



**UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR**  
**Engenharia**

**Microprodução fotovoltaica:  
Evolução com o enquadramento legal em Portugal**

**Helder Filipe Pinheiro Gonçalves**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
**Engenharia Eletrotécnica e de Computadores**  
(2º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano

**Covilhã, junho de 2018**



# Dedicatória

Esta dissertação é dedicada à minha esposa Lúcia, e aos meus filhos, Francisca e Renato.

Obrigado!



# Agradecimentos

O espaço limitado desta seção, seguramente, não me permite agradecer devidamente, a todas as pessoas, que ao longo do meu Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores me ajudaram, direta ou indiretamente, a cumprir os meus objetivos e a realizar mais esta etapa da minha formação académica. Desta forma, deixo um profundo e total agradecimento aqueles sem os quais não seria possível a realização desta dissertação.

Ao Professor Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano, Professor Associado com Agregação do Departamento de Engenharia Eletromecânica da Universidade da Beira Interior, pela paciência, pela sua orientação, total apoio, disponibilidade, pelo saber que transmitiu, pelas opiniões e críticas, total colaboração no solucionar de dúvidas e problemas que foram surgindo ao longo da realização deste trabalho.

Aos meus colegas de curso, que muitas vezes me apoiaram e ajudaram nos tempos mais difíceis.

Ao meu colega e Mestre Pedro Miguel Bento, por todo o apoio na conceção desta dissertação.

Por último, contudo, a mais importante, agradeço à minha família, em especial à minha esposa Lúcia Catarina Gonçalves Guerreiro, pelo apoio incondicional, a presença constante e por quererem tanto quanto eu as metas que atingi ao longo da minha formação académica.

Obrigado!



# Resumo

A subida dos preços dos combustíveis fósseis, o aquecimento global devido ao efeito de estufa, são razões que obrigam ao desenvolvimento das energias renováveis, em complemento aos combustíveis fósseis. Portugal tem condições privilegiadas para um desenvolvimento favorável no campo das energias renováveis. Atualmente, a maior parte da produção de energia recorrendo a fontes renováveis provem das hídricas, dos parques eólicos e fotovoltaicos. Os clientes de baixa tensão (BT) mostram-se essenciais na expansão deste tipo de aproveitamentos, uma vez que recorrendo a estes também eles podem produzir eletricidade para entregar à rede, sendo este o conceito da microgeração.

Em 2007 houve um incentivo fiscal e financeiro para a adoção de unidades de microgeração por parte de pessoas em nome individual como produtores de energia. Nessa altura, houve uma procura sempre crescente desse tipo de investimento, nomeadamente o investimento fotovoltaico. No entanto, as alterações à lei da microprodução em 2010 e depois em 2013 e finalmente em 2014, bem como a atualização anual da taxa remuneratória, trouxeram uma grande queda neste tipo de investimento.

Esta dissertação tem como objetivo estudar o impacto e verificar o que aconteceu com essas alterações da lei que vieram provocar esse decréscimo de investimento ao longo destes anos. Será assim feita uma avaliação das diferenças das leis que regularam a microgeração até à lei vigente e das taxas remuneratórias, do estado atual da tecnologia das células fotovoltaicas, e, posteriormente, do impacto económico-financeira de sistemas de microgeração solar – sistemas que injetam a totalidade da energia produzida na rede, e sistemas que consomem a totalidade da energia produzida.

O resultado obtido torna possível responder à pergunta se a instalação de microgeração fotovoltaica é ainda um investimento financeiro seguro/rentável para os microprodutores, sendo obtidos gráficos de comparação que ilustram a viabilidade, ou não, das instalações de microgeração fotovoltaica em Portugal.

## Palavras-chave

Microgeração, Fotovoltaico, Investimento, Produção Anual, Amortização.



# Abstract

Rising prices of fossil fuels, global warming due to the greenhouse effect, are compelling reasons for the development of renewable energy as a complement to fossil fuels. Portugal has privileged conditions for a favorable development in the field of renewable energy sources. Currently, most of the energy generation using renewable sources comes from hydropower, wind farms and photovoltaic power accounting for about half of the power produced in Portugal. In this framework, the low voltage customers are crucial in the expansion of this type of renewables, since using these also they can produce electricity and deliver it to the grid, implementing the concepts of microgeneration and demand-side response.

This process can be traced back to 2007, when a fiscal and financial incentive for the adoption of micro-generation units by individual people as energy producers was adopted. At that time, there was an ever-increasing demand for this type of investment, namely photovoltaic power investment. However, with the changes to the law of micro production in 2010, 2013 and finally in 2014, as well as the annual update of the payment rate, brought a large drop in this type of investment.

This dissertation aims to study the impacts and analyze what occurred with these changes in the law, that have caused this decrease in investment over the years. An assessment of the differences between the existing law at the time and current remuneration rates, the current status of photovoltaic cell technology, followed by an economic-financial assessment of solar microgeneration systems, i.e. systems that inject the produced energy in the grid, as well as residential self-consumption systems that "absorb" the entire energy production.

The obtained result makes it possible to answer the question whether the photovoltaic microgeneration plant is still a safe / profitable financial investment for the micro producers, and comparative analyzes/graphs are drawn, illustrating the present feasibility or not of the photovoltaic microgeneration installations in Portugal.

## Keywords

Microgeneration, Photovoltaic, Investment, Annual Production, Amortization.



# Índice

<b>Capítulo 1</b> .....	<b>1</b>
<b>Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1 Enquadramento das energias renováveis.....	1
1.2 Motivação e objetivo .....	4
<b>Capítulo 2</b> .....	<b>7</b>
<b>Sistemas fotovoltaicos</b> .....	<b>7</b>
2.1 Introdução .....	7
2.2 Classificação dos sistemas fotovoltaicos .....	7
2.2.1 Sistemas isolados (Off-Grid) .....	8
2.2.2 Sistemas ligados à rede (On-Grid) .....	9
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>11</b>
<b>Início da microprodução em Portugal</b> .....	<b>11</b>
3.1 Introdução .....	11
3.2 Microprodutor .....	15
3.2.1 Acesso ao regime bonificado .....	15
3.2.2 Acesso ao regime geral.....	18
3.2.2.1 Instalação integrada num condomínio .....	19
3.2.2.2 Instalação não integrada num condomínio.....	19
3.3 Funções do SRM .....	19
3.3.1 Registo no SRM.....	20
3.3.1.1 Produtor.....	20
3.3.1.2 Como entidade instaladora.....	20
3.3.2 Unidade microprodução .....	21
3.3.3 Validação do SRM.....	21
3.3.4 Certificado de exploração .....	22
3.3.4.1 Inspeção.....	22
3.3.4.2 Segunda inspeção .....	23
3.3.4.3 Dispensa de inspeção.....	23
3.4 Contagem e disponibilização de dados .....	23
3.4.1 Controlo de equipamentos.....	24
3.4.2 Contrato de compra e venda .....	24
3.4.3 Alteração de titularidade .....	25
3.4.5 Alteração da instalação .....	25
3.5 Monotorização e controlo .....	25

3.6 Incentivos fiscais.....	26
3.6.1 IRS .....	26
3.6.2 IVA.....	26
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>29</b>
<b>Produção Descentralizada: Decreto-Lei 153/2014 .....</b>	<b>29</b>
4.1 Introdução .....	29
4.2 Enquadramento legal .....	31
4.2.1 Autoconsumo (UPAC) .....	33
4.2.2 Remuneração da energia exportada.....	36
4.2.3 Compensação ao sistema.....	37
4.3 Unidades de Pequena Produção (UPP).....	39
4.4. Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP).....	41
4.5 Perfis de Consumo .....	41
4.6 Custo eletricidade em Portugal .....	43
4.7 Conclusões.....	45
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>47</b>
<b>Avaliação económico-financeira do investimento.....</b>	<b>47</b>
5.1 Introdução .....	47
5.2 Noções de base .....	48
5.2.1 <i>Cash-flow</i> .....	48
5.2.2 <i>Valor residual</i> .....	49
5.2.3 Atualização.....	50
5.3 Análise e avaliação de investimentos.....	51
5.3.1 Indicadores de avaliação de projetos baseados no <i>Cash-flow</i> .....	51
5.3.2 Valor Atualizado Líquido (VAL).....	52
5.3.3 Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) .....	53
5.4. Período de recuperação do investimento ( <i>Payback</i> ).....	54
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>55</b>
<b>Análise económico-financeira de instalações .....</b>	<b>55</b>
6.1. Custos de instalação de Microgeração Fotovoltaica .....	56
6.2. Variáveis usadas .....	56
6.3. Análise económico-financeira das instalações .....	56
6.4 Instalações com regulamentação para Micro e Mini produção .....	57
6.4.1 Tarifas .....	57
6.5 Investimentos financeiros em instalações anteriores a 2014.....	58
6.5.1 Investimento financeiro no ano 2008.....	59
6.5.2 Investimento financeiro no ano 2010.....	60

6.5.3 Investimento financeiro no ano 2012.....	61
6.5.4 Investimento financeiro no ano 2014.....	63
6.6 Investimentos financeiros instalações posteriores a 2014 .....	64
6.6.1 Instalação com investimento de 14500€ e potência de 6 kW .....	65
6.6.2 Instalação com investimento de 35000€ e potência de 20 kW.....	66
6.7 Conclusões.....	67
<b>Capítulo 7 .....</b>	<b>71</b>
<b>Análise económico-financeira UPAC com potência de 1.5 kW .....</b>	<b>71</b>
7.1 Produção e consumo .....	72
7.2 Resultados .....	73
7.2.1 Com 100% autoconsumo .....	73
7.2.2 Com 75% autoconsumo .....	74
7.2.3 Com 50% autoconsumo .....	75
7.2.4 Com 25% autoconsumo .....	77
7.3 Conclusões.....	79
<b>Capítulo 8 .....</b>	<b>81</b>
<b>Conclusão.....</b>	<b>81</b>
8.1 Principais conclusões.....	81
8.2 Trabalhos futuros.....	83
<b>Referências .....</b>	<b>85</b>



# Lista de Figuras

FIGURA 1.1 - EVOLUÇÃO DA DEPENDENCIA ENERGÉTICA DE PORTUGAL. [2].	2
FIGURA 1.2 - ENERGIA PRODUZIDA POR INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS EM PORTUGAL. [8]	6
FIGURA 2.1 - TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS [10].	8
FIGURA 2.2 - SISTEMAS ISOLADOS DA REDE. ADAPTADO DE [11].	9
FIGURA 2.3 - SISTEMA LIGADO À REDE. ADAPTADO DE [11].	10
FIGURA 4.1 - VALOR TARIFA MÉDIA ELETRICIDADE NA EUROPA. FONTE EUROSTAT, DADOS REFERENTES AO PRIMEIRO SEMESTRE DE 2017. VALORES EM EUROS POR KWH.	30
FIGURA 4.2 - PARIDADE COM A REDE. ADAPTADO DE [15].	31
FIGURA 4.3 - EXEMPLO ILUSTRATIVO DE UMA UPAC COM POTÊNCIA DE INSTALAÇÃO SUPERIOR A 1,5 kW [17].	34
FIGURA 4.4 - PREVISÃO DOS CUSTOS DE GERAÇÃO FV E PREÇOS DE AQUISIÇÃO À RESP [16].	35
FIGURA 4.5 - DIAGRAMA TÍPICO DE INSTALAÇÃO DE AUTOCONSUMO (UPAC) SEM ARMAZENAMENTO [15].	35
FIGURA 4.6 - DIAGRAMA TÍPICO DE INSTALAÇÃO DE AUTOCONSUMO (UPAC) SEM ARMAZENAMENTO [15].	36
FIGURA 4.7 - PREÇO MENSAL MÉDIO DO MERCADO DIÁRIO PARA A ZONA PORTUGUESA DO ANO 2017. [18].	37
FIGURA 4.8 - EXEMPLO ILUSTRATIVO DE UMA UPP [17].	40
FIGURA 4.9 - PERFIL DE CONSUMO, BTN CLASSE A	42
FIGURA 4.10 - PERFIL DE CONSUMO, BTN CLASSE B	43
FIGURA 4.11 - PERFIL DE CONSUMO, BTN CLASSE C	43
FIGURA 4.12 - PERFIL DE CONSUMO, BTE	43
FIGURA 4.13 - PREÇOS MÉDIOS DA ELETRICIDADE EM PORTUGAL JÁ COM CUSTOS DE PRODUÇÃO E TRANSPORTE. FONTE: DO SITE PORDATA (€).	44
FIGURA 6.1 - EVOLUÇÃO DE UM INVESTIMENTO DE 30000€, COM UMA PRODUÇÃO ANUAL DE 8832 KWH.	59
FIGURA 6.2 - EVOLUÇÃO DE UM INVESTIMENTO DE 30000€, COM UMA PRODUÇÃO ANUAL DE 8832 KWH.	60
FIGURA 6.3 - EVOLUÇÃO DE UM INVESTIMENTO DE 26000€, COM UMA PRODUÇÃO ANUAL DE 8832 KWH.	61
FIGURA 6.4 - EVOLUÇÃO DE UM INVESTIMENTO DE 13000€, COM UMA PRODUÇÃO ANUAL DE 8832 KWH.	63
FIGURA 6.5 - EVOLUÇÃO DE UM INVESTIMENTO DE 14500€, COM UMA PRODUÇÃO ANUAL DE 9000 KWH.	65

FIGURA 6.6 - EVOLUÇÃO DE UM INVESTIMENTO DE 35000€, COM UMA PRODUÇÃO ANUAL DE 30000 KWH. ....	66
FIGURA 6.7 - GRÁFICO DA TAXA TIR. ....	68
FIGURA 6.8 - GRÁFICO DO VAL. ....	68
FIGURA 6.9 - GRÁFICO DO PAYBACK. ....	69
FIGURA 7.1- POUPANÇA <i>VERSUS</i> VENDA DE ENERGIA COM 100% AUTOCONSUMO. ....	73
FIGURA 7.2- POUPANÇA <i>VERSUS</i> VENDA DE ENERGIA COM 75% AUTOCONSUMO. ....	75
FIGURA 7.3- POUPANÇA <i>VERSUS</i> VENDA DE ENERGIA COM 50% AUTOCONSUMO. ....	76
FIGURA 7.4- POUPANÇA <i>VERSUS</i> VENDA DE ENERGIA COM 25% AUTOCONSUMO. ....	78
FIGURA 7.5 - GRÁFICO DO RETORNO FINANCEIRO ANUAL DA INSTALAÇÃO. ....	79

# Lista de Tabelas

TABELA 4.1 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO REGIME DE DISTRIBUIÇÃO DESCENTRALIZADA. ....	30
TABELA 4.2 - REQUISITOS DAS UPAC SEM INJEÇÃO NA RESP, EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA DE LIGAÇÃO. ADAPTADO DE [17]. ....	33
TABELA 4.3 - TAXAS DE REGISTO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO. ....	33
TABELA 4.4 - TABELA DE COMPENSAÇÃO DAS UPAC. ....	38
TABELA 4.5 - TARIFAS PAGAS AS UPP, POR CATEGORIA DE INSTALAÇÃO. ....	40
TABELA 4.6 - SEGMENTAÇÃO DE CONSUMIDORES NOS PERFIS DE CONSUMO TIPO PARA BTN, COM A OPÇÃO TARIFÁRIA SIMPLES. ....	42
TABELA 6.1 - CUSTO MÉDIO INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS PARA OS ANOS EM ESTUDO [26][27][28]. .....	57
TABELA 6.2 - EVOLUÇÃO DAS TARIFAS APLICADAS ÀS INSTALAÇÕES CONSIDERADAS PARA OS ANOS EM ESTUDO [26][27][28]. ....	58
TABELA 6.3 - INDICADORES DE AVALIAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM INVESTIMENTO DE 30000€ COM PRODUÇÃO ANUAL DE 8832 kWh. ....	60
TABELA 6.4 - INDICADORES DE AVALIAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM INVESTIMENTO DE 30000€ COM PRODUÇÃO ANUAL DE 8832 kWh. ....	61
TABELA 6.5 - INDICADORES DE AVALIAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM INVESTIMENTO DE 26000€ COM PRODUÇÃO ANUAL DE 8832 kWh. ....	62
TABELA 6.6 - INDICADORES DE AVALIAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM INVESTIMENTO DE 13000€ COM PRODUÇÃO ANUAL DE 8832 kWh. ....	64
TABELA 6.7- EVOLUÇÃO DAS TARIFAS APLICADAS ÀS INSTALAÇÕES CONSIDERADAS. ....	64
TABELA 6.8 - INDICADORES DE AVALIAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM INVESTIMENTO DE 14500€ COM PRODUÇÃO ANUAL DE 9000 kWh. ....	66
TABELA 6.9- INDICADORES DE AVALIAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM INVESTIMENTO DE 35000€ COM PRODUÇÃO ANUAL DE 30000 kWh. ....	67
TABELA 7.1 - MÉDIA ARITMÉTICA DOS PREÇOS DE FECHO DO OPERADOR DO MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA (OMIE) PARA PORTUGAL ANO 2017. [15] .....	71
TABELA 7.2 - PRODUÇÃO MENSAL COM UMA POTENCIA INSTALADA DE 1,5 kW E CONSUMO MENSAL CONSIDERADOS. ....	72
TABELA 7.3 - CÁLCULO RETORNO FINANCEIRO COM 100% AUTOCONSUMO. ....	73
TABELA 7.4 - INDICADORES DE AVALIAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM INVESTIMENTO DE 3000€ E 100% AUTOCONSUMO.....	74
TABELA 7.5 - CÁLCULO RETORNO FINANCEIRO COM 75% AUTOCONSUMO. ....	74

TABELA 7.6 - INDICADORES DE AVALIAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM INVESTIMENTO DE 3000€ E 75% AUTOCONSUMO. ....	75
TABELA 7.7 - CÁLCULO RETORNO FINANCEIRO COM 50% AUTOCONSUMO. ....	76
TABELA 7.8 - INDICADORES DE AVALIAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM INVESTIMENTO DE 3000€ E 50% AUTOCONSUMO. ....	77
TABELA 7.9 - CÁLCULO RETORNO FINANCEIRO COM 25% AUTOCONSUMO. ....	77
TABELA 7.10 - INDICADORES DE AVALIAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA DE UM INVESTIMENTO DE 3000€ E 25% AUTOCONSUMO. ....	78
TABELA 7.11 - VALORES VAL, TIR E <i>PAYBACK</i> . ....	79

# Lista de Acrónimos

BT	Baixa tensão
BTE	Baixa tensão especial
BTN	Baixa tensão normal
CE	<i>Conformité Européenne</i>
CIEG	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral
CNT	Condições Nominais de Teste
CPE	Código de Ponto de Entrega
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i>
CST	Condições Standard de Teste
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EN	<i>Europäische Norm</i>
ERIE	Entidade Regional Inspetora de Instalações Elétricas
ERSE	Entidade Reguladora de Serviços Energéticos
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>
Payback	Período de Recuperação do Investimento
PNAC	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SRM	Sistema de Registo da Microprodução
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UE	União Europeia
UM	Unidade de Microprodução
VAL	Valor Atualizado Líquido



# Capítulo 1

## Introdução

Neste capítulo é apresentado uma introdução ao enquadramento da microprodução em Portugal, e a implicação desta no sector elétrico, pois atualmente, Portugal é um dos países onde a aposta nas energias renováveis tem sido mais vincada, sendo mesmo considerado uma referência a nível internacional.

