processos: em altas e baixas temperaturas.

Os processos que se desenvolvem a altas temperaturas, consistem na deposição de películas de silício de elevada qualidade sobre um substrato barato a temperaturas situadas entre 900 °C a 1.000 °C, criando estruturas microcristalinas semelhantes ao silício policristalino. Esta tecnologia é implementada no fabrico das células Apex (as células Apex são as primeiras aplicações de um procedimento de película fina com silício cristalino). Neste caso, a célula é classificada como sendo uma célula cristalina, uma vez que está baseada em pastilhas que estão interligadas externamente [22].

O segundo tipo de processo, que decorre a baixas temperaturas, é uma tecnologia genuína de película fina com interligação integrada em série. A deposição a temperaturas entre os 200 °C e os 500 °C, produz películas de silício com estruturas microcristalinas de grão muito fino. As baixas temperaturas permitem a utilização de substratos baratos (vidro, metal ou plástico). Os processos de deposição são similares com os das tecnologias de silício amorfo. Com o objectivo de criar camadas de espessura inferior a 10 µm, e apesar da menor capacidade de absorção do silício cristalino, a captação da luz deve ser optimizada com estruturas que permitem a retenção da luz. Por este motivo, as superfícies de silício e as camadas de contactos (TCO - óxido condutor transparente), são trabalhados para que em vez de ficarem lisos fiquem com texturas [22].

As células microcristalinas têm obtido eficiências máximas estáveis de 8,5 %. Poderão ainda ser conseguidos melhores resultados através da combinação numa célula combinada de estruturas microcristalinas e de silício amorfo. As células combinadas são designadas por micromorfos. Quando combinadas, as células de estrutura p-i-n são capazes de utilizar melhor o espectro solar do que individualmente, e ao mesmo tempo têm uma menor degradação. Em laboratório já foi medida uma eficiência máxima de 12 % em condições estáveis de funcionamento.

A grande vantagem é que podem ser produzidas em massa, de forma automatizada, com reduzido desperdício de material e um baixo custo. O primeiro módulo comercial foi lançado no mercado do Japão pela Kaneka [22].

5.4.4. Células solares Híbridas (HCI)

Um outro tipo de células solares, são as células HCI. A célula solar HCI, resulta da combinação da clássica célula solar cristalina com uma célula de película fina.

Esta célula consiste em silício cristalino e amorfo associados a uma película fina adicional não contaminada (camada fina intrínseca). Uma pastilha monocristalina forma o núcleo da célula HCI e é revestida em ambos os lados por uma camada fina de silício amorfo (a-Si). Como camada intermédia, uma camada ultra fina *i* (intrínseca) de silício, sem impurezas, liga a pastilha cristalina com cada uma das camadas de silício amorfo. Uma camada a-Si infiltrada com impurezas do tipo p, é colocada no lado frontal, que forma a junção p-n com a pastilha monocristalina com impurezas do tipo n, como mostra a figura 5.7. *Adaptado de [50].*

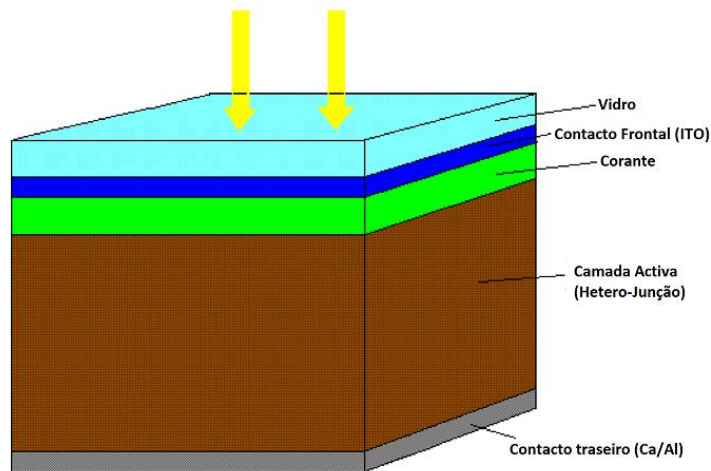


Figura 5. 7 - Perfil de uma célula solar do tipo HCl.

Enquanto nas células solares convencionais de silício, o mesmo material semiconductor é contaminado de forma diferente no intuito de criar uma junção p-n, nas células solares HCl isto ocorre entre os dois semicondutores estruturalmente diferentes. Esta junção é conhecida por heterojunção. A camada amorfa p/i e a pastilha de impurezas do tipo n, cria uma estrutura p-i-n semelhante às células amorfas de película fina. A parte posterior da pastilha é revestida com silício amorfo intensivamente contaminada, para prevenir a recombinação dos portadores de carga livre no eléctrodo posterior.

Nas superfícies da célula, o revestimento anti-reflectivo e a textura da pastilha contribuem para diminuir as perdas por reflexão. Não há degradação da eficiência em resultado do fenómeno de envelhecimento por indução da luz, como é característico das células amorfas de película fina. Comparadas com as células solares cristalinas, a célula HCl distingue-se pela maior produção de energia a elevadas temperaturas. Neste caso, por cada incremento da unidade de temperatura em Grau Celsos, há uma queda de eficiência de 0,33%, em comparação com os 0,45% sentidos pelo silício cristalino.

As células solares híbridas podem ser fabricadas utilizando diferentes conceitos, contudo, todos esses conceitos utilizam diferentes nanopartículas de materiais inorgânicos (como TiO_2 , ZnO , CdInS_2 , Cu , entre outros), que são combinados com diferentes materiais orgânicos como corantes e polímeros conjugados. Entre os compostos inorgânicos utilizados, o TiO_2 destaca-se pela alta absorção no ultravioleta, estabilidade química a longo prazo, baixo custo de obtenção e também pela sua não toxicidade.

A célula HCl poupa energia e material no seu fabrico. A temperatura necessária para a deposição é de apenas 200 °C. Isto significa que as pastilhas são expostas a um menor esforço térmico e podem ser reduzidas para uma espessura de aproximadamente 0,2 mm. Estas células, em laboratório chegam a ter uma eficiência de 17,3%. A sua forma geométrica pelo qual são construídas é quadrada. Normalmente o seu tamanho ideal de construção é de 104 mm x 104 mm com uma espessura de 0,2 mm. A sua estrutura é homogénea e a sua cor predominante de fabrico é azul escura a praticamente preto, como mostra a figura 5.8 [22].



Figura 5. 8 - Exemplo de uma película composta por várias células HCl

5.4.5. Células solares GaAs

As células multijunção foi uma técnica originalmente desenvolvida com vista a aplicações espaciais, tais como em satélites e exploração espacial, mas, no entanto, estas estão agora a ser usadas de um modo eficaz em concentradores solares terrestres. As células multijunção consistem em vários filmes finos, sendo que cada um é essencialmente uma célula solar, em cima uns dos outros, usando tipicamente epitaxia metal-orgânica em fase de vapor. Uma célula multijunção tripla, por exemplo, consiste em semicondutores de GaAs, Ge e GaInP.

Cada uma das camadas tem uma lacuna de banda de energia por forma a permitir que absorvam radiação electromagnética através de uma fracção diferente do espectro. Cada sub-célula reage a uma diferente porção do espectro solar incidente de modo a maximizar a resposta, e seguidamente, operar colectivamente em séries de modo a fornecer um rendimento global de 26% a 30% (início da vida) dependendo do produto. Estas células solares

são ajustadas de modo a otimizar o desempenho no final de vida útil, harmonizando a saída de corrente de cada célula após a exposição a uma típica missão de 15 anos em órbita geoestacionária [31].

Em 1990 as células solares GaAs de silício eram as mais usadas em arranjos fotovoltaicos para aplicação em satélites. Mais tarde as células de dupla e tripla junção baseadas em GaAs com camadas de germânio e fosfato de índio de gálio foram desenvolvidas como a base de uma célula solar de tripla junção, que obteve uma eficiência recorde de mais de 32% e que também pode funcionar com uma luz tão e intensa e concentrada como de 2000 sóis.

