



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR

Engenharia

**Microprodução com energia solar:  
Comparação e análise da viabilidade económica das  
diferentes soluções de produção no novo  
enquadramento legal**

**José Ricardo de Almeida Alfaia**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

**Engenharia Eletrotécnica e de Computadores**

**Ramo Automação e Eletrónica**

(2º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano

**Covilhã, Outubro de 2012**



## **Agradecimentos**

Gostaria de agradecer à Sílvia, a minha esposa, pela paciência e por todo o apoio transmitido.

Aos meus pais pelo apoio, pela confiança que sempre depositaram em mim, fundamentais para a minha formação.

Ao meu orientador Prof. Doutor Sílvio Mariano, pela colaboração e incentivo na realização deste trabalho.

Aos professores da Universidade da Beira Interior em especial os que fazem parte da Faculdade de Engenharia que me transmitiram o conhecimento necessário para a realização deste trabalho.

À família, amigos e todos aqueles que deram o seu contributo na minha formação intelectual e académica.



## Resumo

Atualmente, está na ordem do dia a subida dos preços dos combustíveis fósseis e a problemática do aquecimento global devido ao efeito de estufa. Por essa razão a procura de energias ditas alternativas, em complemento aos combustíveis fósseis, afigura-se como sendo uma atividade em crescimento e desenvolvimento.

Esta dissertação insere-se no âmbito da análise económico-financeira do Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro e da sua comparação com o anterior, o Decreto-Lei nº363/2007 de 2 de Novembro.

Para atingir o objetivo proposto foi desenvolvida uma aplicação em “Guide MATLAB” que permite calcular os indicadores de avaliação económico-financeira das instalações fotovoltaicas. Foram calculados os períodos de retorno (*payback*), as Taxas de Rentabilidade Interna e os Valores Atualizados Líquidos. Foram comparados os indicadores económico-financeiros a fim de perceber qual o Decreto-Lei mais vantajoso.

Observou-se que apesar do Decreto-Lei atual possuir uma tarifa bonificada durante um período mais longo, e apesar dos equipamentos terem um custo mais baixo e serem mais eficientes, é desvantajoso em relação ao anterior.

## Palavras-chave

Energia fotovoltaica, microgeração, análise económico-financeira.



# Abstract

Currently, on the agenda rising fossil fuel prices and the problem of global warming due to the greenhouse effect. For this reason the demand for alternative energy said, in addition to fossil fuels, it appears as an activity for growth and development.

This work falls within the scope of the economic and financial analysis of Decree-Law nº 118-A/2010 of 25 October and its comparison with the previous Decree-Law nº 363/2007 of 2 November.

To reach that goal we developed an application in "*MATLAB Guide*" that allows calculate the indicators of economic-financial assessment of photovoltaic installations. The return periods (payback), the Internal Rate of Return and the Net Values updated were calculated. The economic and financial indicators were compared in order to determine the Decree-Law that is more advantageous to the photovoltaic energy producer.

It was observed that the current Decree Law, despite presenting a subsidized rate over a longer period and the equipment has low cost and high efficiency, is disadvantageous compared to the former.

## Keywords

Photovoltaic energy, microgeneration, economic and financial analysis.



# Índice

## 1

### **1 Introdução ..... 1**

1.1 Enquadramento das energias renováveis ..... 2

1.2 Motivação e objetivo..... 4

1.3 Estrutura da dissertação..... 6

### **2 Legislação da Microgeração em Portugal ..... 8**

2.1 Introdução ..... 9

2.2 Microprodutor..... 10

2.2.1 Acesso ao regime geral ..... 11

2.2.2 Acesso ao regime bonificado..... 11

2.3 Remuneração do regime bonificado ..... 12

2.4 Funções do SRM ..... 12

2.4.2 Unidade de microprodução..... 13

2.4.3 Validação do SRM..... 14

2.4.4 Certificado de exploração ..... 14

2.5 Equipamentos e Contagem ..... 16

2.5.1 Controlo dos equipamentos..... 16

2.5.2 Contrato de compra e venda..... 16

2.5.3 Alteração da titularidade..... 17

2.5.4 Alteração da instalação ..... 17

2.6 Monitorização e controlo ..... 17

2.7 Incentivos fiscais..... 17

2.7.1 IRS..... 18

2.7.2 IVA ..... 18

### **3 Avaliação Económico-Financeira do Investimento ..... 19**

3.1 Introdução ..... 20

3.2 Noções de base ..... 20

3.2.1 Conceito de *cash-flow* ..... 20

3.2.2 Valor residual..... 21

3.2.3 Atualização ..... 22

3.3	Análise e avaliação de investimentos.....	23
3.3.1	Indicadores de avaliação de projetos baseados no <i>cash-flow</i> .....	23
3.3.2	Valor atualizado líquido (VAL).....	24
3.3.3	Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).....	25
3.3.3	Período de Recuperação do Investimento ( <i>Payback</i> ) .....	26
<b>4</b>	<b>Tecnologia Fotovoltaica .....</b>	<b>28</b>
4.1	Sol fonte de energia .....	29
4.2	Tecnologia Fotovoltaica .....	29
4.3	Estado da tecnologia FV .....	30
4.3.1	Células de silício cristalino (1ª geração).....	31
4.3.2	Células de película fina (2ª Geração).....	32
4.3.3	Conceitos de novas células solares (3ª Geração).....	32
4.3.4	Estado atual das diferentes tecnologias.....	32
4.4	Características elétricas de célula solar.....	34
4.4.1	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	34
4.4.2	Parâmetros das células e dos módulos .....	36
4.5	Módulos fotovoltaicos.....	37
4.5.1	Curvas características dos módulos .....	38
4.6	Sombreamento.....	40
4.6.1	Sombreamento temporário .....	40
4.6.2	Sombreamento de localização .....	41
4.6.3	Sombreamento do edifício.....	41
4.7	Orientação dos módulos .....	41
4.7.1	Inclinação dos módulos fixos .....	41
4.7.2	Módulos com seguimento solar .....	42
4.8	Sistema fotovoltaico com MPPT .....	42
4.8.1	Seguidor do ponto de potência máxima .....	43
4.9	Produção de energia .....	43
4.9.1	Estimativa de produção de energia.....	44
<b>5</b>	<b>Análise económico-financeira de instalações.....</b>	<b>46</b>
5.1	Desenvolvimento do modelo da avaliação económica.....	47
5.1.1	Custos de instalação de Microgeração FV.....	47
5.1.2	Receitas obtidas num ano pela instalação de microgeração FV .....	48
5.2	Variáveis usadas neste estudo .....	48

5.2.1 Valor da taxa de atualização .....	48
5.2.1 Aumento anual da tarifa em regime geral .....	49
5.3 Superfícies de <i>payback</i> e VAL.....	51
5.4 Evolução dos valores do <i>payback</i> e do VAL.....	53
5.5 Análise económica da produção anual estimada.....	56
5.5.1 Uma produção anual estimada de 5000kWh.....	56
5.5.2 Uma produção anual estimada de 7500kWh.....	58
5.6 Análise económico-financeira de uma instalação.....	59
5.6.1 Um investimento de 27000€ com produção anual de 8832kWh .....	60
5.6.2 Um investimento de 21500€ com produção anual de 6530kWh .....	61
5.6.3 Um investimento de 19800€ com produção anual de 6160kWh .....	63
5.6.4 Um investimento de 15000€ com produção anual de 5290kWh .....	64
5.7 Comparação da atual legislação em vigor com a anterior .....	65
5.7.1 Um investimento de 27000€ e uma produção anual de 8832kWh .....	66
5.7.2 Um investimento de 21500€ e uma produção anual de 6530kWh .....	67
5.7.3 Um investimento de 15000€ e uma produção anual de 5290kWh .....	68
5.7.4 Um investimento de 30000€ e de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh 70	
5.7.5 Um investimento de 20000€ e de 19800€ com uma produção anual de 5880kWh e 6160kWh .....	71
5.8 Análises e conclusões .....	73
<b>6 Conclusão .....</b>	<b>75</b>
6.1 Principais conclusões.....	76
6.2 Trabalhos Futuros.....	77
<b>7 Referências.....</b>	<b>78</b>
7.1 Principais referências .....	78
7.2 Outras referências .....	80

## Lista de Figuras

Figura 2.1 - Esquema de ligação de uma unidade de microgeração FV em Portugal.....	10
Figura 3.1 – variação do VAL com a taxa de atualização. Adaptado [17] .....	25
Figura 3.2 - Representação gráfica da TIR, correspondente ao ponto em que a curva do VAL passa no eixo das abcissas. Adaptado de [17] .....	26
Figura 4.1 – Tecnologias fotovoltaicas existentes .....	31
Figura 4.2 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica ideal [19]. .....	34
Figura 4.3 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [19]. .....	35
Figura 4.4 – Curva característica I-V de uma célula FV [19]......	35
Figura 4.5 – Ligação em serie de três módulos FV.....	38
Figura 4.6 – Ligação em paralelo de três módulos FV .....	38
Figura 4.7 – Curvas I-V do módulo para diferentes irradiância e temperatura constante .....	39
Figura 4.8 - Curvas I-V do módulo para diferentes temperaturas e irradiância constante .....	40
Figura 4.9 – Esquema de um gerador fotovoltaico ligado à rede.....	43
Figura 5.1 – Evolução do valor do <i>payback</i> . Os pontos assinalados correspondem aos valores de investimento mínimo e máximo, considerando a produção máxima e mínima para a qual o valor do <i>payback</i> não exceda vinte anos. ....	52
Figura 5.2 – Evolução do valor do VAL. Os pontos assinalados correspondem aos valores de investimento mínimo e máximo, considerando a produção máxima e mínima para a qual o valor do VAL será 0 nos vinte anos considerados. ....	52
Figura 5.3 – Evolução do valor de <i>payback</i> para os 4 diferentes tipos de investimento. Os valores representados no gráfico são: os valores de <i>payback</i> mínimo de cada um dos investimentos e os valores mínimos de produção anual aos quais o <i>payback</i> é vinte anos. ....	54
Figura 5.4 – Evolução do valor do VAL para os quatro diferentes tipos de investimento. Os valores representados no gráfico são: os valores do VAL máximos de cada um dos investimentos e os valores de produção anual aos quais o VAL é 0€.....	55
Figura 5.5 – Evolução do valor do <i>payback</i> de uma produção anual estimada de 5000kWh. ....	57
Figura 5.6 – Evolução do valor de VAL para uma produção anual estimada de 5000kWh. ....	57
Figura 5.7 – Evolução do valor do <i>payback</i> de uma produção anual estimada de 7500kWh. ....	58
Figura 5.8 – Evolução do valor de VAL para uma produção estimada de 7500kWh. ....	59
Figura 5.9 – Evolução de um investimento de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh. ....	60

Figura 5.10 – Evolução de um investimento de 21500€ com uma produção anual de 6530kWh. ....	62
Figura 5.11 – Evolução de um investimento de 19800€ com uma produção anual de 6160kWh. ....	63
Figura 5.12 – Evolução de um investimento de 15000€ com uma produção anual de 5290kWh. ....	64
Figura 5.13 – Evolução dos investimentos de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh. ....	66
Figura 5.14 – Evolução dos investimentos de 21500€ com uma produção anual de 6530kWh. ....	67
Figura 5.15 – Evolução dos investimentos de 15000€ com uma produção anual de 5290kWh. ....	69
Figura 5.16 – Evolução dos investimentos de 30000€ e 27000€ com uma produção de 8832kWh ..	70
Figura 5.17 – Evolução dos investimentos de 20000€ e 19800€ com uma produção anual de 5880kWh e 6160kWh respetivamente .....	72

## Lista de tabelas

Tabela 3.1 – Exemplo de investimento para calcular o VAL .....	24
Tabela 3.2 – Exemplo de investimento para calcular o <i>payback</i> [15].....	27
Tabela 3.3 – Cálculo do <i>cash-flow</i> atualizado [15].....	27
Tabela 4.1 – Máxima Eficiência fotovoltaica, adaptado [19].....	33
Tabela 4.2 – Radiação e temperatura para CST e CNT .....	36
Tabela 4.3 – Inclinação dos painéis FV fixos .....	42
Tabela 5.1 – Média dos últimos dez anos da taxa de juro indexada à Euribor a 1mês .....	49
Tabela 5.2 – Evolução da tarifa em regime geral com aumento anual de 2,5%.....	50
Tabela 5.3 – Evolução da tarifa aplicada às instalações de microgeração FV consideradas nesta dissertação.....	50
Tabela 5.4 – Evolução da tarifa aplicada às instalações de microgeração FV consideradas nesta dissertação.....	51
Tabela 5.5 – Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh.....	61
Tabela 5.6 – Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 21500€ com uma produção anual de 6530kWh.....	62
Tabela 5.7 – Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 19800€ com produção anual de 6160kwh. ....	64
Tabela 5.8 – Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 15000€ com uma produção anual de 5290kWh.....	65
Tabela 5.9 – Indicadores de avaliação económico-financeira de dois investimentos de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh.....	67
Tabela 5.10 – Indicadores de avaliação económico-financeira de dois investimentos de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh.....	68
Tabela 5.11 – Indicadores de avaliação económico-financeira de dois investimentos de 15000€ com uma produção anual de 5290kWh.....	69
Tabela 5.12 – Indicadores de avaliação económico-financeira de dois investimentos de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh.....	71
Tabela 5.13 – Indicadores de avaliação económico-financeira de dois investimentos de 20000€ e 19800€ com uma produção anual de 5880kWh e de 6160kWh respetivamente. ....	72
Tabela 5.14 – Evolução dos valores de <i>Payback</i> e VAL em função da evolução da produção anual e do Investimento .....	73

## Lista de Acrónimos

BT	Baixa Tensão
CE	<i>Conformité Européenne</i>
CNT	Condições Nominais de Teste
CPE	Código de Ponto de Entrega
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i>
CST	Condições Standard de Teste
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EN	<i>Europäische Norm</i>
ERIE	Entidade Regional Inspetora de Instalações Elétricas
FER	Fontes de Energias Renováveis
FV	Fotovoltaica
MPP	Ponto de Potência Máxima
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
NOTC	<i>Normal Operating Temperature of the Cell</i>
<i>payback</i>	Período de Recuperação do Investimento
PNAC	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
RESP	Rede Nacional de Serviço Público
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SRM	Sistema de Registo de Microprodutores
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
EU	União Europeia
VAL	Valor Atualizado Líquido



---

# Capítulo

# 1

---

## **Introdução**

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

## 1.1 Enquadramento das energias renováveis

As constantes e enormes instabilidades dos mercados atuais, a escassez dos combustíveis fósseis e a persistente degradação do meio ambiente, encontram-se entre os problemas basilares defrontados pela sociedade moderna. O uso destes combustíveis influencia o progresso e o avanço do Homem a nível tecnológico, económico e social, contudo o uso abusivo e indiscriminado, com ênfase na produção de energia elétrica tem conduzido o planeta a uma crescente degradação ambiental.

Este tema desfruta de uma natureza complexa, por um lado é essencial uma redução no consumo dos combustíveis fósseis, mas em simultâneo, o homem é cada vez mais dependente da energia, a energia elétrica em particular, para sobreviver e concretizar as suas atividades.

Para além dos problemas anteriormente referidos, Portugal é um país com escassos e poucos recursos energéticos próprios, nomeadamente aqueles que sustentam e garantem a generalidade das necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos (exemplo do petróleo, o carvão e o gás). Tal situação de escassez leva a uma elevada dependência energética do exterior (82,9% em 2007), em particular das importações de fontes primárias de origem fóssil [1].

Mediante esta situação Portugal demonstra uma evidente situação frágil uma vez que possui uma enorme dependência energética do exterior, deparando-se com uma fatura energética a aumentar, com custos elevados para a sociedade. Desta forma originam-se fortes motivos para proceder a modificações no nosso paradigma de consumo e produção, seguindo e arriscando em “novas” tecnologias de produção de energia, as energias renováveis.

Será importante acrescentar ao já referido, a assinatura do Protocolo de Quioto, que veio estimular ainda mais as soluções alternativas de produção de energia. As energias renováveis podem ser vistas como uma excelente e fundamental alternativa alcançável para garantir as metas estabelecidas e compromissos assumidos por Portugal em diminuir o nível de emissões poluentes.

O Protocolo de Quioto baseia-se na batalha contra as alterações climáticas. Tem como principal compromisso, assumido pela maioria dos países industrializados a redução da emissão dos gases (em média 5%) que agravam o efeito estufa, responsáveis pelo aquecimento Global. Os Estados-Membros da União Europeia terão de reduzir em parceria as suas emissões de gases com efeito de estufa em 8 % entre 2008 e 2012 [2].

Analisando a situação dos vários Estados Membros da União Europeia, quer a nível geográfico, quer económico-social, foram estabelecidas distintas metas e objetivos para cada país. Tendo em conta esta situação Portugal acordou em não aumentar em mais de 27% as emissões de gases de efeito de estufa no período estabelecido. Para seguir em marcha com o acordo adotou algumas estratégias de atenuação das alterações climáticas, sendo uma delas a adoção do Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2006), que abarca as medidas à época tornadas como adequadas para que Portugal viesse a atingir as metas que lhe

estão fixadas no âmbito do Protocolo de Quioto e do Acordo de Partilha de Responsabilidades da União Europeia. As energias renováveis desempenham um papel essencial nos esforços efetuados por Portugal na tentativa de cumprir os objetivos estabelecidos pelo protocolo [3].

As fontes das energias renováveis no final do ano de 2009 já representavam 45% do total de eletricidade consumida em Portugal [4], vindo desta forma um dos objetivos do governo ser cumprido, ultrapassar a meta europeia de 2010 de 39% de eletricidade proveniente de fontes renováveis. Nesta data, Portugal tinha 9055MW de capacidade instalada para produção de energia elétrica oriunda de Fontes de Energias Renováveis (FER) [4].

A política energética do Governo fez uma grande aposta nas energias renováveis [5]:

- Na vertente da segurança de abastecimento, reduzindo a nossa dependência externa em combustíveis fósseis;
- Na vertente ambiental, como uma medida crucial na política de redução de gases de efeitos de estufa e do Plano Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC);
- Na vertente económica, face aos níveis históricos de preços dos combustíveis fósseis já alcançados, bem como à criação de *clusters* industriais e investigação de tecnologias de ponta no nosso país.

As metas e as medidas propostas pelo Governo têm como objetivo facilitar o Cumprimento de Protocolo de Quioto, ampliando a segurança do Cumprimento do PNAC.

Assim entre as novas medidas temos [6]:

Renováveis	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ A aposta na energia hídrica</li><li>✓ Concurso 200MW eólico, agilização do licenciamento e sobre equipamento</li><li>✓ Reforço da meta dos Biocombustíveis em 2010</li><li>✓ Renováveis na hora e a aposta na Microgeração</li><li>✓ 100MW de Biogás de digestão anaeróbica até 2010</li></ul>
Parque electroprodutor	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ Descomissionamento de -400MW de potência instalada em centrais de fuel/gasóleo</li><li>✓ “Co combustão”: substituição de 5% a 10% do carvão por biomassa e Combustíveis de Resíduos em Sines e Pego</li></ul>
Eficiência energética	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ Redução do consumo energético do Estado</li><li>✓ Substituir co-geração a fuel por gás natural</li></ul>

Baseando-nos nas propostas apresentadas, vamos realçar as “Renováveis na Hora” e a aposta na Microgeração. A Microgeração tem como ideia inicial a introdução de uma nova vertente de renováveis, impulsionando um programa para a instalação de 50.000 sistemas até 2010, com incentivo à Instalação de Água Quente Solar em casas existentes [5].

Em 2 de Novembro de 2007 é publicado o Decreto-Lei n.º363/2007 que designa o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por meio de instalações de pequena potência, denominadas por unidades de microprodução.

A 25 de Abril de 2010 é aprovado em Conselho de Ministros (nº 29/2010) a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020), que pretende reduzir a dependência energética do país, cumprir os compromissos no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas, reduzir a importação de combustíveis fósseis, criar riqueza e consolidar um *cluster* energético no sector das energias renováveis em Portugal e desenvolver um *cluster* industrial em Portugal. São determinados objetivos para os vários sectores de produção de energia a partir de fontes renováveis, sendo que no sector fotovoltaico é fixado o objetivo de 1500MW de potência a instalar até 2020 [7].

Devido ao enorme sucesso do programa da microgeração, e à Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020), é publicado o Decreto-Lei nº 118-A/2010 que vem aumentar a quantidade de eletricidade que pode ser produzida através das unidades de microgeração.

## 1.2 Motivação e objetivo

A microgeração atualmente em Portugal é alvo de fortes incentivos, sendo estimulada a produção de energia elétrica por via de instalações de pequena escala recorrendo às fontes renováveis ou sistemas de conversão, em alguns casos de elevada eficiência, tal como os painéis fotovoltaicos, células de combustível, micro-eólicas, micro-turbinas, mini e micro-hídricas, cogeração. Ao incentivar o investimento na microgeração, pretende-se impulsionar, por exemplo, a instalação de painéis solares fotovoltaicos ou micro-eólicas nas casas portuguesas, transformando os consumidores em microprodutores de eletricidade.

O Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro, ao entrar em vigor veio aumentar a quantidade de energia que pode ser instalada, no entanto vem trazer uma redução na tarifa bonificada.

O referido Decreto-Lei, apresentado com detalhe no capítulo 2, entre várias medidas prevê a possibilidade de acesso a um regime remuneratório geral, e respeitando certos parâmetros, o acesso a um regime bonificado. Está previsto neste Decreto-Lei a utilização de diferentes tipos de energia renovável, sendo as seguintes:

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

Portugal é um dos países da Europa com maior potencial solar disponível e bastante considerável, dispõe também de excelentes condições de aproveitamento, dispondo de um número médio anual de horas de sol variável entre as 2200 e 3000 no continente, e entre 1700 e 2200 no arquipélago dos Açores e da Madeira [8]. Devido a esta característica e associando o facto de ser uma tecnologia em forte desenvolvimento faz com que as soluções, utilizando sistemas renováveis solares sejam das mais aproveitadas.

As energias renováveis e dando ênfase a microgeração é um assunto extremamente atual e pertinente, serve a presente dissertação de guia à avaliação económica em aproveitamentos fotovoltaicos realizada por clientes BT.

É exposto ao longo do trabalho informação sobre este tipo de aproveitamento, os procedimentos a ter em conta para melhor os usufruir, como prever os lucros gerados pela instalação de microgeração FV no fim de 20 anos.

À luz do novo enquadramento legal da microgeração foi realizada uma análise económico-financeira, com o intuito de confirmar qual a solução de produção mais rentável. O novo regime foi também comparado com o anterior, o Decreto-Lei n.º363/2007 de 2 de Novembro.

A avaliação económico-financeira de instalações de microgeração FV será implementada em “*Guide Matlab*” para uma melhor interação com o utilizador. O programa desenvolvido calcula os valores de *payback* e VAL e representa-os em gráficos para uma melhor compreensão e análise dos resultados obtidos.