Esboçam-se as ideias fundamentais que motivaram a abordagem deste tema e apontam-se as principais tarefas a executar. É ainda exposta uma delineação dos objetivos deste trabalho, apresentando-se a composição da presente dissertação.

### 1.1 Enquadramento das energias renováveis

A carência dos combustíveis fósseis, a instabilidade nos mercados e uma continua degradação do meio ambiente, faz com estes e os seus derivados, nos últimos anos, batam recordes nos principais mercados mundiais. O alerta é geral. Nada que não tivesse sido já antes anunciado e alertado. O progresso do Homem a nível tecnológico, económico e social está relacionado com o uso de combustíveis fósseis. Contudo, o seu uso indiscriminado, nomeadamente na produção de energia elétrica, provocou uma procura por meios de energia alternativos e as energias renováveis têm vindo a ocupar um maior espaço na produção de energia elétrica, pois, como o próprio nome indica, as fontes destas podem-se renovar, ou mesmo, ser consideradas inesgotáveis. O consumo de energia elétrica cresce gradualmente a cada ano que passa, nomeadamente nos países emergentes. A produção de energia elétrica a partir destes combustíveis é demasiado dispendiosa monetariamente e ambientalmente, fruto da cada vez maior compreensão das pessoas em como é preciso preservar o meio ambiente e alterar o constante aumento da temperatura média global do planeta.

Portugal, para além dos problemas já referidos, é um país com poucos recursos energéticos próprios não tendo, por isso, a matéria-prima essencial que asseguram a generalidade das necessidades energéticas dos ditos países desenvolvidos (petróleo, gás e carvão), e, como tal, tem que a importar do estrangeiro, colocando o país com

uma grande dependência energética dos países produtores e exportadores destas matérias-primas [1].

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

Apesar da aposta nas energias renováveis, Portugal continua a apresentar níveis muito elevados de dependência energética conforme o seguinte gráfico [2].

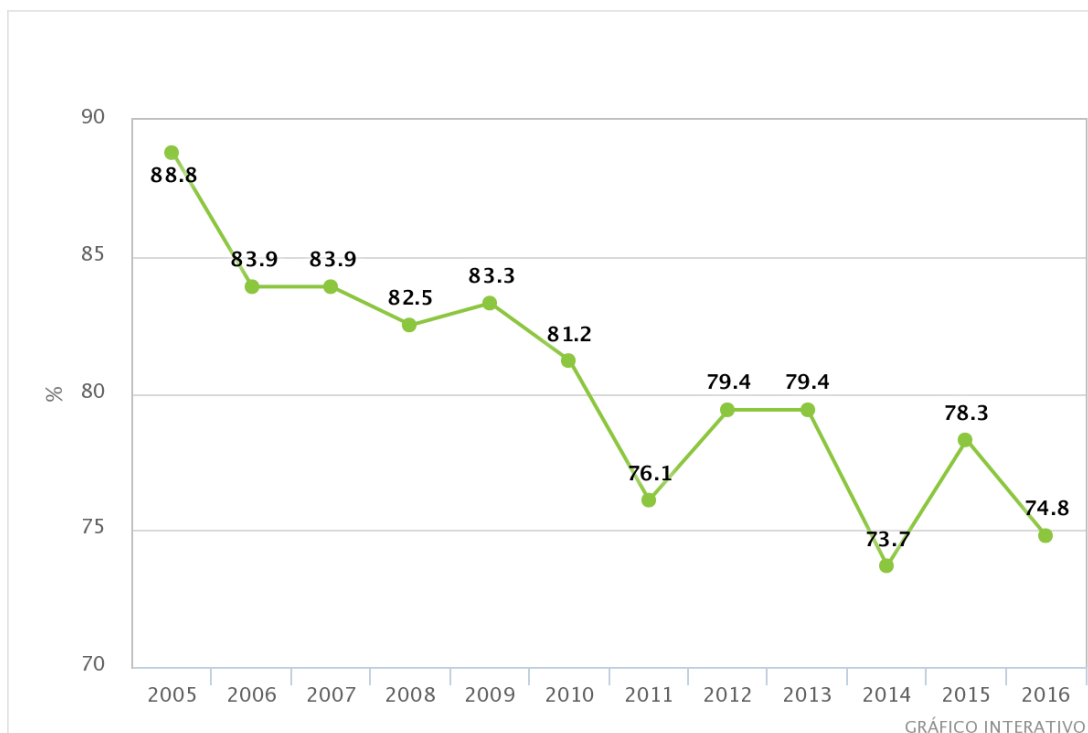


Figura 1.1 - Evolução da dependência energética de Portugal. [2]

Falta ainda adicionar, ao já referido, a assinatura do Protocolo de Quioto e com a sua entrada em vigor em outubro de 2005, que trouxe uma série de compromissos rígidos e assim estimular ainda mais as soluções alternativas de produção de energia. O compromisso assumido por Portugal em diminuir o nível de emissões poluentes, obriga-nos a olhar para as energias renováveis como uma das fundamentais alternativas ao nosso alcance para garantir o cumprimento das metas estabelecidas.

O Protocolo de Quioto é possivelmente o principal instrumento na luta contra as alterações climáticas. Integra o compromisso assumido pela maioria dos países industrializados de reduzirem, em média, 5% nas suas emissões de determinados gases com efeito de estufa, responsáveis pelo aquecimento Global. Os Estados-Membros da União Europeia teriam de reduzir, em conjunto, as suas emissões de gases com efeito de estufa em 8%, entre 2008 e 2012 [3].

Mais recentemente, em 2015, houve em Paris a assinatura de um acordo histórico, onde 195 países assinaram o designado Acordo de Paris. Estes países comprometeram-se a tomar medidas para limitar o aumento da temperatura global em 1,5°C, tendo consciência que isso reduziria significativamente os riscos e impactos das alterações climáticas. Contudo, em 2017 os Estados Unidos da América decidiram sair, e assim enfraqueceram o acordo.

Observando com atenção a situação dos vários Estados Membros da União Europeia, tanto a nível geográfico como a nível económico-social, foram estabelecidas diferentes metas e objetivos para cada país. Devido a esse facto, Portugal acordou em não aumentar em mais de 27% as emissões de gases de efeito de estufa no período determinado. Para isso adotou algumas estratégias de atenuação das alterações climáticas, sendo uma delas a adoção do Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2006), que engloba as medidas à época tomadas 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. Nesse protocolo está estabelecido que as energias renováveis desempenham um papel fundamental nos esforços efetuados por Portugal, na tentativa de cumprir os objetivos estabelecidos [4].

Estimula-se assim de uma forma mais eficaz a procura de alternativas de energia limpa em relação à energia fóssil. O Governo cria então uma série de propostas para cumprir o Protocolo de Quioto, que visavam essencialmente na eficiência energética substituindo algumas matérias-primas fósseis por gás natural e também a redução do consumo energético em certos sectores por si geridos, e uma forte aposta nas renováveis de onde se destacavam a instalação eólica e a microprodução aberta a qualquer pessoa que quisesse ser produtor de eletricidade [4].

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

Em 2 de Novembro era publicado o Decreto-Lei nº 363/2007 que estabelecia o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio das unidades de microprodução [5]. É publicado depois o Decreto-Lei nº25/2013 de 19 de fevereiro, que altera em algumas medidas os Decretos-Lei anteriores, e, entretanto, nos últimos anos, no final de cada ano, são publicados os despachos que alteram e fixam o valor das tarifas remuneratórias a pagar ao produtor no ano a seguir para quem quiser aderir à microprodução [6].

Eis que surge então o conceito de autoconsumo, atividade recente regulada pelo Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de outubro [7] e pelas portarias nº 14/2015 e 15/2015 de 23 de janeiro, no âmbito do Sistema Elétrico Independente (SEI). Trata-se de um novo modelo de produção descentralizada de energia a partir de energias renováveis, no qual a energia elétrica produzida assume uma tripla perspetiva: consumo predominante pelo produtor (autoconsumo), fornecimento a terceiros, e entrega do remanescente à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Esta forma de produção descentralizada de energia pode servir de mola impulsionadora para um maior desenvolvimento da energia fotovoltaica, devido ao aumento constante da potência instalada em Portugal, como se vai verificar na subsecção 1.2.

## **1.2 Motivação e objetivo**

Portugal é um país que tem um potencial solar disponível muito grande, sendo dentro dos países da Europa um dos melhores países com condições para o aproveitamento deste recurso inesgotável. Portugal dispõe anualmente de uma média de horas de sol variável entre 2200 e 3000 no continente, e de uma média entre 1700 e 2200 nos arquipélagos dos Açores e na Ilha da Madeira [5]. A média diária de horas de sol situa-se nas 4 horas [6]. Estas características únicas em par com Espanha, onde há muito tempo que se aposta no solar fotovoltaico, faz com que as soluções utilizando

os sistemas de energia renovável que captam a energia proveniente da radiação solar, sejam das mais implementadas.

Em Portugal existiu no passado recente um grande incentivo na microprodução, estimulando dessa forma a produção de energia elétrica através das instalações de pequena escala, utilizando as fontes de energias renováveis ou sistemas de conversão, tais como painéis fotovoltaicos, microturbinas, micro-élicas, mini e micro-hídricas ou cogeração. Ao ser incentivado o investimento na microprodução, pretende-se assim promover, entre outras, a instalação de painéis fotovoltaicos ou micro-élicas nas casas portuguesas, transformando dessa forma os consumidores também em microprodutores de eletricidade [6].

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

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

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

Num certo período, houve um crescendo de instalação de unidades de microprodução, mas, nos últimos anos, com a alteração das leis de 2010 e mais recentemente em 2013 e 2014, bem como a revisão e atualização anual das taxas de remuneração ao produtor, tem-se notado um constante e forte declínio na aquisição e instalação dessas mesmas fontes de energia renovável e provocado a fuga de capitais de investimento deste tipo de negócio. Em 2008 estavam instalados 62 MW

de potência, em finais de 2017, já haviam sido instalados 481 MW a nível nacional, registando-se um acentuado aumento [8]. Contudo, durante os anos 2012 e 2013 houve uma quebra neste tipo de instalações.

A diferença da potência instalada ao longo dos anos, coincide não com a crise económica mundial de 2007/2008 e anos seguintes, mas sim com a alteração da lei aos regimes remuneratórios. Houve assim, até finais de 2014 um decréscimo nas instalações FV, mas que o Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de outubro [7] veio alterar essa tendência.

No caso da energia produzida, por instalações fotovoltaicas, esta teve um acentuado crescimento, até ao ano 2015, ano em que estabilizou, e houve mesmo uma quebra, como se pode verificar na figura 1.2.

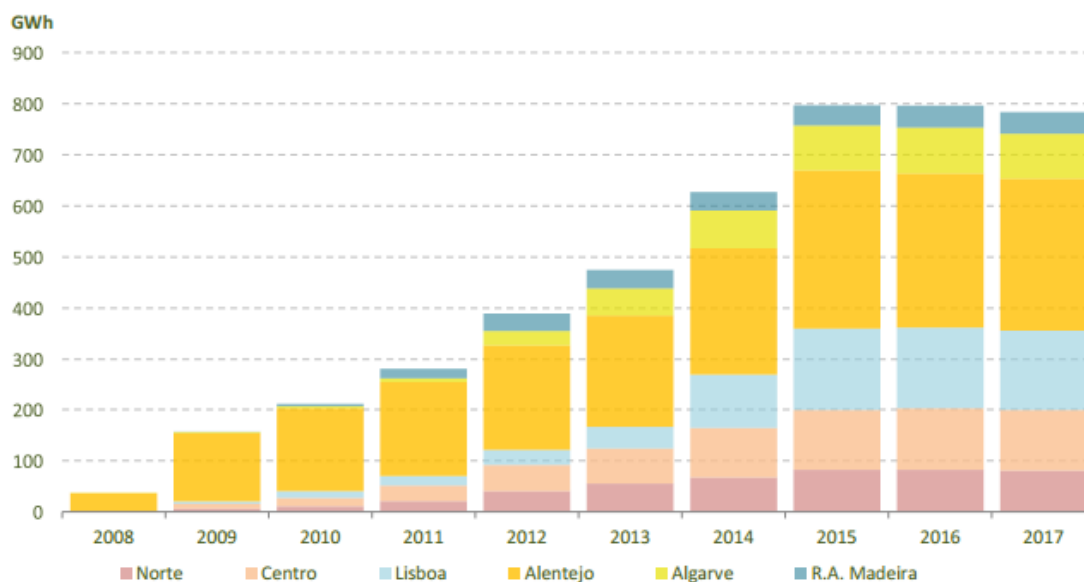


Figura 1.2 - Energia produzida por instalações fotovoltaicas em Portugal. [8]

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

# Capítulo 2

## Sistemas fotovoltaicos

### 2.1 Introdução

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

Estes sistemas podem ser implantados em qualquer localidade que tenha radiação solar suficiente. Estes sistemas como não utilizam combustíveis, não têm partes móveis e serem dispositivos de estado sólido, requerem pouca manutenção. Durante o seu funcionamento não produzem ruído, não emitem gases tóxicos ou outro tipo de poluição ambiental. A sua confiabilidade é tão elevada que são utilizados em locais inóspitos como: espaço, deserto, selva, regiões remotas, etc.

Contudo para uma melhor produção de energia, há que levar em conta a colocação e orientação direcional dos painéis solares. Assim, para maximizar a radiação solar incidente sobre o painel ao longo do dia e do ano, estes painéis devem ser colocados inclinando-os com um ângulo igual ao da latitude a que se encontram. Recentemente, alguns painéis solares já têm um sistema de seguimento da radiação solar, inclinando automaticamente, através de uma força mecânica, o painel na direção correta do sol [9].

### 2.2 Classificação dos sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são classificados de acordo à forma como é feita a geração ou entrega da energia elétrica em [10]:

- Sistemas isolados (Off-Grid);
- Sistemas ligados à rede (On-Grid);
- Sistemas híbridos.