A universidade holandesa Radboud University Nijmegen conseguiu produzir, em Agosto de 2008, uma simples junção de células GaAs que alcançou 25,8%, usando uma camada fina de GaAs com 4 μm de espessura, transferidos de uma base de *wafer* de vidro ou de películas de plástico. Mais recentemente, a percentagem subiu para os 28,8%. A eficiência foi atribuída à alta qualidade de crescimento epitaxial de GaAs, à passivação da superfície pelo AlGaAs e pela promoção da reciclagem de fótons [32].

As células solares mais eficientes até ao momento são de dispositivos baseados de multijunção GaAs. A 15 de Outubro de 2012, uma célula baseada numa junção tripla metamórfica atingiu um recorde de 44% [33].

Porém, o custo de fabricação é extremamente alto, tornando-se ainda proibitivo para a produção comercial, sendo ainda apenas usadas em painéis solares de satélites artificiais.

5.4.6. Células solares de Pontos Quânticos - Quantum Dots

Um outro tipo de tecnologia nesta geração ainda numa fase de investigação muito complexa, é a tecnologia de células solares de pontos quânticos. Estas células são construídas através de um semicondutor (silício) revestido com uma camada muito fina de pontos quânticos. Os pontos quânticos são nada mais que o nome dado aos cristais cujo tamanho se situa na faixa de alguns nanómetros de diâmetro.

Estes cristais são misturados numa solução e posteriormente colocados sobre uma peça de silício, peça esta que é rodada a uma velocidade elevada. Por consequência, os cristais são espalhados devido à força centrífuga existente.

A razão pela qual é dada tanta atenção a estes pontos quânticos é devido ao facto de que normalmente um fóton vai excitar um electrão, criando assim uma combinação electrão-buraco. A perda de energia gerada é a energia inicial do fóton menos a energia necessária de modo a excitar o electrão (também chamado de intervalo de banda). No entanto, quando um fóton atinge um ponto quântico feito do mesmo material, pode originar a criação de várias combinações (ou pares) de electrão-buraco, nomeadamente 2 ou 3 pares, sendo que em laboratório já foram observados 7 pares [34].

Um outro modo de aumentar a eficácia passa pela utilização de várias camadas de células solares com intervalos de banda diferentes, numa pilha. Cada camada irá utilizar luz em comprimentos de onda diferentes, sendo que deste modo é possível obter células com maiores níveis de eficiência.

Os pontos quânticos também podem ser capazes de aumentar a eficiência e de reduzir os custos das células fotovoltaicas típicas usadas nos dias de hoje. De acordo com um processo experimental de 2004 pontos quânticos de selénio de chumbo podem produzir mais do que um excitão (um excitão é um estado ligado de um electrão e electrão-buraco, em que são atraídos um pelo outro devido à força electrostática de Coulomb) de um fóton de alta energia através do processo de multiplicação do portador. Este processo é mais eficiente quando comparado com o processo das células fotovoltaicas de hoje, que só podem gerar um excitão por fóton de alta energia, que com portadores de alta energia cinética, perdem assim a sua energia na forma de calor [35].

Pontos quânticos fotovoltaicos seriam na teoria mais baratos de produzir dado que estes podem ser feitos usando reacções químicas simples.

Uma forma de aplicação deste tipo de células é através de um Spray. A tecnologia foi desenvolvida por Fernando Ely, do Centro de Tecnologia de Informação Renato Archer, do Ministério da Ciência e Tecnologia, com a ajuda de mais 23 institutos de pesquisa, em que basta uma borrifada numa superfície plástica para tornar a energia solar em eléctrica devido às particularidades da nanotecnologia citadas acima. Através deste spray e até de impressoras gráficas, é possível criar células solares em qualquer superfície. Através de um fio, a placa pode ser depois ligada a um equipamento eléctrico.

A tinta é formada pela mistura de minúsculos cristais com semicondutores, que juntos, absorvem a luz e produzem a corrente eléctrica. A vantagem deste formato de fabrico é a sua possível utilização em janelas, em fachadas de prédios, em paredes internas de

edifícios ou de residências. Este spray pode também ser colorido, com várias cores. Sendo assim, além de gerar energia, pode também ter um aspecto estético, de decoração [36] [37].

Este tipo de tecnologia é muito diferente quando comparado com as placas solares que conhecemos de 1ª e 2ª geração. Graças à nanotecnologia, esta tecnologia de terceira geração tem já um potencial efectivo de aproveitamento de até cerca 35% da energia solar absorvida, sem prejudicar o meio ambiente, e prevê-se que possa chegar ainda a uma eficiência muito maior. Consegue também a longo prazo produzir painéis mais baratos, mais leves, e portanto logo um custo de instalação mais baixo que as gerações anteriores.

5.4.6.1. Células solares de camadas de Pontos Quânticos Coloidais

Outro dos géneros de tecnologia de 3ª geração, são as células solares de camadas de pontos quânticos coloidais.

Esta tecnologia, através da multijunção de células solares feitas de pontos quânticos coloidais (CQD) têm sido capazes de atingir cerca de 7% de eficiência de conversão em laboratório. Inicialmente, parece pouca eficiência comparadas com as células de silício, no entanto, o seu limite teórico de eficiência prometido é de cerca de 45%. Isto é possível porque quando um único fóton é absorvido por um ponto quântico, produz mais que um par electrão-buraco ligado, ou excitação, dobrando assim a eficiência de conversão vista em células de silício de uma única junção [38].

Recentemente, pesquisadores do MIT usaram um processo que não requer altas temperaturas e uma atmosfera de vácuo para alcançar a estabilidade para as células solares quando são expostas ao ar. Ao utilizarem tipos de ligações que envolvem moléculas ou iões, que se ligam a um núcleo de metal, os investigadores foram capazes de alinhar as bandas das camadas de pontos quânticos, melhorando assim o desempenho das camadas e da película. Este tipo de células pode ser produzido usando um método de produção de baixo custo [38].

5.4.6.2. Células solares de Pontos Quânticos com built-in de carga (Q-BIC)

Um outro tipo de célula soar da família das “Quantum Dots”, são as células solares de pontos quânticos com “built-in” de carga (Q-BIC). A Universidade de Buffalo em colaboração com o Laboratório de Pesquisa do Exército Americano e também com o Instituto de Investigação Científica da Força Aérea Americana, anunciaram um meio de integrarem pontos quânticos carregados em células solares que lhes permitem assim captar a luz infravermelha. Esta célula é representada pela figura 5.9.

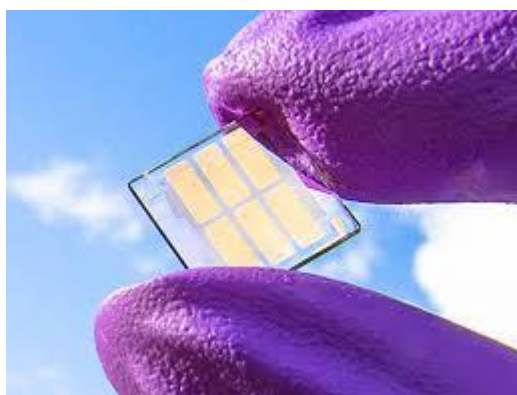


Figura 5. 9 - Modelo de uma célula solar de pontos quânticos.

Ao ser usada uma infiltração selectiva de certos pontos quânticos para que eles tenham uma carga embutida (Q-BIC) que afaste os electrões de entrada, estes, por sua vez, obrigam os electrões a circular em volta dos pontos quânticos.

Os pontos quânticos de carga embutida (Q-BIC) melhoram a transição de electrões pela banda baixa dos pontos quânticos, eliminando assim processos de captura rápida de electrões, e impedem a deterioração da tensão de circuito aberto nas estruturas infiltradas com tipo “*n*”. Estes factores levam a uma maior captação e uma melhor eficiência na conversão da energia infravermelha nas células solares Q-BIC.

É portanto ainda um tipo de células muito primitivas, a darem os primeiros passos, e que só se esperam que venham a ser relativamente eficazes dentro de um intervalo de 15 a 20 anos [39].

5.5. Células solares de Polímeros

Células solares orgânicas e células solares de polímeros são construídas à base de películas finas (tipicamente de 100 nm) de semicondutores orgânicos, incluindo polímeros, tais como “*polifenileno vinylene*” e compostos de pequenas moléculas tais como a ftalocianina de cobre (um pigmento orgânico de cor azul ou verde) e fulerenos de carbono e derivados de fulerenos.