Para aceder ao programa desenvolvido tem de considerar determinados parâmetros de entrada, os valores de investimento, produção anual, taxa de atualização, aumento anual da tarifa em regime geral e ano de instalação. Mediante análise o valor dos parâmetros pode sofrer alterações. Por exemplo, a variação da taxa de atualização, que pode ser considerada a taxa de juro caso seja feito um empréstimo, pode ser alterada pelos diferentes Microprodutores. Sendo que o utilizador pode modificar o valor dos parâmetros conforme a análise que pretenda fazer, bem como as taxas que pretenda alterar.

Podem ser escolhidos vários parâmetros de entrada, o valor do investimento, em função do tipo de instalação, que foram definidos de acordo com a consulta a diversas empresas de projeto e instalação de microgeração FV. Caso os parâmetros selecionados não permitam que a instalação de microgeração FV não seja viável, é visualizada uma mensagem, o Microprodutor não vai recuperar o investimento.

Podem ser executadas 5 tipos de análises, superfícies *payback* e VAL, evolução dos valores de *payback* e do VAL, análise económica de produção anual estimada, análise económico-financeira de uma instalação e comparação entre duas análises económico-financeiras de duas instalações.

Na análise às superfícies de *payback* e VAL são dadas 2 superfícies, de *payback* e de VAL. Nelas são representadas todas as combinações possíveis entre o investimento e a produção anual. Nesta análise o utilizador pode escolher os valores da taxa de atualização e aumento anual da tarifa em regime geral.

Na evolução dos valores do *payback* e VAL, são considerados 4 valores de investimento, e selecionados os valores da taxa de atualização e aumento anual da tarifa em regime geral. Obtêm-se 2 gráficos, um com a evolução do *payback* e outro com o do VAL.

Na análise económica da produção anual estimada, o utilizador pode variar a produção anual, taxa de atualização e o aumento da tarifa em regime geral e assim verificar como se comportam o *payback* e o VAL.

Na análise económico-financeira de uma instalação de microgeração FV, o utilizador pode variar a produção anual, taxa de atualização e aumento da tarifa em regime geral. Dai são calculados os indicadores de avaliação económica, VAL, TIR e *payback* da instalação em análise.

Por fim, na comparação económico-financeira de duas instalações de microgeração FV, o utilizador pode variar os dois valores da produção anual, a taxa de atualização e aumento da tarifa em regime geral. Irão ser calculados os indicadores de avaliação económico-financeira VAL, TIR e *payback* para as duas instalações em análise.

Os gráficos que mostram os resultados obtidos, mostram apenas os casos das microgerações FV viáveis, em que o *payback* não excede os 20 anos e os valores do VAL inferiores a zero, exceto na análise económico-financeira de uma instalação em que o gráfico pode mostrar uma instalação inviável.

### **1.3 Estrutura da dissertação**

O texto da dissertação está organizado em seis capítulos. O Capítulo 2 é destinado à legislação aplicada à microgeração FV. No Capítulo 3 é feito um estudo de avaliação económico-financeira do investimento. No Capítulo 4 é feito um estudo às tecnologias fotovoltaicas. No Capítulo 5 é feita uma análise económico-financeira de diferentes instalações. O Capítulo 6 conclui a dissertação. A seguir apresenta-se uma descrição mais detalhada do conteúdo de cada capítulo.

No Capítulo 2 é descrito toda a regulamentação e legislação referente à microprodução FV. Estão descritos os regimes de tarifa (geral e bonificado), os limites de potência de ligação, limite da energia paga. As funções do SRM. Os equipamentos de contagem. E os incentivos fiscais.

No Capítulo 3 é feito um estudo a avaliação de investimentos. Apresentam-se algumas noções base de cash-flow, valor residual e atualização. E são introduzidos indicadores de avaliação de projetos VAL, TIR e *payback*. A fórmula de cálculo dos indicadores e sua explicação para compreender os resultados.

No Capítulo 4 é feito um estudo às tecnologias FV existentes. São indicados os diferentes tipos de células existentes no mercado e ainda uma estimativa de produção de energia.

No Capítulo 5 é feita uma análise económico-financeira de diferentes instalações de microgeração FV. É desenvolvido o método de cálculo. Descrição das variáveis usadas nesta dissertação. São mostrados os quatro tipos de análises retiradas do programa desenvolvido. É ainda realizada uma comparação entre o atual regime remuneratório e o anterior.

No Capítulo 6 enunciam-se as conclusões principais e apontam-se direções em que pode ser desenvolvido trabalho de investigação de interesse relevante.

---

# Capítulo

# 2

---

## **Legislação da Microgeração em Portugal**

*Neste capítulo é descrito, com propósito de enquadramento, o Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro. Aqui se encontra em grande detalhe a explicação Decreto –Lei, explicação dos regimes de pagamento, limites de produção etc.*

## 2.1 Introdução

A produção de energia elétrica com a possibilidade de fornecer energia à rede pública foi inicialmente regulamentada pelo decreto-Lei 68/2002. Neste decreto estava regulamentada a produção de energia principalmente para auto consumo, possuindo a possibilidade de entregar a energia excedente à rede pública ou a terceiros, não podendo ultrapassar 150kW de potência a entregar à rede pública em cada ponto de recepção, e tendo o consumo próprio ou fornecimento a terceiros que representam no mínimo 50% da energia elétrica produzida. Verificou-se no entanto que o número de unidades de microgeração a funcionar ao abrigo deste decreto não atingiu um número significativo.

O Decreto-Lei 312/2001 designava as circunstâncias que permitiam que os novos centros de produção de energia elétrica do SEI pudessem enviar e receber energia elétrica nas redes SEP. No entanto este Decreto-Lei não estabelecia nenhum tipo de distinção perante a potência nominal ou localização Geográfica dos sistemas produtores, centralizando assim a administração dos processos de licenciamento de micro e pequena dimensão.

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

Com o Decreto-Lei 363/2007 de 2 de Novembro é criado o SRM, uma plataforma eletrónica, que faz a interação com os produtores, em que o relacionamento com a administração necessária para exercer a atividade de microprodutor.

A simplificação de faturação e relacionamento comercial, evitando a emissão de faturas e acordos de IVA pelos particulares que são substituídas pelas dos comercializadores. Em que o microprodutor recebe ou paga em uma única transação pelo valor líquido dos recebimentos relativos à energia elétrica produzida e dos pagamentos à energia elétrica consumida.

Neste Decreto-Lei são distinguidos dois regimes remuneratórios, o regime geral, aplicado à generalidade das instalações e o regime bonificado, aplicado às fontes de energias renováveis, em que o acesso é condicionado à existência de coletores solares térmicos, no caso de produtores individuais, e da realização de auditoria energética e respetivas medidas, no caso de condomínios. O incentivo associado à venda de energia elétrica é assim utilizado para promover a água quente solar. Complementando o Decreto-Lei 80/2006, de 21 de Abril, que estabelece a obrigatoriedade de instalação destes sistemas nos novos edifícios [8].

O Decreto-Lei 118-A/2010 vem aumentar a quantidade de eletricidade que pode ser produzida, são criados mecanismos para garantir o acesso à microprodução, com base em critérios de interesse público, os procedimentos relacionados com o registo da produção em regime de microprodução passam a ser mais simples e transparentes [9].

Um sistema de microgeração fotovoltaica ligado à rede elétrica nacional é um tipo de instalação, que tem três elementos de interligação: os módulos fotovoltaicos, inversor e uma instalação de energia convencional. A função do inversor DC/AC é converter a energia

produzida pelo gerador FV com as características específicas da rede elétrica. As instalações de microprodução FV ligadas à rede elétrica não incluem baterias.

Na figura 2.1 está representado um sistema de microgeração FV ligado a rede elétrica. O contador bidirecional na saída do sistema FV deve ser capaz de medir em ambas as direções, é obrigatório, o sistema de microgeração FV pode consumir energia, (caso a instalação tenha seguimento solar). E tem ainda o contador para uso doméstico, Pois o preço de compra da energia é diferente do preço de venda.

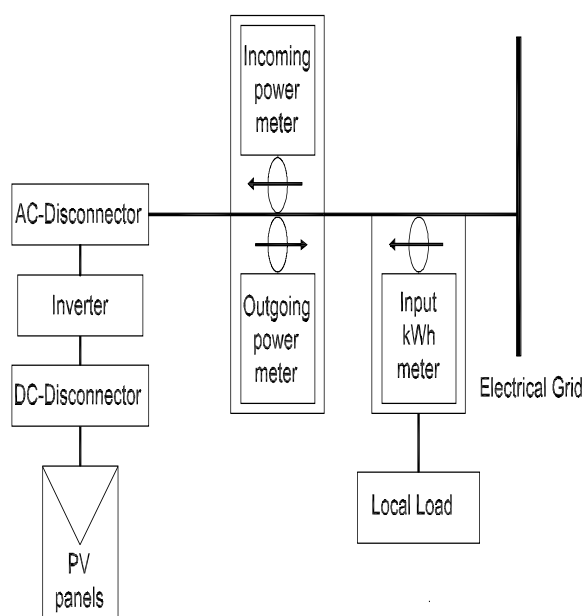


Figura 2.1 - Esquema de ligação de uma unidade de microgeração FV em Portugal

## 2.2 Microprodutor

Entidade que produz eletricidade por intermédio da unidade de microprodução. Podem ser produtores de eletricidade todas as entidades que disponham de um contrato de compra e venda de eletricidade em Baixa Tensão.

Uma unidade de microprodução corresponde a uma instalação de produção de eletricidade em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW.

Os produtores poderão estabelecer uma unidade de microprodução por cada instalação elétrica de utilização, vendendo a totalidade de eletricidade produzida, nos limites de potência permitidos. É no entanto pretendido que a eletricidade fornecida pelos produtores não cause perturbações no normal funcionamento da rede pública BT [8].

### **2.2.1 Acesso ao regime geral**

Para obter acesso ao regime geral, aplica-se a todas as entidades com atividade de microprodução.

As condições de acesso a este regime são [8] [10]:

1. A potência de ligação é limitada a 50% da potência contratada até um máximo de 5,75kW em instalações não integradas em condomínios.
2. Instalações de microprodução integradas em condomínio, em que não foi realizada uma auditoria energética ou não foram implementadas as medidas de eficiência energética reconhecidas na auditoria.
3. Nas instalações onde não foram montados coletores solares térmicos para aquecimento de água, em que a área mínima do coletor tem de ser igual ou superior a 2m<sup>2</sup>, caso não esteja previsto a instalação de cogeração a biomassa para aquecimento do edifício.
4. A produção de eletricidade por cogeração com base em energia não renovável.
5. A tarifa de venda é a mesma que a tarifa aplicada na instalação de consumo.

### **2.2.2 Acesso ao regime bonificado**

O regime bonificado é aplicado a unidade de microprodução com uma potência limitada a 50% da potência contratada e não superior a 3,68kW, que utilizem as seguintes fontes de energia: solar, eólica, cogeração a biomassa, pilhas de combustível. Assim, se o microprodutor possuir um contrato de potência contratada de 6,9kVA, fica limitado à instalação de uma unidade de microprodução de potência máxima de 3,45kW. Segundo a mesma linha de raciocínio, o microprodutor com contrato de potência de 10,35kVA poderia instalar uma unidade de microprodução de 5,175kW, no entanto, de acordo com o Decreto-Lei 363/2007, a potência de ligação à rede da unidade de microprodução está limitada a 3,68kW [8] [9] [10].

#### **2.2.2.1 Instalação não integrada num condomínio**

A instalação de coletores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo em que a área mínima do coletor tem que ser superior ou igual a 2m<sup>2</sup>, caso não esteja previsto a instalação de cogeração a biomassa para aquecimento do edifício, a qual deve estar integrada no aquecimento do edifício.

E não tenha sido atingido o limite anual de potência de ligação registada, a nível nacional [8] [9] [10].

### **2.2.2.1 Instalação integrada num condomínio**

Tem que ser realizada uma auditoria energética ao edifício, depois implementar as medidas de eficiência energética identificadas.

E não tenha sido atingido o limite anual de potência de ligação registada, a nível nacional [8] [9] [10].

## **2.3 Remuneração do regime bonificado**

Cada produtor no regime bonificado terá definida uma tarifa única de referência, aplicável à energia produzida nos quinze primeiros anos de instalação. A tarifa de referência apresenta o valor de 0,40 €/kWh, para os primeiros 8 anos e 0,24 €/kWh para os 7 anos seguintes. Passado este período aplica-se a tarifa do regime geral em vigor. Ambas as tarifas sofrem uma redução anual de 0,02 €/kWh.

A eletricidade vendida encontra-se limitada no caso das unidades de microprodução solar a 2,4MWh/ano e nos restantes casos a 4MWh/ano, por cada kW instalado, mais simplificado ( $2400 \times 3,68 = 8832 \text{ kWh}$ ), potência máxima que pode ser vendida, o excedente não será pago, irá entrar na rede a custo zero.

A potência de ligação registada no regime bonificado é sujeita a um limite anual, o limite previsto é de 25MW no primeiro ano [8] [9] [10].

## **2.4 Funções do SRM**

O SRM é a plataforma eletrónica já exposta, de interação com os produtores, no qual é realizado todo o relacionamento com a administração necessária para exercer a atividade de microprodutor [8].

### **2.4.1.1 Produtor**

Para poder instalar uma unidade de microprodução, o produtor deve realizar o seu registo no SRM, onde o formulário disponibilizado precisa da seguinte informação [10]:

- ✓ Identificação do produtor de energia;
- ✓ Morada e E-mail do Produtor;
- ✓ Nº de contribuinte do Produtor, que deverá corresponder à designação social do produtor, e que coincida com o presente no contrato de fornecimento de energia da instalação de consumo;
- ✓ Código de utilizador e palavra-passe, que permitiriam depois 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 disponibilizado para que se possam registar no SRM, necessita da seguinte informação [10]:

- ✓ Nome da entidade;
- ✓ Morada;
- ✓ Localidade;
- ✓ Telefone/Fax;
- ✓ NIF/NIPC;
- ✓ Nº de Alvará e prazo de validade do mesmo;
- ✓ Informação da habilitação para exercer instalações elétricas:

4ª Categoria – Instalações elétricas e mecânicas;

5ª Subcategoria – Instalações de produção de energia elétrica;

- ✓ E-mail;
- ✓ Código de utilizador e palavra-passe;

Os dados concedidos pela entidade instaladora depois de validados pelo SRM, o SRM solicita-lhe os dados do técnico responsável por instalações elétricas de serviço particular que suportou a emissão do respetivo alvará pelo InCI, ou outro igualmente habilitado que faça parte do quadro permanente.

## **2.4.2 Unidade de microprodução**

O produtor deve efetuar o pedido de registo da unidade de microprodução fornecendo as informações solicitadas no SRM [8] [9] [10]:

- ✓ Nome, podendo este diferir do nome do produtor;
- ✓ Telefone para contacto;
- ✓ Telefone para sms (envio de informações sobre o processo a enviar ao produtor por sms);
- ✓ CPE (código do ponto de entrega);
- ✓ Identificação do Comercializador;

O CPE deverá constar na fatura de energia elétrica da instalação de consumo do sitio onde se vai instalar a unidade de microprodução. Caso tal não se verifique, este deverá contactar os serviços de modo a fornecer o CPE.

### **2.4.3 Validação do SRM**

Procedimento para instalar uma unidade de microgeração, o candidato deve efetuar o registo no SRM, disponível no sítio da internet da DGEG, escolher o tipo de regime remuneratório pretendido, bem como o comercializador com o qual tenciona celebrar o contrato de compra e venda de eletricidade.

Caso tenha o correto preenchimento do registo e não ultrapassando os limites de potência. É enviado um SMS ao produtor, alertando-o para a disponibilidade da resposta ao seu pedido no SRM. O produtor tem então 5 dias para efetuar a confirmação do registo. Após tal ter sido efetuado, o produtor recebe a referência a Referência Multibanco para a qual deve transferir, num prazo máximo de 5 dias uteis, o valor da taxa de registo da instalação de microprodução. O não pagamento desta taxa implica uma anulação do registo.

Após o registo provisório, o produtor tem 120 dias para instalar a unidade de microprodução e efetuar o requerimento do certificado de exploração no SRM, indicando no formulário eletrónico qual o equipamento instalado, bem como a entidade instaladora, e o técnico responsável por instalações elétricas de serviço particular, ao serviço da mesma [8] [9] [10].

### **2.4.4 Certificado de exploração**

#### **2.4.4.1 Inspeção**

O certificado de exploração será emitido após realização da inspeção que terá lugar num prazo máximo de 20 dias após se ter efetuado o requerimento, com data e hora marcada do conhecimento do produtor e do técnico responsável pela instalação da unidade de microprodução. Esta será realizada pela ERIIE, com presença obrigatória do técnico responsável pela instalação. Na inspeção é verificada se a instalação da unidade de

microprodução coincide com o descrito no Decreto-Lei 118-A/2010 e na regulamentação em vigor, se o contador se encontra corretamente instalado e funcional, e efetuam-se ensaios para verificar o correto funcionamento dos equipamentos.

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

No caso da instalação não se encontrar em condições de ser ligada à RESP, é entregue um relatório de inspeção ao produtor ou ao técnico responsável que inclui as deficiências encontradas e respetivas clausulas que devem ser cumpridas para que tal não se verifique [8] [9] [10].

#### **2.4.4.2 Segunda Inspeção**

Se Na primeira inspeção são encontradas deficiências que ponham em perigo pessoas e bens, tem que ser realizada uma segunda inspeção para poder ser emitido o certificado de exploração.

O produtor dispõe então de 30 dias para realizar as correções necessárias e marcar uma nova inspeção, sendo uma segunda inspeção automaticamente marcada para o 1º dia útil findado o prazo referido.

Caso na segunda inspeção ainda se verifiquem deficiências que ponham em perigo pessoas e bens, o produtor poderá ainda realizar uma terceira inspeção. Se se verificarem deficiências que ponham em perigo pessoas e bens, não é autorizada a ligação à RESP da unidade de microprodução, procedendo-se neste caso ao cancelamento do registo da unidade de microprodução [8] [9] [10].

#### **2.4.4.3 Dispensa de inspeção**

O SRM pode não realizar inspeção quando a unidade em questão foi instalada por um técnico que já tenha passado por cinco inspeções sucessivas, sem recurso a segunda inspeção. Aqui é implementado um sistema de amostragem por sorteio, que determina se a instalação será inspecionada ou não [8] [9] [10].

## **2.5 Equipamentos e Contagem**

Os equipamentos elétricos usados numa unidade de microprodução devem ser portadores da marca CE, mostrando assim que se encontram abrangidos pela Diretiva de BT do Decreto-Lei nº6/2008. O inversor a utilizar deverá estar de acordo com a norma EN 50438 ou DIN VDE 0126-1-1, sendo necessário mostrar junto da DGEG um certificado que prove a aptidão do inversor. O SRM disponibiliza uma lista dos inversores possíveis de se utilizar de acordo com a informação cedida pela DGEG.

O equipamento de contagem de electricidade, é independente do contador da instalação de consumo e deve estar disponível num local de livre acesso ao comercializador com quem o contrato foi celebrado e ao operador de rede de distribuição, os quais também deverão ter acesso aos equipamentos de proteção da interligação. A contagem da electricidade será realizada por telecontagem, através de um contador bidirecional, ou contador que assegure a contagem líquida nos dois sentidos. Este terá de ser independente do contador da instalação de consumo [8] [9] [10].

### **2.5.1 Controlo dos equipamentos**

Fabricantes, importadores, seus representantes e as entidades instaladoras podem comprovar com a entidade responsável pelo SRM que os equipamentos estão certificados e a natureza da certificação, o SRM deve proceder à respetiva disponibilização no sítio da internet.

Caso os produtores instalem equipamentos que não tenham sido previamente certificados pelo SRM devem apresentar os respetivos certificados na inspeção [8].

### **2.5.2 Contrato de compra e venda**

O comercializador será informado pelo SRM no prazo de 5 dias úteis após a emissão do certificado de exploração. O comercializador tem depois 5 dias úteis para enviar o contrato de compra e venda ao produtor. Se o comercializador não pretender celebrar contrato com o produtor, deverá notificar o SRM, que contactará o comercializador de último recurso, com a finalidade de ser este a celebrar o contrato com o produtor. Após a celebração do contrato o produtor deverá registar-se no SRM.

O SRM notificará o operador da rede de distribuição, que deverá efetuar a ligação da unidade de microprodução à RESP, num prazo de 10 dias úteis. A data de ligação deve ser remetida pelo operador à RESP. É da responsabilidade do produtor, o estabelecimento de condições para que a referida ligação seja possível [8] [9] [10].

### **2.5.3 Alteração da titularidade**

É possível haver mudança de produtor de uma unidade de microprodução, desde que esta mantenha as suas características técnicas. O novo produtor deve proceder ao registo no SRM, de modo a poder substituir o anterior.

Dá-se a possibilidade de transferir uma unidade de microprodução para um novo local de consumo, sendo necessário proceder-se como se de uma nova instalação se tratasse. No entanto deve manter-se a data, número de registo e o regime remuneratório detidos anteriormente à alteração do local de instalação [8] [9] [10].

### **2.5.4 Alteração da instalação**

O produtor é livre de efetuar alteração na instalação da unidade de microprodução, durante a exploração desta, tendo para isso de proceder a novo registo no SRM. A data da instalação inicial mantém-se para efeitos da tarifa de referência. Se as alterações efetuadas conduzem a uma alteração da potência de ligação, será efetuada uma avaliação da possibilidade de ligação pelo SRM [10].

## **2.6 Monitorização e controlo**

As instalações de microprodução são sujeitas à monitorização e controlo realizadas pela entidade responsável do SRM. Esta monitorização visa a verificação das proteções de interligação com a RESP, bem como as características da instalação previstas no registo, e abrange anualmente pelo menos 1% das instalações que são selecionadas por amostragem e sorteio [8] [9].

## **2.7 Incentivos fiscais**

Nestes seguintes pontos são abordados os incentivos fiscais acessíveis aos interessados em microprodução. A portaria nº725/91 descreve que fontes de energia e equipamentos são abrangidos por estes. Assim as formas de energia renováveis aos quais são aplicáveis os ditos benefícios são a radiação solar direta ou difusa, a energia contida nos resíduos florestais ou agrícolas e a energia eólica. Como equipamentos abrangidos têm-se as instalações solares térmicas para aquecimento de águas sanitárias, que utilizam coletores solares planos ou coletores solares concentradores; os painéis fotovoltaicos e respetivos sistemas de controlo e armazenamento de energia; os aerogeradores de potência nominal

inferior a 5 kW e respetivos sistemas de controlo e armazenamento de energia elétrica a habitações [11].

### **2.7.1 IRS**

Com a aquisição de equipamentos novos para utilização de energias renováveis ou que consumam gás natural é possível deduzir 30% das importâncias despendidas, com o limite máximo de 803 euros, não podendo estes ser considerados custos da categoria B, isto é rendimentos empresariais e profissionais [12].

### **2.7.2 IVA**

O preço de custo dos equipamentos específicos para sistemas fotovoltaicos, isto é os painéis solares e o inversor, está sujeito á taxa intermédia de IVA de 13% [13].