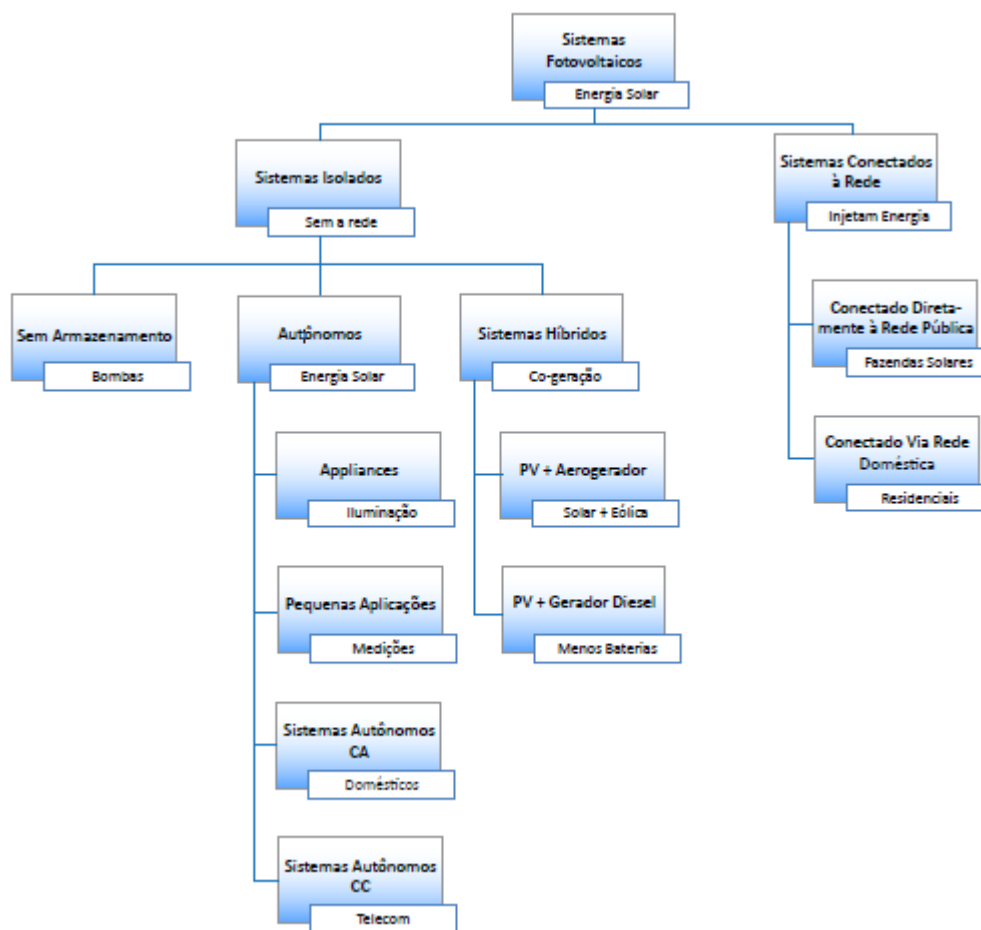


Figura 2.1 - Tipos de sistemas fotovoltaicos. Adaptado de [10].

### 2.2.1 Sistemas isolados (Off-Grid)

Um sistema fotovoltaico isolado é concebido para alimentar um conjunto de cargas sem a presença da rede elétrica, durante todo o ano. Assim, o dimensionamento do painel é normalmente efetuado com base na radiação disponível no mês com menor radiação solar.

Em conjunto com o painel solar o sistema deve incluir também:

- Baterias, de modo a assegurar a alimentação dos consumos nos períodos em que o recurso (radiação solar) não está disponível. As baterias são carregadas sempre que a radiação solar disponível permite gerar uma potência superior a potência de carga da bateria;
- Controlador de carga, para efetuar a gestão da carga da bateria;
- Inversor, no caso de haver cargas a alimentar em CA.

Alguns sistemas autónomos não necessitam de armazenamento. É o caso da irrigação onde toda a água bombeada é diretamente consumida ou colocada em reservatórios. Quando as bombas são alimentadas em CA torna-se necessário um inversor. Um exemplo típico deste caso está representado na figura 2.2.

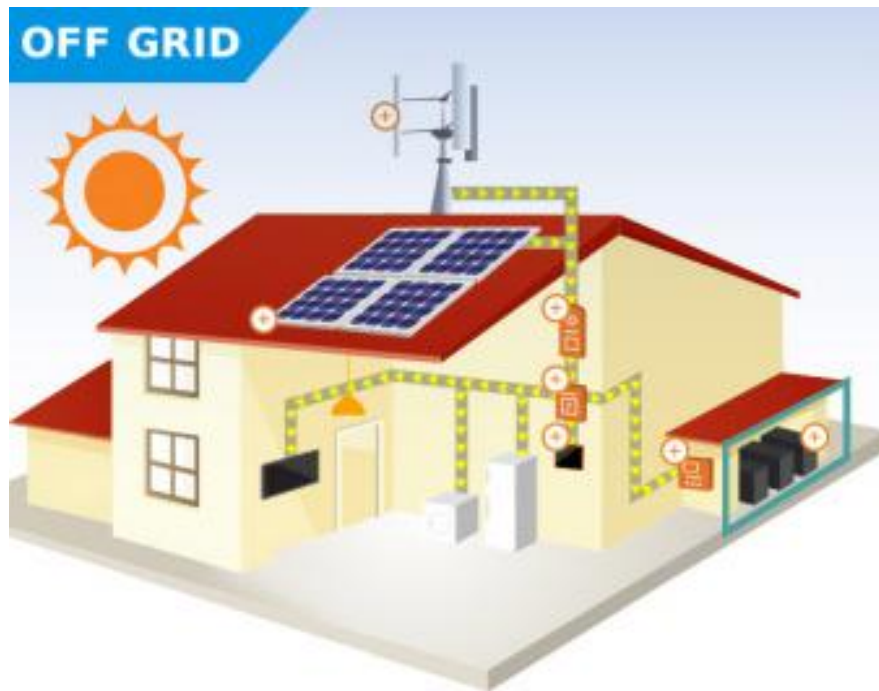


Figura 2.2 - Sistemas isolados da rede. Adaptado de [11].

### 2.2.2 Sistemas ligados à rede (On-Grid)

Os sistemas ligados à rede para além de ser consumida pelo produtor, também é possível entregar a energia que a radiação solar lhes permite produzir à rede elétrica. Para tal é necessário um inversor que faz a interface entre o painel e a rede, de modo a converter a energia produzida em CC pelo painel para CA exigida pela rede.

Estes sistemas utilizam painéis fotovoltaicos de grandes dimensões quando é exclusivamente para produção de energia à rede, com a microprodução apareceram sistemas de dimensões reduzidas, sem necessidade de recurso a baterias. No entanto, o inversor tem que possuir características adequadas a satisfação dos requisitos que a ligação impõe de modo a não afetar a qualidade de energia e assegurar as questões de segurança. Na figura 2.3 é apresentado o esquema típico deste sistema.

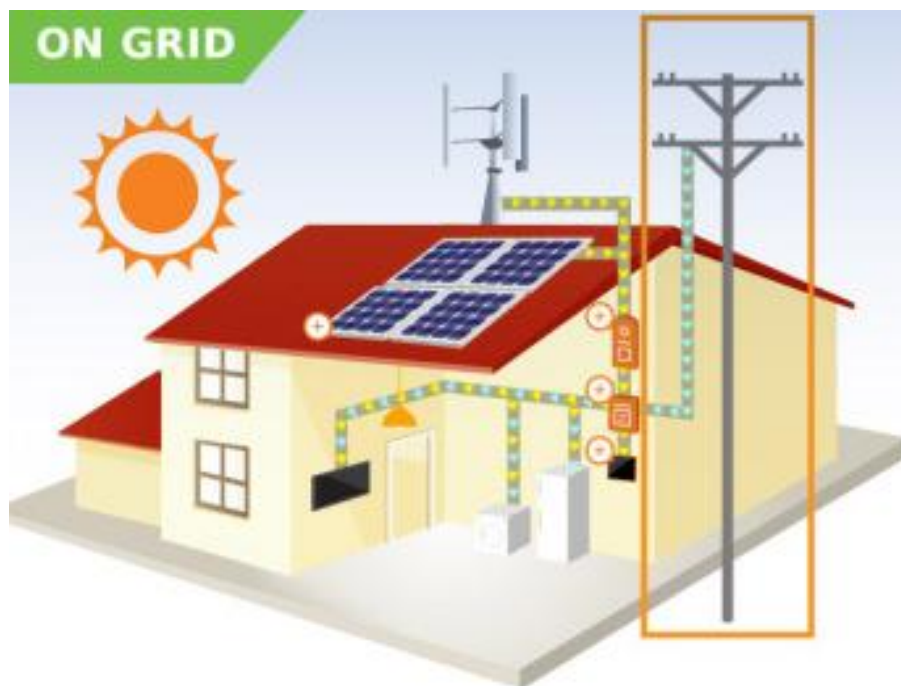


Figura 2.3 - Sistema ligado à rede. Adaptado de [11].

# Capítulo 3

## Início da microprodução em Portugal

Neste Capítulo é descrito como se processaram os regimes de pagamento, limites de produção e incentivos fiscais, no início da microprodução no nosso país. A produção de energia tinha como objetivo a venda de toda a energia produzida, pelo que o seu dimensionamento, do ponto de vista de investimento financeiro, era efetuado de forma independente do perfil de consumo local.

### 3.1 Introdução

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

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

Surge assim a necessidade de simplificar o regime de licenciamento em vigor. Com o Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de novembro é criado o Sistema de Registo da Microprodução (SRM), que constitui uma plataforma eletrónica de interação com os

produtores, no qual todo o relacionamento com a Administração, necessário para exercer a atividade de microprodutor, poderá ser realizado. É ainda previsto um regime simplificado de faturação e de relacionamento comercial, evitando-se a emissão de faturas e acertos de IVA pelos particulares, que, para esse efeito, são substituídos pelos comercializadores. O microprodutor recebe ou paga através de uma única transação, pelo valor líquido dos recebimentos relativos à eletricidade produzida e dos pagamentos relativos à eletricidade consumida.

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

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

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

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

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

Este Decreto-Lei criou condições para produzir mais eletricidade em baixa tensão, de forma mais simples, mais transparente e em condições mais favoráveis. Descritas de seguida:

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

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

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

Em quarto lugar, o regime bonificado de venda de eletricidade, que apenas é acessível mediante o cumprimento de determinadas condições, é ajustado para se

tornar mais adequado aos custos dos equipamentos associados às unidades de microprodução.

Em quinto lugar, estabelece-se que o regime bonificado fica também associado à implementação de medidas de eficiência energética, na medida em que se exige que o local de consumo disponha de coletores solares térmicos, caldeiras de biomassa ou, no caso dos condomínios, a obrigatoriedade de medidas de eficiência energética identificadas em auditoria.

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

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

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

Neste sentido, o Decreto-Lei nº25/2013 de 19 de fevereiro, altera os regimes jurídicos da microprodução e da miniprodução, cometendo apenas ao comercializador de último recurso ou ao comercializador de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão a obrigação de celebrar com os microprodutores e os mini-produtores contractos de compra e venda da eletricidade produzida pelas respetivas unidades,

independentemente do regime remuneratório aplicável e sem prejuízo da inerente diferenciação de tarifários aplicáveis. Por outro lado, e no que diz respeito ao regime remuneratório geral, o Decreto-Lei vigente procede à clarificação das soluções transitoriamente aplicáveis à microprodução e à miniprodução, estabelecendo que a eletricidade produzida deve ser adquirida, no caso da microprodução, pelo custo da energia do tarifário aplicável em 2012, atualizado anualmente de acordo com a taxa de inflação, e, no caso da miniprodução, pelo preço médio mensal do Operador de Mercado Ibérico de Eletricidade, para o Pólo português. No âmbito do regime geral, prevê-se ainda a possibilidade de o microprodutor ou mini-produtor optar por prescindir da centralização no comercializador de último recurso ou no comercializador de último recurso exclusivamente em BT da compra da eletricidade oriunda das respetivas unidades, dispondo diretamente da eletricidade produzida através de mercados organizados ou mediante contractos bilaterais [6] [7].

### **3.2 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 [6].

Atualmente os microprodutores estão a voltar-se mais para o autoconsumo, devido à quebra do valor pago pelos fornecedores de energia.

#### **3.2.1 Acesso ao regime bonificado**

O regime bonificado é aplicável às unidades de microprodução que apresentem os seguintes requisitos [6] [12]:

- Possuir uma unidade ou instalação monofásica ou trifásica, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75 kW;
- A potência de ligação da respetiva unidade de microprodução não seja superior a 50% da potência contratada e não superior a 3,68kW;
- Obrigatoriedade no local de instalação, da microprodução possuir 2m<sup>2</sup> de coletores solares térmicos ou caldeira de biomassa com produção anual de energia térmica equivalente, ou se a unidade de microprodução for uma cogeração e esteja integrada no aquecimento do edifício;
- A unidade de microprodução utilize fontes de energias renováveis: solar, eólica, hídrica, cogeração a biomassa, pilhas de combustível e cogeração não renovável.

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. Seguindo 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 3,68 kW [7] [6].

Com o Decreto-Lei nº 25/2013 de 19 de fevereiro, as unidades de microprodução continuaram com limite de instalação com potência de ligação não superior a 3,68 kW, e passou a estabelecer-se 11,04 kW de potência de ligação aos condomínios [6].

Neste capítulo houve as seguintes diversas alterações para os diversos complementares ao longo dos anos.

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

- Restrições anuais de registo de potência:
  - Até 2010:
    - Limite de 10 MW no 1º ano, sendo aumentado sucessivamente 20% todos os anos;
  - 2010 até 2012:
    - Registo anual de 25 MW;
  - 2012 até 2013:
    - Registo anual de 11 MW;
  - 2014:
    - Registo anual de 11,5 MW;
  
- Remunerações:
  - Até final de 2010:
    - Para os primeiros 10 MW de potência de ligação registada o valor de 0,65 €/kWh. A cada 10 MW de ligação adicional, a tarifa é reduzida em 5%;
    - Depois dos primeiros 5 anos e nos 5 anos seguintes, aplica-se a tarifa em vigor de 1 de janeiro desse ano;
    - Depois de 10 anos e por mais 5 anos, aplica-se a tarifa de regime geral em vigor.
  - 2011:
    - Primeiro período (8 anos): 0,38 €/kWh;
    - Segundo período (7 anos): 0,228 €/kWh.
  - 2012:
    - Primeiro período (8 anos): 0,40 €/kWh;
    - Segundo período (7 anos): 0,24 €/kWh.

A cada transição de ano, para os dois períodos assinalados, a tarifa em vigor é reduzida em 0,02 €/kW/h

- 2013:
  - Primeiro período (8 anos): 130 MW/h = 0,13 €/kWh;
  - Segundo período (7 anos): 20 MW/h = 0,02 €/kWh.
  
- 2014:

- ❖ Para tecnologias de produção que não a fotovoltaica:
  - Primeiro período (8 anos): 218 MW/h = 0,218 €/kWh;
  - Segundo período (7 anos): 115 MW/h = 0,115 €/kWh
  
- ❖ Para a tecnologia fotovoltaica:
  - Primeiro período (8 anos): 66 MW/h = 0,066 €/kWh;
  - Segundo período (7 anos): 145 MW/h = 0,145 €/kWh

### 3.2.2 Acesso ao regime geral

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

Os produtores enquadrados no regime geral podem optar por vender a eletricidade produzida na unidade de microprodução diretamente em mercados organizados ou mediante a celebração de contractos bilaterais, incluindo com a entidade que exercer a atividade de facilitador de mercado. Esta situação tem que ser devidamente comunicada ao comercializador de último recurso e à SRM nos prazos estabelecidos para o efeito. Desta forma, o comercializador fica desobrigado de adquirir a energia produzida pelo produtor.

No regime remuneratório geral, a tarifa de venda de eletricidade à rede é igual à tarifa simples aplicada pelo comercializador de último recurso para a Baixa Tensão Normal, com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA [6] [12].

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

$$Rem_m = W_m * P_{ref} * \frac{IPC_{n-1}}{IPC_{ref}} \quad (3.1)$$

Sendo assim, para os efeitos da fórmula:

- « $Rem_m$ » é a remuneração do mês m, em [€];
- « $W_m$ » é a energia produzida no mês m, em [kWh];

- « $P_{ref}$ » é o valor da parcela da energia da tarifa simples entre 2,30 e 20,7 kVA aplicada no ano de 2013 pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo - 0,1418€/kW/h;
- « $IPC_{ref}$ » é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I.P.;
- « $IPC_{n-1}$ » é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro do ano n-1, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I.P.

### **3.2.2.1 Instalação integrada num condomínio**

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

É também necessário que não se tenha atingido o limite anual de potência de ligação registada a nível nacional [6] [12].

### **3.2.2.2 Instalação não integrada num condomínio**

No caso da instalação da microprodução não ser integrada num condomínio, é necessário que o local de consumo associado à microprodução disponha de coletores solares térmicos com um mínimo de 2m<sup>2</sup> de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

É também necessário que não se tenha atingido o limite anual de potência de ligação registada a nível nacional [6] [12].

## **3.3 Funções do SRM**

O SRM é a plataforma eletrónica, de interação com os produtores, no qual é realizado todo o relacionamento com a administração necessário para exercer a atividade de microprodutor [6].

### **3.3.1 Registo no SRM**

#### **3.3.1.1 Produtor**

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

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

#### **3.3.1.2 Como entidade instaladora**

As entidades instaladoras que pretendam exercer a função de instalação de unidades de microprodução têm de preencher o formulário eletrónico disponibilizado para que se possam registar no SRM, e necessitam da seguinte informação [6]:

- Nome da Entidade;
- Morada;
- Localidade;
- □ Telefone/Fax;
- □ NIF/NIPC;
- □ N° de Alvará e conseqüente prazo de validade;
- □ Informação da habitação para a execução de instalações elétricas:
  - o 4.<sup>a</sup> Categoria - Instalações Elétricas e Mecânicas;
  - o 5.<sup>a</sup> Subcategoria - Instalações de produção de energia elétrica;

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

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

### **3.3.2 Unidade microprodução**

Para registar uma unidade de microprodução, o produtor deve efetuar o pedido de registo fornecendo as seguintes informações no SRM [6] [12].