Eles podem ser processados a partir de uma solução líquida, oferecendo a possibilidade de um processo de fabricação pela impressão simples rolo-a-rolo, o que potencia uma produção em grande escala e com baixos custos. Para além disso, estas células podem ser benéficas em algumas aplicações aproveitando a sua flexibilidade mecânica. No entanto, a eficiência das células actuais é bastante baixa e dispositivos práticos ainda são praticamente inexistentes.

A eficiência da conversão de energia alcançada até à data usando polímeros condutores é bastante baixa, quando comparada com materiais inorgânicos. No entanto, a Konarka Power Plastic conseguiu atingir uma eficiência de 8,3% [40].

Em 2011, o MIT e pesquisadores do Estado de Michigan, desenvolveram células solares com uma eficiência perto dos 2%, com uma transparência para o olho humano superior a 65%. Este valor foi alcançado por absorver selectivamente a luz ultravioleta e do infravermelho no espectro com compostos de pequenas moléculas [41]. Mais recentemente, investigadores da UCLA, desenvolveram uma célula solar de polímero análogo, seguindo o mesmo método, com uma transparência de 70% e com uma eficiência na conversão de energia de 4% [42]. Estas células flexíveis e de baixo peso, podem ser produzidas em grandes quantidades e a um custo baixo, podendo também ser usadas para criar janelas de geração de energia.

No ano de 2013, investigadores anunciaram células de polímeros com uma eficiência de 3%. Estes usaram copolímeros em bloco, materiais orgânicos de auto-montagem que se organizam em camadas distintas com uma separação em faixas com cerca de 16 nanómetros de largura [43].

5.6. Células solares Adaptativas

As células solares adaptativas são células que mudam as suas características de absorção/reflexão consoante as condições ambientais. Um material adaptativo tem a capacidade de reagir à intensidade e ao ângulo da luz incidente na célula. Na zona da célula onde a luz é mais intensa, a superfície da célula muda de reflectora para adaptável, permitindo assim que a luz penetre na célula. As restantes partes da célula permanecem reflectoras aumentando a retenção da luz absorvida no interior da célula.

Em 2014, foi testado um sistema protótipo que combina uma superfície adaptativa com um substrato de vidro que redirecciona a luz absorvida para um absorvedor de luz nas extremidades da folha. Este sistema também inclui um conjunto de lentes fixas/espelhos, de modo a concentrar a luz sobre a superfície de adaptação. À medida que o dia passa, a luz concentrada move-se ao longo da superfície da célula. Essa superfície muda assim de reflectora para adaptável, quando a luz está mais concentrada, voltando para reflectora depois de a luz ter passado sobre o local [44].

5.7. Eficiências das células solares

A eficiência de conversão da energia pelas células fotovoltaicas é normalmente muito baixa. Contudo, já se tem alcançado uma evolução notável neste campo. Esta evolução tem permitido uma redução drástica do custo de produção por kWh nas 2 primeiras gerações. É de realçar que as células relativas às tecnologias de segunda geração têm actualmente uma eficiência mais baixa que as de primeira geração. Este aspecto tem a ver com um estado de desenvolvimento menos avançado, e das próprias características da tecnologia empregue na célula. No entanto, o contraponto deste defeito é o custo de produção das células ser bastante inferior por utilizarem menos silício, o que aumenta a sua competitividade. Nas tecnologias de terceira geração, os testes em laboratório revelaram já eficiências de conversão que lhes auguram um bom futuro, nomeadamente as células de pontos quânticos pela nanotecnologia.

As células têm vários e diferentes estados de desenvolvimento. Apenas as tecnologias descritas acima baseadas em silício estão já em fase de produção industrial e comercialização em massa. São estas células que actualmente equipam a maioria dos dispositivos fotovoltaicos instalados e no mercado.

As tecnologias de segunda geração estão actualmente na fase de produção experimental inicial. As células de terceira geração ainda não são comercializadas, sendo que a maioria não saiu ainda de laboratório.

Se pensarmos que as células à base de Silício têm décadas de desenvolvimento e de evolução conseguindo as eficiências que já alcançaram mesmo não atingindo ainda o seu limite teórico de desenvolvimento, podemos afirmar que o futuro é bastante promissor em relação à eficácia e eficiência das células solares de 3ª geração, pois algumas tecnologias de 3ª geração em apenas 4 anos de desenvolvimento já conseguiram atingir as mesmas eficiências que as de 1ª geração. A tabela 5.1 mostra as várias eficiências de células solares já alcançadas.

Tabela 5. 1 - Eficiências alcançadas pelas células solares.

Tipo de Célula	Eficiência (%)
Silício (Cristalino)	24,7
Silício (Muticristalino)	20,3
Silício (Película fina)	16,6
Silício (Amorfo)	9,5
Silício (Nanocristalino)	10,1
III-V GaAs (Cristalino)	25,1
III-V GaAs (Película Fina)	24,5
III-V GaAs (Multicristalino)	18,2
III-V InP (Cristalino)	21,9
Película fina CIGS (célula)	18,4
Película fina CIGS (Módulos)	16,6
Película fina CdTe (célula)	16,5
GaInP/GaAs/Ge	32
GaInP/GaAs	30,3
GaAs/CIS (Película fina)	25,8
GaAs (Multjunção Película fina)	44
Quantum Dots	35
Quantum Dots Coloidais - CQD	7 a 45
Células Solares de Polímeros	3

Capítulo 6

Simulações

Neste capítulo é feita uma análise económico-financeira considerando diferentes tipos de microgeração FV. É feito um estudo sobre 3 modelos diferentes de equipamentos de microgeração, todos com a produção total anual estimada. De seguida, é feita a comparação sobre a viabilidade económica de qual a melhor solução a adoptar para a produção de energia e dar resposta à pergunta do porquê da queda de investimento em instalações de microgeração fotovoltaica.

6.1. Desenvolvimento do modelo da avaliação económica

Depois de se conhecer a legislação referente à microgeração FV (ver secção 2) e quais as principais diferenças que a lei transpôs entre o Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro e o Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de Fevereiro e igualmente com a diferença para as várias tarifas ao longo dos anos (ver secção 3), é possível então fazer um comparativo com a estimativa de retorno e ganhos projectados com a lei de 2007 [11] e agora para a lei de 2013 com as respectivas tarifas praticadas e verificar a rentabilidade das instalações de microgeração FV, seguindo e utilizando os mesmos parâmetros de *cash-flow* que permite calcular o Valor Actualizado Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o período de retorno (*payback*).

Os critérios de avaliação dos projectos são indicadores da rentabilidade dos projectos de investimento ao longo dos anos que nos permitem decidir qual o melhor projecto a implementar. Os critérios de avaliação baseados no *cash-flow* permitem-nos verificar o valor temporal do dinheiro associados à avaliação da rentabilidade do projecto de investimento, pois interessa responder à pergunta base que questiona se ainda é viável financeiramente o investimento em projectos deste tipo.

6.1.1. Custos de instalação de Microgeração Fotovoltaica

Os custos de uma instalação de microgeração FV em Portugal para um microprodutor estão descritos a seguir.

Para calcular os indicadores de avaliação económico-financeira é necessário saber o valor do investimento feito (*Invest*): é o custo inicial de uma instalação de microgeração FV ligada à rede. Equação (6.1).

$$Invest = C_{ger} + C_{inv} + C_{inst} \quad (6.1)$$

Onde:

- *Invest* é o investimento;
- C_{ger} é o custo dos painéis fotovoltaicos (gerador);
- C_{inv} é o custo do inversor DC/AC;
- C_{inst} é o custo da instalação onde está incluído as estruturas de apoio (seguidores solar de um e dois eixos, estruturas de metal para os painéis e obras de construção civil necessárias), cabos, elementos de protecção, realização do projecto de engenharia.

A duração do investimento (*n*), é a vida útil da instalação em anos, que neste caso será de vinte anos.