---

# Capítulo

# 3

---

## **Avaliação Económico-Financeira do Investimento**

*Neste capítulo são apresentados alguns dos indicadores de avaliação económico-financeira do investimento. Esses indicadores irão permitir fazer a avaliação económica do investimento, responder a perguntas tais como: Quando vai ser amortizado o investimento? O projeto de investimento é viável ou inviável? Após este capítulo saberemos calcular os indicadores que permitem dar resposta a essas perguntas.*

## 3.1 Introdução

Projetos de investimento não são fáceis de examinar. Para começar são diversos os pontos de vista importantes para a sua apreciação: estratégico, comercial, político, financeiro e outros. Neste trabalho apenas será abordado o pontos de vista financeiro, sendo que nunca é demais salientar que esta é apenas uma das facetas da avaliação de projetos, não se pode esquecer das restantes.

Com a avaliação económico-financeira pretende-se responder a duas perguntas fundamentais [14]:

1. Será que o projeto a implementar é rentável?
2. Qual dos projetos que tenho em vista é mais rentável?

A primeira questão prende-se com a classificação de um projeto: aceitar ou não aceitar. A segunda prende-se com a ordenação: este é o melhor, depois aquele, depois o outro.

Existe ainda uma pergunta “financeira” que nos poderá parecer mais óbvia: quanto é que este projeto rende? Entretanto esta pergunta não tem resposta direta. Para abordar é inevitável estabelecer uma variedade de pressupostos e critérios, pelo que qualquer resposta resulta fortemente contextualizada e condicionada. As notícias são que ao responder às questões 1. E 2. Em cima também trará alguma luz a esta terceira pergunta.

Neste trabalho são apresentadas algumas noções de base, tais como o valor do dinheiro no tempo. Depois a explicação de alguns dos critérios de avaliação económico-financeira mais difundidos e utilizados, incluindo os respetivos métodos de cálculo.

## 3.2 Noções de base

### 3.2.1 Conceito de *cash-flow*

*Cash-flow* é o fluxo de dinheiro de e para um projeto de investimento. No âmbito da análise económico-financeira de projetos de investimento o fator 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 [14].

O *cash-flow* é um conceito objetivo, 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 não se traduzem obrigatoriamente no aumento do saldo de tesouraria, pelo que é incorreto traduzir-se *cash-flow* por fluxo de caixa.

Na definição de *cash-flow* é importante não só identificar os recebimentos e pagamentos do projeto em dinheiro, mas também o período de tempo em que se verifica esse fluxo, dado que o dinheiro tem valor no tempo [15].

O conceito de *cash-flow* é desagregável em termos do processo sequencial do projeto de investimento em [15]:

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

O *cash-flow de investimento* regista os pagamentos em dinheiro associados à despesa de investimento do projeto, líquidos do recebimento em dinheiro associados à extinção do projeto.

O *cash-flow de exploração* regista os recebimentos líquidos de pagamentos em dinheiro associados à exploração do projeto.

A partir do *cash-flow de investimento* e do *cash-flow de exploração* define-se o *cash-flow líquido* [15].

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

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 projeto; a característica fundamental dos fluxos registados é a de serem fluxos de numerário, característica esta que independentemente da forma são financiados os pagamentos.

### 3.2.2 Valor residual

O valor residual do investimento é o valor de mercado dos terrenos, edifícios, etc... que constituem a despesa de investimento do projeto, considerados no último ano de vida do projeto. Com o fim do projeto, o valor desses *itens* não desaparece sendo necessário atribuir ao projeto a receita de numerário que corresponderá ao valor de mercado desses *itens* [15].

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 [15].

Note-se que quando a vida económica ou a vida técnica do equipamento é inferior ao período de vida do projeto, 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 [15].

### 3.2.3 Atualização

O conceito de atualização é essencial à possibilidade de aplicação de capital num período atual com objetivo 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 atual tem natureza psicológica e varia de indivíduo para indivíduo conforme as respetivas necessidades atuais 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 atual em troca de consumo futuro [15].

A escolha pelo presente, permite afirmar que o dinheiro tem valor no tempo e que uma unidade monetária atual é equivalente a um múltiplo dessa unidade num período posterior [15].

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

O relacionamento entre as duas unidades financeiras desfasadas no tempo pode ser determinado recorrendo à taxa de juro, é o preço do dinheiro no tempo, criando assim ligação entre a unidade financeira e a unidade financeira futura.

Um valor financeiro de 1000€ atuais, vale à taxa de juro de 10%.

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

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

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

Esta operação designa-se por atualização e é a operação inversa da capitalização, permitindo projetar no presente (atualmente) fluxos de rendimentos futuros.

Conclui-se portanto, que o capital capitalizado (acumulado), no período  $t_n$ , com  $n = 0, 1, 2 \dots$  igual a [16]:

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

A atualização do cash-flow do projeto é a operação inversa da capitalização e consiste na divisão do fluxo de cash-flow pelo fator de atualização [16]:

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

Enquanto a atualização projeta no presente (no período atual) fluxos de rendimento gerados no futuro, a capitalização projeta (um período determinado, em geral o último período) fluxos de rendimento gerados nos períodos precedentes ao último período. A razão pela qual se atualizam os fluxos gerados por um projeto de investimento advém do facto da decisão relativa à implementação do projeto se fazer atualmente.

### 3.3 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 objetivos desejados.

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

#### 3.3.1 Indicadores de avaliação de projetos baseados no *cash-flow*

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

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

### 3.3.2 Valor atualizado líquido (VAL)

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

O VAL origina da soma algébrica da despesa de investimento com o valor atualizado dos *cash flows* de exploração do investimento, segundo uma taxa de juro que corresponde ao custo de oportunidade do capital (taxa de atualização) [16] [17] [18].

$$\sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1+i)^t} - Invest = VAL \quad (3.1)$$

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 atualização correspondente ao custo de oportunidade do capital.

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

Um projeto é rentável quando o valor líquido atual é positivo á taxa de atualização escolhida. Todos os projetos com o  $VAL > 0$  são implementáveis de acordo com o critério e todos os projetos com o  $VAL < 0$  são rejeitados.

Vejamos um exemplo de aplicação [15]:

Ano	Cash-flow	Fator de atualização de 10%	Cash-flow atualizado
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

Tabela 3.1 – Exemplo de investimento para calcular o VAL

Conclui-se, portanto, que o investidor investe (acho que podes trocar por aplicar, confirma se tem sentido) 10000€, remunera o capital que se mantém investido à taxa de 10%, recupera o investimento inicial e gera um excedente de 79644€.

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

Conhecido o período de vida do projeto, 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 atualização.

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

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

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

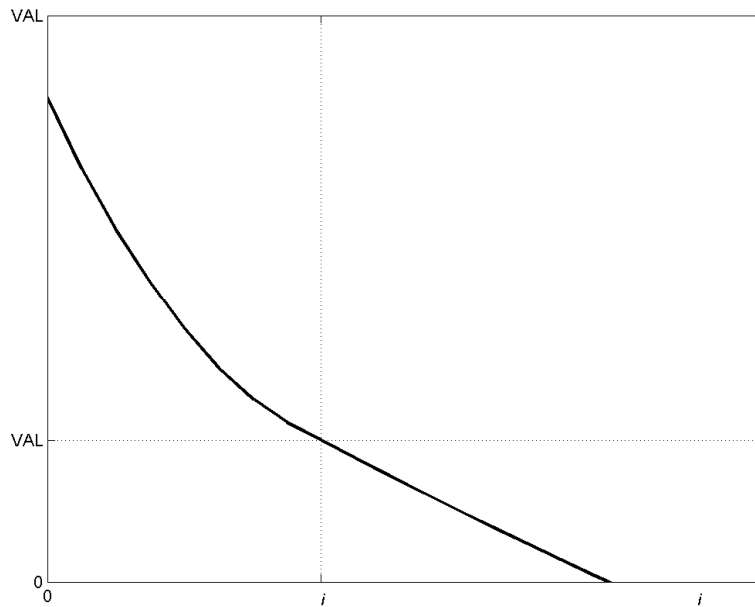


Figura 3.1 – variação do VAL com a taxa de atualização. Adaptado [17]

### 3.3.3 Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

Um dos indicadores também muito utilizados na análise financeira de projetos é a Taxa Interna de Rentabilidade – TIR (em Inglês *Internal Rate Of Return* – IRR) [16] [17] [18].

$$\sum_{t=0}^n \frac{CFE_t}{(1+TIR)^t} - Invest = 0 \quad (3.2)$$

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:

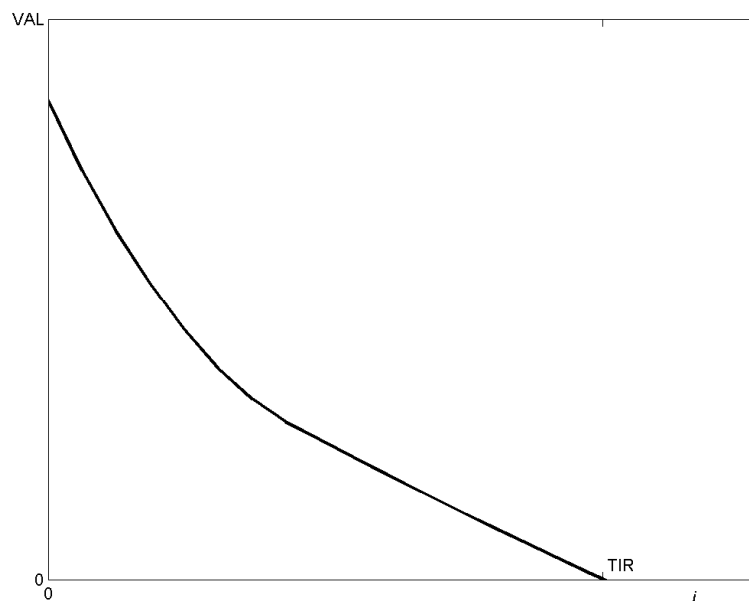


Figura 3.2 - Representação gráfica da TIR, correspondente ao ponto em que a curva do VAL passa no eixo das abcissas. Adaptado de [17]

Observa-se que para este investimento o VAL decresce à medida que a taxa de atualização “*i*” aumenta e que, a dada altura, intercepta o eixo xx, ou seja existe uma taxa de atualização “*i*” para a qual VAL é 0. Essa taxa é, por definição, a TIR:

*Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)* – Valor da taxa de atualização para o qual o VAL é igual a 0 falta referencia.

- ✓ TIR = Taxa de atualização, o projeto gera uma taxa de rentabilidade igual ao custo de oportunidade do capital, VAL = 0 pelo que económico – financeiramente é indiferente aceitar/rejeitar o projeto; [17]
- ✓ TIR > Taxa de atualização, o projeto consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que do ponto de vista económico-financeiro encontra-se perante o projeto viável; [17]
- ✓ TIR < Taxa de atualização, então o VAL < 0; o projeto não consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que do ponto de vista económico-financeiro encontrar-se perante o projeto inviável; [17]

### 3.3.3 Período de Recuperação do Investimento (*Payback*)

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

Não há um critério de aceitação ou rejeição de projetos com base no *payback*. Tal depende do investidor, da sua disponibilidade ou necessidade de capital; mais do que um indicador de performance financeira do projeto, trata-se de um indicador de liquidez [16].

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 atualizados à taxa de atualização e comparados com o investimento. Conforme o *payback* um projeto deve ser aceite se for abaixo ou igual a um determinado período limite de recuperação pré-estabelecido pelos promotores do projeto de investimento.

Vamos ver um exemplo com o cash-flow atualizado:

Ano	Cash-flow	Fator de atualização de 10%	Cash-flow atualizado
0	(10000)	1	(100000)
1	20000	0,9091	18182
2	40000	0,8264	33058
3	80000	0,7513	60104
4	100000	0,6830	68300

Tabela 3.2 – Exemplo de investimento para calcular o *payback* [15]

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

Ano	Cash-flow atualizado	Cash-flow atualizado acumulado
0	(100000)	(100000)
1	18182	(81818)
2	33058	(48760)
3	60104	11344
4	68300	79644

Tabela 3.3 – Cálculo do *cash-flow* atualizado [15]

O investimento é retomado entre o 2º e o 3º 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 projeto é aceite.

---

# Capítulo

# 4

---

## **Tecnologia Fotovoltaica**

*Neste capítulo é feito um estudo sobre a energia solar fotovoltaica. Uma breve explicação como funciona, das tecnologias existentes, quais as tecnologias que atualmente dominam o mercado FV, características elétricas das células e módulos, efeitos da radiação e temperatura nos módulos. E ainda como se calcula uma estimativa da produção.*

## 4.1 Sol fonte de energia

O Sol fornece energia na forma de radiação, que é a base de toda a vida na Terra. No centro do Sol, a fusão transforma núcleos de hélio. Durante este processo, parte da massa é transformada em energia. O Sol é assim um enorme reator de fusão [19].

Com a enorme distância existente entre o Sol e a Terra, apenas uma mínima parte da radiação emitida atinge a superfície da Terra. Esta radiação corresponde a uma quantidade de energia de  $1 \times 10^{18}$  kWh/ano, essa quantidade de energia solar que atinge a superfície da Terra corresponde, aproximadamente, a dez mil vezes à procura global de energia. Assim, teríamos de utilizar apenas 0,01% desta energia para satisfazer a procura energética total da humanidade [19].

A energia solar pode ser aproveitada para gerar energia elétrica através de células solares, tecnologia fotovoltaica. Ainda temos outras tecnologias de aproveitamento da radiação solar que estão disponíveis: os sistemas solares térmicos, que aproveitam a luz do sol para produzir calor e aquecer água, já são bastante utilizados em Portugal. A sua utilização é economicamente viável e uma lei recente obriga a que todos os novos edifícios possuam de raiz condições para que estes equipamentos sejam facilmente instalados [20]. Uma outra solução (sistemas termelétricos), os sistemas CSP (do inglês *Concentrating Solar Power*), lentes ou espelhos parabólicos concentram a radiação solar em painéis de alta eficiência. É utilizado o calor do Sol para aquecer fluidos, com os quais é produzida energia elétrica. A tecnologia é bastante distinta da do fotovoltaico normal, e a sua aplicação em sistemas de pequena escala é mais difícil.

## 4.2 Tecnologia Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico traduz a transformação direta da luz em energia elétrica, recorrendo-se a células solares. O efeito fotovoltaico, relatado por *Edmond Becquerel*, em 1839. Neste processo, são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, telurieto de cádmio ou disselenieto de cobre e índio. A célula de silício cristalina é a mais comum. Presentemente, 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 [19].

Inicialmente o desenvolvimento da tecnologia FV era feito por empresas do setor de telecomunicações, de fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas. O segundo agente impulsionador foi a “corrida espacial”. A célula era, e continua a ser, o meio mais adequado (menor custo e peso) para fornecer a quantidade de energia necessária para longos períodos de permanência no espaço. Outro uso espacial que impulsionou o desenvolvimento das células solares foi a necessidade de energia para satélites.

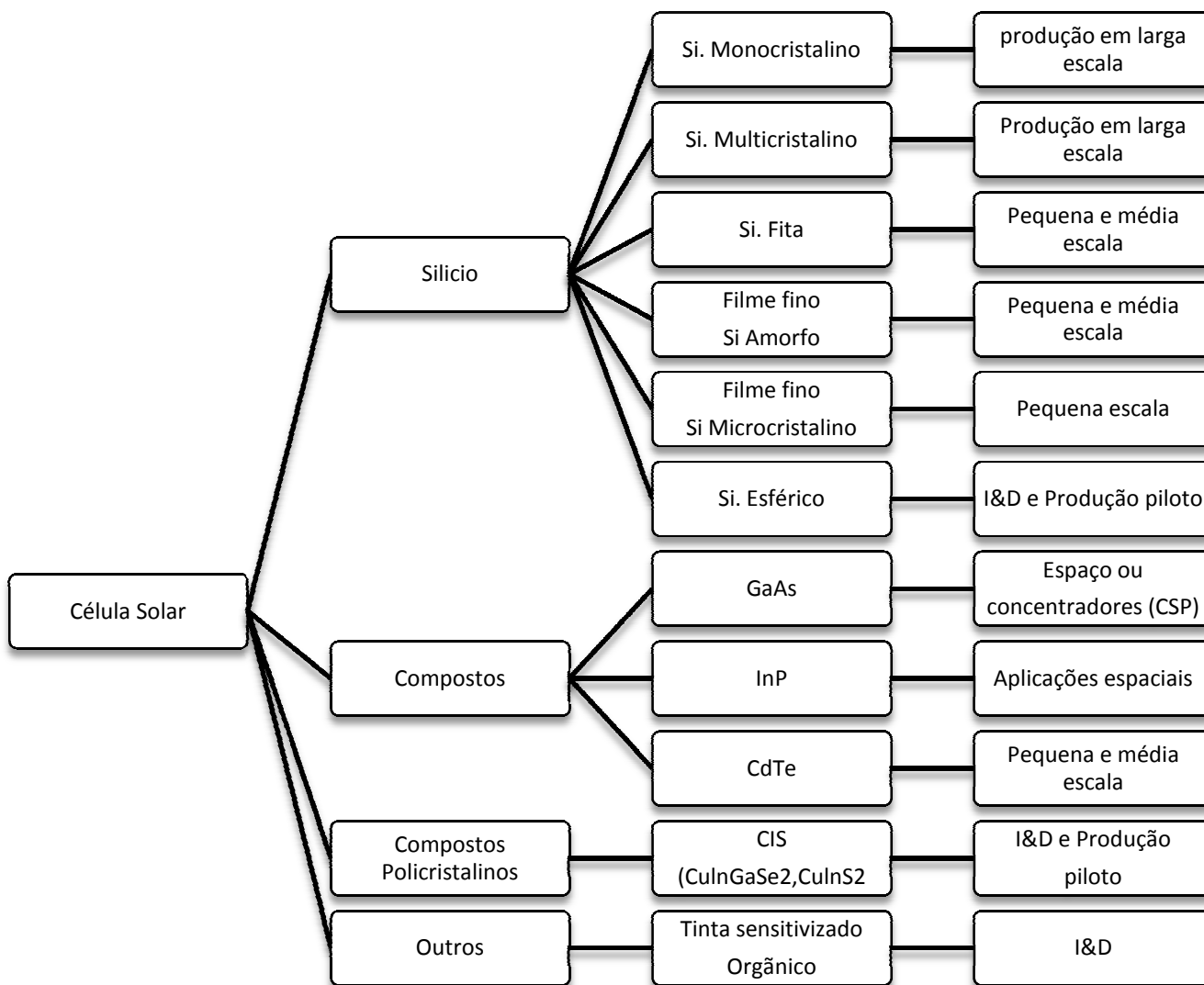
Antes de distinguir em maior pormenor quais as tecnologias presentemente utilizadas, é preciso entender como funciona todo o sistema que permite obter eletricidade a partir do Sol. O painel fotovoltaico é o elemento principal. É composto por um material semiconductor, tipicamente silício, constituinte da areia, que se carrega eletricamente quando submetido à luz solar. Substâncias dopantes são adicionadas ao semiconductor para permitir uma melhor conversão da potência associada à radiação solar em potência elétrica.

Os módulos são constituídos por células fotovoltaicas, que produzem tipicamente potências elétricas na ordem de 1,5 Wp (relativos a uma tensão de 0,5 V e uma corrente de 3 A). As células são ligadas em serie ou paralelo para formarem módulos ou painéis fotovoltaicos. Contactos de metal nas extremidades de cada célula constituem os terminais, que absorvem os eletrões livres, concentrando assim a energia.

Para uma maior produção de energia a orientação dos painéis fotovoltaicos têm um papel fundamental. Inclinando-os com um ângulo igual ao da latitude a que se encontram, maximiza-se a radiação solar incidente sobre o apinel ao longo do dia, e do ano. Alguns sistemas mais recentes possuem dispositivos de *tracking*, que localizam o Sol e viram o painel na sua direção. Sendo que a radiação solar varia consoante o período do dia, época do ano e condições climáticas, a quantidade total de radiação solar é expressa em termos de horas de pico solar.

### **4.3 Estado da tecnologia FV**

A tecnologia fotovoltaica está dividida em três subcategorias. Estas separam os diferentes tipos de células existentes segundo o tipo. As células de primeira geração, feitas a partir de silício cristalino, englobam as soluções monocristalinas e policristalinas. As de segunda geração apareceram há cerca de 30 anos, e correspondem às soluções de película fina, onde novos materiais semicondutores são explorados. 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. Soluções microcristalinas, nanocristalinas ou híbridas são alguns exemplos. De seguida temos um esquema com os tipos de células mais frequentes, com as suas principais características.



### 4.3.1 Células de silício cristalino (1ª geração)

É a geração tecnológica que domina o mercado atualmente. Hoje, 90% dos painéis fotovoltaicos instalados no mundo são feitos à base de silício cristalino. Dentro destes, o silício monocristalino é o mais antigo, e ainda o que domina o mercado. Tipicamente, apresenta eficiências entre 15% e os 18%, e é utilizado em todo o tipo de aplicações terrestres de média e elevada potência. O silício policristalino é uma alternativa um pouco mais barata, mas também menos performance. A eficiência varia entre os 12% e os 15%, já com camada de anti-reflexão. As células Power são uma variação, resultado da engenharia de pastilha policristalinas, e podem ser produzidas com duas faces fotossensíveis, mas têm eficiência na ordem dos 10%. Exemplos de tecnologias menos comuns são as de silício policristalino EFG, faixa de filamentos (policristalino), rede dentífrica (monocristalino), ou ainda as células policristalinas Apex [19].

### **4.3.2 Células de película fina (2ª Geração)**

A segunda geração de células vem responder a uma necessidade de redução do consumo de silício, muito oneroso por requerer elevadas temperaturas na produção e um grau de pureza muito alto. A película fina tem também a vantagem de ser muito menos pesada, permitindo aplicações integradas em fachadas de edifícios. A principal tecnologia é a do silício amorfo, muito usada na eletrônica profissional e em relógios ou calculadoras. Embora apresente eficiências muito mais baixas do que as de primeira geração, na ordem dos 5% a 7%, o seu fabrico é mais barato, e funciona com uma gama de luminosidades mais alargada: podemos utilizar calculadoras solares apenas com iluminação difusa, em interiores. As células de Diselenietop de Cobre e Índio (CIS) são mais eficientes e igualmente baratas, mas contêm Cádmiio, um material perigoso e interdito pela EU. Há ainda a tecnologia de Turieto de Cádmiio (CdTe) [19].

### **4.3.3 Conceitos de novas células solares (3ª Geração)**

Estas novas tecnologias estão ainda em fase de estudos. Prometem grandes eficiências e custos muito baixos, mas o seu processo de desenvolvimento tecnológico não deverá permitir que tenham expressão significativa no mercado nos próximos 10 a 15 anos. Refiram-se as tecnologias nanocristalinas sensibilizadas com colorantes, microcristalinas, micromorfas e híbridas (Células solares HCl). É ainda importante referir uma outra, já bastante usada, mas apenas em situações muito específicas: o Arsénio de Gálio (GaAs) apresenta rendimentos que podem chegar a 25%, mas tem custos de produção muito elevados, que só permitem o seu uso em satélites ou sistemas de concentradores (CSP) [19].

### **4.3.4 Estado atual das diferentes tecnologias**

Nos sistemas de microgeração fotovoltaica, geralmente são usadas células solares de silício monocristalino e policristalino. A nível de preços entre os dois o policristalino é mais barato mas em contrapartida tem menos eficiência.