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

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

### **3.3.3 Validação do SRM**

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

No caso da aceitação do registo por parte do SRM, a confirmação do mesmo por parte

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

A falta de pagamento da taxa de registo da instalação de microprodução implica a anulação do registo, perdendo o produtor o acesso à reserva de produção de energia registada [6] [12].

### **3.3.4 Certificado de exploração**

#### **3.3.4.1 Inspeção**

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

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

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

Caso se identifiquem “não conformidades” impeditivas da certificação da instalação, o relatório de inspeção será entregue ao produtor ou ao técnico responsável, ficando a responsabilidade pela decisão de certificação, ou da realização de uma reinspeção dependente da avaliação técnica do SRM [6] [12].

### **3.3.4.2 Segunda inspeção**

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

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

A não certificação da instalação de produção, na sequência da realização da reinspeção, anula todo o processo e obriga o produtor a novo registo [6] [12].

### **3.3.4.3 Dispensa de inspeção**

Após a realização pelo SRM de cinco inspeções consecutivas a unidades de microprodução executadas pelo mesmo técnico responsável, sem recurso a reinspeção, o SRM pode não realizar todas as novas inspeções solicitadas por esse técnico responsável, implementando um processo de amostragem por sorteio que poderá conduzir à emissão do certificado de exploração sem realização de inspeção [6] [12].

## **3.4 Contagem e disponibilização de dados**

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

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

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

O comercializador de último recurso e os operadores de redes de distribuição devem disponibilizar à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos as informações necessárias à correta faturação dos diferentes intervenientes [6] [12].

### **3.4.1 Controlo de equipamentos**

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

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

Caso os produtores instalem equipamentos que não tenham sido previamente certificados pelo SRM, devem apresentar os respetivos certificados na inspeção para provarem que estão em acordo com as especificações portuguesas relativas ao equipamento em causa e que sejam indicadas pelo Instituto Português da Qualidade [6].

Com o Decreto-Lei nº 25/2013 de 19 de fevereiro, foram alterados alguns pontos descritos acima, e os equipamentos passaram a estar sujeitos a uma certificação própria por um organismo de certificação, de acordo com sistema nº 5 da ISO/IEC. Estes equipamentos certificados devem satisfazer os requisitos definidos nas normas europeias e que constem no CEN/CENELEC. Caso estas normas europeias não tenham sido estabelecidas e publicadas, todos os equipamentos devem satisfazer os requisitos das normas internacionais publicadas pelo ISO/IEC.

### **3.4.2 Contrato de compra e venda**

O comercializador será informado pelo SRM no prazo de 10 dias após a emissão do certificado de exploração com vista à celebração do contrato de compra e venda de

eletricidade oriunda da microprodução com o respetivo produtor, e dar conhecimento do mesmo através do SRM, ao operador da rede de distribuição.

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

Em caso de algum problema com inspeção ou reinspeção tiver ocorrido por motivos não imputáveis ao produtor, haverá um acréscimo de 3 dias e será emitido pela entidade responsável pelo SRM um certificado de exploração provisória [6] [12].

### **3.4.3 Alteração de titularidade**

Em caso de alteração da titularidade do contrato de compra de eletricidade para a instalação de utilização no local de consumo onde está instalada a unidade de microprodução, o novo titular deve solicitar o averbamento dessa alteração ao registo no SRM, mantendo-se inalteradas as demais condições constantes do registo [6] [12].

### **3.4.5 Alteração da instalação**

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

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

## **3.5 Monitorização e controlo**

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

Essa monitorização abrange anualmente 1% das instalações registadas e são selecionadas por amostragem e sorteio. Caso a instalação seja selecionada, o produtor deve facilitar à entidade responsável pelo SRM, o acesso às respetivas instalações de produção [6].

### **3.6 Incentivos fiscais**

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

A Portaria nº303/2010 de 8 de junho descrevia que fontes de energia e equipamentos eram abrangidos pelos incentivos fiscais, pois era possível deduzir em 30% do valor despendido com o limite de 803€ em IRS em todos os equipamentos novos para utilização de energias renováveis, mas, entretanto, esse artigo foi revogado e os equipamentos destinados à produção de energia através das energias renováveis deixaram de pertencer aos parâmetros do incentivo fiscal e assim não poderem ser deduzidos em sede de IRS.

#### **3.6.1 IRS**

A partir de 2010 deixaram de existir benefícios fiscais para particulares em IRS ou qualquer benefício na aquisição de equipamentos destinados à produção de energia através das energias renováveis. Como exceção, o resultante da atividade de microprodução fica excluído de tributação em IRS para o particular com rendimento de montante inferior a 5000€ anuais. O IVA passou de 13% para a taxa legal de 23% [13] [14].

#### **3.6.2 IVA**

Aparelhos, máquinas e outros equipamentos exclusivos ou principalmente destinados à captação e aproveitamento de energia solar, eólica, geotérmica ou de outras

formas alternativas de energia passam a estar sujeitos á taxa do IVA legal em vigor [14].



# Capítulo 4

## Produção Descentralizada: Decreto-Lei 153/2014

Neste Capítulo é descrito o impacto a nível da legislação que o Decreto-Lei 153/2014 introduziu no nosso país e como alterou os regimes remuneratórios, limites de produção e incentivos fiscais, com a mudança de paradigma.

Neste novo paradigma a produção de energia deverá preferencialmente ser consumida no local de instalação. Assim os projetos fotovoltaicos passam a ser avaliados como medida de eficiência energética, e o seu dimensionamento é baseado no perfil de consumo.

### 4.1 Introdução

O modelo de microprodução, que havia sido implementado pelo Decreto-Lei nº 363/2007, de 2 de novembro, tornou-se insustentável, pois o número de novas instalações caiu acentuadamente depois da grande procura inicial. Com a constante evolução da tecnologia fotovoltaica proporcionou-se uma capacidade de desenvolver projetos a um menor custo, o que levou as entidades competentes a reformularem a remuneração da energia proveniente das unidades de microprodução. Mesmo assim, apesar do custo de instalação das unidades de produção apresentarem um valor mais baixo, o decréscimo de novas instalações era evidente, justificado pelo término do regime bonificado.

Juntando-se o acentuado decréscimo do preço de venda do kWh para os novos produtores, e o elevado valor da tarifa da eletricidade em Portugal, é um dos maiores da Europa, como demonstrado no gráfico da figura 4.1, tornou-se urgente a criação de legislação que regulamentasse o autoconsumo, terminando com as tarifas subsidiadas e possibilitando o consumo da energia produzida no próprio local.

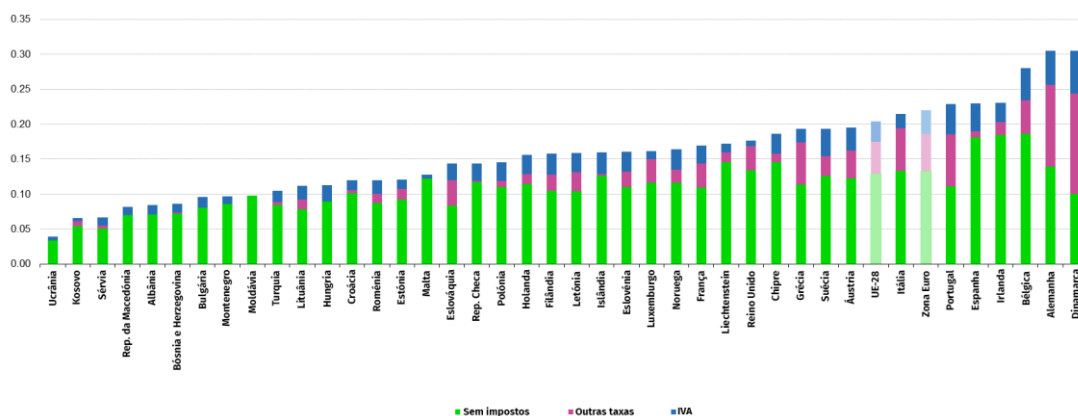


Figura 4.1 - Valor tarifa média eletricidade na Europa. Fonte Eurostat, dados referentes ao primeiro semestre de 2017. Valores em euros por kWh.

Assim surgiu o Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de outubro [7], este novo Decreto, que revogou os anteriores e criou um modelo de produção descentralizada de energia, com ou sem ligação à RESP, em que a energia elétrica produzida sempre que possível é consumida pelo produtor de forma a colmatar as suas necessidades de consumo. Com este Decreto-Lei, a miniprodução e microprodução passaram a beneficiar do mesmo enquadramento legal. Este novo regime de produção descentralizada está definido em duas vertentes, o Autoconsumo (UPAC) e a pequena produção (UPP).

Autoconsumo (UPAC)	Unidades Pequena Produção (UPP)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• A energia produzida é injetada preferencialmente na instalação de consumo;</li> <li>• Os excedentes de energia podem ser injetados na RESP;</li> <li>• O modelo proposto pressupõe a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente no local, minimizando a injeção de energia na RESP.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Toda a energia produzida é injetada na RESP;</li> <li>• Mantém os requisitos de produção indexados ao consumo de eletricidade existente, na instalação de consumo associada;</li> <li>• Mantém-se o modelo de atribuição da tarifa via leilão e agregando assim os regimes de Micro e Miniprodução.</li> </ul>

Tabela 4.1 - Principais características do regime de distribuição descentralizada.

Com este novo regime, veio a possibilidades de qualquer pessoa ou empresa produzir a sua própria energia através de um sistema de autoconsumo fotovoltaico. Trata-se de um tipo de sistema que pode ser bastante vantajoso para os consumidores, pois estes poderão produzir parte das suas necessidades energéticas, reduzindo a sua fatura elétrica. Com este Decreto-Lei, promove-se assim um maior conhecimento aos consumidores do seu perfil de consumo, introduzindo comportamentos de eficiência energética. Contribuindo ainda para a otimização dos recursos endógenos e da RESP, nesta última nomeadamente através da redução de perdas.

Surgiu também um novo conceito no sector de energia fotovoltaica, designado de paridade, isto é, existe paridade quando o custo da produção de energia solar se torna igual ao custo de energia consumida (vendida pelo fornecedor). Isto acontece devido à constante evolução tecnológica e a uma descida significativa dos custos relativos ao uso de energia fotovoltaica. Esta é uma das razões pela qual o Autoconsumo é uma aposta de futuro. Na figura 4.2 fica explícito o significado do termo.

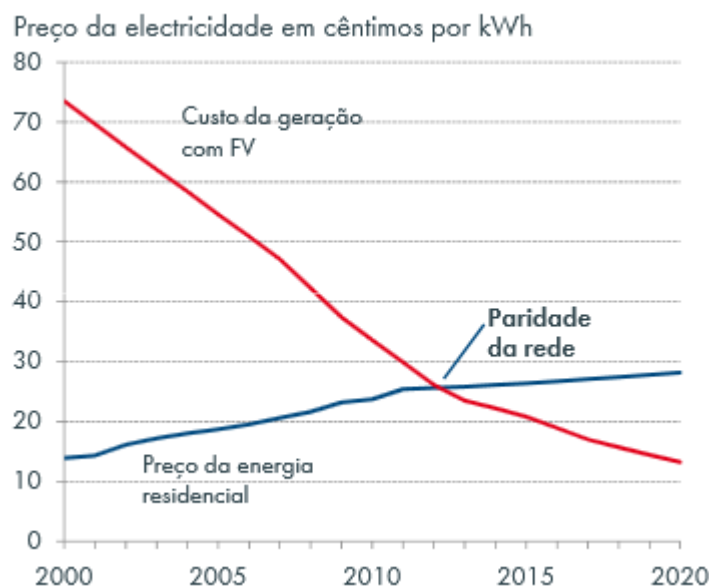


Figura 4.2 - Paridade com a rede. Adaptado de [15].

## 4.2 Enquadramento legal

Aquando da entrada em vigor do Decreto-Lei 153/2014, de 20 de outubro, que apresentou o novo modelo de produção distribuída em Portugal, foi definido um novo modelo que tem os seguintes objetivos:

- Promover a produção próxima do consumo, reduzindo perdas;
- Promover a produção renovável (tipicamente solar) e proveniente de recursos endógenos;
- “Democratizar” a produção de energia elétrica, permitindo a entrada de novos intervenientes de pequena dimensão, aumentando a concorrência no sector;
- Reduzir a concentração da produção, beneficiando a segurança de abastecimento;
- Reduzir as necessidades elétricas em horas de ponta (caso do solar FV);
- A médio/longo prazo, limitar as necessidades de investimento na RESP;
- Dinamizar a indústria fotovoltaica e o comércio à volta desta;
- Promover criação de emprego e desenvolvimento de recursos técnicos a nível das economias locais.

Este Decreto-Lei também permitiu que as condições de acesso à instalação de uma UPAC se façam de forma menos burocrática, resultando assim numa simplicidade para potenciais interessados. Estas condições apenas prevêem uma mera comunicação de exploração dirigida à DGEG, através do SERUP, e sem necessidade de efetuar registo para instalações com potência instalada superior a 200W e inferior a 1,5 kW ou que a instalação não esteja ligada à RESP (em ilha). Uma UPAC que tenha uma potência inferior a 200W, não necessita de qualquer tipo de comunicação. Caso a UPAC tenha uma potência superior a 1 MW, a instalação requer licenças de exploração e produção. Uma instalação que tencione fornecer energia elétrica não consumida na própria instalação e cuja potencia seja inferior a 1,5 kW, também não necessita de registo prévio e obtenção de certificados. Estes registos são efetuados pelo proprietário da instalação de consumo [17]. A tabela 4.2 apresenta um resumo dos requisitos de uma UPAC.

Potência de Ligação	< 200W	200W-1500W	1.5kW - 1MW	>1 MW
Registo	-	Mera comunicação prévia	Certificado Exploração	Licença Exploração
Taxas	-	-	Sim	Sim

<b>Contagem</b>	-	-	Telecontagem	Telecontagem
<b>Remuneração do excedente</b>	Só se existir registo	Só se existir registo	Sim	A ser definido com contraparte
<b>Compensação</b>	-	-	Sim	Sim
<b>Seguro Responsabilidade Civil</b>	-	-	Sim	Sim

Tabela 4.2 - Requisitos das UPAC sem injeção na RESP, em função da potência de ligação. Adaptado de [17].

Caso se pretenda injetar energia na RESP, qualquer instalação está sujeita a registo no SERUP e a pagamento prévios de taxas, independentemente da potência instalada. O procedimento do registo de unidades de produção inicia-se com a formulação do pedido no SERUP. Após a instalação da unidade de produção e a verificação da sua conformidade com os padrões legais, é emitido o respetivo certificado de exploração e o registo torna-se definitivo. As taxas de registo em vigor (Portaria nº 14/2015 de 23 de janeiro) para os vários tipos de unidades de produção são as que constam na tabela 4.3.

<b>Potência Instalada</b>	<b>Taxa sem injeção na RESP</b>	<b>Taxa com injeção na RESP</b>
<b>&lt;1.5 kW</b>	-	30,00 €
<b>1.5 – 5 kW</b>	70,00€	100,00 €
<b>5 – 100 kW</b>	175,00 €	250,00 €
<b>100 - 250 kW</b>	300,00€	500,00 €
<b>250 kW - 1 MW</b>	500,00€	750,00 €

Tabela 4.3 - Taxas de registo das unidades de produção.

#### **4.2.1 Autoconsumo (UPAC)**

O regime de autoconsumo destina-se essencialmente à produção de eletricidade, com a finalidade de satisfazer o próprio consumo, sendo a energia elétrica instantaneamente injetada na instalação de consumo. Havendo, contudo, possibilidade de ligação à RESP, para venda do excedente de energia e assim evitar perda de eficiência. Contudo essa venda é feita a preços reduzidos em relação ao preço de mercado, sendo assim uma situação a evitar. A UPAC é instalada no local de

consumo, a potência de ligação tem que ser inferior à potência contratada na instalação onde vai existir o consumo e não poder ter o dobro da potência de ligação.

Com esta nova legislação, o produtor beneficia quando as unidades de produção são dimensionadas e adequadas de acordo com as próprias necessidades de consumo. Na figura 4.3 está exemplificado um modelo de uma instalação com uma potência superior a 1,5 kW.