6.1.2. Receitas obtidas num ano pela instalação de Microgeração Fotovoltaica

O *cash-flow* líquido para o ano *t* (CFE_t) é o fluxo de caixa líquido para um determinado ano da instalação, que é a diferença entre a entrada em caixa de dinheiro gerado pelo investimento e o pagamento em dinheiro ou saída que o investimento requer. Equação (6.2).

$$CFE_t = (Cash\ input)_t - (Cash\ output)_t = Ea_t * tarifa_t - (C_{O\&M} + C_{Seg} + C_{Fin}) \quad (6.2)$$

Onde:

- Ea_t é a energia anual produzida pelo sistema de microgeração FV;
- $tarifa_t$ é a tarifa aplicada a essa instalação;
- $(C_{O\&M} + C_{Seg} + C_{Fin})$ são os custos de operação e manutenção, seguros e de financiamento, respectivamente;

Estes valores são correspondentes ao ano t .

6.2. Variáveis Usadas

Neste estudo consideram-se as seguintes variáveis: investimento, produção anual, aumento da tarifa em regime geral e taxa de actualização.

O valor do investimento está no intervalo entre 10000€ e 12800€ – os valores de investimento, conforme o tipo de instalação, foram definidos de acordo com a consulta a diversas empresas que projectam e instalam microgeração FV. Com o Decreto-Lei n.º 363/2007 o Governo tinha dado incentivos para a aquisição e investimento nestas UM, e os preços projectados nesse período de anos eram entre os 17000€ e 30000€ [11]. Eram investimentos de elevada quantia. Entretanto nos anos seguintes os preços foram baixando e actualmente estão basicamente a metade do preço ou menos do que há uns anos atrás como foi descrito neste parágrafo acima. A produção anual está fixada em 8832 kWh por ano, previstos no Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de Fevereiro, como referido na secção 2.3. Como os preços baixaram e como o investimento é mais baixo, definiu-se então 3 tipos de instalações a analisar com a produção anual máxima possível: uma instalação UM com seguidor de 1 eixo, uma instalação de UM com seguidor de dois eixos, e uma instalação de UM fixa.

O aumento da tarifa em regime geral e a taxa de actualização nesta dissertação vão ter um valor fixo para todas as análises que serão feitas.

6.2.1. Valor da taxa de actualização

A taxa de actualização usada nesta dissertação, provém da taxa de juro indexada à Euribor a 1 mês mais um determinado *spread*. Os valores de *spread* aplicados pelos bancos para estes investimentos variam entre 2% e 5%, [45]. Vai ser aplicado um *spread* de 3,875%, valor intermédio. Para determinar o valor mais realista possível da taxa Euribor a 1 mês foi calculada a média dos últimos 10 anos: valores retirados de [46].

Tabela 6. 1 - Média dos últimos dez anos da taxa de juro indexada à Euribor.

Ano	Taxa (%)
2005	2,143
2006	2,942
2007	4,08
2008	4,276
2009	0,892
2010	1,251
2011	1,504
2012	1,937
2013	0,543
2014	0,555
Média	2,0123

Assim, vem *taxa de actualização* $2,0123 + 3,875 = 5,88\% \approx 5,9\%$.

Em todos os casos de estudo abordados nesta dissertação o valor da taxa de actualização é de 5,9 %.

6.2.2. Aumento anual da tarifa em regime geral

O sistema de tarifa aplicado a instalações de microgeração FV no final da tarifa bonificada é a tarifa do regime geral em vigor, secção 2.3.

A tarifa em regime geral em 2014 é de 0,1528 €/kWh [24]. A tabela 6.2 mostra a evolução da tarifa e um aumento em média de 2,5% para os vinte anos seguintes.

Tabela 6. 2 - Evolução da tarifa em regime geral com aumento anual de 2,5%.

Evolução da Tarifa (€)			
2014	0,1528 €	2025	0,1956 €
2015	0,1566 €	2026	0,2005 €
2016	0,1605 €	2027	0,2055 €
2017	0,1645 €	2028	0,2106 €
2018	0,1687 €	2029	0,2159 €
2019	0,1729 €	2030	0,2213 €
2020	0,1772 €	2031	0,2268 €
2021	0,1816 €	2032	0,2325 €
2022	0,1862 €	2033	0,2383 €
2023	0,1908 €	2034	0,2443 €

Este aumento da tarifa vai-se reflectir nos anos em que a tarifa bonificada deixa de ser aplicada, nessa altura o valor pago ao microprodutor é o valor da tarifa em regime geral.

A evolução da tarifa para uma unidade de microgeração FV ligada à rede em 2014 é calculada através do Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de Fevereiro (secção 2.3) e do despacho da DGEG de 26 de Dezembro de 2013 que estipula os valores da tarifa remuneratória bonificada para 2014; há que referir que a tarifa calculada é o pior cenário, em que todos os anos se atinge os limites máximos de potência de ligação. No nono ano da instalação o valor da tarifa bonificada já fica mais baixo que a tarifa em regime geral sendo aplicada a partir desse ano a tarifa em regime geral em vigor. A tabela 6.3 mostra a tarifa aplicada em instalações de microgeração FV descritas nesta dissertação.

Tabela 6. 3 - Evolução da tarifa aplicada às instalações de microgeração FV consideradas nesta dissertação.

Período 1 (8 anos)			Período 2 (7 anos)			Período 3 (5 anos)		
Ano 1	2014	0,066 €	Ano 9	2022	0,145 €	Ano 16	2029	0,2213 €
Ano 2	2015	0,066 €	Ano 10	2023	0,145 €	Ano 17	2030	0,2268 €
Ano 3	2016	0,066 €	Ano 11	2024	0,145 €	Ano 18	2031	0,2325 €
Ano 4	2017	0,066 €	Ano 12	2025	0,145 €	Ano 19	2032	0,2383 €
Ano 5	2018	0,066 €	Ano 13	2026	0,145 €	Ano 20	2033	0,2443 €
Ano 6	2019	0,066 €	Ano 14	2027	0,145 €			
Ano 7	2020	0,066 €	Ano 15	2028	0,145 €			
Ano 8	2021	0,066 €						

6.3. Análise económico-financeira das instalações

Nesta análise vai ser feita uma avaliação económico-financeira do investimento para uma produção anual esperada de 8832 kWh, calculando os indicadores de avaliação económico-financeira, (VAL, TIR e *payback*), descritos nas subsecções 4.3.2, 4.3.3 e 4.3.4 respectivamente.

Neste tipo de análise ao investimento das instalações de microgeração FV pretende-se avaliar a viabilidade do investimento, saber se o investimento ainda continua a ser rentável, saber quando se vai ter a amortização do investimento e saber igualmente qual o lucro que a instalação de microgeração FV vai retornar ao fim de todas estas modificações da lei e respectivas tarifas remuneratórias.

Estas questões são actualmente as mais pertinentes e as que interessam mais responder, pois o microprodutor quer saber se ainda é rentável ou não o investimento neste tipo de negócio. Interessa realçar e encontrar as diferenças que conduziram ao declínio do investimento nestas UM.

6.3.1. Um investimento de 11500€ com produção anual de 8832 kWh

Nesta subsecção vamos fazer uma avaliação económico-financeira de uma instalação de microgeração FV com um investimento de 11500€, com uma produção anual estimada de 8832kWh, valor máximo que é pago por lei (ver secção 2.3). Este tipo de projecto refere-se a uma instalação solar de microgeração com seguidor solar de um eixo, com uma potência de 4,6 kW capaz de produzir aproximadamente 9000 kWh/ano.

A figura 6.1 mostra a evolução de um investimento de 11500€, com uma produção anual de 8832 kWh.