A eficiência de conversão da energia pelas células fotovoltaicas é geralmente baixa. No entanto, tem-se alcançado uma evolução notável. Esta evolução tem permitido uma redução drástica do custo de produção por kWh. A tabela 4.1 resume a eficiência de cada tipo de célula acima referido. É de notar que as células relativas às tecnologias de segunda geração têm atualmente uma eficiência mais baixa que as de primeira geração. Este facto deve-se em parte a um estado de desenvolvimento menos avançado, mas é também característico dessas tecnologias. O contraponto deste defeito é um custo de produção das células bastante inferior

(nomeadamente por utilizarem menos silício), que aumenta a sua competitividade. Nas tecnologias de terceira geração, os testes em laboratório já revelaram eficiências de conversão que lhes auguram um bom futuro.

Material da célula	Eficiência Máxima Obtida		
	Laboratório	Produção	Produção em Série
Si. Monocristalino	24,7%	18%	14%
Si. Policristalino	19,8%	15%	13%
Si. Policristalino EFG	19,7%	14%	13%
Película fina	19,2%	9,5%	7,9%
Si. Amorfo	13%	10,5%	7,5%
Si. Microamorfo *	12%	10,7%	9,1%
Híbrido HCl	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telúrio de Cádmio	16,4%	14%	10%
Semicondutor III-V	35,% **	27,4%	27%
Células com corante	12%	7%	5% ***
*no estado estável	**medida com um fluxo Concentrado de radiação	***séries de produção limitada	

**Tabela 4.1 – Máxima Eficiência fotovoltaica, adaptado [19]**

As tecnologias relatadas acima têm hoje diferentes estados de desenvolvimento. Apenas as tecnologias baseadas em silício estão já em fase de produção industrial e comercialização em massa. São estas que atualmente equipam a grande maioria dos dispositivos fotovoltaicos no mundo. As tecnologias de segunda geração estão atualmente na fase de produção em escala piloto, e as de terceira geração não são ainda comercializadas, sendo que a maioria não saiu ainda de laboratório. Calcula-se que sejam precisos cerca de 10 a 15 anos para que uma nova tecnologia faça o seu percurso evolutivo até à produção industrial, pelo que teremos no curto prazo as tecnologias de segunda geração produzidas a nível industrial e comercializadas no mercado. A médio prazo, será a vez das novas ideias tecnológicas, as células de terceira geração, chegarem ao mercado.

## 4.4 Características elétricas de célula solar

### 4.4.1 Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica

Uma célula FV pode ser modelizada através de um díodo de junção PN. A fonte de corrente  $I_S(A)$  representa a corrente elétrica gerada pela radiação solar. Na figura 4.2 é possível visualizar o esquema correspondente a uma célula fotovoltaica ideal [19].

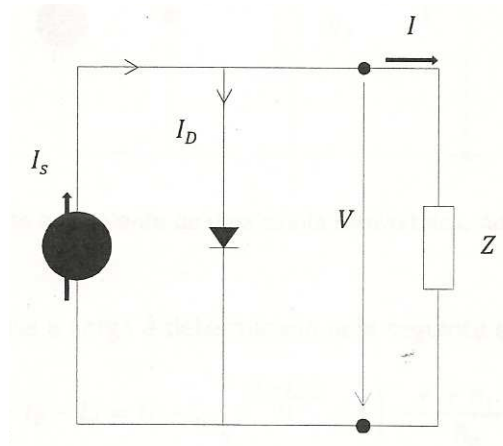


Figura 4.2 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica ideal [19].

A corrente que atinge a carga é dada pela seguinte equação:

$$I(A) = I_S - I_D = I_S - I_0 \cdot \left( e^{\frac{V}{m \cdot V_t}} - 1 \right) \quad (4.1)$$

Onde:

- $I_0(A)$  representa a corrente de saturação do díodo;
- $m$  representa o fator de idealidade do díodo;
- $V_t$  é obtido através da fórmula (equação (4.2));

$$V_t(V) = \frac{k \cdot t}{q} \quad (4.2)$$

Onde:

- $k$  é a constante de Boltzmann ( $k = 1,38 \cdot 10^{-23} C$ );
- $t$  é a temperatura da célula ( $^{\circ}K$ );
- $q$  é a carga do elétron ( $q = 1,6 \cdot 10^{-19} C$ ).

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica inclui as resistências  $R_S$  e  $R_P$  que modelizam respectivamente as perdas de tensão e de corrente, e se mostram responsáveis pelo

abatimento da curva característica da célula solar. De referir também que  $R_P$  se apresenta muito maior que  $R_S$ . A disposição destas é explicada na figura 4.3.

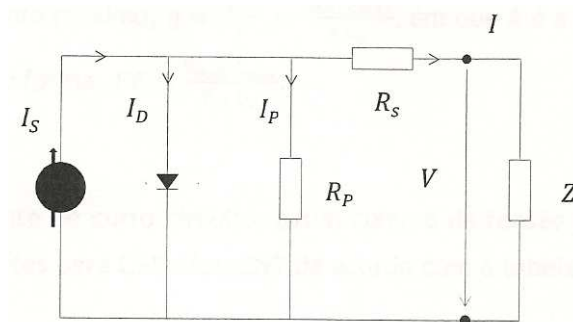


Figura 4.3 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [19].

A corrente que passa a carga é determinada pela seguinte equação:

$$I(A) = I_S - I_D - I_P = I_S - I_0 \cdot \left( e^{\frac{(V+R_S I)}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V+R_S I}{R_P} \quad (4.3)$$

A característica I-V (corrente/tensão) de uma célula fotovoltaica pode ser determinada com base na equação (4.1). Para uma célula genérica a curva I-V típica encontra-se apresentada na figura 4.4.

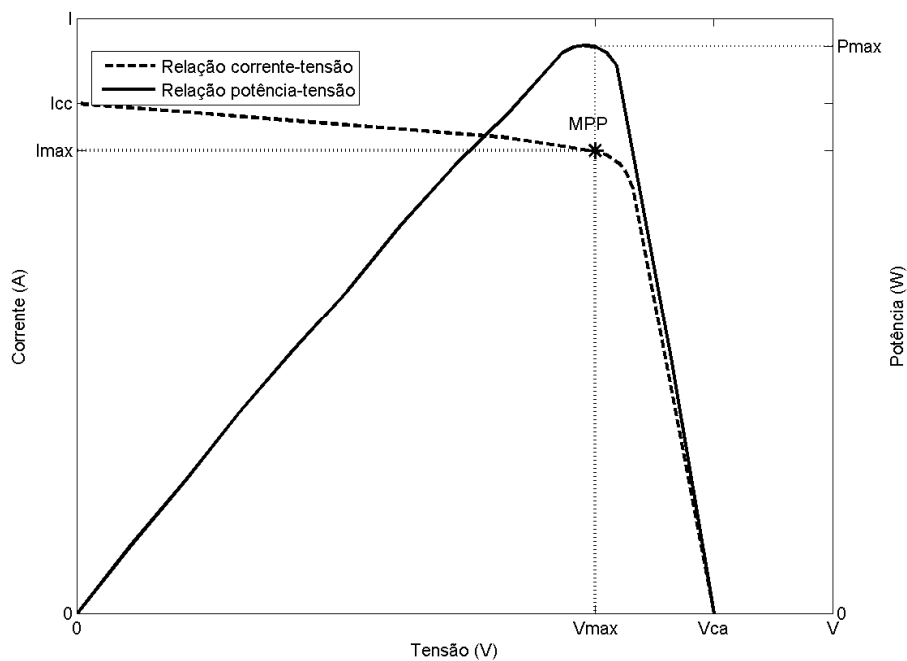


Figura 4.4 – Curva característica I-V de uma célula FV [19].

Para condições de radiação e temperatura arbitrárias,  $G_a$  e  $T_C$ , respetivamente a célula fotovoltaica é caracterizada pelos seguintes parâmetros fundamentais [19].

- Corrente de curto-circuito,  $I_{cc}$ ;
- Tensão de curto-circuito,  $V_{ca}$ ;
- Ponto de potência máxima, MPP;
- Rendimento máximo,  $\eta = \frac{P_{max}}{P} = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{A \cdot G_a}$ , em que A é a área da célula;
- Fator de Forma,  $FF = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{V_{ca} \cdot I_{cc}}$ ;

O valor da corrente de curto-circuito, assim como o da tensão em circuito aberto são fornecidos pelos fabricantes para CST e (ou CNT de acordo com a tabela 4.2.

	CNT	CST
Radiação	$G_{a,ref} = 800W/m^2$	$G_{a,0} = 1000W/m^2$
Temperatura ambiente	$T_{a,ref} = 20^\circ C$	$T_{c,0} = 25^\circ C$

**Tabela 4.2 – Radiação e temperatura para CST e CNT**

A influência da radiação e da temperatura nos parâmetros das células é tratada nas secções seguintes.

#### 4.4.2 Parâmetros das células e dos módulos

Na prática, as condições de funcionamento de um sistema fotovoltaico diferem das CST, pelo que para um dado valor da radiação incidente e temperatura ambiente,  $G_a$  e  $T_a$ , respetivamente, a temperatura da célula é dada pela expressão:

$$T_c = T_a + G_a \cdot \frac{NOTC-20}{800} \quad (4.4)$$

Onde:

- NOTC é a temperatura normal de funcionamento da célula (*Normal Operating Temperature of cell*), cujo valor é fornecido pelo fabricante para as CNT.

Assim, para a temperatura da célula, a corrente de curto-circuito, a tensão em circuito aberto e o potencial térmico são dados pelas expressões seguintes:

$$I_{cc} = \frac{G_a}{G_{a,0}} [I_{cc,0} + \mu_{I_{cc}} (T_c - T_{c,0})] \quad (4.5)$$

$$V_{ca} = V_{ca,0} + \mu_{V_{ca}} (T_c - T_{c,0}) \quad (4.6)$$

$$V_t = \frac{KT_c}{q} \quad (4.7)$$

Onde:

- $I_{cc}$  é a corrente de curto-circuito da célula em CST;
- $V_{ca,0}$  é a tensão de circuito aberto da célula em CST;
- $\mu_{I_{cc}}$  é o coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura, dada pelo fabricante;
- $\mu_{V_{ca}}$  é o coeficiente de variação da tensão em circuito aberto com a temperatura, dada pelo fabricante;
- $k$  é a constante de *Boltzmann*;
- $q$  é a carga do elétron.

Tal como foi referido anteriormente, como a potência produzida por uma célula é relativamente baixa, são ligadas varias células em serie e/ou paralelo, de modo a produzir a característica I-V desejada.

## 4.5 Módulos fotovoltaicos

Pelo facto de uma célula ter potência reduzida justifica a ligação de várias células no fabrico dos módulos fotovoltaicos. Ao ligar as células em paralelo, soma-se as correntes e a tensão fica a mesma. Ao ligar células em serie, soma-se as tensões e a corrente fica igual.

A classificação de um módulo pode ser feita recorrendo a diferentes aspetos, nomeadamente em função do material que constitui as células, do material que constitui o encapsulamento, tecnologia de substrato utilizada, estrutura da armação, entre outros. Destacam-se de seguida três classificações e respetivas breves descrições de módulos [19].

- Módulo Standard: O baixo custo, facilidade de montagem e valor estético faz com que estes módulos sejam utilizados caso não existam exigências especiais.
- Módulo Especial: Produzido em massa para um propósito específico, nomeadamente aplicações de pequena escala, veículos solares, barcos, telhas solares, entre outras.
- Módulo Especifico: Fabrico para uma determinada aplicação, onde o local de aplicação tem forte influência na estrutura, dimensão e forma do módulo.

## 4.5.1 Curvas características dos módulos

### 4.5.1.1 Módulos ligados em serie

A curva da figura 4.5 mostra a relação entre corrente e tensão para três módulos instalados em serie. Onde é possível observar um aumento da tensão e a corrente permanece inalterada.

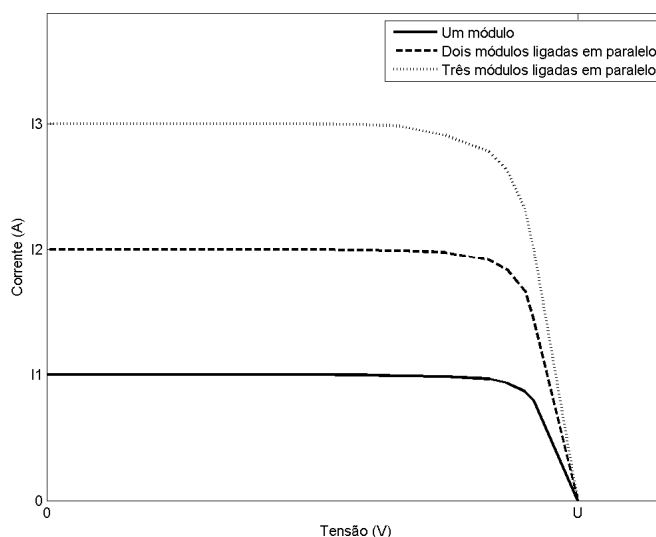


Figura 4.5 – Ligação em serie de três módulos FV

### 4.5.1.2 Módulos ligados em paralelo

Quando os módulos são ligados em paralelo, verifica-se que a tensão se mantém, mas a corrente aumenta conforme se adicionam mais módulos. Pode ser observado na figura 4.6.

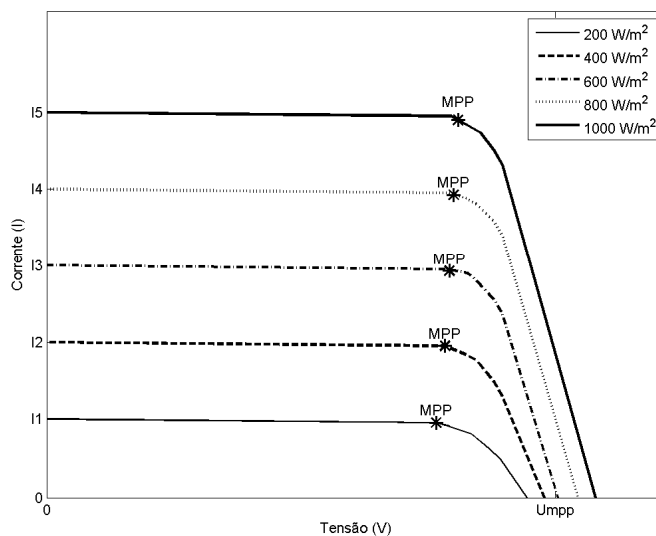


Figura 4.6 – Ligação em paralelo de três módulos FV

## 4.5.2 Características elétricas de módulos

As instalações solares fotovoltaicas raramente operam em condições nominais de funcionamento. O funcionamento nominal apenas ocorre nas condições referência CST. O desempenho e as curvas características dos módulos fotovoltaicos, dependem da temperatura das células e da intensidade da radiação incidente, pelo que os módulos funcionam normalmente em regime de carga parcial [19].

### 4.5.2.1 Variação da irradiância

A intensidade da corrente que atravessa o módulo, é praticamente proporcional à variação da irradiância ao longo do dia. Quando a irradiância desce para metade, a intensidade da corrente gerada reduz-se também para metade.

Por outro lado, a tensão MPP permanece relativamente constante com as variações de radiação solar. Na figura 4.7, pode-se observar que para um módulo, a alteração máxima da tensão MPP produzida pelas variações da irradiância é de alguns Volt. Contudo dado que a maioria dos sistemas fotovoltaicos possuem vários módulos fotovoltaicos ligados em serie, a tensão MPP irá flutuar dentro de um intervalo maior, sob a influência das variações da radiação. Para fracos níveis de radiação (apenas alguns  $W/m^2$ ) a tensão cairá. Os inversores passam então a operar ao nível da tensão correspondente [18] [19].

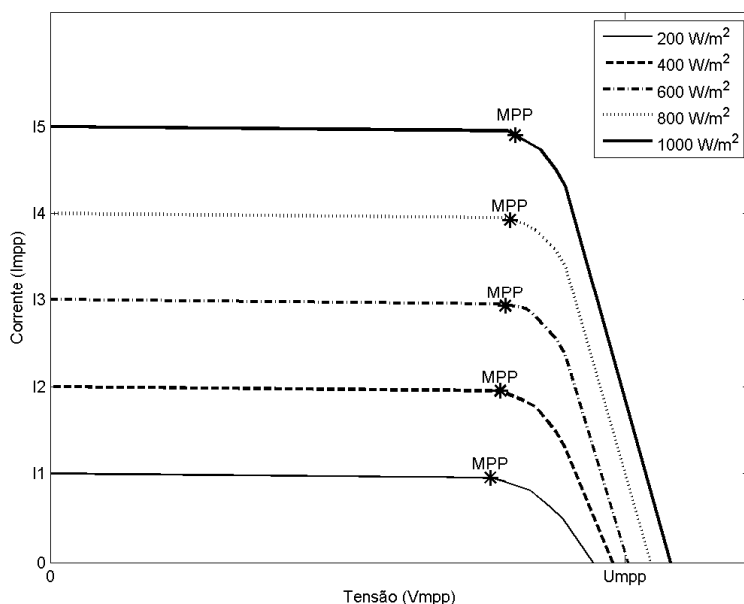


Figura 4.7 – Curvas I-V do módulo para diferentes irradiância e temperatura constante

### 4.5.2.2 Variação da temperatura

A variação da temperatura da célula provoca uma grande variação de tensão no módulo. O desvio da tensão para um módulo ventilado nas condições CST pode variar, menor tensão no Verão e a maior tensão no Inverno. Quando em baixas temperatura se encontram vários módulos ligados em serie, esta condição poderá causar um nível de aumento da tensão (poderá ser superior a 100V) que leve a que seja ultrapassada a tensão máxima permitida pelos dispositivos situados a jusante. Esta realidade é, em regra tida em consideração nos projetos das instalações FV. As variações de temperatura não têm um efeito significativo na corrente, verificando-se apenas um ligeiro aumento com o aumento da temperatura [18] [19].

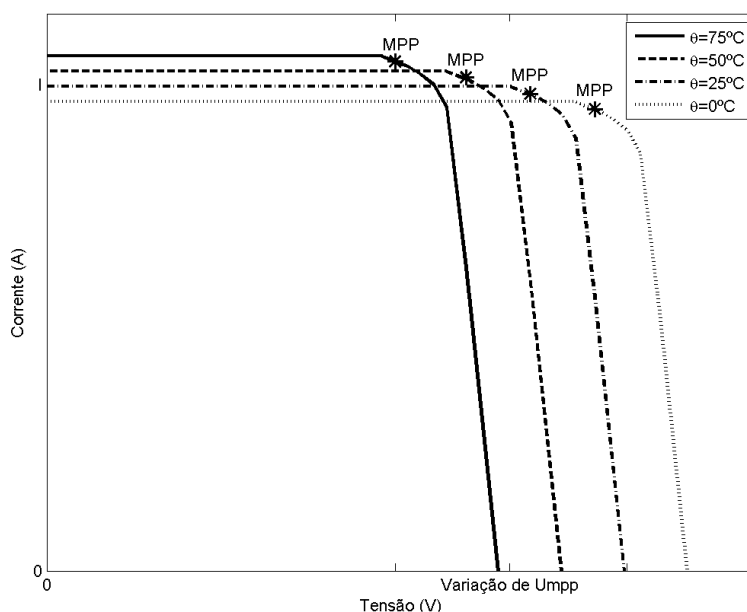


Figura 4.8 - Curvas I-V do módulo para diferentes temperaturas e irradiância constante

## 4.6 Sombreamento

Durante o planeamento de um sistema fotovoltaico será aconselhável uma análise do tipo de sombreamento que afeta o local onde se pretende realizar a instalação [19].

### 4.6.1 Sombreamento temporário

O sombreamento temporário é resultante da presença de neve, folhas e outros tipos de sujidade. O fenómeno de autolimpeza do gerador, que consiste na lavagem da sujidade por parte da chuva, ajuda a diminuir a quantidade de dejetos no gerador, melhorando a eficiência

deste. Para que o sistema de autolimpeza funcione, será necessário colocar os painéis com um ângulo mínimo de 12º, funcionando melhor com o aumento do ângulo.

Nos locais propícios ao aparecimento de neve, é recomendada a instalação dos módulos na vertical, de maneira a que a deposição de neve na parte inferior destes cause um sombreamento menor.

O efeito de sombreamento mostra-se mais duradouro quando considerados sujidade, e folhas de árvores, sendo recomendável quando perante uma grande quantidade de resíduos acumulada, uma limpeza com água e sem recorrer a detergentes ou escovas, vistos estes poderem danificar os módulos.

#### **4.6.2 Sombreamento de localização**

Este sombreamento é causado pelo que rodeia o gerador fotovoltaico. Prédios vizinhos, árvores, cabos elétricos, podem originar sombras nos módulos, diminuindo o rendimento do sistema fotovoltaico.

#### **4.6.3 Sombreamento do edifício**

O edifício onde se encontra instalado o gerador fotovoltaico pode incluir diversos elementos passivos de causar sombreamento nos módulos, tais como antenas, para raios, chaminés, saliências e ressaltos na estrutura do prédio. Este tipo de sombreamento pode ser evitado através da deslocação dos elementos, se possível, ou do correto dimensionamento e conceção do sistema, de modo a minimizar o impacto da sombra.

### **4.7 Orientação dos módulos**

#### **4.7.1 Inclinação dos módulos fixos**

A potência na saída do gerador fotovoltaico depende da radiação solar incidente sobre a superfície inclinada do painel fotovoltaico. Em algumas aplicações, a orientação do módulo é condicionada pela natureza da estrutura de suporte: por exemplo, uma instalação integrada em um edifício é ditada pela orientação do telhado ou fachada, onde o módulo vai ser instalado. Para um módulo fotovoltaico com posição livre, a consideração mais importante na decisão da orientação do módulo é maximizar a recolha de energia solar, por os módulos fotovoltaicos inclinados. Isso depende da sazonalidade da carga. O exemplo típico inclui:

- Algumas aplicações requerem energia apenas durante os meses de verão. Este pode ser o caso, por exemplo, para muitos sistemas de irrigação.
- Se a produção for ao longo de todo o ano, durante os meses de inverno, é provável que para um funcionamento satisfatório, a orientação do módulo deve garantir melhor captação de energia durante o mês com o menor de radiação diária. No hemisfério norte, este é normalmente o mês de Dezembro.

Na prática ‘regras de ouro’ para a inclinação dos módulos são resumidos na tabela 4.3. O uso dos valores recomendados na tabela 4.3 é normalmente justificado pela simplicidade e pelo facto de que a energia produzida por módulo não é muito sensível ao ângulo preciso da inclinação [22].

Época do ano	Ângulo ótimo de inclinação
Verão	Latitude – 15°
Inverno	Latitude + 15°
Média anual	Latitude

Tabela 4.3 – Inclinação dos painéis FV fixos

#### 4.7.2 Módulos com seguimento solar

Existem sistemas que possuem dispositivos de *tracking*, que localizam o sol e viram o painel na sua direção. Sendo que a radiação solar varia consoante o período do dia, época do ano e condições climáticas, a quantidade total de radiação solar é expressa em termos de horas de pico solar.

A captação de energia por um sistema de seguimento solar é aumentada em mais de 30% sobre um módulo com inclinação fixa [22].