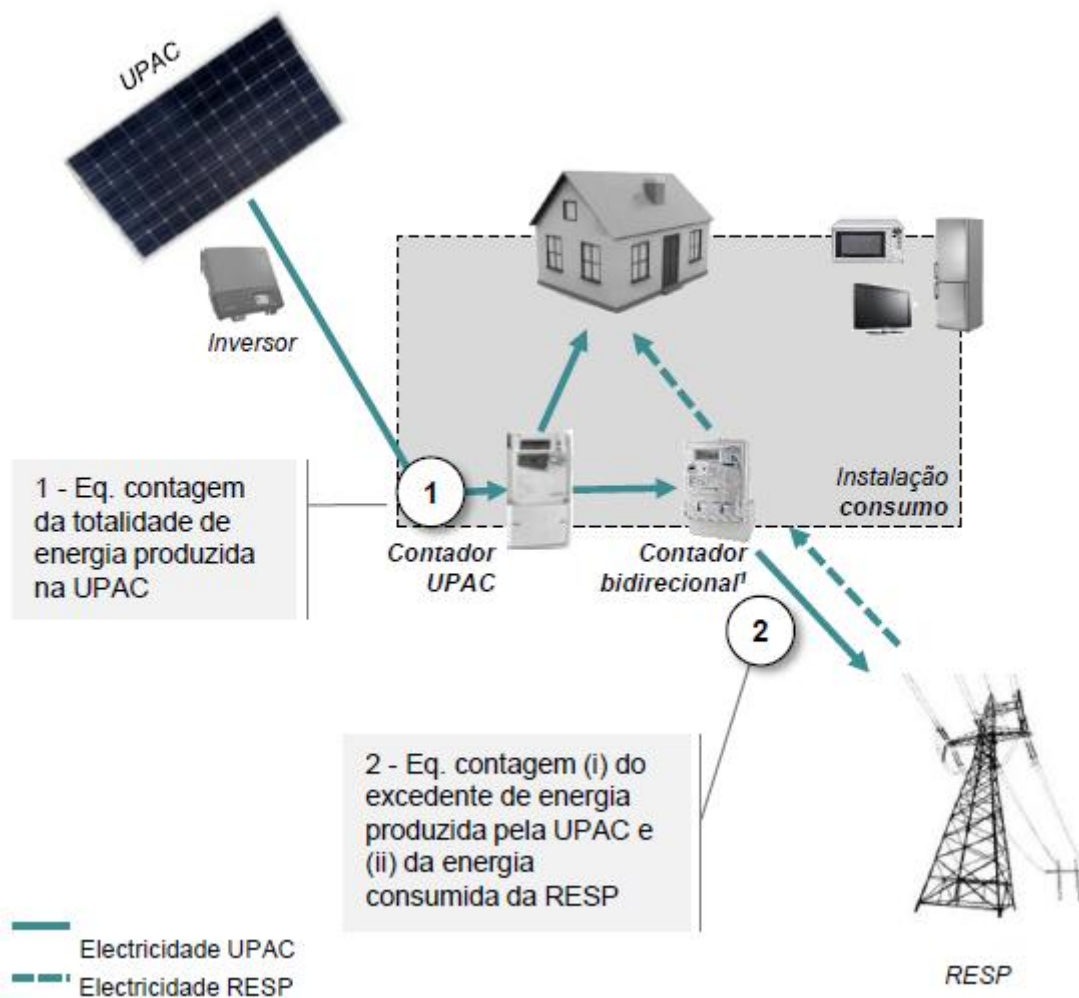


Figura 4.3 - Exemplo ilustrativo de uma UPAC com potência de instalação superior a 1,5 kW [17].

O modelo de autoconsumo de base fotovoltaica como já referido surge como resposta às constantes subidas de preço da eletricidade, beneficiando também da descida do preço dos equipamentos fotovoltaicos. Em Portugal, várias fontes referem que os custos nivelados de energia elétrica fotovoltaica (LCOE) já são mais baixos do que os custos da aquisição dessa energia à rede pública [16]. No gráfico da figura 4.4, está

representado a previsão dos custos da geração fotovoltaica, versus o preço da aquisição à rede.

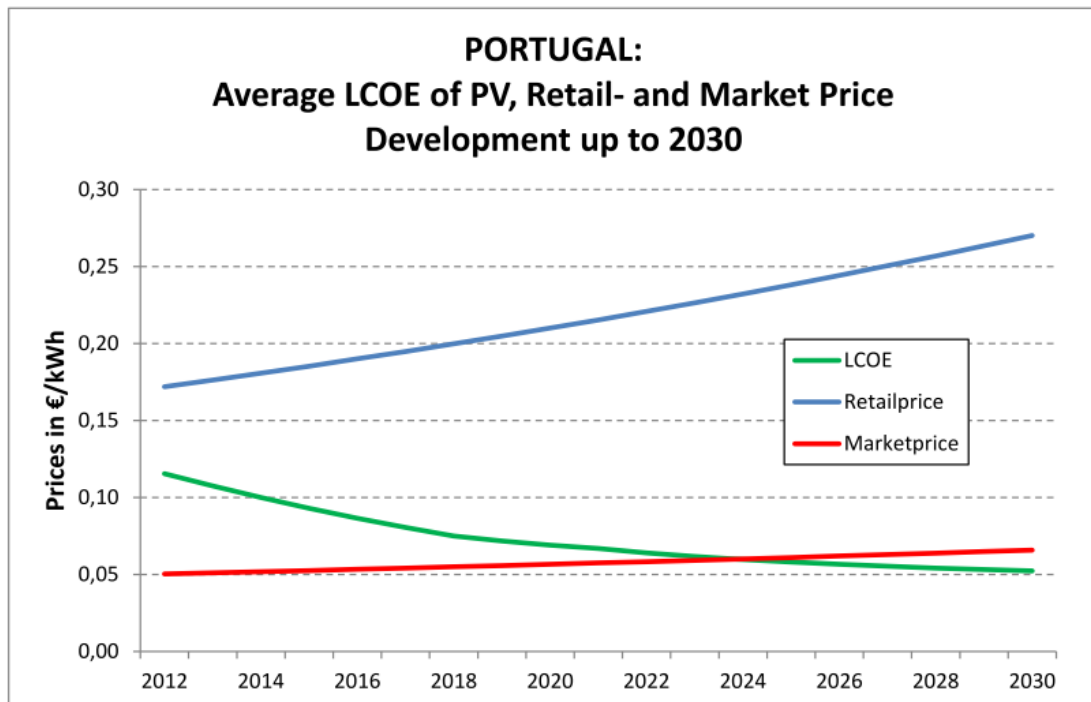


Figura 4.4 - Previsão dos custos de geração FV e preços de aquisição à RESP [16].

Aproveitando esta evolução favorável dos mercados, tornou-se vantajoso produzir energia elétrica solar para consumo próprio. No capítulo 7 será feita uma análise económico-financeira a instalações de autoconsumo, que têm um diagrama típico conforme a figura 4.4, sendo esta instalação uma sem baterias, logo sem armazenamento de energia.

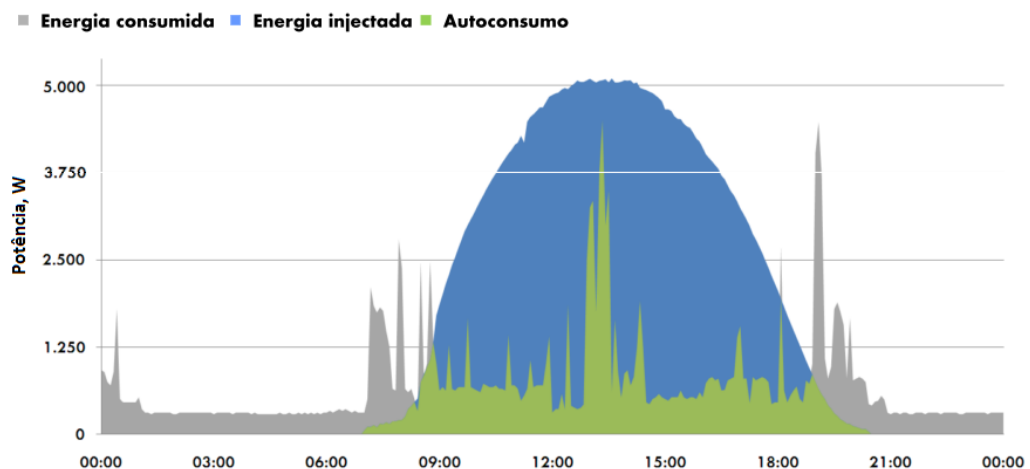


Figura 4.5 - Diagrama típico de instalação de autoconsumo (UPAC) sem armazenamento [15].

Com recurso a baterias é possível “guardar” excessos de energia fotovoltaica gerada para posterior utilização, como se pode observar na figura 4.6. Armazenar energia comprada em períodos de vazio é outra estratégia que poderá ser vantajosa para os produtores-consumidores, contudo este sistema não vai ser contemplado nesta tese.

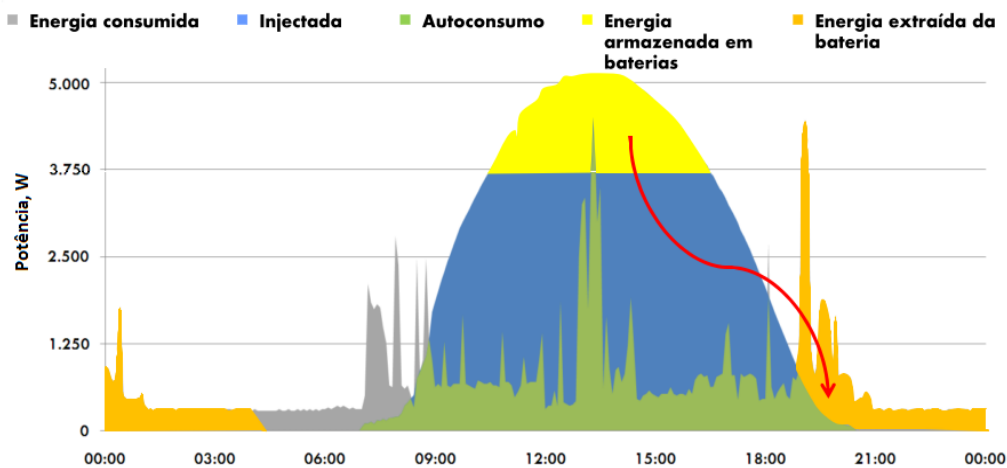


Figura 4.6 - Diagrama típico de instalação de autoconsumo (UPAC) sem armazenamento [15].

## 4.2.2 Remuneração da energia exportada

As instalações com uma potência inferior a 1 MW e com ligação à RESP, como dito anteriormente podem vender o excedente ao CUR. O valor da remuneração da energia vendida é dado pela seguinte expressão:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} * OMIE_m * 0,9 \quad (4.1)$$

Onde:

- $R_{UPAC,m}$  — Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês “m” em €;
- $E_{fornecida,m}$  — Energia fornecida no mês “m” em kWh;
- $OMIE_m$  — Média aritmética dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal, relativa ao mês “m” em €/kWh;
- 0,9 — Dedução de 10% para compensar custos de acesso ao mercado;
- $m$  — Mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

Nesta dissertação serão utilizados os valores do mercado ibérico de energia para o ano de 2017, figura 4.8.

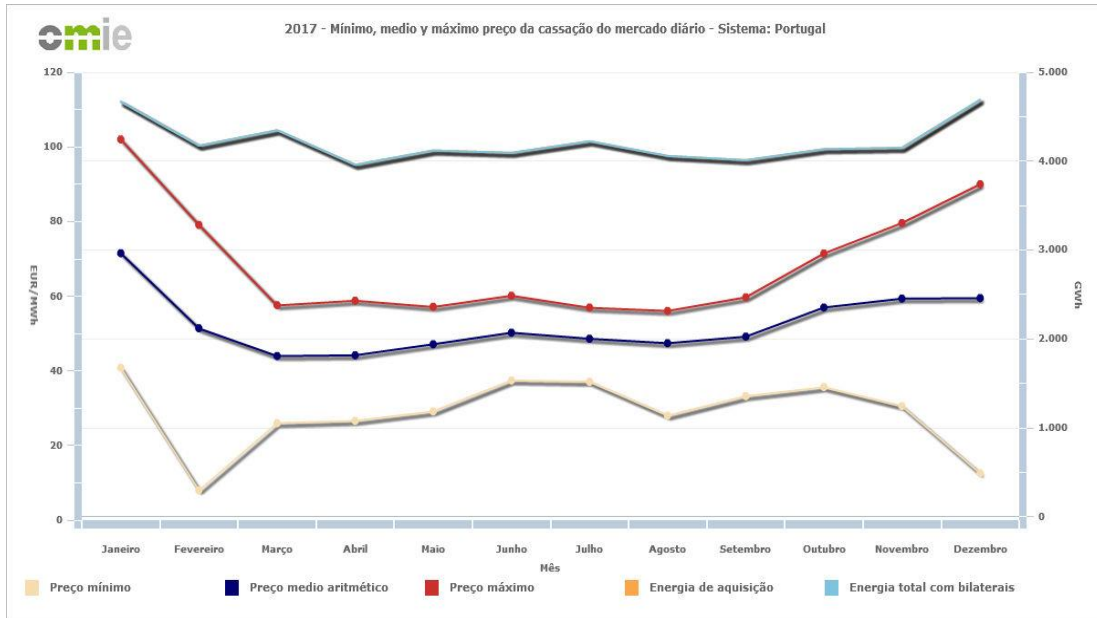


Figura 4.7 - Preço mensal médio do mercado diário para a zona portuguesa do ano 2017. [18]

### 4.2.3 Compensação ao sistema

As instalações de autoconsumo, com potências instaladas superiores a 1.5 KW e que estejam ligadas à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal que permite que a recuperação de uma parcela dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG), na tarifa de uso global do sistema. Esta compensação será obrigatória nos primeiros 10 anos após a obtenção do certificado de exploração e será apurada pelo Operador de Rede de Distribuição (ORD) e faturado pelo CUR, contudo só entrará em vigor a partir do momento em que as UPAC representem 1% da potência instalada no sistema elétrico nacional (SEN). E será dada pela seguinte expressão:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} * V_{CIEG,a} * K_a \quad (5.2)$$

Onde:

- $C_{UPAC,m}$  – Compensação mensal devida pelas UPAC;

- $P_{UPAC}$  – Potência instalada da UPAC, constante no certificado de exploração, em kW;
- $V_{CIEG,a}$  – Valor que permite recuperar os CIEG na respectiva UPAC, em €/kW, apurado no ano  $a$ ;
- $K_a$  – Coeficiente de ponderação, entre 0 e 0,5;
- $a$  – Ano de emissão do certificado de exploração da respectiva UPAC.

Como referido, o valor do coeficiente de ponderação  $Ka$  é nulo até as UPAC atingirem uma representatividade de 1 % da potência total instalada no SEN. Nessa altura, o coeficiente de ponderação tomará o valor de 0,3. Quando as UPAC excederem os 3 % da potência do sistema nacional,  $Ka$  passará a ser 0,5. Como demonstrado na tabela 4.4:

Potência das UPAC vs Potência instalada no SEN	$Ka$ (% $V_{cieg}$ )
< 1%	0%
1% - 3%	30%
> 3%	50%

Tabela 4.4 - Tabela de compensação das UPAC.

O valor de  $V_{CIEG,a}$  é calculado segundo a expressão:

$$V_{CIEG,a} = \sum_{n=0}^2 (CIEG_{i(t-n)}^p) * \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (CIEG_{i,h(t-n)}^e) * \frac{1}{3} * \frac{1500}{12} \quad (5.3)$$

A primeira parcela da equação, onde se tem  $CIEG(t-n)_p$ , é referente à taxa imposta de acordo com a potência instalada, sendo a segunda,  $CIEG_{i,h(t-n)}$ , diz respeito à energia produzida, ambas em €/kW.

Note-se que esta compensação ao sistema não foi considerada no presente trabalho.

### 4.3 Unidades de Pequena Produção (UPP)

Por sua vez, o regime de pequena produção permite ao produtor vender a totalidade da energia elétrica à RESP, com uma tarifa atribuída obtida através de um modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência. Uma instalação para ser considerada uma UPP tem que ter uma potência instalada até 250 kW, e esta não pode ser superior a 100% do valor da potência contratada no local, sendo que toda a eletricidade consumida na instalação tem que ser proveniente do respectivo comercializador. A potência a atribuir neste modelo é dividida em três categorias, consoante as medidas acessórias implementadas:

- Categoria I: Produtor que pretende proceder apenas à instalação de uma UPP;
- Categoria II: Produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar no local de consumo associado àquela, tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos;
- Categoria III: Produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar no local de consumo associado àquela, coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil de coletor.