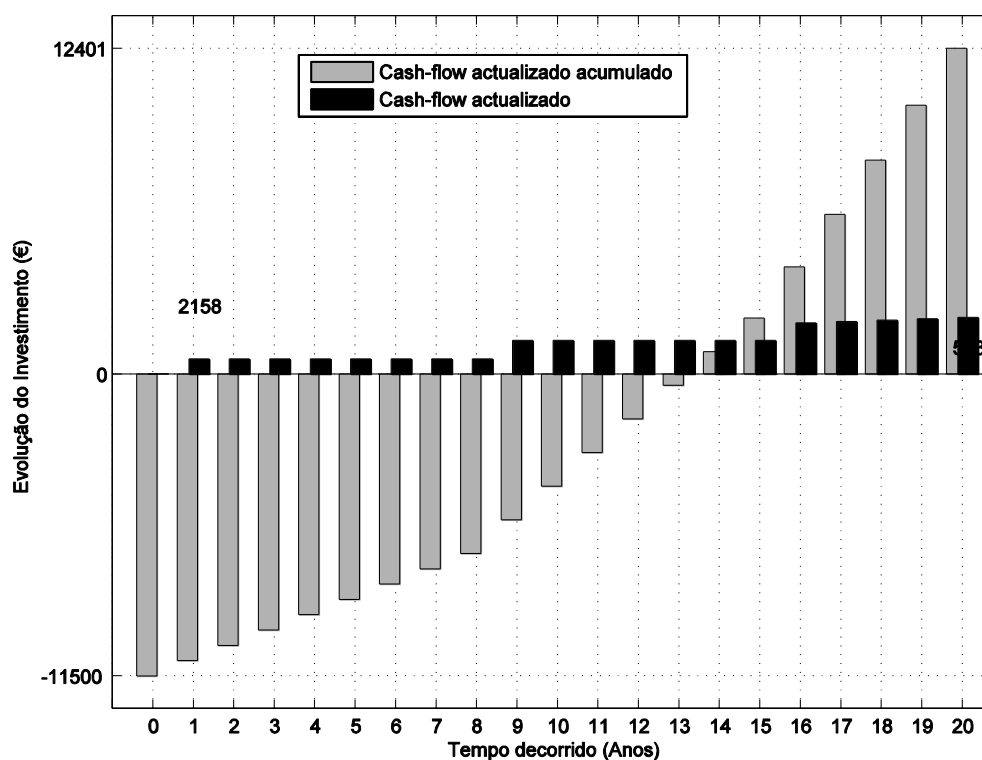


Figura 6. 1 - Evolução de um investimento de 30000€ com produção anual de 8832kWh.

A observação da figura 6.1 permite visualizar a evolução do investimento ao longo dos anos. As barras a cinzento mostram o *cash-flow* actualizado acumulado, que corresponde ao investimento no ano 0, nos anos seguintes mostra a amortização do investimento e depois o lucro gerado pela instalação de microgeração FV. As barras a preto representam o *cash-flow* actualizado, que corresponde à receita anual da instalação. A receita anual tem valor máximo

de 2158€ no primeiro ano de instalação, sendo a tarifa igual nos oito primeiros anos, isto é devido à actualização dos *cash-flows* (subsecção 4.2.3). A receita anual tem valor mínimo de 508€ no último ano, apesar da tarifa considerada estar a aumentar nos últimos anos da instalação (subsecção 6.2.2), a receita é mínima no último ano devido à actualização dos *cash-flows* (subsecção 4.2.3).

A tabela 6.4 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 11500€, com uma produção anual de 8832 kWh.

Tabela 6. 4 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 11500€ com produção anual de 8832 kWh.

VAL	12401 €
TIR	8,65 %
<i>payback</i>	13,25 anos

Podemos verificar que este é um projecto viável. Os indicadores de avaliação económico-financeira são: VAL=12401€, TIR=8,65% e um *payback* de 13,25 anos. Conclui-se, portanto, que se o Microprodutor investir 11500€, remunera o capital que se mantém investido à taxa de 5,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 12401€. O valor da TIR igual a 8,65%, quer dizer que a uma taxa de actualização de 8,65% no final dos vinte anos teremos o VAL igual a 0€ significa que recuperamos o investimento. Um *payback* de 13,25 anos é o tempo que o projecto leva até recuperar o investimento.

6.3.2. Um investimento de 12800€ com produção anual de 8832 kWh

Nesta subsecção vamos fazer uma avaliação económico-financeira de uma instalação de microgeração FV com um investimento de 12800€, com uma produção anual estimada de 8832 kWh, valor máximo que é pago por lei (ver secção 2.3). Este tipo de projecto refere-se a uma instalação solar de microgeração com seguidor solar de dois eixos, com uma potência de 4,2 kW capaz de produzir aproximadamente 9000 kWh/ano.

A figura 6.2 mostra a evolução de um investimento de 12800€, com uma produção anual de 8832 kWh.

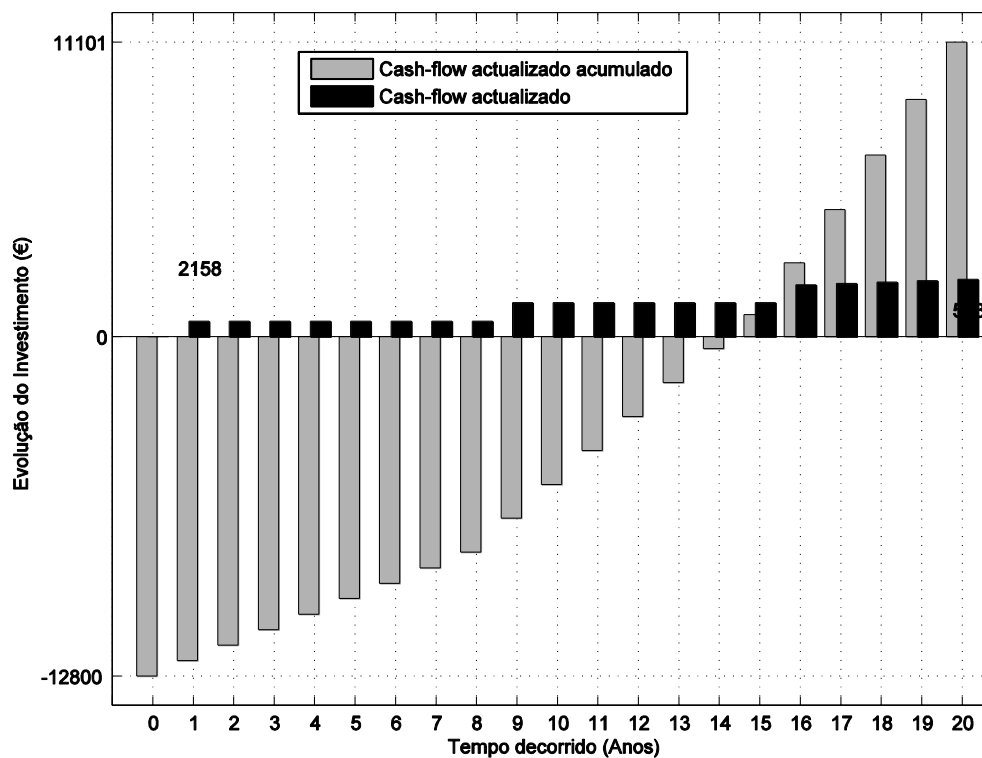


Figura 6. 2 - Evolução de um investimento de 12800€ com produção anual de 8832 kWh.

A observação da figura 6.2 permite visualizar a evolução do investimento ao longo dos anos. As barras a cinzento mostram o *cash-flow* actualizado acumulado, que corresponde ao investimento no ano 0, nos anos seguintes mostra a amortização do investimento e depois o lucro gerado pela instalação de microgeração FV. As barras a preto representam o *cash-flow* actualizado, que corresponde à receita anual da instalação. A receita anual tem valor máximo de 2158€ no primeiro ano de instalação, sendo a tarifa igual nos oito primeiros anos, isto é devido à actualização dos *cash-flows* (subsecção 4.2.3). A receita anual tem valor mínimo de 508€ no último ano, apesar da tarifa considerada estar a aumentar nos últimos anos da instalação (subsecção 6.2.2), a receita é mínima no último ano devido à actualização dos *cash-flows* (subsecção 4.2.3).

A tabela 6.5 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 12800€, com uma produção anual de 8832 kWh.

Tabela 6. 5 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 12800€ com produção anual de 8832 kWh.

VAL	11101 €
TIR	8,65 %
<i>payback</i>	14,15 anos

Podemos verificar que este é um projecto viável. Os indicadores de avaliação económico-financeira são: VAL=11101€, TIR=8,65% e um *payback* de 14,15 anos. Conclui-se, portanto, que se o Microprodutor investir 12800€, remunera o capital que se mantém investido à taxa de 5,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 11101€. O valor da TIR igual a 8,65%, quer dizer que a uma taxa de actualização de 8,65% no final dos vinte anos teremos o VAL igual a 0€ significa que recuperamos o investimento. Um *payback* de 14,15 anos é o tempo que o projecto leva até recuperar o investimento.