#### 4.8 Sistema fotovoltaico com MPPT

O sistema fotovoltaico apresenta uma característica I-V similar à apresentada na figura 4.1, pelo que o inversor se encontra equipado com um MPPT de modo a assegurar que o sistema funcione no MPP para diferentes condições de radiação e temperatura ambiente.

Assim, a configuração típica dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede encontra-se apresentado na figura 4.9 [18].

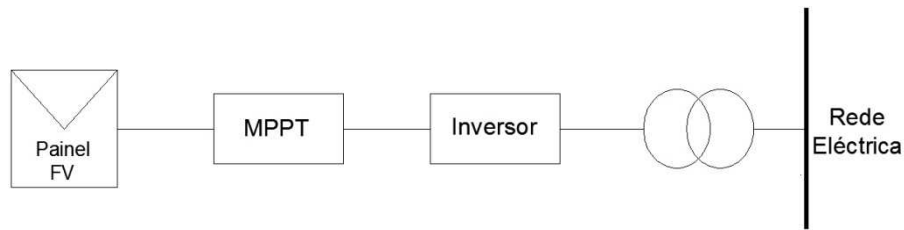


Figura 4.9 – Esquema de um gerador fotovoltaico ligado à rede

### 4.8.1 Seguidor do ponto de potência máxima

Para determinar o MPP (Ponto de Potência Máxima) da instalação de microgeração FV é necessário criar um sistema designado por MPPT (*Maximum Power Point Tracker* – seguidor do ponto de potência máxima), que consiste basicamente num sistema de controlo do conversor CC/CC.

Como explicado anteriormente, a potência máxima que um painel pode fornecer varia com as condições ambientais a que este está sujeito, ou seja, temperatura e radiação solar, causando variações nas correntes e tensões de saída do sistema fotovoltaico. O MPPT é um sistema eletrónico que ajusta o ponto de funcionamento de modo a extrair do painel a potência máxima disponível.

Os MPPT tradicionais são usualmente compostos por microprocessadores ou computadores e outros sistemas eletrónicos que, analisando as várias grandezas do painel determinam o ponto de funcionamento para o qual se consegue extrair a potência máxima para a temperatura e radiação a que o painel está sujeito. O algoritmo de controlo do MPPT utiliza o método da variação da condutância para a determinação do MPP.

Este método consiste em verificar o declive da curva de potência em função da tensão, de forma a encontrar o ponto onde a potência é máxima, que corresponde a um declive próximo de zero.

## 4.9 Produção de energia

A energia produzida por um sistema fotovoltaico depende de uma série de fatores que precisam ser analisados quando o sistema é concebido. Um estudo global identificou sete fatores que influenciam o desempenho anual de módulos fotovoltaicos [22]. Um breve resumo das principais conclusões a seguir.

- **Radiação solar.** Perfis de irradiância de longo prazo dependem da superfície de orientação. Esse fator depende da localização e tem uma redução de cerca de 25% para uma superfície vertical e aumenta mais de 30% para o seguimento de dois eixos, em comparação com um sistema fixo.

- **Potência do módulo em condições normais de ensaio.** Análise de várias tecnologias FV tem demonstrado que para o mesmo nível de potência das tecnologias nas mesmas condições é esperado um erro de cálculo de 5%.
- **Temperatura de funcionamento.** Análise das diversas tecnologias e sítios mostra que a produção anual pode ser reduzida devido à temperatura por um fator entre 2% e 10%, dependendo do design módulo, velocidade do vento, a técnica de montagem e temperatura ambiente. O efeito da temperatura de funcionamento é discutido quantitativamente na subsecção 4.5.2.
- **Maximum Power Point (MPP) depender da Irradiância.** Os módulos Si e CdTe tendem a ter um valor de MPP maior nos níveis de irradiância baixos. Este facto pode resultar em um aumento adicional de 10% na produção anual de energia.
- **Sujidade.** A sujidade pode ser responsável na redução até 10% da produção anual.

#### 4.9.1 Estimativa de produção de energia

Para se ter uma estimativa da produção de energia, é necessário fazer uma avaliação ao local e a qualidade do sistema fotovoltaico. Para este efeito, são reduzidas as perdas do sistema fotovoltaico à produção ideal calculada para o gerador ( $E_{ideal}$ ) [19].

Para avaliar a qualidade da instalação, é usado um parâmetro independente de localização, conhecido como o índice de desempenho ( $ID$ ). Este índice resulta da relação entre a energia fornecida pelo gerador ( $E_{real}$ ) e a energia teoricamente expectável ( $E_{ideal}$ ).

$$ID = \frac{E_{real}}{E_{ideal}} \quad (4.8)$$

A energia idealmente produzida pelo gerador fotovoltaico ( $E_{ideal}$ ) é dada por:

$$E_{ideal} = A_{FV} \cdot H_{eq} \cdot \eta("eta") \quad (4.9)$$

Ou:

$$E_{ideal} = E_{FV} \cdot \eta(eta) \quad (4.10)$$

Onde:

- $H_{eq}$  é o número de horas de sol equivalente;
- $A_{FV}$  é a área da superfície do gerador fotovoltaico;
- $\eta("eta")$  é a eficiência dos módulos fotovoltaicos;

O índice de desempenho permite estabelecer um termo de comparação entre diferentes sistemas fotovoltaicos. Para comparar a qualidade técnica dos sistemas, devemos encontrar as perdas por sombreamento de cada sistema e eliminá-las dos cálculos.

A forma mais generalizada do cliente ter uma previsão da energia produzida anualmente pelo sistema fotovoltaico, é através do recurso a programas de simulação.

Em alternativa aos programas de simulação, poderá ser usado um diagrama de irradiação solar. Usando o diagrama, podemos determinar a irradiação anual que incide em cada unidade de área a partir da orientação e inclinação do módulo.

A irradiação anual total que é coletada pelo gerador fotovoltaico é dado por:

$$E_{FV} = I_{rr} \cdot A_{FV} \quad (4.11)$$

Onde:

- $I_{rr}$  é a irradiação anual;
- $A_{FV}$  é a área total da superfície do gerador;

Com a eficiência do módulo ( $\eta$ ), obtemos a energia ideal produzida ( $E_{ideal}$ ) num ano:

$$E_{ideal} = E_{FV} \cdot \eta \quad (4.12)$$

Ao multiplicar este valor percentual pelo índice de desempenho ( $ID$ ), obtemos a energia realmente produzida pelo gerador fotovoltaico.

$$E_{real} = E_{ideal} \cdot ID \quad (4.13)$$

Dependendo da qualidade da instalação, o índice de desempenho pode ser assumido entre 70% e 85%. O  $ID$  de um sistema fotovoltaico bem concebido, pode atingir valores ainda maiores.

A produção específica expressa em kWh por kWp, também permite comparar resultados operacionais entre sistemas situados em diferentes locais. Este parâmetro pode ser definido para referências temporais de um dia, de uma semana, de um mês ou de um ano, sendo designado por “*Fator de Produção*”.

$$FP = \frac{E_{real}}{P_{nFV}} \quad (4.14)$$

Para os sistemas fotovoltaicos autónomos, tornou-se uma prática corrente calcular o fator de produção como um valor médio diário. Se o fator de produção for calculado para um período de um ano, deverá coincidir com a produção específica anual do sistema fotovoltaico

---

# Capítulo

# 5

---

## **Análise económico-financeira de instalações.**

*Neste capítulo é feita uma análise económico-financeira considerando diferentes tipos de instalações de microgeração FV. Em primeiro é feito uma análise a todos os casos possíveis conforme o investimento e a produção anual. De seguida são analisados dos valores de produção anual analisados vários casos de instalações de microgeração FV, procurando dar resposta às questões económicas dos Microprodutores. Por fim, é feita uma comparação entre a atual legislação e a anterior.*

## 5.1 Desenvolvimento do modelo da avaliação económica

Após conhecer a legislação referente à microgeração solar FV (ver capítulo 2) é possível criar métodos de avaliação económico-financeira, para fazer uma avaliação económica de instalações de microgeração FV, averiguar a rentabilidade das instalações de microgeração FV. Na literatura de análise de avaliação do investimento (ver capítulo 3) recomenda a utilização de métodos baseados no *cash-flow*. O método baseado no *cash-flow* permite calcular os seguintes critérios de avaliação económico-financeiros: valor Atualizado Líquido (VAL), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e período de Retorno (*payback*).

Os critérios de avaliação de projetos são indicadores de rentabilidade dos projetos de investimento que servem de suporte à tomada de decisão de implementar, ou não, um determinado projeto de microgeração FV.

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

### 5.1.1 Custos de instalação de Microgeração FV

Os custos de uma instalação 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 (*Invest*): é o custo inicial de uma instalação de microgeração FV ligada à rede. Equação (5.1).

$$Invest = C_{ger} + C_{inv} + C_{inst} \quad (5.1)$$

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, (seguidor solar de um ou 2 eixos e obra de construção civil), cabos, elementos elétricos de proteção, realização do projeto de engenharia;

A duração do investimento ( $n$ ), é a vida útil da instalação em anos, que é considerada sendo de vinte anos.

### 5.1.2 Receitas obtidas num ano pela instalação de microgeração FV

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 (5.2).

$$CFE_t = (Cash\ input)_t - (Cash\ output)_t = EA_t * tarifa_t - (C_{O\&M} + C_{seg} + C_{Fin}) \quad (5.2)$$

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, respetivamente;

Estes valores são correspondentes ao ano  $t$ .

## 5.2 Variáveis usadas neste estudo

Consideram-se as seguintes variáveis: investimento, produção anual, aumento da tarifa em regime geral e taxa de atualização.

O valor do investimento está no intervalo entre 15000€ e 27000€, conforme o tipo de instalação, foram definidos de acordo com a consulta a diversas empresas que projetam e instalam microgeração FV. A produção anual está no intervalo entre 0kWh e 8832kWh, previstos no Decreto-Lei nº 118-A/2010, como referido na secção 2.3. O aumento da tarifa em regime geral e a taxa de atualização nesta dissertação vão ter um valor fixo para todas as análises que serão feitas.

### 5.2.1 Valor da taxa de atualização

A taxa de atualização usada nesta dissertação, provem da taxa de juro indexada à Euribor a 1 mês mais um determinado *spread*. Os valores de *spread* aplicados pelos bancos a este tipo de investimento variam entre 0,5% e 2%, [23]. Vai ser aplicado um *spread* de 1,25%, 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 [24].

Ano	Média
2001	4,337%
2002	3,306%
2003	2,348%
2004	2,081%
2005	2,143%
2006	2,942%
2007	4,080%
2008	4,276%
2009	0,892%
2010	0,556%
Média final	2,696%

Tabela 5.1 – Média dos últimos dez anos da taxa de juro indexada à Euribor a 1mês

Assim, vem a taxa de atualização  $=2,696+1,25=3,946 \cong 3,9\%$ .

Em todos os casos de estudo abordados nesta dissertação o valor da taxa de atualização é de 3,9%.

### 5.2.1 Aumento anual da tarifa em regime geral

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

Face aos aumentos verificados neste últimos 2 anos [25], e tendo em conta os desvios nos custos da EDP relativos à aquisição de energia elétrica com a Produção de eletricidade em Regime Especial: 81,6 Milhões de euros, referentes ao ano de 2010, a devolver à tarifa; e 10,6 Milhões de euros, relativos a 2009, a recuperar [26], conduzirá a um aumento do preço da eletricidade para os consumidores. Assim sendo, foi estimado um aumento anual da tarifa em regime geral em 2,5%. A tarifa em regime geral em 2011 tem o valor de 0,1326€/kWh [27].

Este aumento da tarifa vai-se refletir 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 tabela 5.2 mostra a evolução da tarifa em regime geral em 2011, e um aumento, em média de 2,5% para os vinte anos seguintes.

Evolução da tarifa	
2011-0,1326€	2021-0,1686€
2012-0,1350€	2022-0,1686€
2013-0,1384€	2023-0,1728€
2014-0,1418€	2024-0,1816€
2015-0,1454€	2025-0,1861€
2016-0,1490€	2026-0,1908€
2017-0,1527€	2027-0,1955€
2018-0,1566€	2028-0,2004€
2019-0,1605€	2029-0,2054€
2020-0,1645€	2030-0,2106€
	2031-0,2159€

**Tabela 5.2 – Evolução da tarifa em regime geral com aumento anual de 2,5%**

A evolução da tarifa para uma unidade de microprodução FV ligada à rede em 2011 é calculada através do decreto-Lei 118-A/2010 (secção 2.3), referir que a tarifa calculada é o pior cenário, em que todos os anos se atinge os máximos de potência de ligação. No décimo sexto ano da instalação o valor da tarifa bonificada já fica mais baixo que a tarifa em regime geral sendo aplicada em instalações de microprodução FV descritas nesta dissertação.

Evolução da tarifa	
1º ano 0,4000€	11º ano 0,2400€
2º ano 0,4000€	12º ano 0,2400€
3º ano 0,4000€	13º ano 0,2400€
4º ano 0,4000€	14º ano 0,2400€
5º ano 0,4000€	15º ano 0,2400€
6º ano 0,4000€	16º ano 0,1955€
7º ano 0,4000€	17º ano 0,2004€
8º ano 0,4000€	18º ano 0,2054€
9º ano 0,2400€	19º ano 0,2106€
10º ano 0,2400€	20º ano 0,2159€

**Tabela 5.3 – Evolução da tarifa aplicada às instalações de microgeração FV consideradas nesta dissertação**

A evolução da tarifa para uma unidade de microprodução FV ligada à rede em 2010 é calculada através do decreto-Lei 363-2007, referir que a tarifa calculada é o pior cenário, em que todos os anos se atinge os 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 em instalações de microprodução FV descritas na secção 5.7 desta dissertação.

Evolução da tarifa	
1º ano 0,5866€	11º ano 0,1686€
2º ano 0,5866€	12º ano 0,1728€
3º ano 0,5866€	13º ano 0,1771€
4º ano 0,5866€	14º ano 0,1816€
5º ano 0,5866€	15º ano 0,1861€
6º ano 0,3011€	16º ano 0,1908€
7º ano 0,2453€	17º ano 0,1955€
8º ano 0,1898€	18º ano 0,2004€
9º ano 0,1605€	19º ano 0,2054€
10º ano 0,1645€	20º ano 0,2106€

Tabela 5.4 – Evolução da tarifa aplicada às instalações de microgeração FV consideradas nesta dissertação

### 5.3 Superfícies de *payback* e VAL

A evolução dos valores do *payback* – período de recuperação do investimento, e VAL – Valor de Atualizado Líquido tal como definidos nas subsecções 3.3.4 e 3.3.2 respetivamente, permitem aferir da maior ou menor viabilidade de uma qualquer instalação conforme o investimento e a produção esperada.

Assim, considere-se uma instalação de microgeração FV com potência de ligação de 3,68kW (potência máxima de ligação à rede, secção 2.2.2) com diferentes tipos de painéis FV e com diferentes sistemas de seguimento solar ou sem seguimento, às quais corresponderá um valor de investimento no intervalo entre 15000€ e 27000€. Admite-se que a produção anual não excede os 8832kWh, previstos no decreto-Lei 118-A/2010, como referido na secção 2.3. como já referido, os valores de investimento, conforme o tipo de instalação, foram definidos de acordo com a consulta a diversas empresas que projetam e instalam microgeração FV.

As figuras 5.1 e 5.2 mostram os valores de *payback* e VAL respetivamente, para todas as possíveis instalações.

A observação da figura 5.1 permite visualizar o valor do *payback* para qualquer investimento considerado e conforme o valor esperado de produção. Por exemplo: (1) no caso de uma instalação com o investimento mínimo de 15000€ e uma produção anual estimada de 8832kWh, o valor *payback* é de 4,74 anos; (2) no caso de uma instalação com investimento mínimo de 15000€ e uma produção anual estimada de 3520kWh o respetivo *payback* será de 20 anos; (3) no caso de uma instalação com investimento máximo de 30000€ e uma produção anual estimada de 8832kWh, o respetivo *payback* será de 10,12 anos; (4) por último, no caso de uma instalação com investimento máximo de 30000€ e uma produção anual estimada de 6527kWh o respetivo *payback* será de 20anos.

A observação da figura 5.2 permite visualizar o valor do VAL para qualquer investimento considerado e conforme o valor esperado de produção anual. Por exemplo: (1) no caso de uma instalação com o investimento mínimo de 15000€ e uma produção anual estimada de 8832kWh, o valor do VAL será de 22732€; (2) no caso de uma instalação com investimento mínimo de 15000€ e com uma produção anual estimada de 3520kWh o respetivo VAL será de 0€; (3) no caso de uma instalação com investimento máximo de 27000€ e com uma produção anual estimada de 8832kWh, o respetivo VAL será de 10732€; (4) por ultimo no caso de uma instalação com investimento máximo de 27000€ e uma produção anual estimada de 6527kWh o respetivo VAL será de 0€.

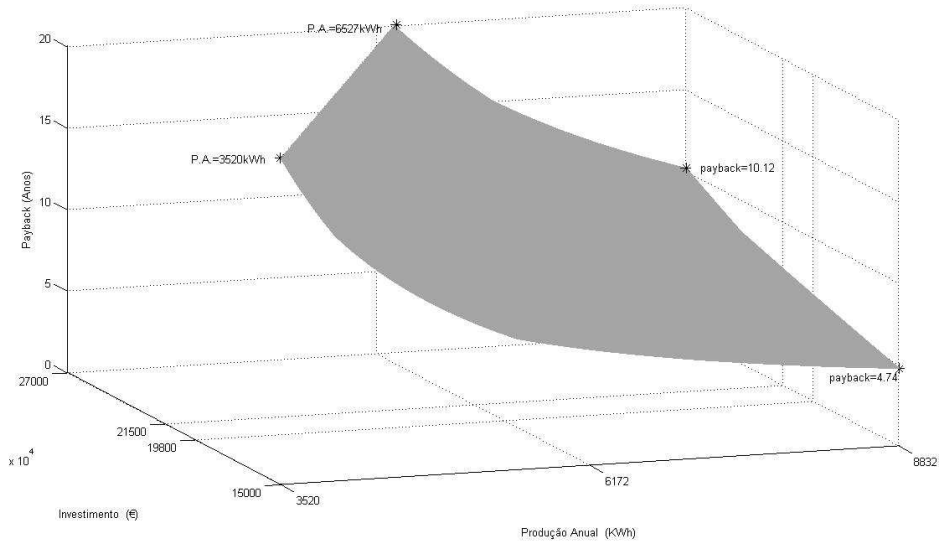


Figura 5.1 – Evolução do valor do *payback*. Os pontos assinalados correspondem aos valores de investimento mínimo e máximo, considerando a produção máxima e mínima para a qual o valor do *payback* não exceda vinte anos.

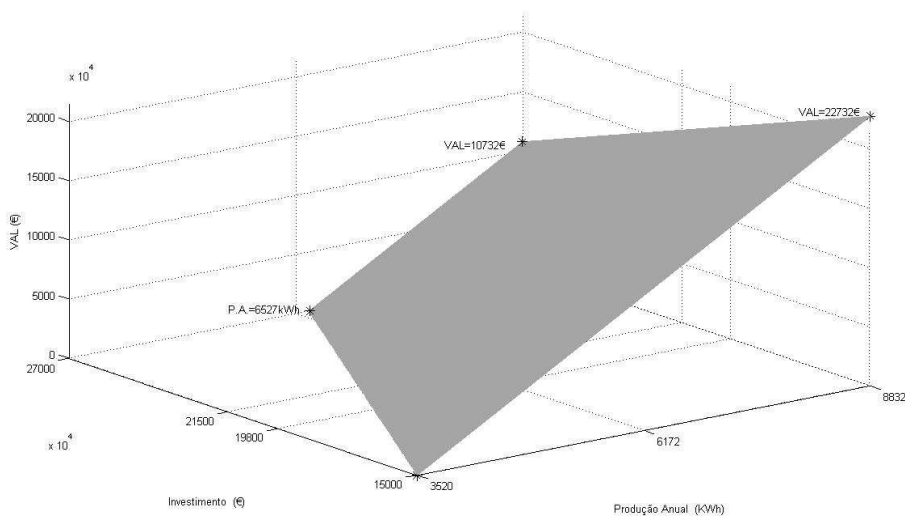


Figura 5.2 – Evolução do valor do VAL. Os pontos assinalados correspondem aos valores de investimento mínimo e máximo, considerando a produção máxima e mínima para a qual o valor do VAL será 0 nos vinte anos considerados.

Os valores representados nas figuras 5.1 e 5.2 podem ser postos em tabelas A1 e A2 respetivamente, em anexo, que permitem uma consulta expedita e que de forma fácil, nos dá os indicadores *payback* e do VAL conforme o valor do investimento e da respetiva produção anual.

Faz-se notar que para investimentos elevados, o valor de VAL evolui de forma significativa para uma pequena variação da produção esperada. Sendo estas as instalações com maior capacidade de produção (pelo seu maior investimento) são também aquelas que obrigam a tecnologias mais fiáveis, que garantam sempre a produção anual máxima. Por exemplo uma avaria por um período de quinze dias, com sol, pode representar uma perda de energia de 600kWh, perda essa que a verificar-se frequentemente, pode levar a uma instalação de microgeração FV deixe de ser fiável.

## 5.4 Evolução dos valores do *payback* e do VAL

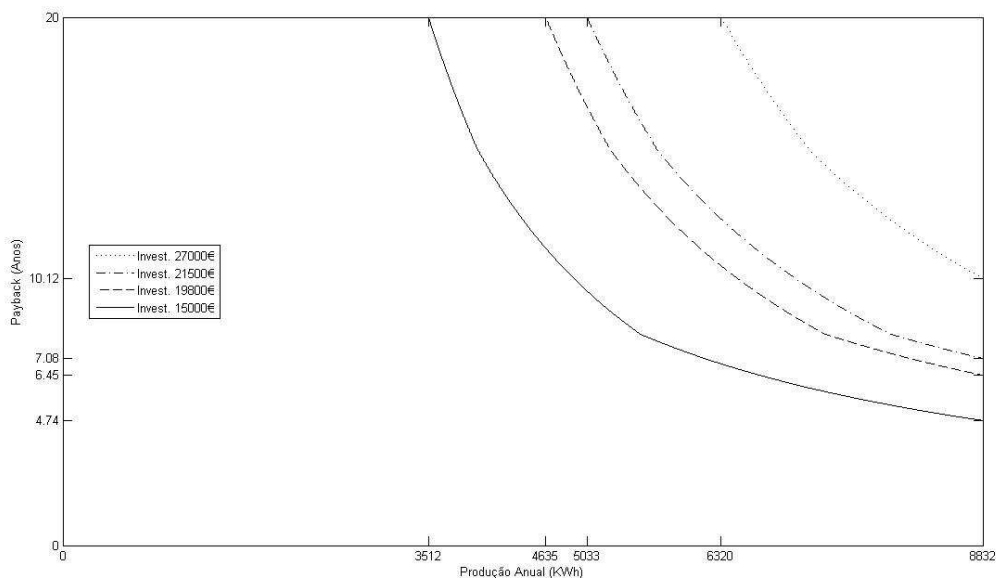
Este estudo é semelhante ao da subsecção 5.1.1. Da mesma forma considera-se uma qualquer instalação de microgeração FV com potência de ligação de 3,45kW e 3,68kW (as duas potências mais elevadas de ligação à rede elétrica descrito na subsecção 2.2.2), com diferentes tipos de painéis FV e com diferentes sistemas de seguimento solar ou sem seguimento, às quais correspondem quatro valores de investimento [15000€, 19800€, 21500€, 27000€]. Admite-se que a produção anual não excede os 8832kWh.