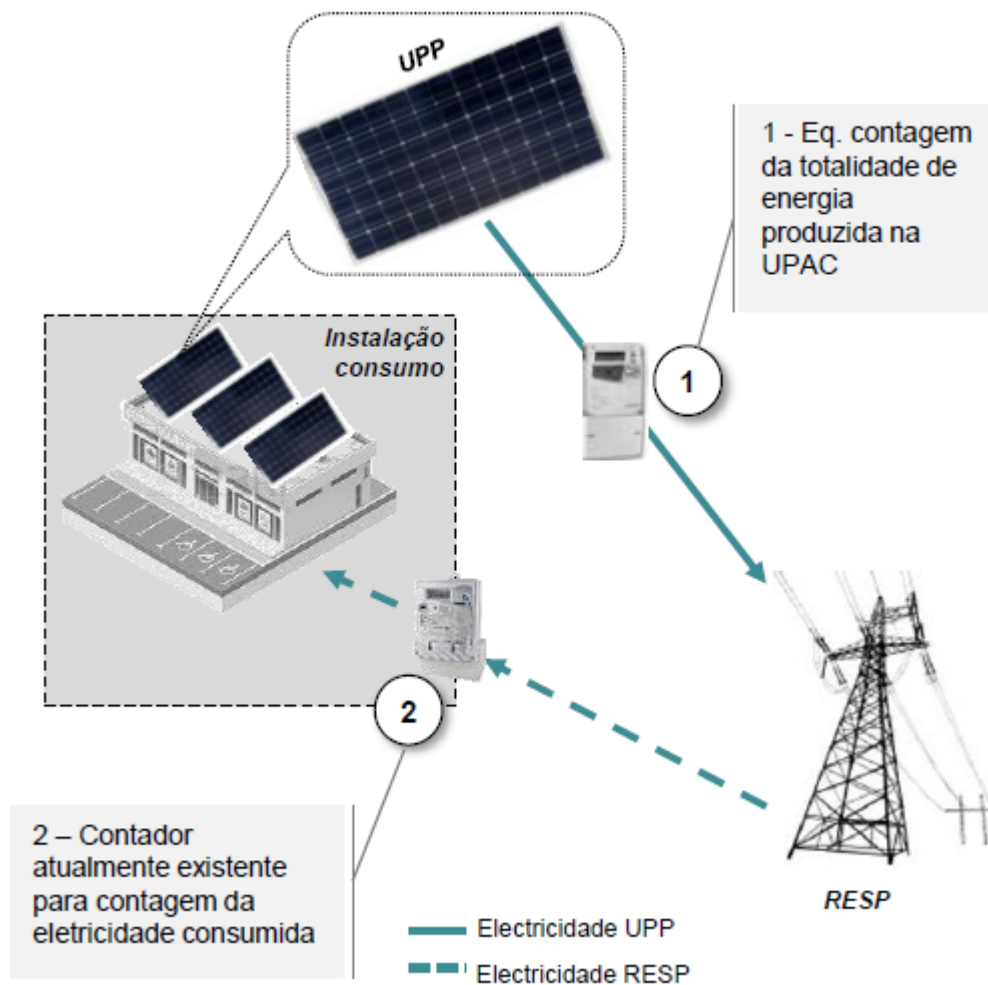


Figura 4.8 - Exemplo ilustrativo de uma UPP [17].

A tarifa de referência para cada categoria é estabelecida anualmente mediante despacho do SEE, sendo que esta tarifa não tem tido alterações no seu valor desde 2015, apesar de saírem anualmente as portarias que a definem. A tarifa de remuneração não é acumulável com outro tipo de incentivo à produção da eletricidade produzida em regime especial e vigora por um período de 15 anos. Esta tarifa tem um valor consoante a categoria, como demonstrado na tabela 4.5. Após o término destes 15 anos o produtor entra no regime geral de produção.

Categoria I	0,095 €
Categoria II	0,105 €
Categoria III	0,100 €

Tabela 4.5 - Tarifas pagas as UPP, por categoria de instalação.

Trata-se de um modelo que, que tem vindo a perder algum interesse, visto que as tarifas pagas pela energia produzida têm vindo a descer anualmente, como visto na introdução deste capítulo. E a energia injetada na rede fora dos limites estabelecidos para as UPP não é renumerado.

#### **4.4. Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP)**

O acesso à plataforma SERUP é feito no *website* da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Esta é a entidade responsável pela fiscalização das unidades de produção. Desta forma, tem como funções a aprovação dos pedidos de registo, autorização da instalação, realização da inspeção, emissão do certificado de exploração e ainda, quando requerido, dar apoio à celebração do contrato de venda com o consumidor de último recurso.

No SERUP os registos dividem-se em três categorias: MCP (Mera Comunicação Prévia), UPAC e UPP. Todas elas poderão estar ligadas à RESP.

Os processos para o licenciamento destas instalações estão representados nos capítulos referentes a cada instalação.

#### **4.5 Perfis de Consumo**

Para que seja feito um estudo adequado às necessidades de um sistema de autoconsumo, a implementar numa habitação, bem como verificar a sua viabilidade económica, é necessário que haja registos de consumo. Assim, previu-se por parte da ERSE a aprovação de perfis de perdas nas redes elétricas, perfis de produção e perfis de consumo [19].

Houve uma aplicação de perfis de consumo a todos os clientes finais que não possuem equipamentos de medição com registos do consumo de 15 em 15 minutos. Esta estimação de consumo é efetuada através de equipamentos de medição dos clientes finais ou obtida por estimativa.

Estes perfis resultam das medições efetuadas pelas empresas comercializadoras, informação comercial com os dados de faturação, informação recolhida pelos sistemas de telecontagem e de dados acerca do balanço energético [20].

Nos casos das tarifas BTE e BTN, e em resultado dos tipos de contadores aplicados em cada caso, as quantidades de energia ativa entregue a todos os clientes, não se encontram discriminadas com informação suficiente para o cálculo destas tarifas. Deste modo, são utilizados os diagramas de carga tipo representativos dos perfis de consumo do consumidor padrão em cada nível de tensão e opção tarifária para a obtenção das quantidades a considerar no cálculo dos custos de energia.

Foram ainda aprovados três perfis de consumo para as instalações BTN com a segmentação, representada na tabela 4.6 [21]:

	Potência contratada (KVA)	Energia anual (kWh)
<b>Classe A</b>	>13,8	qualquer
<b>Classe B</b>	≤13,8	>7140
<b>Classe C</b>	≤13,8	≤7140

Tabela 4.6 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN, com a opção tarifária simples.

Os gráficos da figura 4.9, figura 4.10, figura 4.11 e figura 4.12 mostram o padrão de consumo, onde se pode verificar as diferenças de no comportamento do consumo numa semana distinta do ano, neste caso do ano 2016, considerando o período húmido e o período seco [21].

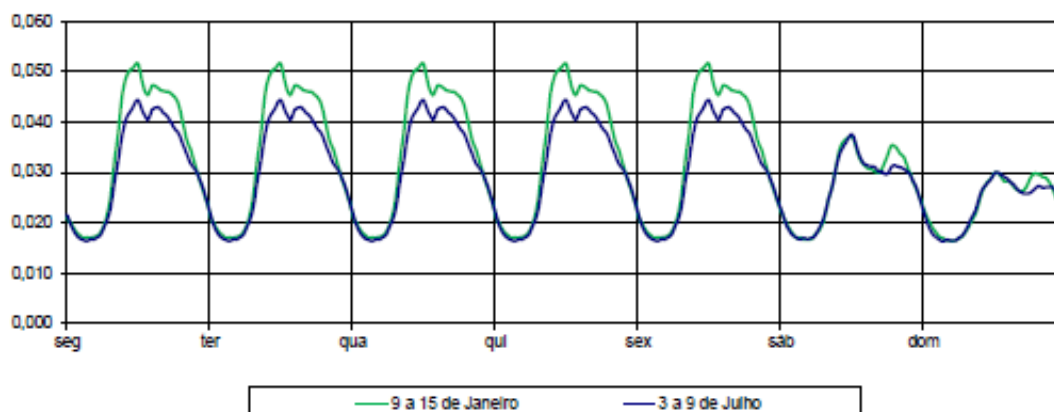


Figura 4.9 - Perfil de consumo, BTN classe A

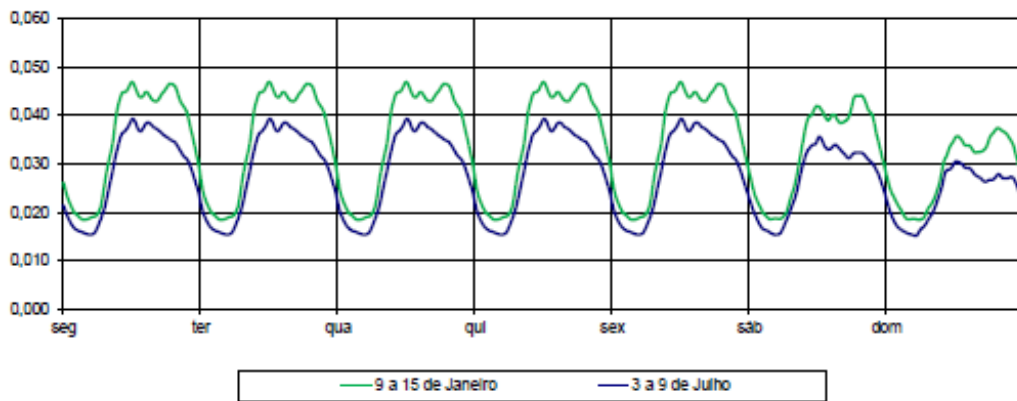


Figura 4.10 - Perfil de consumo, BTN classe B

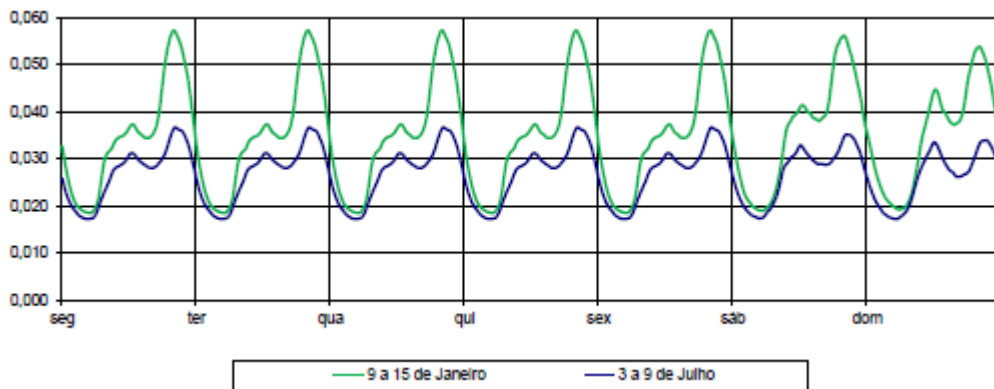


Figura 4.11 - Perfil de consumo, BTN classe C

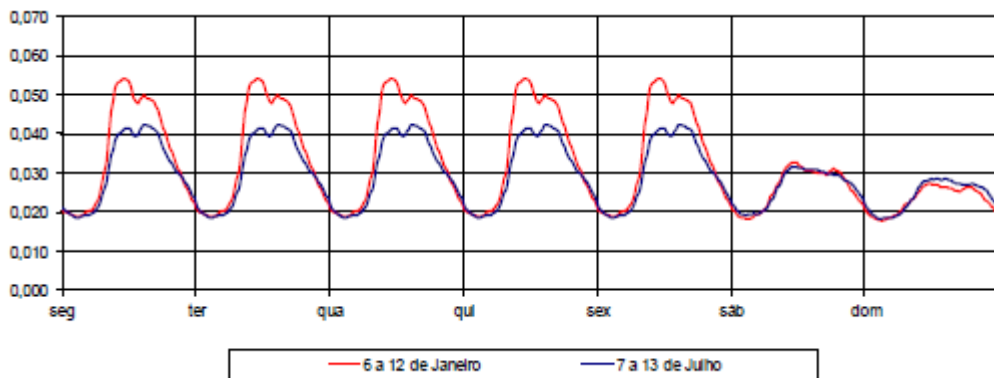


Figura 4.12 - Perfil de consumo, BTE

## 4.6 Custo eletricidade em Portugal

A energia em Portugal tem sofrido constantes aumentos, devido aos incrementos graduais ano após ano e ao aumento do IVA para os 23%. Em 2000, com a introdução

do mercado liberalizado de energia elétrica, os consumidores começaram a ter a possibilidade de optar por comercializadores de energia com preços mais competitivos, quer para os consumidores domésticos, quer empresariais. Assim, o fornecimento de eletricidade passou a ser oferecido por várias empresas, havendo também separação das atividades de comercialização e distribuição. No final de 2015 todos os consumidores deveriam estar no mercado livre e não no regulado. Contudo tal não se verificou e atualmente ainda existem alguns em período de transição [21].

Para justificar o aumento da energia elétrica a ERSE publica, no final de cada ano civil, um documento denominado de “*Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços*” onde refere o conjunto de pressupostos que têm influência nesse aumento de preço [20]:

- Taxa de sobrecusto de aquisição de energia elétrica a Produtores de Regime Especial;
- Custo do MWh adquirido pelo Comercializador de último Recurso;
- Custos gerados pelas medidas de política energética e ambiental, também designados por Custo de Interesse Economico Geral;
- Juros e a amortização da dívida tarifária;
- Taxas de equilíbrio de contas com as regiões autónomas;
- Custo do uso das redes de transporte.

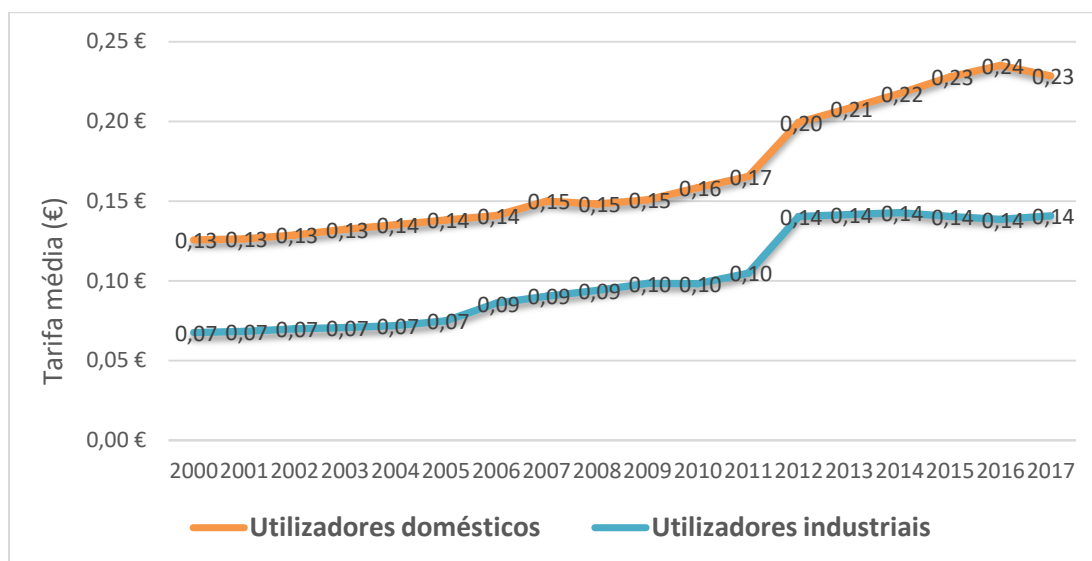


Figura 4.13 - Preços médios da eletricidade em Portugal já com custos de produção e transporte. Fonte: do site Pordata (€).

## 4.7 Conclusões

A legislação apresentada neste capítulo está focada para o autoconsumo, pois os benefícios atribuídos (tarifa bonificada, incentivos fiscais, etc) pelo Estado sofreram uma grande quebra em relação às legislações anteriores, apesar de muitos pontos referidos no capítulo 3 ainda se encontrarem em vigor.

.



# Capítulo 5

## Avaliação económico-financeira do investimento

Neste capítulo são apresentados alguns dos indicadores base e de referência da análise económico-financeira do investimento estudado. Estes indicadores permitem fazer a avaliação económica desse investimento e dar resposta às perguntas da viabilidade ou não do investimento, tendo em conta o tempo de amortização.

### 5.1 Introdução

Quando se faz um projeto de investimento, há alguns fatores e pontos de vista a levar em conta, tais como: financeiros, comerciais, políticos, estratégicos entre outros. Desta forma, neste trabalho apenas será abordado o ponto de vista da viabilidade económica, sendo que nunca é demais salientar que esta é apenas uma das facetas da avaliação de projetos, não se pode esquecer das restantes.

Para tal, é necessário para uma avaliação económico-financeira, responder a duas questões fundamentais [22]:

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

A primeira questão trata essencialmente com a aceitação ou não do projeto, enquanto que a segunda questão visa essencialmente sobre o tipo de modelo a adotar, fazendo uma classificação entre os projetos e ordenando-os sobre uma escala decrescente desde o mais rentável.

No entanto, como qualquer investimento financeiro, surge uma outra pergunta mais óbvia e indispensável tanto quanto necessária: “Quanto é que este projeto rende?” Fazendo um cálculo superficial poderia dar-se uma resposta aproximada dos valores, mas para obtermos uma resposta credível e certa a esta pergunta, devido a todas as

conjeturas e indicadores financeiros, não é uma tarefa fácil. No entanto, levando em conta algumas medidas e pressupostos de resposta às perguntas atrás formuladas, podemos dar uma resposta quantitativa a esta terceira questão. Porventura a questão mais essencial num investimento deste tipo.

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

## 5.2 Noções de base

### 5.2.1 *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 facto 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 [22].

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 em dinheiro 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 conhecer o período em que se verifica esse fluxo, dado que o dinheiro tem valor no tempo [23].

O conceito de *cash-flow* é desagregável em termos do processo sequencial do projeto de investimento em [23]:

- *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 [23].

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

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

### **5.2.2 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 [23].

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 [23].

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 [23].

### 5.2.3 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. 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 [23].