6.3.3. Um investimento de 10000€ com produção anual de 8832 kWh

Nesta subsecção vamos fazer uma avaliação económico-financeira de uma instalação de microgeração FV com um investimento de 10000€, com uma produção anual estimada de 8832 kWh, valor máximo que é pago por lei (ver secção 2.3). Este tipo de projecto refere-se a uma instalação de microgeração solar fixa, com uma potência de 6,2 kW capaz de produzir aproximadamente 9000 kWh/ano.

A figura 6.3 mostra a evolução de um investimento de 10000€, com uma produção anual de 8832 kWh.

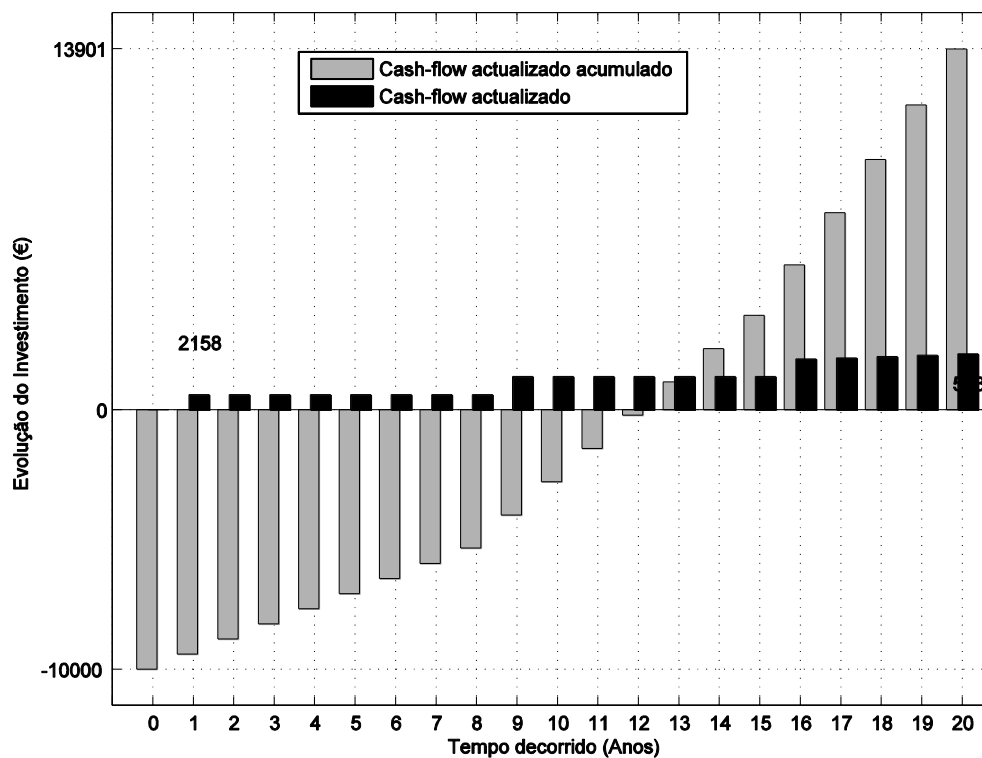


Figura 6. 3 - Evolução de um investimento de 10000€ com produção anual de 8832 kWh.

A observação da figura 6.3 permite visualizar a evolução do investimento ao longo dos anos. As barras a cinzento mostram o *cash-flow* actualizado acumulado, que corresponde ao investimento no ano 0, nos anos seguintes mostra a amortização do investimento e depois o lucro gerado pela instalação de microgeração FV. As barras a preto representam o *cash-flow* actualizado, que corresponde à receita anual da instalação. A receita anual tem valor máximo de 2158€ no primeiro ano de instalação, sendo a tarifa igual nos oito primeiros anos, isto é devido à actualização dos *cash-flows* (subsecção 4.2.3). A receita anual tem valor mínimo de 508€ no último ano, apesar da tarifa considerada estar a aumentar nos últimos anos da instalação (subsecção 6.2.2), a receita é mínima no último ano devido à actualização dos *cash-flows* (subsecção 4.2.3).

A tabela 6.6 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 10000€, com uma produção anual de 8832 kWh.

Tabela 6. 6 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 10000€ com produção anual de 8832 kWh.

VAL	13901 €
TIR	8,65 %
<i>payback</i>	12,15 anos

Podemos verificar que este é um projecto viável. Os indicadores de avaliação económico-financeira são: VAL=13901€, TIR=8,65% e um *payback* de 12,15 anos. Conclui-se, portanto, que se o Microprodutor investir 10000€, remunera o capital que se mantém investido à taxa de 5,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 13901€. O valor da TIR igual a 8,65%, quer dizer que a uma taxa de actualização de 8,65% no final dos vinte anos teremos o VAL igual a 0€ significa que recuperamos o investimento. Um *payback* de 12,15 anos é o tempo que o projecto leva até recuperar o investimento.

6.4. Comparação e análise das diferentes soluções de produção

Neste ponto serão analisadas as diferentes instalações de microgeração FV expostas nas subsecções anteriores.

Todas as instalações foram projectadas e orçamentadas para atingirem ou ultrapassarem em pouco a produção máxima possível por lei, neste caso 8832 kWh. Desta forma, todas as instalações retornam por ano o mesmo lucro. Todos os orçamentos incluíam os mesmos tipos e marcas de painéis solares para não haver discrepância de produções de potência entre eles, o que originariam a diferentes retornos de lucro.

Da análise efectuada nas subsecções 6.3.1, 6.3.2 e 6.3.3 pode-se verificar que entre elas existem diferentes valores de investimentos que vão desde os 10000 até aos 12800, para os vários tipos de tecnologias usadas, estruturas fixas ou estruturas seguidoras do sol.

Também se pode verificar que como todos os três tipos de instalações atingem a mesma produção, independentemente da tipologia usada, já que os seguidores solares têm 25% mais de eficiência do que as unidades fixas [9], portanto logo o mesmo lucro gerado, será de dedução rápida qual o tipo de instalação a escolher. Optar-se-ia, logicamente, pela instalação com custo mais barato, neste caso a instalação fixa com valor de investimento de

10000€. As diferenças entre elas para o tempo de *payback* seria indiferente e não seria usado como critério para uma possível escolha entre elas, pois volta-se novamente à conjuntura que todas elas produzem exactamente o mesmo e retornam o montante todas por igual, ou seja, ao fim dos 20 anos teríamos exactamente o mesmo retorno por igual como já foi demonstrado.

No entanto, e em caso de um investimento por empréstimo, o essencial e ideal seria o intervalo de tempo mais rápido possível de *payback* como amortização do investimento, e nesse caso escolhia-se a opção da instalação fixa, pois em aproximadamente 12,15 anos o investimento estava pago. Assim, para a diferença referente às outras duas opções, 14,15 anos de *payback* para a instalação de 12800€ com seguidor de dois eixos e 13,25 anos de *payback* para a instalação de 11500€ com seguidor de um eixo, ou seja, respectivamente, na ordem dos 2 anos a menos de diferença de *payback* para a opção de 12800€ (dois eixos) e 1,1 anos a menos de diferença de *payback* para a opção dos 11500€ (um eixo), o investimento era recuperado mais cedo e evitar-se-ia entre 1,1 até 2 anos de taxas de juro a menos no caso de um empréstimo. O mesmo aconteceria num investimento próprio, pois o dinheiro numa aplicação de investimento bancário iria render mais, pois teria sempre mais 1,1 ou 2 anos a mais de rendimento, embora pudesse ou não ser um rendimento muito baixo.

Capítulo 7

Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões do trabalho desenvolvido sobre avaliação económico-financeira de instalações de microgeração FV. Procede-se a uma síntese dos casos de estudo precedentes, indicando quais as razões para a queda no investimento na microgeração. São apresentados possíveis trabalhos futuros.

7.1. Conclusões principais

Após a análise e o estudo efectuado ao longo desta dissertação, podem-se apontar conclusões aos problemas levantados, fazer escolhas correctas sobre as estruturas propostas, e responder à questão fundamental sobre o porquê de tão súbito desinteresse no investimento de microgeração.

O modo de escolha em qual solução de microgeração a optar cairia assim, como demonstrado na subsecção 6.4, na solução mais barata, ou seja, na solução de painéis fixos. No entanto, dever-se-ia levar em conta a logística da operação, por exemplo, não tendo o microprodutor espaço necessário ou o espaço mais adequado para a instalação de determinada solução proposta. Neste caso, teria que se optar por uma solução com seguidor solar, mais cara mas que ocuparia menos espaço pois continha menos número de painéis solares, já que a diferença de rendimento de uma solução fixa para uma solução com seguidor solar é na ordem dos 25% a menos.