As figuras 5.3 e 5.4 mostram os valores de *payback* e VAL respetivamente, para todas as possíveis instalações com os seguintes investimentos: [15000€, 19800€, 21500€, 27000€].

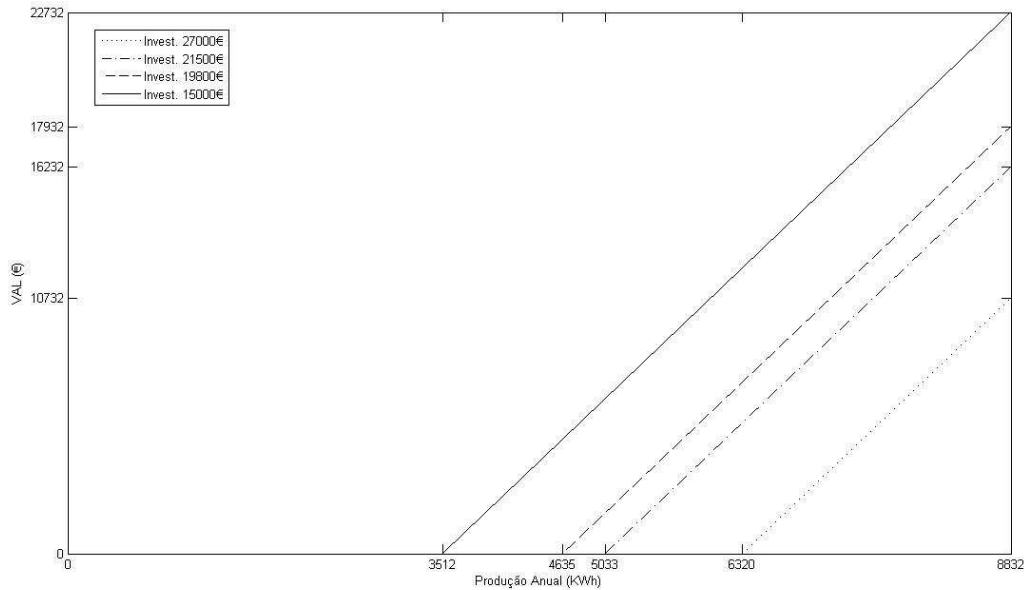
A observação da figura 5.3 permite visualizar a evolução do valor do *payback* para qualquer dos quatro investimentos considerados e conforme o valor esperado de produção anual. Por exemplo: (1) no caso de uma instalação com o investimento mínimo de 15000€ e uma produção anual estimada de 8832kWh, o valor do *payback* é de 4,74 anos; (2) no caso de uma instalação com investimento de mínimo de 15000€ e uma produção de anual estimada de 3512kWh, o despectivo *payback* será de 20 anos; (3) no caso de uma instalação com investimento de 19800€ e uma produção anual estimada de 8832kWh, o respetivo *payback* será 6,45 anos; (4) no caso de uma instalação com investimento de 19800€ e uma produção anual estimada de 4635kWh, o respetivo *payback* será de 20anos; (5) no caso de uma instalação com investimento de 21500€ e uma produção anual estimada de 8832kWh, o respetivo *payback* será 7,08 anos; (6) no caso de uma instalação com investimento de 21500€ e uma produção anual estimada de 5033kWh, o respetivo *payback* será de 20anos; (7) no caso de uma instalação com investimento máximo de 27000€ e uma produção anual estimada de 8832kWh, o respetivo *payback* será 10,12 anos, (8) por último, no caso de uma instalação com investimento máximo de 27000€ e uma produção anual estimada de 6320kWh, o respetivo *payback* será de 20 anos.

A observação da figura 5.4 permite visualizar a evolução do valor do VAL para qualquer dos quatro investimentos considerados e conforme o valor esperado de produção anual. Por

exemplo: (1) no caso de uma instalação com o investimento mínimo de 15000€ e uma produção anual estimada de 8832kWh, o valor do VAL 22732€; (2) no caso de uma instalação com investimento de mínimo de 15000€ e uma produção de anual estimada de 3512kWh, o respetivo VAL será de 0€; (3) no caso de uma instalação com investimento de 19800€ e uma produção anual estimada de 8832kWh, o respetivo VAL será de 17932€; (4) no caso de uma instalação com investimento de 19800€ e uma produção anual estimada de 4635kWh, o respetivo VAL será de 0€; (5) no caso de uma instalação com investimento de 21500€ e uma produção anual estimada de 8832kWh, o respetivo VAL será de 16232€; (6) no caso de uma instalação com investimento de 21500€ e uma produção anual estimada de 5033kWh, o respetivo VAL será de 0€; (7) no caso de uma instalação com investimento máximo de 27000€ e uma produção anual estimada de 8832kWh, o respetivo VAL será de 10732€, (8) por último, no caso de uma instalação com investimento máximo de 27000€ e uma produção anual estimada de 6320kWh, o respetivo VAL será de 0€.



**Figura 5.3 – Evolução do valor de *payback* para os 4 diferentes tipos de investimento. Os valores representados no gráfico são: os valores de *payback* mínimo de cada um dos investimentos e os valores mínimos de produção anual aos quais o *payback* é vinte anos.**



**Figura 5.4 – Evolução do valor do VAL para os quatro diferentes tipos de investimento. Os valores representados no gráfico são: os valores do VAL máximos de cada um dos investimentos e os valores de produção anual aos quais o VAL é 0€.**

Ao analisar as figuras 5.3 e 5.4 e à primeira observação podemos ser velados a pensar que os investimentos de valores mais baixos são os mais rentáveis, pois as linhas dos investimentos mais baixos são as que mostram os indicadores económicos com valores mais apelativos.

Mas uma melhor análise, verificamos que muitos dos casos representados nas figuras 5.3 e 5.4 são irrealistas, como por exemplo, uma instalação de microgeração FV com investimento de 15000€ e uma produção de 8832kWh. Com esse valor tão elevado de investimento e com a tecnologia FV existente não é hoje exequível obter um valor tão elevado de produção. Da mesma forma que na linha em que o investimento é 19800€, também tem alguns casos irrealistas, a produção não se consegue atingir com esse valor de investimento.

A figura 5.3 pode-nos remeter para uma analogia errónea, no caso de considerarmos que queremos o *payback* em um determinado ano, é feito o investimento conforme o *payback* definido, por exemplo 10,12 anos, verificamos na figura 5.3 que todas as linhas de investimento têm valores com o *payback* de 10,12 anos. Qual seria a melhor linha de investimento? Quem não tenha conhecimento dos indicadores de avaliação económico-financeira irá escolher o menor investimento. Na subsecção 5.6.7 deste capítulo vamos dar uma melhor visão a esta analogia, e escolher o melhor investimento para o mesmo *payback*.

## 5.5 Análise económica da produção anual estimada

Nesta análise pretende-se encontrar um intervalo de investimento, através de um valor de produção anual estimada, que seja o mais rentável possível para a instalação de microgeração FV.

É possível obter a produção anual estimada através de softwares que utilizam a localização onde se pretende instalar o sistema de microgeração FV, o tipo de painéis FV, a orientação e inclinação dos painéis FV.

Este estudo é importante para empresas que projetam e instalam microgeração FV, de forma a realizar a melhor solução para o cliente. Deste modo, é possível determinar a quando da realização do projeto, o valor máximo de investimento a realizar.

Considere-se uma qualquer instalação de microgeração FV com potência de ligação de 3,68kW, com uma produção estimada em valor fixo, e fazendo variar o investimento no intervalo entre 15000€ e 27000€, serão calculados os valores de *payback* e VAL em que o investimento é recuperado.

### 5.5.1 Uma produção anual estimada de 5000kWh

Nesta análise vai ser considerada uma produção anual estimada de 5000kWh.

As figuras 5.5 e 5.6 mostram a evolução dos valores de *payback* e VAL respetivamente, para uma produção anual estimada de 5000kWh.

A observação da figura 5.5 permite visualizar a evolução do valor do *payback* considerando uma produção anual de 5000kWh, (1) no caso em que o investimento é mínimo (15000€), o valor do *payback* desta instalação será de 9,77 anos, (2) e no caso em que o valor do investimento é de 21300€ o *payback* será de 19,88 anos.

A observação da figura 5.6 permite visualizar a evolução do valor do VAL para uma produção anual de 5000kWh, (1) no caso em que o investimento é mínimo (15000€), o valor do VAL dessa instalação será de 6361kWh, (2) e no caso em que o valor do investimento é de 21300€ o respetivo VAL será de 61€.

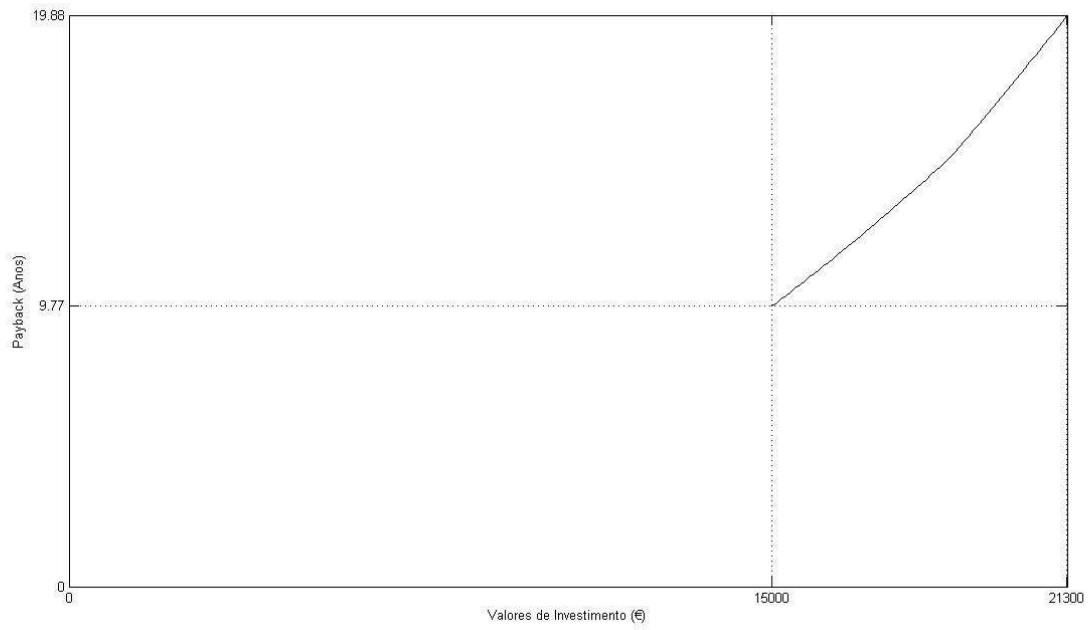


Figura 5.5 – Evolução do valor do *payback* de uma produção anual estimada de 5000kWh.

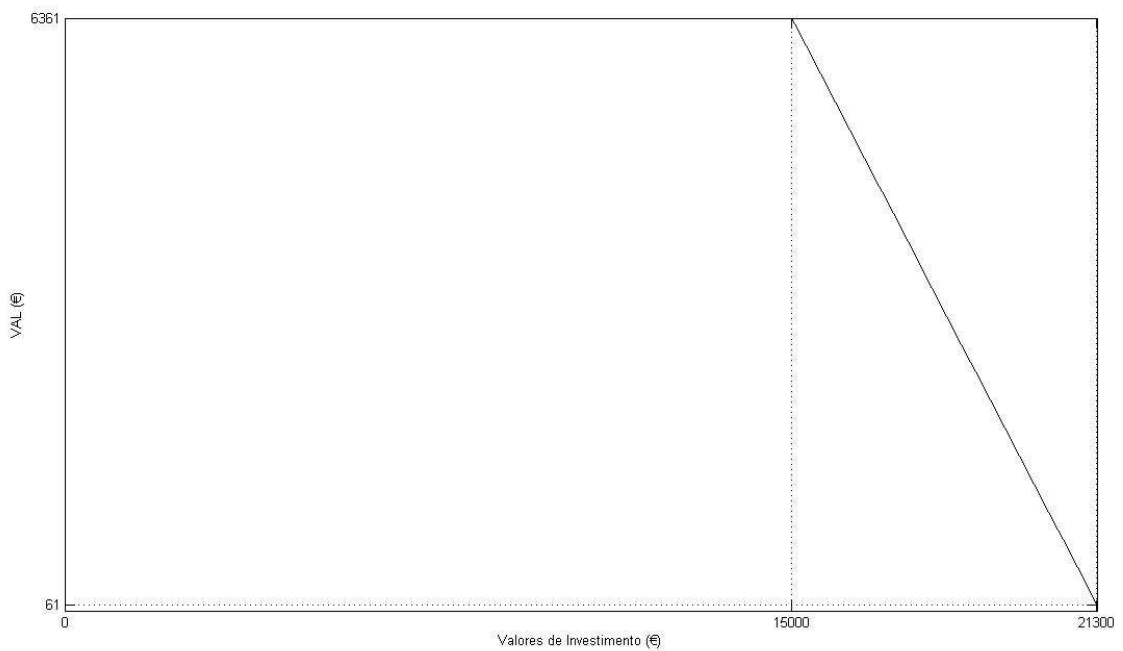


Figura 5.6 – Evolução do valor de VAL para uma produção anual estimada de 5000kWh.

Ao analisar as figuras 5.5 e 5.6 obtemos um intervalo de valores de investimento entre 15000€ e 21300€ em que qualquer tipo de instalação de microgeração FV que tenha uma

produção anual de 5000kWh, e o investimento feito esteja dentro do intervalo descrito, irá recuperar o investimento.

As figuras 5.5 e 5.6 mostram ainda que quanto mais baixo for o valor do investimento para a mesma produção anual estimada menor será o *payback* e o valor do VAL vai aumentar conforme o investimento diminui.

Nestes casos de estudo, em que a produção anual estimada é baixa (5000kWh), e observando as figuras 5.5 e 5.6 o investimento a realizar dever ser o mais baixo possível para que o microprodutor em causa consiga obter lucros, pois caso seja feito um investimento superior a 21300€ o microprodutor não vai conseguir amortizar o investimento.

### 5.5.2 Uma produção anual estimada de 7500kWh

Nesta análise vai ser considerada uma produção anual estimada de 7500kWh.

As figuras 5.7 e 5.8 mostram a evolução dos valores de *payback* e VAL respetivamente, para uma produção anual estimada de 7500kWh.

A observação da figura 5.7 permite visualizar a evolução do valor do *payback* considerando uma produção anual de 7500kWh, (1) no caso em que o investimento é mínimo (15000€), o valor do *payback* desta instalação será de 5,67 anos, (2) e no caso em que o valor do investimento atinge o valor máximo de 27000€ o *payback* será de 13,76 anos.

A observação da figura 5.8 permite visualizar a evolução do valor do VAL para uma produção anual de 7500kWh, (1) no caso em que o investimento é mínimo (15000€), o valor do VAL dessa instalação será de 17062kWh, (2) e no caso em que o valor do investimento é de 27000€ o respetivo VAL será de 5042€.

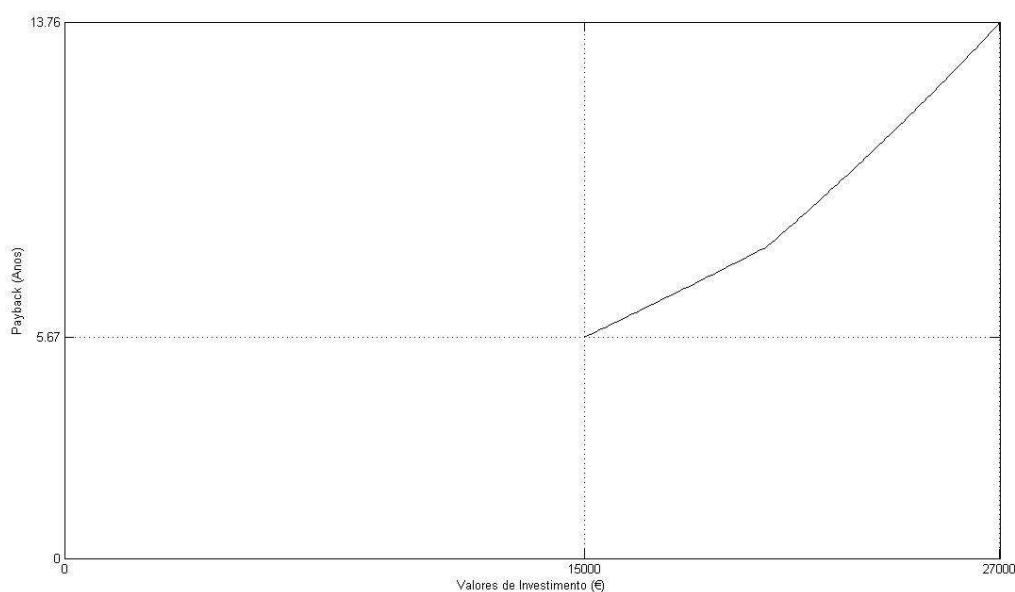
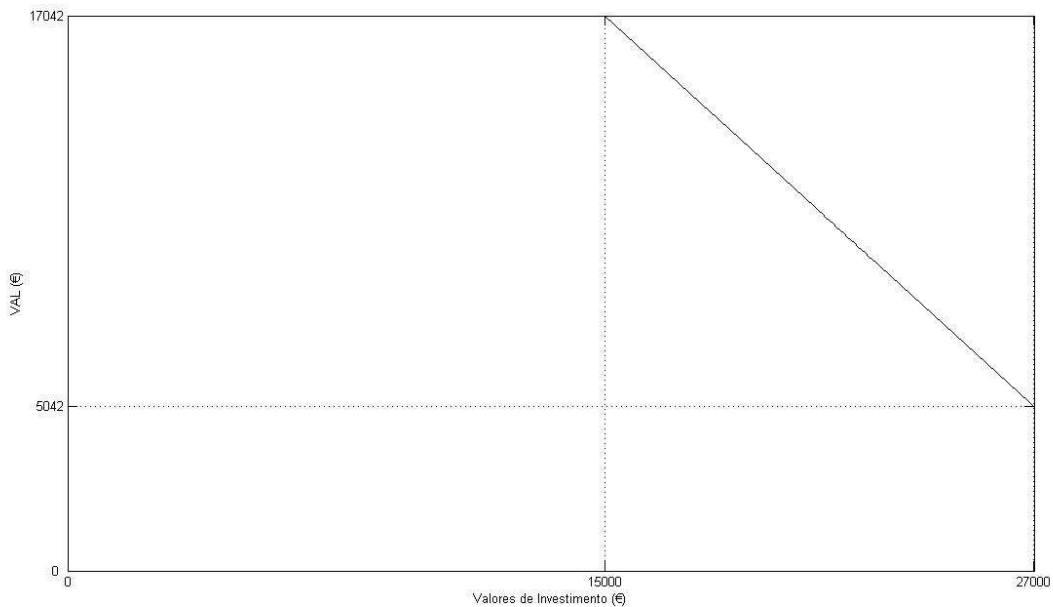


Figura 5.7 – Evolução do valor do *payback* de uma produção anual estimada de 7500kWh.



**Figura 5.8 – Evolução do valor de VAL para uma produção estimada de 7500kWh.**

Ao analisar as figuras 5.7 e 5.8 vemos as evoluções dos valores de *payback* e VAL respetivamente, para um valor de produção anual de 7500kWh e obtemos um intervalo de valores de investimento entre 15000€ e 27000€, que é igual aos valores de investimento mínimo e máximo que foram definidos de acordo com a consulta a diversas empresas que projetam e instalam sistemas de microgeração FV.

As figuras 5.7 e 5.8 mostram ainda que quanto mais baixo for o valor do investimento para a mesma produção anual estimada menor será o *payback* e o valor do VAL vai aumentar conforme o investimento diminui.

Uma produção anual estimada de 7500kWh é possível fazer um investimento de 27000€ que esse investimento vai ter um lucro de 5042€ e tem a amortização do investimento em 13,76 anos. A análise das figuras 5.7 e 5.8 mostra, que quanto mais baixo for o valor do investimento para a mesma produção anual estimada mais lucro o microprodutor vai ter e a amortização do investimento é mais cedo.

## 5.6 Análise económico-financeira de uma instalação

Nesta análise vai ser feita uma avaliação económico-financeira do investimento para uma produção anual esperada, calculando os indicadores de avaliação económico-financeira, (VAL, TIR e *payback*), descritos nas subsecções 3.3.2, 3.3.3 e 3.3.4 respetivamente.

Neste tipo de análise de uma instalação de microgeração FV pretende-se averiguar a viabilidade do investimento. Em particular, colocam-se algumas questões: será o investimento

rentável? como será a evolução da amortização do investimento? qual será o lucro que a instalação de microgeração FV vai gerar? Estas são algumas das perguntas para as quais os Microprodutores querem saber as respostas como forma de ponderar o seu investimento, ou mesmo de decidir pelo montante de investimento aquando da instalação da unidade de microprodução FV.

### 5.6.1 Um investimento de 27000€ com produção anual de 8832kWh

Vamos fazer uma avaliação económico-financeira de uma instalação de microgeração FV com investimento de 27000€, com uma produção anual estimada de 8832kWh, valor máximo que é pago por lei (ver secção 2.3).

A figura 5.9 mostra a evolução de um investimento de 27000€, com uma produção anual de 8832kWh.

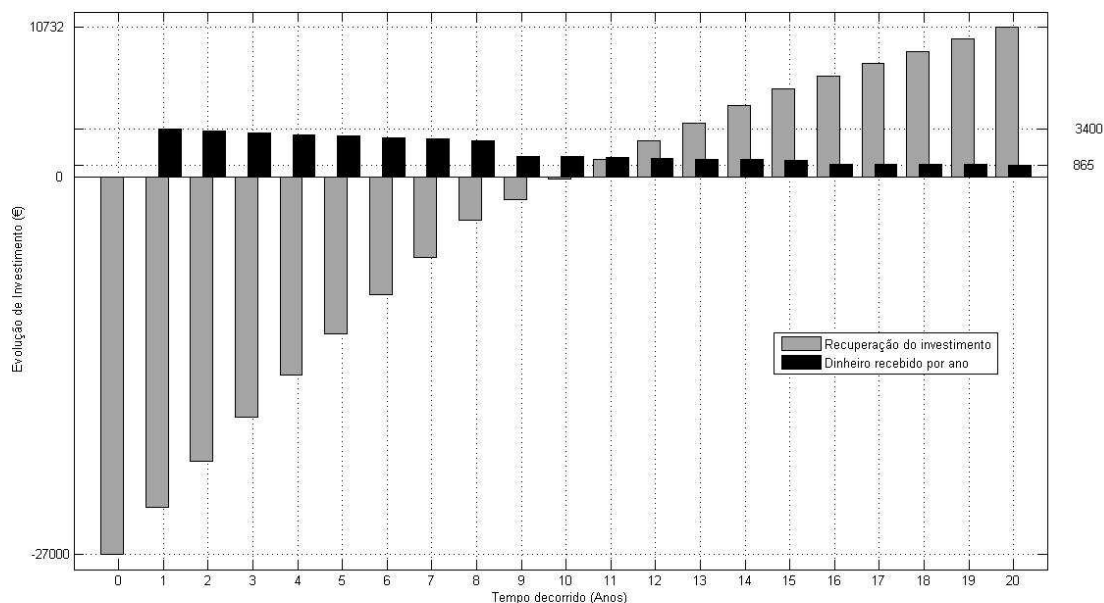


Figura 5.9 – Evolução de um investimento de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh.