Assim sendo pode-se concluir que a mesma unidade financeira atual e a mesma quantia no próximo ano são dois valores diferentes, que não se podem comparar nem adicionar. O relacionamento entre as duas unidades financeiras desfasadas no tempo pode ser determinado recorrendo: à taxa de juro, e ao preço do dinheiro no tempo, criando assim ligação entre a unidade financeira atual e a unidade financeira futura. Um valor financeiro de 1000€ atuais vale, à taxa de juro de 10%, 1100€.

Esta operação designa-se por capitalização e permite projetar no futuro fluxos de rendimentos atuais. Devido ao referido preço do dinheiro no tempo, conclui-se naturalmente que 1100€ daqui a um ano têm, atualmente, à taxa de juro de 10%, o valor 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:

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 [24]:

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

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

### 5.3 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.

#### 5.3.1 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.

### 5.3.2 Valor Atualizado Líquido (VAL)

Na análise econômico-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) [24] [25].

$$\sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1+i)^t} - Invest = VAL \quad (5.1)$$

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 à taxa de atualização escolhida. Todos os projetos com  $VAL > 0$  são implementáveis de acordo com o critério e todos os projetos com  $VAL < 0$  são rejeitados.

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.

### 5.3.3 Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

Um dos indicadores também muito utilizado na análise financeira de projetos é a Taxa Interna de Rentabilidade - TIR (em inglês *Internal Rate of Return* - IRR) [24] [25].

$$\sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1 + TIR)^t} - Invest = VAL = 0 \quad (5.2)$$

Onde:

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

Esta taxa é, por definição: o valor da taxa de atualização para a qual o VAL é igual a 0 [25].

- TIR = taxa de atualização, o projeto gera uma taxa de rentabilidade igual ao custo de oportunidade do capital, VAL=0 pelo que económico-financieiramente é indiferente aceitar/rejeitar o projeto [25];
- 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 um projeto viável [25];
- 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 encontra-se perante um projeto inviável [25].

#### 5.4. Período de recuperação do investimento (*Payback*)

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

Não há um critério de aceitação ou rejeição de projetos com base no *payback*. Tal depende do investidor, da sua disponibilidade ou necessidade de capital; mais do que um indicador da performance financeira do projeto, trata-se de um indicador de liquidez [24].

O *payback* equivale ao número de anos necessários para recuperar 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.

# Capítulo 6

## Análise económico-financeira de instalações

Neste capítulo é feita uma análise económico-financeira considerando a evolução desde o Decreto-Lei n.º 363/2007 até à legislação atual, de diferentes tipos de microgeração FV. É feito um estudo sobre modelos diferentes de equipamentos de microgeração, todos com a produção total anual estimada. De seguida, é feita a comparação sobre a viabilidade económica de qual a melhor solução a adotar para a produção de energia.

Depois de se conhecer a legislação referente à microgeração FV (e quais as principais diferenças que a lei transpôs entre o Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro e o Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro e igualmente com a diferença para as várias tarifas ao longo dos anos através de várias portarias), é possível comparar com a estimativa de retorno e ganhos de projetos com a lei de 2007 mas agora para a lei de 2014, com as respetivas tarifas praticadas, verificando a rentabilidade das instalações de microgeração FV, utilizando o cash-flow que permite calcular o Valor Atualizado Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o período de retorno (payback). Foi considerada uma taxa de atualização de 2.5% para o cálculo do VAL.

Neste trabalho serão apresentadas simulações dos anos em que existia a regulamentação para Micro e Mini Produção, e desde o ano 2014 em que passou a existir autoconsumo, com os valores das tarifas praticadas nesses anos para os primeiros 15 anos, e os restantes 5 anos serão aplicadas as tarifas do regime geral.

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.

## 6.1. Custos de instalação de Microgeração Fotovoltaica

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

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

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

Onde:

- *Invest* — é o investimento;
- *C<sub>ger</sub>* — Custo dos painéis fotovoltaicos (gerador);
- *C<sub>inv</sub>* — Custo do inversor DC/AC;
- *C<sub>inst</sub>* — Custo da instalação onde está incluído as estruturas de apoio, cabos, elementos de proteção, realização do projeto de engenharia, etc.

## 6.2. Variáveis usadas

Neste estudo consideram-se as seguintes variáveis: investimento, produção anual, aumento da tarifa em regime geral e taxa de atualização nos casos anteriores a 2014. De 2014 em diante foram considerados o investimento, produção anual, aumento do valor do preço da energia, custo manutenção e seguro.

## 6.3. Análise económico-financeira das instalações

Nesta análise vai ser feita uma avaliação económico-financeira do investimento para uma produção anual esperada de 8832 kWh, que era o valor máximo de produção pago por lei, isto é, a partir deste valor toda a energia produzida pela instalação não era remunerada. Para este efeito foram calculados os indicadores de avaliação económico-financeira, (VAL, TIR e *payback*), descritos anteriormente.

Neste tipo de análise ao investimento das instalações de microgeração FV pretende-se avaliar a viabilidade do investimento, saber se o investimento ainda continua a ser

rentável, saber quando se vai ter a amortização do investimento e saber igualmente qual o lucro que a instalação de microgeração FV vai retornar ao fim de todas estas modificações da lei e respetivas tarifas remuneratórias.

Estas questões são atualmente as mais pertinentes e as que interessam mais responder, pois o microprodutor quer saber se ainda é rentável ou não o investimento neste tipo de negócio.

## 6.4 Instalações com regulamentação para Micro e Mini produção

Os valores dos investimentos para os diferentes anos de instalação e consequente regulamentação, estão expressos na tabela 6.1 e definidos de acordo com a consulta a diversas empresas que projetam e instalam microgeração FV. Nesta dissertação, só serão consideradas as instalações com os valores mais altos de investimento, porque são as que garantem a de produção anual de 8832 kWh.

Ano	Investimento	Ano	Investimento
2008	17 000 €	2010	17 000 €
	23 500 €		23 500 €
	30 000 €		30 000 €
2012	15 000 €	2014	10 000 €
	20 500 €		11 500 €
	26 000 €		13 000 €

Tabela 6.1 - Custo médio instalações fotovoltaicas para os anos em estudo [26][27][28].

### 6.4.1 Tarifas

A evolução das tarifas para uma unidade de microgeração FV ligadas à rede são calculadas e estabelecidas pelos Decretos-Lei previamente falados e pelas Portarias que saem no início de cada ano civil. Há que referir que a tarifa calculada é o pior cenário, em que todos os anos se atinge os limites máximos de potência de ligação. A seguinte tabela mostra as tarifas aplicadas referentes a cada ano, às instalações descritas nesta dissertação. Os aumentos da tarifa em regime geral nesta dissertação

vão ter um valor fixo de 2,5% para todas as análises que serão feitas. A seguir os valores das tarifas para cada kWh.

Ano 2008			
2008	0,650 €	2018	0,169 €
2009	0,650 €	2019	0,173 €
2010	0,650 €	2020	0,177 €
2011	0,650 €	2021	0,182 €
2012	0,650 €	2022	0,186 €
2013	0,334 €	2023	0,191 €
2014	0,272 €	2024	0,196 €
2015	0,210 €	2025	0,200 €
2016	0,160 €	2026	0,205 €
2017	0,164 €	2027	0,211 €

Ano 2010			
2010	0,587 €	2020	0,169 €
2011	0,587 €	2021	0,173 €
2012	0,587 €	2022	0,177 €
2013	0,587 €	2023	0,182 €
2014	0,587 €	2024	0,186 €
2015	0,301 €	2025	0,191 €
2016	0,245 €	2026	0,196 €
2017	0,190 €	2027	0,200 €
2018	0,160 €	2028	0,205 €
2019	0,164 €	2029	0,211 €

Ano 2012			
2012	0,326 €	2022	0,185 €
2013	0,326 €	2023	0,185 €
2014	0,326 €	2024	0,185 €
2015	0,326 €	2025	0,185 €
2016	0,326 €	2026	0,185 €
2017	0,326 €	2027	0,191 €
2018	0,326 €	2028	0,196 €
2019	0,326 €	2029	0,200 €
2020	0,185 €	2030	0,205 €
2021	0,185 €	2031	0,211 €

Ano 2014			
2014	0,06 €	2024	0,145 €
2015	0,06 €	2025	0,145 €
2016	0,06 €	2026	0,145 €
2017	0,06 €	2027	0,145 €
2018	0,06 €	2028	0,145 €
2019	0,06 €	2029	0,186 €
2020	0,06 €	2030	0,191 €
2021	0,06 €	2031	0,196 €
2022	0,145 €	2032	0,200 €
2023	0,145 €	2033	0,205 €

Tabela 6.2 - Evolução das tarifas aplicadas às instalações consideradas para os anos em estudo [26][27][28].

## 6.5 Investimentos financeiros em instalações anteriores a 2014

Foram realizadas várias avaliações económico-financeiras de uma instalação de microgeração FV com seguidor solar de um eixo, com uma potência de 4,6 kW capaz de produzir aproximadamente 9000 kWh/ano e com uma produção anual estimada de 8832kWh, valor máximo que era pago por lei. Serão também considerados os custos máximos das instalações, nos anos considerados e referidos na tabela 6.2.

Serão apresentados gráficos que permitem visualizar a evolução do investimento ao longo dos anos. Onde as barras a azul mostram o *cash-flow* atualizado acumulado, que corresponde ao investimento no ano da instalação, nos anos seguintes mostra a amortização do investimento e depois o lucro gerado pela instalação de microgeração FV. As barras a laranja representam o *cash-flow* atualizado, que corresponde à receita anual da instalação.

### 6.5.1 Investimento financeiro no ano 2008

A evolução de um investimento de 30000€, com uma produção anual de 8832 kWh, no ano 2008, é representado na figura 6.1:

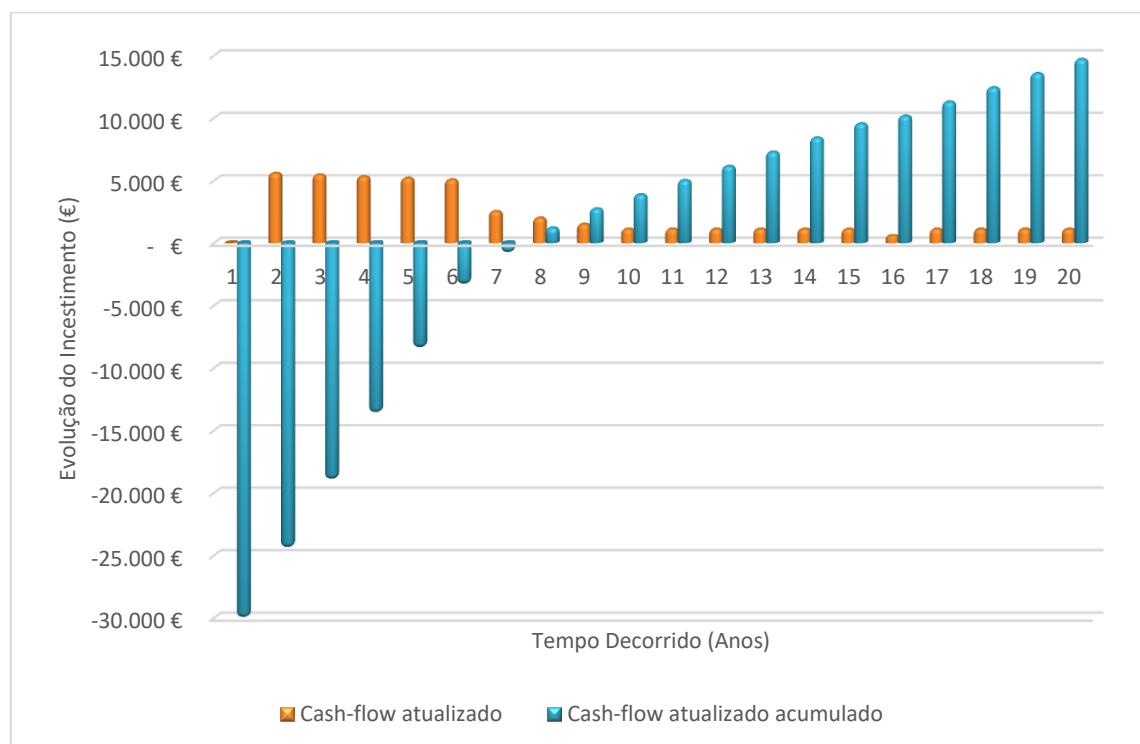


Figura 6.1 - Evolução de um investimento de 30000€, com uma produção anual de 8832 kWh.

A receita anual apresenta o seu valor máximo nos primeiros anos de instalação, que se deve à atualização dos designados *cash-flows* e também ao elevado valor da tarifa que vai diminuindo ao longo dos anos, conduzindo, conseqüentemente, a valores mínimos nos últimos anos. O investimento na instalação é pago em 6 anos e 5 meses. Visto isto, pode-se dizer que era uma boa oportunidade de negócio.

Na tabela 6.3 encontra-se os valores dos indicadores de avaliação económico-financeira do investimento na instalação descrita acima.

VAL (€)	15 850
TIR (%)	7,59
Payback (anos)	6,4

Tabela 6.3 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 30000€ com produção anual de 8832 kWh.

## 6.5.2 Investimento financeiro no ano 2010

A evolução de um investimento de 30000€, com uma produção anual de 8832 kWh, no ano 2010, é representado na figura 6.2:

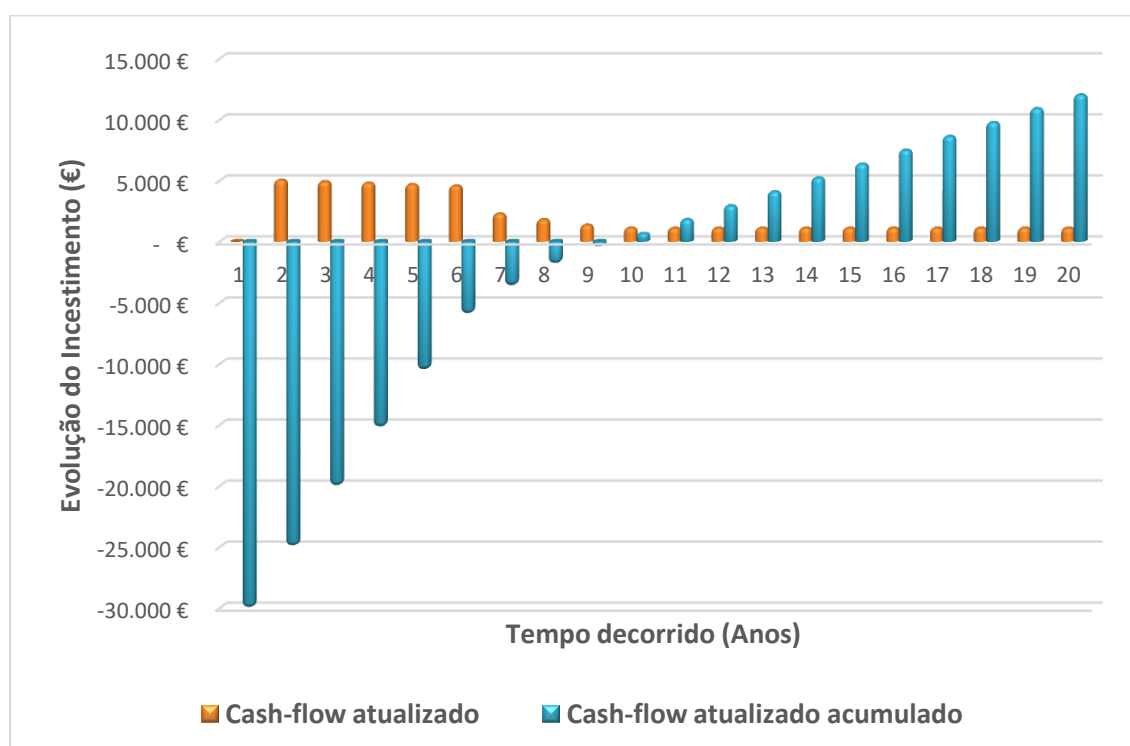


Figura 6.2 - Evolução de um investimento de 30000€, com uma produção anual de 8832 kWh.

A receita anual apresenta o seu valor máximo nos primeiros anos de instalação. Tal como no ano de 2008 esse valor resulta da atualização dos designados *cash-flows* e do elevado valor da tarifa que, apesar de ser menor do que ano 2008, ainda tem um valor

considerável. A redução da tarifa conduz aos valores mínimos nos últimos anos. O investimento na instalação é pago em 8 anos e 5 meses. Ainda assim parece ser uma boa oportunidade de negócio, apesar do retorno financeiro demorar mais tempo a ser efetuado.

Na tabela 6.4 encontra-se os valores dos indicadores de avaliação económico-financeira do investimento na instalação descrita acima.

VAL (€)	13 181
TIR (%)	5,99
Payback (anos)	8,4

Tabela 6.4 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 30000€ com produção anual de 8832 kWh.