Outro aspecto a ter em conta seria uma possível avaria do equipamento, fazendo com que a produção de energia parasse num determinado intervalo de tempo, por exemplo, de 15 dias. Nesta situação, e enquanto não fosse solucionada e reparada a avaria, o microprodutor não estaria a ter qualquer lucro. Como efeitos de comparação entre os três tipos de soluções, uma reparação de um seguidor solar fora da garantia seria mais dispendiosa do que uma avaria na solução fixa, pois na solução com seguidor é implementado um outro tipo de mecanismo com tecnologia mais cara que não é implementado na solução fixa, o que indica portanto, que a solução ideal a adoptar seria o conjunto de painéis fixos.

Um outro aspecto a levar em conta, que poderia levar a diferentes valores de orçamentos, seria a parte relacionada com a mão-de-obra. Enquanto um seguidor solar, independentemente de ser de um ou dois eixos, precisa de uma sapata apenas para a instalação do conjunto, no que se refere à instalação fixa teriam que ser levados em conta aspectos da localização dos painéis, se a estrutura fica no chão, no telhado, a inclinação do telhado, a orientação geográfica do telhado, entre outras. Tudo isto iria variar num intervalo de valores de orçamento na ordem dos 1000€ a 3000€, segundo as indicações dadas nos orçamentos apresentados pelas empresas instaladores.

No geral, sem prejuízo de terceiros e sem levar em conta factores externos acima citados, a escolha cairia sempre na opção mais barata que é a solução de UM fixa.

Após esta explicação, é agora possível dar uma resposta concreta sobre a questão principal a que se propôs esta dissertação: *Qual a razão de nos últimos anos ter havido uma queda tão acentuada de investimento em microgeração fotovoltaica?*

Entre todas as causas encontradas e estudadas para que o investimento se afastasse da microgeração, a mais óbvia é sem dúvida o fraco retorno financeiro proporcionado ao fim de 20 anos para o tipo de investimento em causa. Com a alteração da lei (Secção 2) e a constante alteração das tarifas remuneratórias para o regime bonificado que caíram abruptamente a seguir ao ano de 2012, reduzindo assim as margens de lucro, o investidor não tem desta forma incentivos nem motivos para investir provocando assim a retracção no investimento.

Se atendermos à figura 7.1 podemos verificar que a tendência linear de instalações de microgeração tem vindo a decrescer a longo dos anos.

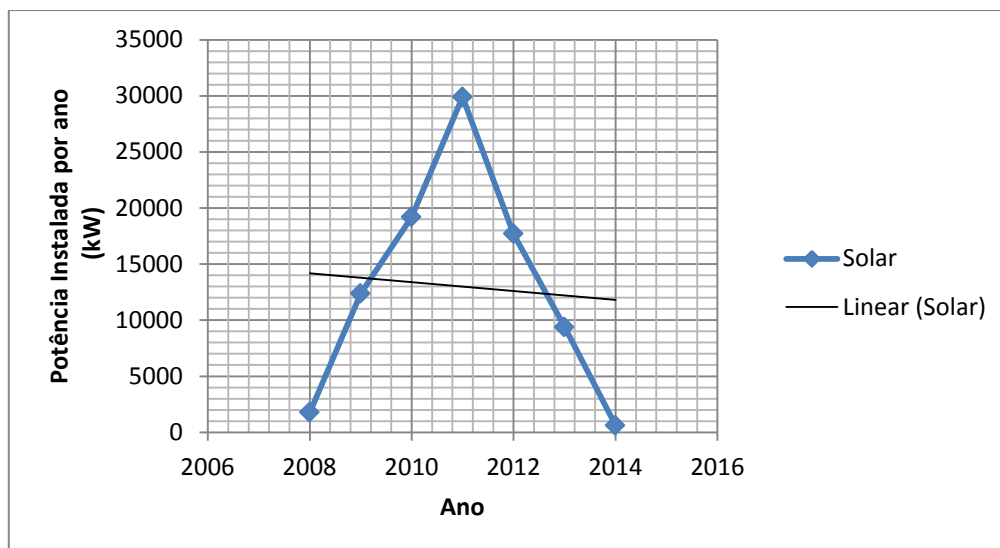


Figura 7. 1 - Tendência linear da energia solar instalada por ano em Portugal.

Face às causas já apontadas, pode-se concluir que a política do Governo, com todas as alterações que tem feito ao fim destes anos, não é a mais correcta e proveitosa no que concerne à energia limpa e renovável. Os incentivos fiscais foram retirados. As remunerações do regime bonificado caíram drasticamente. Todo este conjunto de circunstâncias provocam o desinteresse do investidor e nem mesmo a constante queda do preço dos painéis solares, que com menos de metade do investimento em relação à 5 anos atrás produz a mesma quantidade de energia, consegue incentivar e retornar o investimento a este campo. Entretanto, o Governo tem dado outros incentivos à micro e minigeração por parte de outras fontes de energia alternativas à solar, mas como se pôde verificar, ainda estão muito pouco desenvolvidas e com pouco conhecimento por parte do possível investidor.

Com um retorno ao incentivo neste investimento, Portugal poderia cada vez mais reduzir a factura energética e contribuir ao mesmo tempo para um meio ambiente mais limpo. Seria também possível aumentar a percentagem do total de energia consumida proveniente de energias renováveis. Com a aprovação recente para a criação de um Decreto-Lei sobre a produção de energia para autoconsumo, poderá assim haver um novo impulso no investimento na microgeração em Portugal e impulsionar de novo o sector.

7.2. Conclusões gerais

Nesta dissertação foram apresentados vários casos de estudo em que o objectivo principal era fazer uma avaliação económico-financeira de instalações de microgeração FV em Portugal com acesso à tarifa bonificada descrita pelo Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de Fevereiro e verificar o que tinha ocorrido para o desinteresse na microgeração em Portugal.

Os cálculos efectuados foram sempre no pior caso, em que a tarifa bonificada baixa o máximo, pois foi considerado que todos os anos se atinge o limite de potência de ligação. Foi também suposto que a produção dos painéis solares era o máximo possível por ano estipulado por lei.

Ainda, faz-se notar que para os cálculos também não foi considerado nenhum valor de produção no ano zero conforme amostrado nos gráficos da secção 6.3, porque as instalações podem não ser ligadas à rede no início do ano, logo a produção anual do primeiro ano iria ser diferente dos restantes anos sem forma alguma de prever essa situação e essa produção.

É de notar que se qualquer uma destas instalações estivesse ao abrigo da tarifa geral em vigor, continuavam a ser projectos viáveis pois o investimento iria ser recuperado mas com outras condições de *payback*.

O estudo e compreensão sintética sobre a tecnologia FV foram uma mais-valia para mim a nível pessoal e profissional. Com o desenvolvimento deste trabalho, adquiri conhecimentos mais aprofundados da microgeração FV, o planeamento de uma instalação bem como a análise económico-financeira de instalações de microgeração FV. Adquiri ainda conhecimentos sobre as novas tecnologias de células fotovoltaicas em desenvolvimento e suas eficiências, bem como o seu possível impacto nas nossas vidas dentro de um período de 20 anos.

Após a conclusão deste trabalho foi com agrado e felicidade que os objectivos propostos foram cumpridos. Com este trabalho tive a possibilidade de compreender o funcionamento geral da microgeração FV em Portugal.

7.3. Trabalhos futuros

Com a conclusão desta dissertação, é possível indicar alguns trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos nesta área levando em conta o trabalho que foi feito:

- 1) Adaptar este modelo de cálculo às futuras tarifas bonificadas dos próximos anos;
- 2) Fazer uma comparação com a geração de energia por outras fontes de energia renovável, e compará-las com as tarifas aplicadas a essas mesmas fontes;
- 3) Fazer uma comparação entre as várias marcas produtoras de células solares e respectivas eficiências, custos de aplicação, e respectivo retorno;
- 4) Fazer um estudo económico-financeiro sobre o impacto que terá a nova lei da produção de energia para autoconsumo;

Referências Bibliográficas

[1] – DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia “Caracterização Energética Nacional”. Disponível em <http://www.dgge.pt/>.