A observação da figura 5.9 permite visualizar a evolução do investimento ao longo dos anos. As barras a cinzento mostram a *cash-flow* atualizado, 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* atualizado, que corresponde à receita anual da instalação. A receita anual tem valor máximo de 3400€ no primeiro ano de instalação, sendo a tarifa igual nos 8 primeiros anos, isto é, devido à

atualização dos *cash-flows* (subsecção 3.2.3). A receita anual tem valor mínimo de 865€ no último ano, apesar da tarifa considerada estar a aumentar nos últimos anos da instalação (subsecção 5.2.2), a receita é mínima no último ano devido à atualização dos *cash-flows* (subsecção 3.2.3).

A tabela 5.5 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 27000€, com uma produção de 8832kWh.

VAL	10732€
TIR	8,87%
<i>Payback</i>	10,12 anos

Tabela 5.5 – Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh.

Podemos verificar que este é um projeto viável.

Conclui-se, que se o microprodutor investir 27000€, remunera o capital que se mantém investido à taxa de 3,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 10732€. O valor da TIR igual a 8,87%, quer dizer que a uma taxa de atualização de 8,87% no final dos 20 anos teremos o VAL igual a 0€, que significa que recuperamos o investimento. Um *payback* de 10,12 anos é o tempo que o projeto leva até recuperar o investimento.

## 5.6.2 Um investimento de 21500€ com produção anual de 6530kWh

Vamos fazer uma avaliação económico-financeira de uma instalação de microgeração FV com investimento de 21500€, com uma produção anual estimada de 6530kWh.

A figura 5.10 mostra a evolução de um investimento de 21500€, com uma produção anual de 6530kWh.

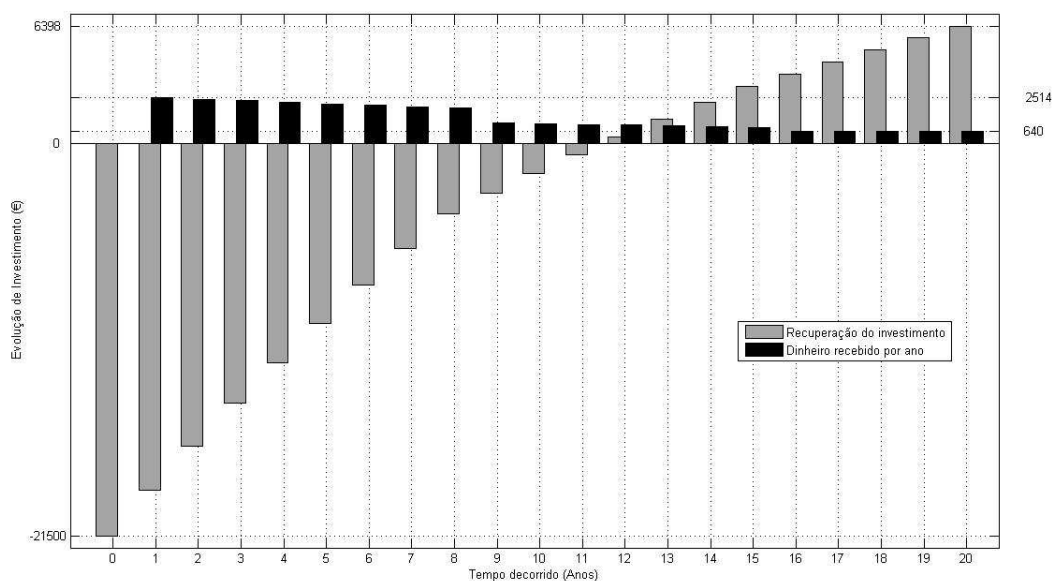


Figura 5.10 – Evolução de um investimento de 21500€ com uma produção anual de 6530kWh.

A observação da figura 5.10 permite visualizar a evolução do investimento ao longo dos anos. As barras a cinzento mostram o *cash-flow* atualizado, 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* atualizado, que corresponde à receita anual da instalação. A receita anual tem valor máximo de 2514€ no primeiro ano de instalação, sendo a tarifa igual nos 8 primeiros anos, isto é, devido à atualização dos *cash-flows* (subsecção 3.2.3). A receita anual tem valor mínimo de 640€ no último ano, apesar da tarifa considerada estar a aumentar nos últimos anos da instalação (subsecção 5.2.2), a receita é mínima no último ano devido à atualização dos *cash-flows* (subsecção 3.2.3).

A tabela 5.6 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 21500€, com uma produção de 6530kWh.

VAL	6398€
TIR	7,67%
Payback	11,64 anos

Tabela 5.6 – Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 21500€ com uma produção anual de 6530kWh.

Podemos verificar que este é um projeto viável.

Conclui-se, que se o microprodutor investir 21500€, remunera o capital que se mantém investido à taxa de 3,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 6398€. O valor da TIR igual a 7,67%, quer dizer que a uma taxa de atualização de 7,67% no

final dos 20 anos teremos o VAL igual a 0€, que significa que recuperamos o investimento. Um *payback* de 11,64 anos é o tempo que o projeto leva até recuperar o investimento.

### 5.6.3 Um investimento de 19800€ com produção anual de 6160kWh

Vamos fazer uma avaliação económico-financeira de uma instalação de microgeração FV com investimento de 19800€, com uma produção anual estimada de 6160kWh.

A figura 5.11 mostra a evolução de um investimento de 19800€, com uma produção anual de 6160kWh.

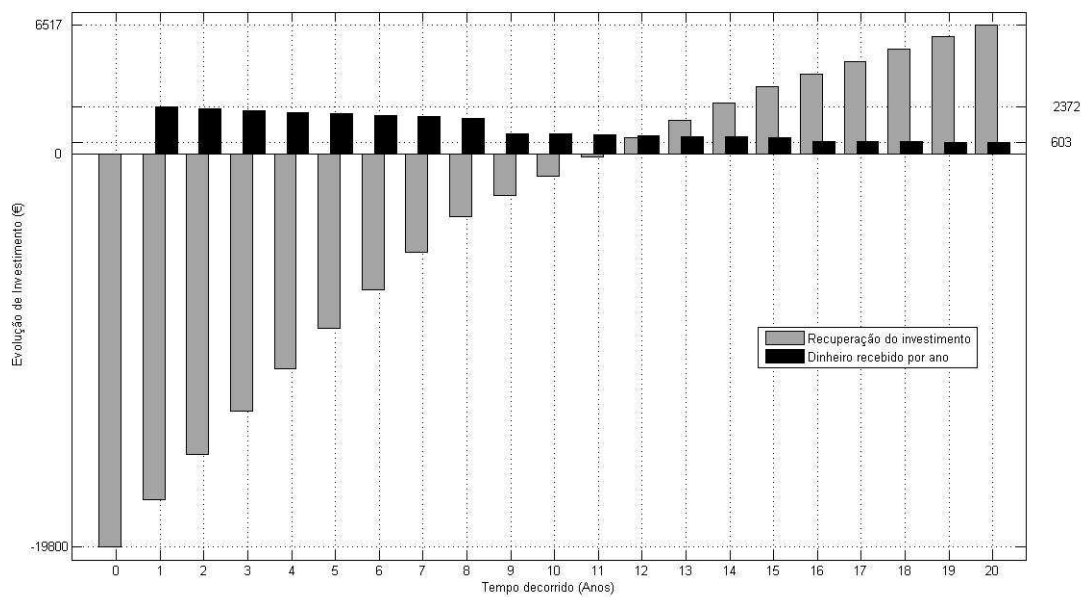


Figura 5.11 – Evolução de um investimento de 19800€ com uma produção anual de 6160kWh.

A observação da figura 5.11 permite visualizar a evolução do investimento ao longo dos anos. As barras a cinzento mostram o *cash-flow* atualizado, 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* atualizado, que corresponde à receita anual da instalação. A receita anual tem valor máximo de 2372€ no primeiro ano de instalação, sendo a tarifa igual nos 8 primeiros anos, isto é, devido à atualização dos *cash-flows* (subsecção 3.2.3). A receita anual tem valor mínimo de 603€ no último ano, apesar da tarifa considerada estar a aumentar nos últimos anos da instalação (subsecção 5.2.2), a receita é mínima no último ano devido à atualização dos *cash-flows* (subsecção 3.2.3).

A tabela 5.7 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 19800€, com uma produção de 6160kWh.

VAL	6517€
TIR	8,05%
Payback	11,12 anos

Tabela 5.7 – Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 19800€ com produção anual de 6160kwh.

Podemos verificar que este é um projeto viável.

Conclui-se, que se o microprodutor investir 19800€, remunera o capital que se mantém investido à taxa de 3,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 6517€. O valor da TIR igual a 8,05%, quer dizer que a uma taxa de atualização de 8,05% no final dos 20 anos teremos o VAL igual a 0€, que significa que recuperamos o investimento. Um *payback* de 11,12 anos é o tempo que o projeto leva até recuperar o investimento.

#### 5.6.4 Um investimento de 15000€ com produção anual de 5290kWh

Vamos fazer uma avaliação económico-financeira de uma instalação de microgeração FV com investimento de 15000€, com uma produção anual estimada de 5290kWh.

A figura 5.12 mostra a evolução de um investimento de 15000€, com uma produção anual de 5290kWh.

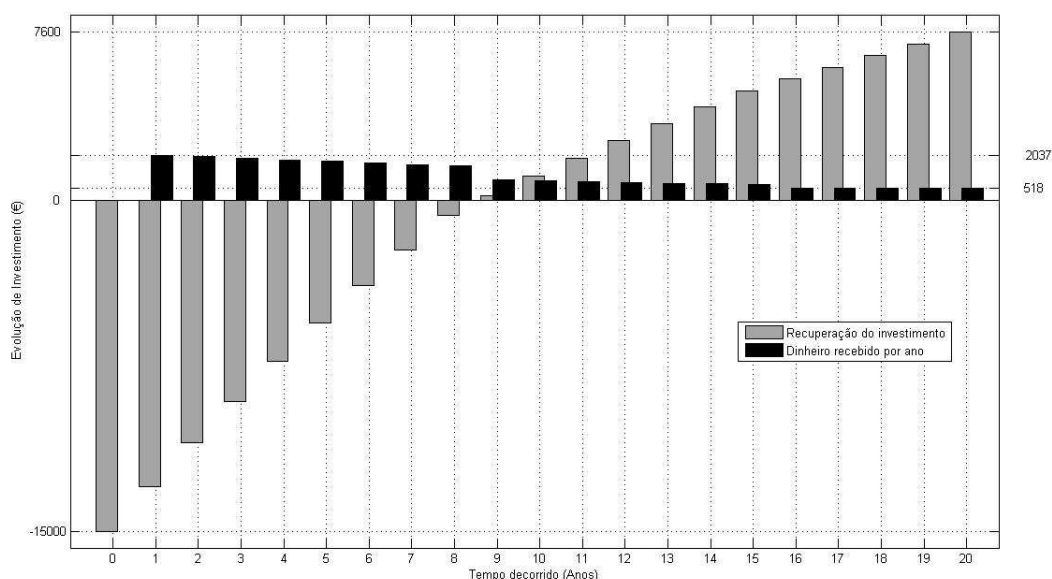


Figura 5.12 – Evolução de um investimento de 15000€ com uma produção anual de 5290kWh.

A observação da figura 5.12 permite visualizar a evolução do investimento ao longo dos anos. As barras a cinzento mostram o *cash-flow* atualizado, 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* atualizado, que corresponde à receita anual da instalação. A receita anual tem valor máximo de 2037€ no primeiro ano de instalação, sendo a tarifa igual nos 8 primeiros anos, isto é, devido à atualização dos *cash-flows* (subsecção 3.2.3). A receita anual tem valor mínimo de 518€ no último ano, apesar da tarifa considerada estar a aumentar nos últimos anos da instalação (subsecção 5.2.2), a receita é mínima no último ano devido à atualização dos *cash-flows* (subsecção 3.2.3).

A tabela 5.8 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 19800€, com uma produção de 6160kWh.

VAL	7600€
TIR	8,77%
<i>Payback</i>	10,15 anos

Tabela 5.8 – Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 15000€ com uma produção anual de 5290kWh.

Podemos verificar que este é um projeto viável.

Conclui-se, que se o microprodutor investir 19800€, remunera o capital que se mantém investido à taxa de 3,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 6517€. O valor da TIR igual a 8,05%, quer dizer que a uma taxa de atualização de 8,05% no final dos 20 anos teremos o VAL igual a 0€, que significa que recuperamos o investimento. Um *payback* de 11,12 anos é o tempo que o projeto leva até recuperar o investimento.

## 5.7 Comparação da atual legislação em vigor com a anterior

Nesta análise vai ser feita uma comparação da atual legislação em vigor com a anterior, através dos indicadores de avaliação económico-financeiros, (VAL, TIR e *payback*), descritos nas subsecções 3.3.2, 3.3.3 e 3.3.4 respetivamente.

Neste tipo de análise pretende-se averiguar qual o regime de remuneração mais vantajoso, se o anterior (em vigor em 2010) ou o atual, com tarifas de remuneração descritas na secção 5.2.1.

### 5.7.1 Um investimento de 27000€ e uma produção anual de 8832kWh

Vamos fazer uma avaliação económico-financeira de duas instalações de microgeração FV com investimento de 27000€, com uma produção anual estimada de 8832kWh, valor máximo que é pago por lei (ver secção 2.3).

A figura 5.13 mostra a evolução dos investimentos de 27000€, com uma produção anual de 8832kWh.

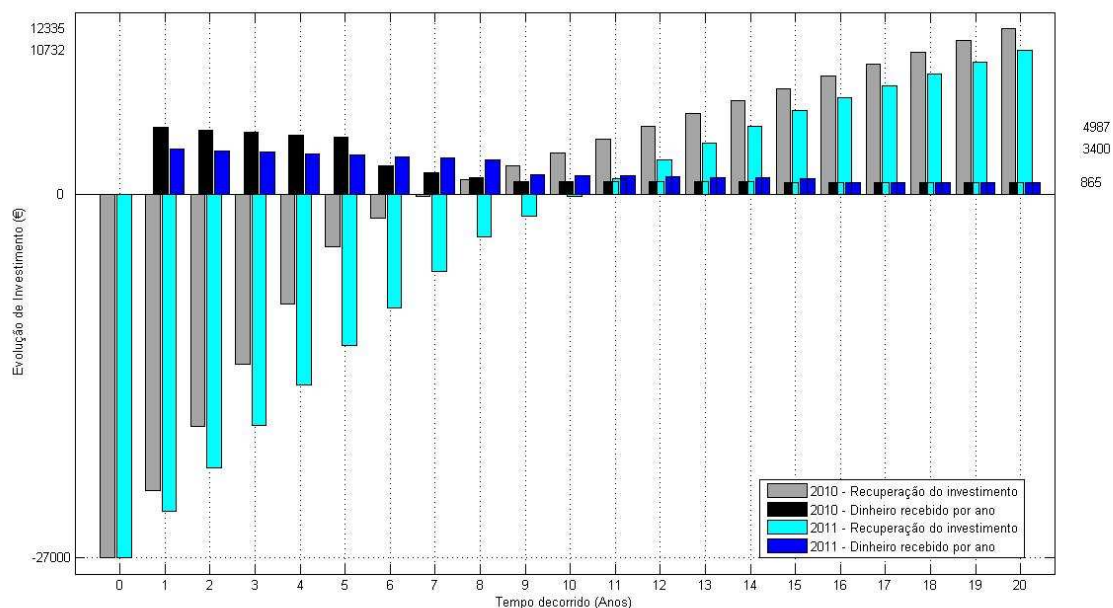


Figura 5.13 – Evolução dos investimentos de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh.

A observação da figura 5.13 permite visualizar a evolução dos investimentos ao longo dos anos. As barras a cinzento e a preto mostram o *cash-flow* atualizado acumulado e o *cash-flow* atualizado respetivamente da instalação do regime anterior. As barras a amarelo forte e a amarelo claro mostram o *cash-flow* atualizado acumulado e o *cash-flow* atualizado respetivamente da instalação do regime atual. Apesar de os investimentos e as produções serem idênticas, a figura permite visualizar que no regime anterior obtém-se o retorno do investimento mais rapidamente, e os e apesar de a remuneração ser mais elevada no regime atual entre o 6º ano e o 15º não vai compensar a remuneração mais elevada do anterior regime.

A tabela 5.9 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira dos investimentos de 27000€, com uma produção de 8832kWh.

	2010	2011
VAL	12335€	10732€
TIR	10,83%	8,87%
Payback	7,08 anos	10,12 anos

Tabela 5.9 – Indicadores de avaliação económico-financeira de dois investimentos de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh.

Assim, que se os microprodutores investirem 27000€, remuneram o capital que se mantém investido à taxa de 3,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 12335€ e de 10732€, ou seja, o microprodutor do regime anterior irá remunerar-se em mais 1603€. Os valores da TIR irão ser de 10,32% e de 8,87% enquanto que os valores do *payback* irão ser de 7,08 anos e de 10,12 anos. Conclui-se então que para um investimento de 27000€ e uma produção anual de 8832kWh o regime atual é desvantajoso em relação ao anterior.

### 5.7.2 Um investimento de 21500€ e uma produção anual de 6530kWh

Vamos fazer uma avaliação económico-financeira de duas instalações de microgeração FV com investimento de 21500€, com uma produção anual estimada de 6530kWh.

A figura 5.13 mostra a evolução dos investimentos de 21500€, com uma produção anual de 6530kWh.

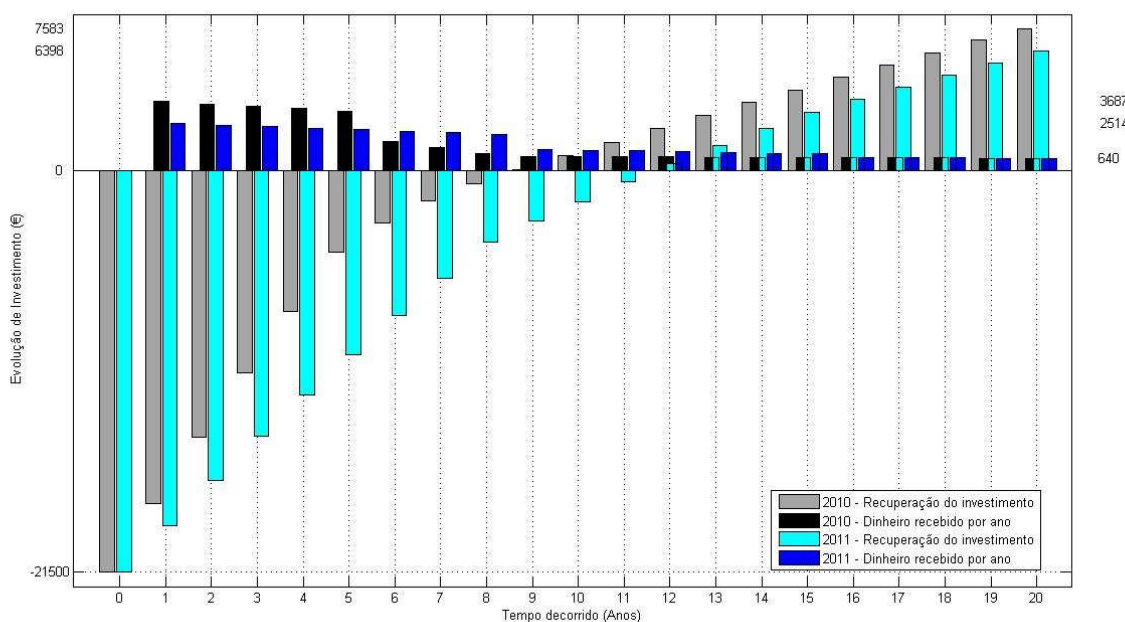


Figura 5.14 – Evolução dos investimentos de 21500€ com uma produção anual de 6530kWh.

A observação da figura 5.14 permite visualizar a evolução dos investimentos ao longo dos anos. As barras a cinzento e a preto mostram o *cash-flow* atualizado acumulado e o *cash-flow* atualizado respetivamente da instalação do regime anterior. As barras a amarelo forte e a amarelo claro mostram o *cash-flow* atualizado acumulado e o *cash-flow* atualizado respetivamente da instalação do regime atual. Apesar de os investimentos e as produções serem idênticas, a figura permite visualizar que no regime anterior obtém-se o retorno do investimento mais rapidamente, e os e apesar de a remuneração ser mais elevada no regime atual entre o 6º ano e o 15º não vai compensar a remuneração mais elevada do anterior regime.

A tabela 5.9 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira dos investimentos de 27000€, com uma produção de 8832kWh.

	2010	2011
VAL	7583€	6398€
TIR	9,27%	7,67%
<i>Payback</i>	8,94 anos	11,64 anos

Tabela 5.10 – Indicadores de avaliação económico-financeira de dois investimentos de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh.

Assim, se os microprodutores investirem 21500€, remuneram o capital que se mantém investido à taxa de 3,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 7583€ e de 6398€, ou seja, o microprodutor do regime anterior irá remunerar-se em mais 1185€. Os valores da TIR irão ser de 9,27% e de 7,67% enquanto que os valores do *payback* irão ser de 8,94 anos e de 11,64 anos. Conclui-se então que para um investimento de 21500€ e uma produção anual de 6530kWh o regime atual é desvantajoso em relação ao anterior.

### 5.7.3 Um investimento de 15000€ e uma produção anual de 5290kWh

Vamos fazer uma avaliação económico-financeira de duas instalações de microgeração FV com investimento de 15000€, com uma produção anual estimada de 5290kWh.

A figura 5.13 mostra a evolução dos investimentos de 15000€, com uma produção anual de 5290kWh.