[2] – Portal da União Europeia, Protocolo de Quioto relativo às alterações climáticas. Disponível em http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/l28060_pt.htm.

[3] – Agência Portuguesa do Ambiente “Alterações Climáticas”. Disponível em <http://www.apambiente.pt/politicasantambiente/AlteracoesClimaticas/Paginas/default.aspx>.

[4] – Direcção Geral de Energia e Geologia, “Renováveis: Estatísticas Rápidas, Novembro/Dezembro 2009”. Disponível em <http://www.dgge.pt/>.

[5] – APREN - Associação de Energias Renováveis “Peso das Fontes de Produção de Electricidade em Portugal em 2013”. Disponível em <http://www.apren.pt/pt/>.

[6] – Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro.

[7] – Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro.

[8] – Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de Fevereiro.

[9] – PortalEnergia - Energias Renováveis “Microgeração em Portugal”. Disponível em <http://www.portal-energia.com/microgeracao-em-portugal/>.

[10] – SRM e SRMini - Sistema de Registo de Microprodução e Miniprodução, “Distribuição geográfica de unidades de microprodução ligadas à rede”. Disponível em <http://www.renovaveisnatura.pt/web/srm/estatisticas1>

[11] – Martins, André; “Microprodução com energia solar: Comparação e análise da viabilidade económica das diferentes soluções de produção”; UBI, Outubro 2010.

- [12] – Guia para a certificação de uma unidade de microprodução. Disponível em http://www.renovaveisnatura.pt/c/document_library/get_file?folderId=15654&name=DLFE-4403.pdf.
- [13] – DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia; “*Microprodução 2014*”; Despacho DGEG de 26 de Dezembro de 2013.
- [14] – Lei n.º 67-A/2007 de 31 de Dezembro, “*Orçamento do Estado para 2008*”.
- [15] – Lei n.º 64-B/2011 de 30 de Dezembro, “*Orçamento do Estado para 2012*”.
- [16] – OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico “*OECD Sovereign Borrowing Outlook 2014*”; Março de 2014. Disponível em http://www.oecd-ilibrary.org/governance/oecd-sovereign-borrowing-outlook-2014_sov_b_outlk-2014-en
- [17] – Quintas, Jaime; “*Avaliação Financeira de Projectos*”; Março de 2009.
- [18] – Barros, Carlos; “*Decisões de Investimento e Financiamento de Projectos*”; 3ª Edição, 1995.
- [19] – Eusébio, Cristina; “*Gestão de Energia - Avaliação Económica de Projectos*”; ISEL, Setembro 2007.
- [20] – Serrasqueiro, Zélia; “*Sebenta de Análise de Investimentos*”; UBI, 2009/2010.
- [21] – Castro, Rui; “*Introdução à Avaliação Económica de Investimentos*”, Energias Renováveis e Produção Descentralizada; IST, Lisboa, Fevereiro 2009.
- [22] – GREENPRO, “*Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação*”, 2004. Disponível em <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>.
- [23] – Baptista, José M.R.; “*Fundamentos de Energia Solar Fotovoltaica*”; UTAD, 2012.
- [24] – ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos “*Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental em 2014 - BNT entre 2,3 e 20,7kVA*”. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>;
- [25] – Castro, Rui; “*Uma Introdução às Energias Renováveis*”; IST, 2011.

- [26] – SolFocus, Inc.; “A primer on CPV technology”; Março 2008.
- [27] – B. O’Regan, M.G.; “A low-cost, high-efficiency solar cell based on dye-sensitized colloidal TiO₂ films”; Nature, 1991.
- [28] – Bisquert, Juan; “Dye-sensitized solar cells”; Departamento de Física, Universitat Jaume I; 2009.
- [29] – “Photovoltaic cell, European patent WO/2004/006292”; 01-08-2009.
- [30] – Yella, A; Lee, HW; Tsao, HN; Yi, C; Chandiran, AK; Nazeeruddin, MK; Diau, EW-D; Yeh, C-Y; Zakeeruddin, SM; Grätzel, M.; “Porphyrin-Sensitized Solar Cells with Cobalt (II/III)-Based Redox Electrolyte Exceed 12 Percent Efficiency”; Science (6056), 2011.
- [31] – Moss, S. J. and Ledwith, A.; “The Chemistry of the Semiconductor Industry”; Springer, 1987.
- [32] –Yablonovitch, E.; Miller, O. D.; Kurtz, S. R.; “The opto-electronic physics that broke the efficiency limit in solar cells”; 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2012.
- [33] – Clarke, C.; “San Jose Solar Company Breaks Efficiency Record for PV”; Abril 2011.
- [34] – Baskoutas, S.; Terzis, A.F.; “Size-dependent band gap of colloidal quantum dots”. Journal of Applied Physics 99, 2006.
- [35] – Schaller, R.; Klimov, V.; “High Efficiency Carrier Multiplication in PbSe Nanocrystals: Implications for Solar Energy Conversion”. Physical Review Letters 92, 2004.
- [36] – “Spray transforma energia solar em eléctrica”; Portal das Energias Renováveis; PER/Globo; 16-11-2013. Disponível em http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheNoticias.asp?ID_conteudo=907&ID_area=8
- [37] – Barrows, Alexander T.; Pearson, Andrew J.; Chan Kyu Kwak, Dunbar, Alan D. F.; Buckleya, Alastair; G. Lidzey, David; “Efficient planar heterojunction mixed-halide perovskite solar cells deposited via spray-deposition”; Energy Environ. Science, Julho 2014;

- [38] – M. Chuang, Chia-Hao; R. Brown, Patrick; Bulović, Vladimir; G. Bawendi, Mounqi; “*Improved performance and stability in quantum dot solar cells through band alignment engineering*”; Nature Materials 13, 25 Maio de 2014.
- [39] – A. Sablon, Kimberly; W. Little, John; Mitin, Vladimir; Sergeev, Andrei; Vagidov, Nizami; Reinhardt, Kitt; “*Strong Enhancement of Solar Cell Efficiency Due to Quantum Dots with Built-In Charge*”;
- [40] – Osborne, Mark; “*NREL validates Konarka’s 8.3% ‘Power Plastic’ efficiency record*”; PVTECH, 29 Novembro 2010. Disponível em http://www.pv-tech.org/news/nrel_validates_konarkas_8.3_power_plastic_efficiency_record .
- [41] – Lunt, R. R.; Bulovic, V.; “*Transparent, near-infrared organic photovoltaic solar cells for window and energy-scavenging applications*”. Applied Physics Letters 98, 2011.
- [42] – Lunt, R. R.; “*Theoretical limits for visibly transparent photovoltaics*”; Applied Physics Letters 101, 2012.
- [43] – Guo, C.; Lin, Y. H.; Witman, M. D.; Smith, K. A.; Wang, C.; Hexemer, A.; Strzalka, J.; Gomez, E. D.; Verduzco, R.; “*Conjugated Block Copolymer Photovoltaics with near 3% Efficiency through Microphase Separation*”; Nano Letters 13, 2013.
- [44] – MIT Technology Review “*Adaptive Material Could Cut the Cost of Solar in Half*”; Julho 2014. Disponível em <http://www.technologyreview.com/news/529476/adaptive-material-could-cut-the-cost-of-solar-in-half/>
- [45] – CGD - Crédito Energias Renováveis Protocolo EDP - 2014. Disponível em <https://www.cgd.pt/Particulares/Casa/Credito-Lar/Pages/Credito-Energias-Renovaveis-EDP.aspx>
- [46] – EMMI—European Money Markets Institute, Euribor rates. Disponível em <http://www.emmi-benchmarks.eu/>
- [47] – Ribeiro, Sara; “*Lei da produção de energia para autoconsumo aprovada em Setembro*”; SOL, 20-08-2014. Disponível em <http://www.sol.pt/noticia/113646>
- [48] – Silva, Palmira F.; “*Breve história da energia solar*”; IST, 2004.

[49] – Calaia, Fábio J. S.; “*Estudo comparativo de três tecnologias fotovoltaicas*”; IST, Junho de 2011.

[50] – Tenente, Célia C. C.; “*Projecto de instalações de sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios*”; FEUP, Julho de 2010.