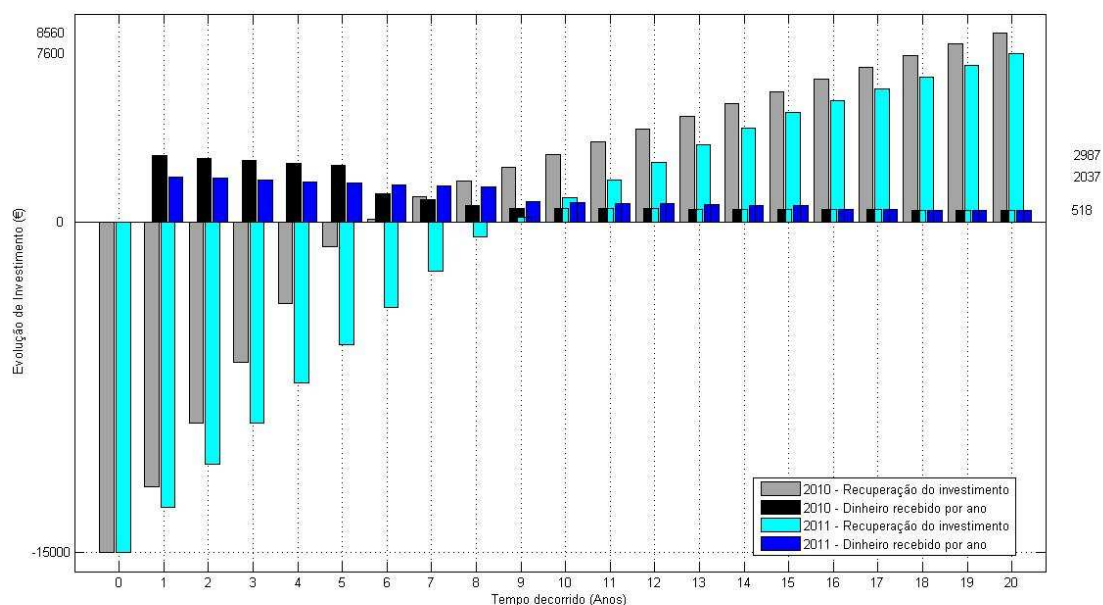


Figura 5.15 – Evolução dos investimentos de 15000€ com uma produção anal de 5290kWh.

A observação da figura 5.15 permite visualizar a evolução dos investimentos ao longo dos anos. As barras a cinzento e a preto mostram o *cash-flow* atualizado acumulado e o *cash-flow* atualizado respetivamente da instalação do regime anterior. As barras a amarelo forte e a amarelo claro mostram o *cash-flow* atualizado acumulado e o *cash-flow* atualizado respetivamente da instalação do regime atual. Apesar de os investimentos e as produções serem idênticas, a figura permite visualizar que no regime anterior obtém-se o retorno do investimento mais rapidamente, e apesar de a remuneração ser mais elevada no regime atual entre o 6º ano e o 15º não vai compensar a remuneração mais elevada do anterior regime.

A tabela 5.11 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira dos investimentos de 15000€, com uma produção de 5290kWh.

	2010	2011
VAL	8560€	7600€
TIR	12,53%	10,15%
Payback	5,91 anos	8,77 anos

Tabela 5.11 – Indicadores de avaliação económico-financeira de dois investimentos de 15000€ com uma produção anual de 5290kWh.

Assim, se os microprodutores investirem 15000€, remuneram o capital que se mantém investido à taxa de 3,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 8560€ e de 7600€, ou seja, o microprodutor do regime anterior irá remunerar-se em mais 960€. Os valores da TIR irão ser de 12,53% e de 10,15% enquanto que os valores do *payback*

irão ser de 5,91 anos e de 8,77 anos. Conclui-se então que para um investimento de 15000€ e uma produção anual de 5290kWh o regime atual é desvantajoso em relação ao anterior.

#### 5.7.4 Um investimento de 30000€ e de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh

Vamos fazer uma avaliação económico-financeira de duas instalações de microgeração FV com investimento de 30000€ e de 27000€, com uma produção anual estimada de 8832kWh, valor máximo que é pago por lei (ver secção 2.3).

A figura 5.16 mostra a evolução dos investimentos de 30000€ e 27000€, com uma produção anual de 8832kWh.

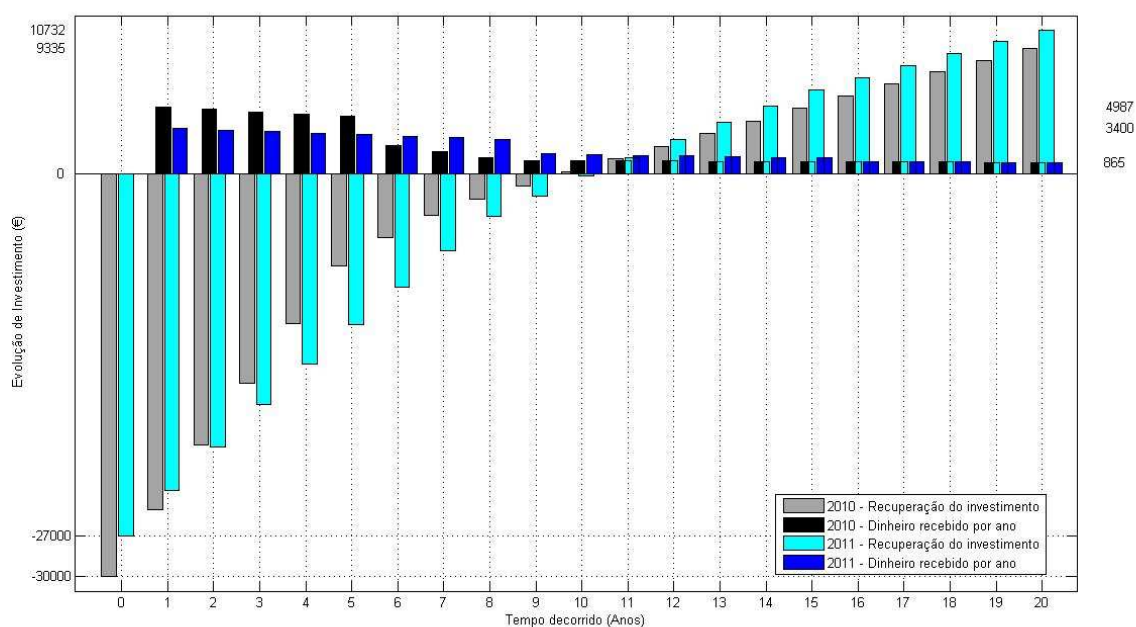


Figura 5.16 – Evolução dos investimentos de 30000€ e 27000€ com uma produção de 8832kWh

A observação da figura 5.16 permite visualizar a evolução dos investimentos ao longo dos anos. As barras a cinzento e a preto mostram o *cash-flow* atualizado acumulado e o *cash-flow* atualizado respetivamente da instalação do regime anterior. As barras a amarelo forte e a amarelo claro mostram o *cash-flow* atualizado acumulado e o *cash-flow* atualizado respetivamente da instalação do regime atual. Apesar de os investimentos e as produções serem idênticas, a figura permite visualizar que no regime anterior obtém-se o retorno do investimento um pouco mais rapidamente. Devido à remuneração mais elevada no regime atual entre o 6º ano e o 15º, a instalação do regime atual acaba por ter um VAL superior em 1397€ em relação à instalação do regime anterior.

A tabela 5.12 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira dos investimentos de 30000€ e 27000€, com uma produção de 8832kWh.

	2010	2011
VAL	9335€	10732€
TIR	8,65%	8,87%
<i>Payback</i>	9,78 anos	10,12 anos

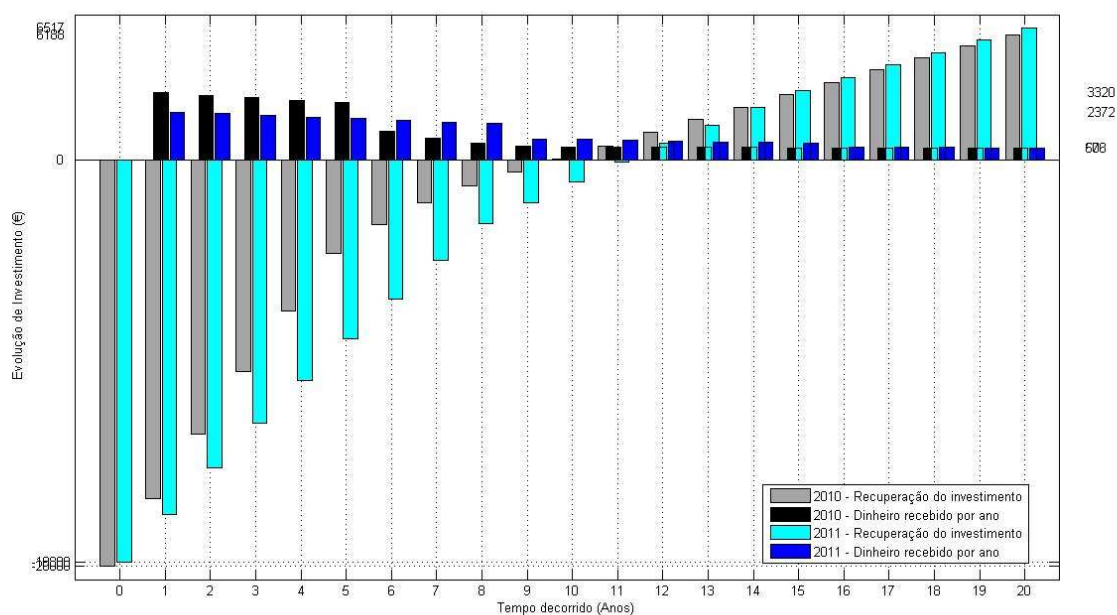
Tabela 5.12 – Indicadores de avaliação económico-financeira de dois investimentos de 27000€ com uma produção anual de 8832kWh.

Assim, que se os microprodutores investirem 30000€ e 27000€, remuneram o capital que se mantém investido à taxa de 3,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 9335€ e de 10732€, ou seja, o microprodutor do regime atual irá remunerar-se em mais 1397€. Os valores da TIR irão ser de 8,65% e de 8,87% enquanto que os valores do *payback* irão ser de 9,78 anos e de 10,12 anos. Conclui-se então que para um investimento de 27000€ e uma produção anual de 8832kWh, em comparação com um investimento de 3000€ o regime atual é vantajoso em relação ao anterior.

### 5.7.5 Um investimento de 20000€ e de 19800€ com uma produção anual de 5880kWh e 6160kWh

Vamos fazer uma avaliação económico-financeira de duas instalações de microgeração FV com investimento de 20000€ e de 19800€, com uma produção anual estimada de 5880kWh e 6160kwh respetivamente.

A figura 5.17 mostra a evolução dos investimentos de 20000€ e 19800€, com uma produção anual de 5880kWh e de 6160kWh respetivamente.



**Figura 5.17 – Evolução dos investimentos de 20000€ e 19800€ com uma produção anual de 5880kWh e 6160kWh respetivamente**

A observação da figura 5.17 permite visualizar a evolução dos investimentos ao longo dos anos. As barras a cinzento e a preto mostram o *cash-flow* atualizado acumulado e o *cash-flow* atualizado respetivamente da instalação do regime anterior. As barras a amarelo forte e a amarelo claro mostram o *cash-flow* atualizado acumulado e o *cash-flow* atualizado respetivamente da instalação do regime atual. Apesar de os investimentos serem idênticos, devido à redução do custo dos equipamentos, as produções serão diferentes. A figura permite visualizar que no regime anterior obtém-se o retorno do investimento um mais rapidamente. Devido à produção mais elevada e à remuneração mais elevada entre o 6º ano e o 15º, a instalação do regime atual acaba por ter um VAL superior em 329€ em relação à instalação do regime anterior.

A tabela 5.13 mostra os indicadores de avaliação económico-financeira dos investimentos de analisados nesta subsecção.

	2010	2011
VAL	6188€	6517€
TIR	8,62%	8,05%
Payback	9,91 anos	11,12 anos

**Tabela 5.13 – Indicadores de avaliação económico-financeira de dois investimentos de 20000€ e 19800€ com uma produção anual de 5880kWh e de 6160kWh respetivamente.**

Assim, se os microprodutores investirem 20000€ e 19800€, remuneraram o capital que se mantém investido à taxa de 3,9%, recuperando o investimento inicial e gerando um excedente de 6188€ e de 6517€, ou seja, o microprodutor do regime atual irá remunerar-se em mais 329€, no entanto o investimento foi 200€ inferior, caso os investimentos fossem idênticos, a diferença seria de 129€ . Os valores da TIR irão ser de 8,62% e de 8,05% enquanto que os valores do *payback* irão ser de 9,91 anos e de 11,12 anos. Conclui-se então que para um investimento de 19800€ e uma produção anual de 6160kWh, em comparação com um investimento de 20000€ e uma produção de 5880kWh o regime atual é desvantajoso em relação ao anterior.

## 5.8 Análise e conclusões

Na secção 5.3 e 5.4 é considerada uma qualquer instalação de microgeração FV com potência de ligação de 3,68kW, às quais corresponderá um investimento de 15000€ a 27000€. A produção anual não é superior a 8832kW, o máximo permitido pela regulamentação. Visualizando as figuras 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 verifica-se que existem muitas combinações de investimento e produção anual que na prática não fazem sentido do ponto de vista do investimento. No entanto através destas figuras é possível verificar rapidamente qual a evolução do investimento e da produção anual em termos de *payback* e VAL. Para o mesmo valor de produção anual, se o investimento aumentar ou diminuir, o *payback* também vai aumentar ou diminuir respectivamente. Contudo, a curva da evolução do *payback* dependerá do investimento, sendo fortemente não linear para valores baixos de investimento. Para o mesmo valor de Investimento, se a produção aumentar ou diminuir, o valor do VAL também vai aumentar ou diminuir respetivamente. Neste caso a curva da evolução do VAL dependerá igualmente do investimento mas de forma linear. De qualquer forma, e em termos absolutos, quando o *payback* aumenta o VAL diminui, e quando o *payback* diminui o VAL aumenta.

Produção anual	Investimento	<i>Payback</i>	VAL
=	↘	↘	↗
=	↗	↗	↘
↘	=	↗	↘
↗	=	↘	↗

Tabela 5.14 – Evolução dos valores de *Payback* e VAL em função da evolução da Produção anual e do Investimento

Na secção 5.5 são calculados o *payback* e o VAL para duas produções anuais estimadas. São indicados para cada produção os intervalos de investimento para os quais o microprodutor não tenha o retorno do seu investimento.

Na secção 5.6 são analisados 4 casos de instalações de microgeração FV, todos eles viáveis, sendo que o primeiro é o mais rentável, devido à utilização de equipamentos mais sofisticados e eficientes, e por isso a instalação cujo investimento é o mais elevado. A última apresenta um valor de *payback* próximo do primeiro exemplo, mas devido à produção bastante mais baixa, o VAL irá ser também ele mais baixo.

Na secção 5.7 são efetuadas 4 comparações entre instalações de microgeração FV ao abrigo do Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro, e instalações, com as mesmas características técnicas, ao abrigo do Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro, e uma comparação em que as soluções técnicas são diferentes. Nas secções 5.7.1, 5.7.2 e 5.7.3 são comparadas três das instalações de microgeração FV analisadas na secção 5.6, todas viáveis, com três hipotéticas instalações, que possuem a mesma produção anual e o mesmo investimento, mas com uma remuneração diferente, a prevista no Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro. Nos três casos analisados, o Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro mostrou-se sempre desvantajoso.

Na secção 5.7.4 são comparadas duas instalações com a mesma produção anual, a primeira da secção 5.6, e uma outra com a mesma produção mas com um investimento superior. O microprodutor cuja instalação pertence ao Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro irá ter o retorno do investimento mais rapidamente, no entanto, devido à tarifa mais elevada do 6º ao 16º ano, os valores da TIR e do VAL irão ser mais altos na instalação que está ao abrigo do Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro.

Na secção 5.7.5 é comparada a terceira instalação da secção 5.6 com uma instalação praticamente com o mesmo investimento, mas com uma produção inferior. Apesar de a produção ser inferior, devido à tarifa mais elevada do 1º ao 5º ano, a instalação que se encontra ao abrigo do Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro vai ter um retorno do investimento mais rápido, mas devido à tarifa mais elevada do 6º ao 16º ano, a instalação do Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro ter um VAL ligeiramente superior e se tivermos em consideração a diferença no investimento, a diferença é quase insignificante, representando cerca de 0,65% de qualquer um dos investimentos.

---

# Capítulo

# 6

---

## **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. São apresentados possíveis trabalhos futuros*

## 6.1 Principais conclusões

Nesta dissertação foram apresentados vários estudos com o objetivo de realizar uma avaliação económico-financeira de instalações de microgeração FV em Portugal com acesso à tarifa bonificada descrita pelo Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro. Foram também apresentados vários estudos com o objetivo de comparar instalações de microgeração FV com acesso à tarifa bonificada descrita pelo Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro com instalações de microgeração FV com acesso à tarifa bonificada descrita pelo Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro.

Foram calculados o *payback* e o VAL, analisando ainda o seu comportamento em função do investimento e produção anual de um sistema de microprodução FV. Indicaram-se os intervalos de investimento para os quais um microprodutor não tenha o retorno do investimento.

Apesar do valor da tarifa bonificada ter diminuído, analisaram-se várias instalações de microgeração FV, todas elas viáveis. Concluiu-se que quanto mais sofisticados e eficientes forem os equipamentos, mais elevado será o investimento, sendo também maior o valor do VAL.

Na prossecução do objectivo principal desta dissertação, foram comparadas instalações de microgeração FV remuneradas ao abrigo do Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro, e ao abrigo do Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro. Concluiu-se que o Decreto-Lei actual (DL nº 118-A/2010 de 25 de Outubro) é desvantajoso em relação ao anterior em todos os casos analisados, mesmo sem ter em consideração o valor da produção do ano zero do regime anterior — houve uma diminuição da subsídio do sistema.

De qualquer forma, é de salientar que se eventualmente estas instalações não fossem abrangidas pela tarifa bonificada, os projetos não seriam viáveis, pois o investimento não iria ser recuperado.

Os gráficos que permitem aferir por consulta a viabilidade económico-financeira de instalações de microgeração FV, foram obtidos através de um programa desenvolvido em “*Guide Matlab*”, escolhendo a taxa de atualização e a taxa de aumento da tarifa em regime geral, são obtidos os resultados apresentados nesta dissertação.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Depois da conclusão desta dissertação é possível indicar vários trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos no seguimento deste:

- 1) Cruzar os valores de investimento e produção anual obtidos neste trabalho com os obtidos em instalações de microgeração FV já implementadas;
- 2) Melhorar o modelo de cálculo, considerando as produções do ano zero do regime anterior;
- 3) Reavaliar o atual regime, pois para 2012, a tarifa desceu mais que os 0,02€/ano, e o IVA subiu de 13% para 23%;
- 4) Comparar instalações de todos os anos e tarifas a fim de analisar a evolução da microgeração FV desde 2008 até ao presente.

---

# Referências

---

## 7.1 Principais referências

[1] – DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia “Caracterização Energética Nacional”;

Disponível em <http://www.dgeg.pt/>

[2] – Portal da União Europeia, “Protocolo de Quioto relativo às alterações climáticas”

Disponível em:

[http://europa.eu/legislation\\_summaries/environment/tackling\\_climate\\_change/index\\_en.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/index_en.htm)

[3] – Agência Portuguesa do Ambiente “Alterações Climáticas”, disponível em:

<http://www.apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81>

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

[5] – Ministério da Economia e da Inovação, “Energias Renováveis em Portugal”, 2007, disponível em: [http://www.min-economia.pt/document/energias\\_renov\\_pt.pdf](http://www.min-economia.pt/document/energias_renov_pt.pdf).

[6] – Ministério da Economia e da Inovação “*Política Energética Vol. 1*”, 2007, disponível em: <http://www.min-economia.pt/document/politica1.pdf>.

[7] - Estratégia Nacional para a Energia 2020.

[8] – Decreto-Lei nº363/2007 de 2 de Novembro.

[9] – Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro.

[10] – Guia para a certificação de uma unidade de microgeração, disponível em

[http://www.renovaveisnagora.pt/c/document\\_library/get\\_file?folderId=15654&name=DLFE-4403.pdf](http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?folderId=15654&name=DLFE-4403.pdf)

[11] – Portaria nº 725/91 de 29 de Julho.

- [12] – Portal das Finanças, Artigo 85.º-A, “*Deduções ambientais*”, disponível em [http://info.portaldasfinancas.gov.pt/pt/informacao\\_fiscal/codigos\\_tributarios/irs/irs89a.htm](http://info.portaldasfinancas.gov.pt/pt/informacao_fiscal/codigos_tributarios/irs/irs89a.htm)
- [13] – Lei nº109-B/2001 de 27 de Dezembro
- [14] – Quintas, Jaime; “*Avaliação Financeira de Projectos*”, Março de 2009.
- [15] – Barros, Carlos; “*Decisões de Investimento e Financiamento de Projectos*”, 3ª Edição, 1995
- [16] – Eusébio, Cristina, “*Gestão de Energia – avaliação Económica de Projectos*”; ISEL, Setembro 2007, disponível em <http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/ccamus>
- [17] – Serrasqueiro, Zélia; “*Sebenta de Análise de Investimentos*”; UBI, 2009/2010.
- [18] – Castro, Rui; “*Introdução à Avaliação Económica de Investimentos*”, Energias Renováveis e Produção Descentralizada, IST, Lisboa, Edição 5, Fevereiro de 2009.
- [19] – GREENPRO, “*Energia Fotovoltaica – Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação*”, 2004, disponível em <http://greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>.
- [20] – Resolução do Conselho de Ministros nº63/2003.
- [22] – Castro, Rui; “*Introdução à energia fotovoltaica*”, Energias Renováveis e Produção Descentralizada, IST, Maio de 2008 (Edição 2.2).
- [22] – Markvart, Tom & Castañer, Luis; “*Practical Handbook of Photovoltaicas Fundamentals and Applications*”, Elsevier, 2003.
- [23] – EDP, “*Catálogo My Energy Microgeração EDP*”, disponível em: [www.edp.pt](http://www.edp.pt).
- [24] – EBF – European Banking Federation, Euribor rates, disponível em: [www.euribor.org](http://www.euribor.org).
- [25] – ERSE; disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/Paginas/default.aspx>
- [26] – EDP; “ERSE define tarifas de eletricidade para 2011”, disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/tarifareguladas2011/Paginas/default.aspx>
- [27] – EDP – Energias de Portugal, tarifas BNT até 20,7kVA, disponível em: <http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/BTN/Pages/TarifasBTNate20.7kVA.aspx>

## 7.2 Outras referências

Assunção, Alice; *"Integração de Microgeração em Larga Escala nas redes de Baixa tensão"*, Tese de Mestrado IPB.

Thomas, Randall; *"Photovoltaics and Architecture"*, Spon Press, 2001.

Messenger, Roger A.; *"Photovoltaics System Engineering"*, second edition, CRC Press, 2005.

José L. Bernal-Agustín, Rodolfo Dufo-López; *"Economical and Environmental analysis of Grid Connected Photovoltaic System in Spain"*, University of Zaragoza, Renewable Energy 2006.

Emanuel Proença; *"A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL, Estado-da-Arte e Perspectivas de Desenvolvimento"*, Tese de Mestrado IST, Agosto de 2007.

Carlos Santos, *"Aplicação de Conversas Matriciais em Sistemas Fotovoltaicos"*, Tese de Mestrado, IST, Setembro 2007.

Tiago Soares; *"Sistemas de produção de electricidade descentralizada baseados em energia renovável"*, Tese de Mestrado FEUP; Fevereiro de 2009.

Samuel Gomes; *"Integração em Edifícios de um Sistema Fotovoltaico de Potência 3,68kWp (Microgeração)"*, Tese de Mestrado IST, Outubro 2009.

Amaryllis Audenaert, Liesje De Boeck, Sven De Cleyn, Sebastien Lizin, Jean-François Adam; *"An economic evaluation of photovoltaic grid connected system (PVGCS) in Flanders for companies: A generic model"*, Renewable Energy, 2010.

Paul A. Lynn; *"Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics"*, A John Wiley & Sons, 2010.