### 6.5.3 Investimento financeiro no ano 2012

A evolução de um investimento de 26000€, com uma produção anual de 8832 kWh, no ano 2012, é representado na figura 6.3:

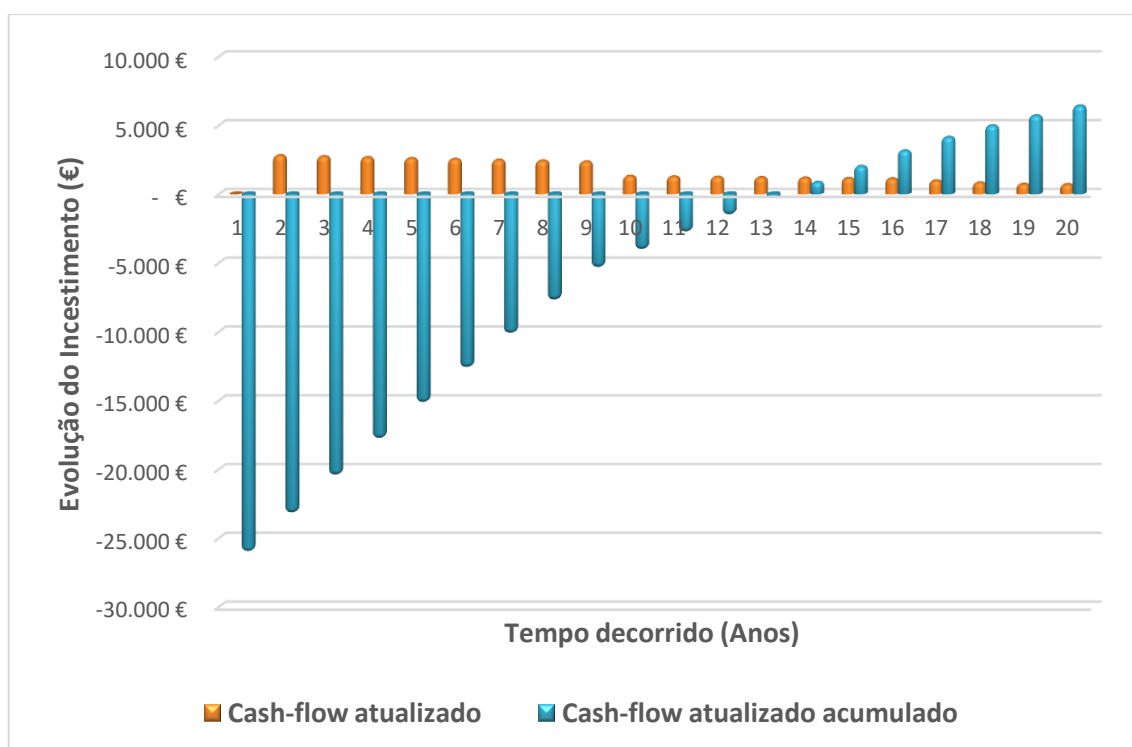


Figura 6.3 - Evolução de um investimento de 26000€, com uma produção anual de 8832 kWh.

A receita anual apresenta o seu valor máximo nos primeiros anos de instalação que, que se deve à atualização dos designados *cash-flows*, e do valor da tarifa ser mais elevado nos primeiros 8 anos. Este ano de instalação tem a particularidade de as tarifas do regime bonificado terem o mesmo valor durante os primeiros 8 anos e uma redução nos 7 anos seguintes. A redução da tarifa reduz aos valores mínimos nos últimos anos, que mesmo com a entrada no regime geral, a tarifa mantém-se baixa. O retorno financeiro é mais demorado, porque o investimento na instalação é pago em 12 anos e 3 meses.

Na tabela 6.5 encontra-se os valores dos indicadores de avaliação económico-financeira do investimento na instalação descrita acima.

<b>VAL (€)</b>	7 113
<b>TIR (%)</b>	3,29
<b>Payback (anos)</b>	12,3

Tabela 6.5 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 26000€ com produção anual de 8832 kWh.

### 6.5.4 Investimento financeiro no ano 2014

A evolução de um investimento de 13000€, com uma produção anual de 8832 kWh, no ano 2014, é representado na figura 6.4:

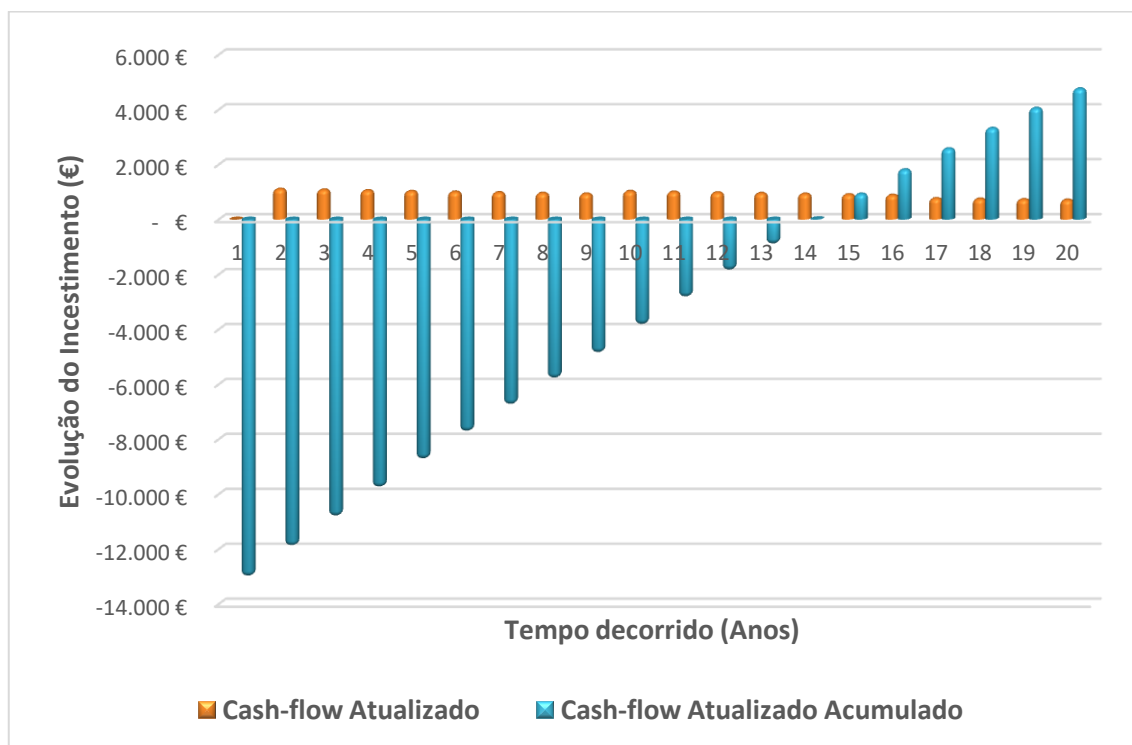


Figura 6.4 - Evolução de um investimento de 13000€, com uma produção anual de 8832 kWh.

Os valores, máximo e mínimos da receita anual são muito equiparados ao longo dos 20 anos previstos, devido as tarifas neste caso terem a particularidade de serem mais baixas nos primeiros 8 anos, e aumentar nos seguintes 7 anos. Mas como o investimento inicial é muito mais reduzido face ao ano 2012, verifica-se que o retorno vai demorar o sensivelmente mesmo período a ser conseguido, pois a instalação vai ser paga em 13 anos, face aos 12 anos e 3 meses do ano 2012.

Na tabela 6.6 encontra-se os valores dos indicadores de avaliação económico-financeira do investimento na instalação descrita acima.

VAL (€)	5 452
TIR (%)	3,89
Payback (anos)	13

Tabela 6.6 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 13000€ com produção anual de 8832 kWh.

## 6.6 Investimentos financeiros instalações posteriores a 2014

Para os anos posteriores a 2014, apesar de as tarifas aplicadas não sofrerem qualquer alteração desde 2015, como descrito no capítulo 4, foram efetuadas duas avaliações económico-financeiras para se compreender, como a potência e os custos de uma instalação de microgeração FV sofreram grandes alterações para se ter lucros parecidos aos primeiros anos de incentivo na microprodução. Foram consideradas instalações de Categoria I em que o valor da tarifa é representado na tabela 6.7, é também necessário salientar que para estas instalações foi considerado que os limites de injeção de energia no RESP, não foram estabelecidos e que se pode vender toda a energia gerada no local da instalação.

Anos 2015-2018			
Ano 1	0,095 €	Ano 11	0,095 €
Ano 2	0,095 €	Ano 12	0,095 €
Ano 3	0,095 €	Ano 13	0,095 €
Ano 4	0,095 €	Ano 14	0,095 €
Ano 5	0,095 €	Ano 15	0,095 €
Ano 6	0,095 €	Ano 16	0,097 €
Ano 7	0,095 €	Ano 17	0,100 €
Ano 8	0,095 €	Ano 18	0,102 €
Ano 9	0,095 €	Ano 19	0,105 €
Ano 10	0,095 €	Ano 20	0,107 €

Tabela 6.7- Evolução das tarifas aplicadas às instalações consideradas.

Foi assim efetuada uma simulação com os custos de uma instalação de microgeração FV equivalente à utilizada para o ano 2014, mas com uma potência de instalação de

6 kW, e outra com uma potencia de instalação de 20 kW e com um custo de 37500€, mas com as tarifas para os anos posteriores.

### 6.6.1 Instalação com investimento de 14500€ e potência de 6 kW

Foi realizada uma avaliação económico-financeira de uma instalação de microgeração FV de um eixo fixo, com uma potência de 6 kW e uma produção estimada de aproximadamente 9000 kWh/ano.

A evolução de um investimento de 14500€, com uma produção anual de 9000 kWh, no triénio 2015-2018, é representado na figura 6.5:

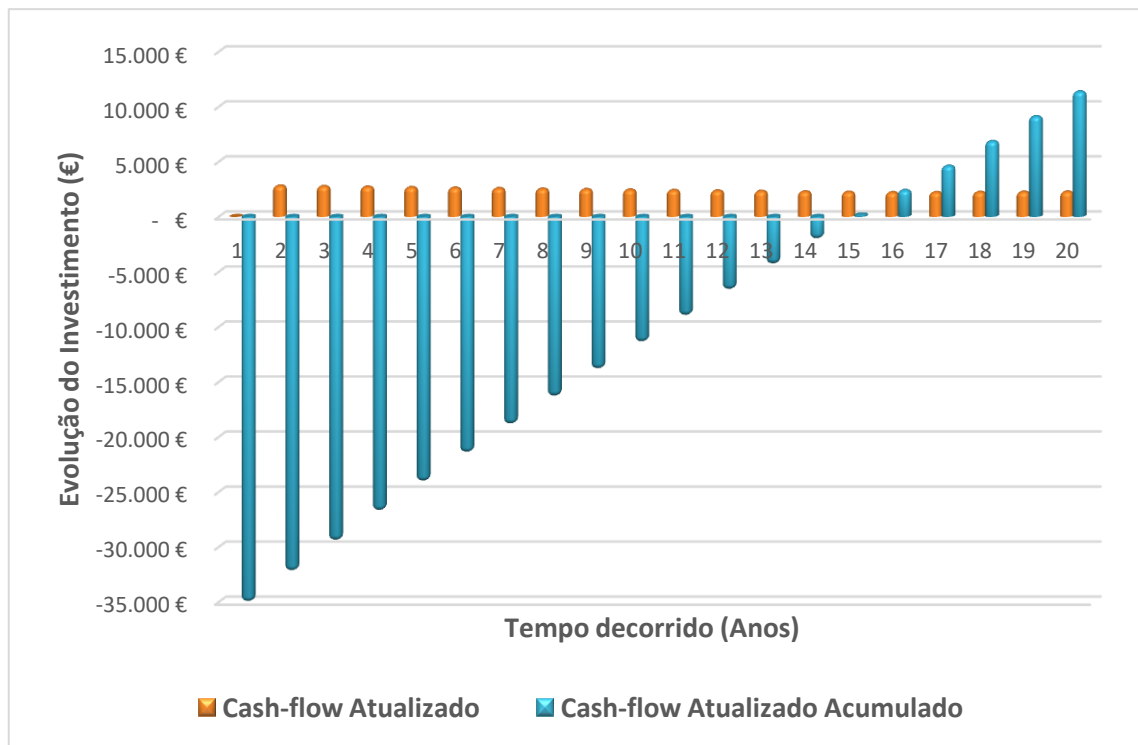


Figura 6.5 - Evolução de um investimento de 14500€, com uma produção anual de 9000 kWh.

Como o valor da tarifa bonificada é igual durante os primeiros 15 anos, e apesar de ter sido considerado o aumento de 2,5% para o regime bonificado, esta apenas tem um aumento de 0,012€ ao longo de 5 anos o valor do *cash-flow* é constante durante o período considerado, apesar de a partir do ano 16 o valor do *cash-flow* aumentar devido à transição de regime. O investimento na instalação é pago em 19 anos e 9 meses. Visto isto, apesar de ser uma instalação ainda viável pois tem uma VAL

positivo, o retorno financeiro ia demorar muito tempo a ser efetuado, assim é uma instalação que não oferece uma boa oportunidade de negócio.

Na tabela 6.8 encontra-se os valores dos indicadores de avaliação económico-financeira do investimento na instalação descrita acima.

VAL (€)	97,48
TIR (%)	0,07
Payback (anos)	19,9

Tabela 6.8 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 14500€ com produção anual de 9000 kWh.

### 6.6.2 Instalação com investimento de 35000€ e potência de 20 kW

Foi realizada uma avaliação económico-financeira de uma instalação de microgeração FV com seguidores solares, com uma potência de 20 kW e uma produção estimada de aproximadamente 30000 kWh/ano.

A evolução de um investimento de 35000€, com uma produção anual de 30000 kWh, no triénio 2015-2018, é representado na figura 6.6:

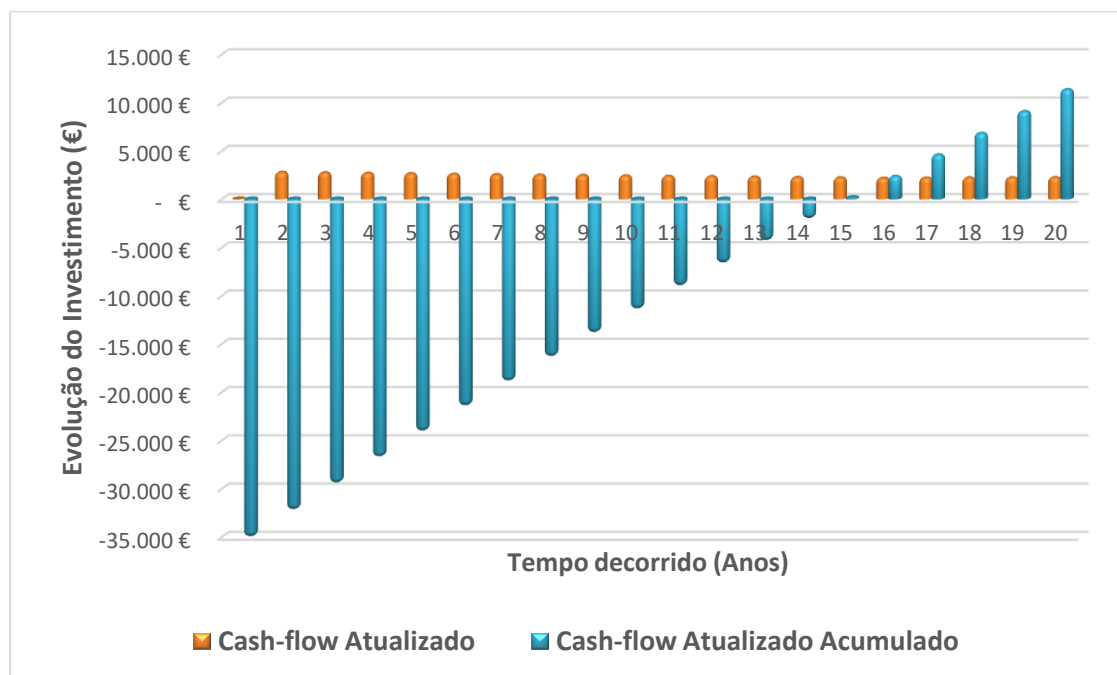


Figura 6.6 - Evolução de um investimento de 35000€, com uma produção anual de 30000 kWh.

O valor das tarifas aplicadas, tal no caso anterior não têm grande variação, deste modo o valor do *cash-flow* mantém-se constante durante o período considerado. A partir do ano 16 o valor do *cash-flow* tem ligeiro aumento devido à transição de regime. O investimento na instalação é pago em 13 anos e 11 meses. Visto isto, o retorno financeiro ainda vai demorar tempo significativo a ser efetuado.

Na tabela 6.9 encontra-se os valores dos indicadores de avaliação económico-financeira do investimento na instalação descrita acima.

<b>VAL (€)</b>	13 658
<b>TIR (%)</b>	3,53
<b>Payback (anos)</b>	13,9

Tabela 6.9- Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 35000€ com produção anual de 30000 kWh.

## 6.7 Conclusões

Analisando o gráfico ilustrado na figura 6.7 (evolução da TIR) verificasse que esta taxa vai decrescendo ao longo dos anos, havendo um ligeiro aumento no ano 2014, devido aos valores das tarifas que foram aplicadas nesse ano. No caso da UPP de 6 kW, a TIR é quase inexistente, na UPP de 20 kW, a TIR tem uma diferença percentual de 0,36%, em relação ao ano 2014, último ano da legislação anterior.

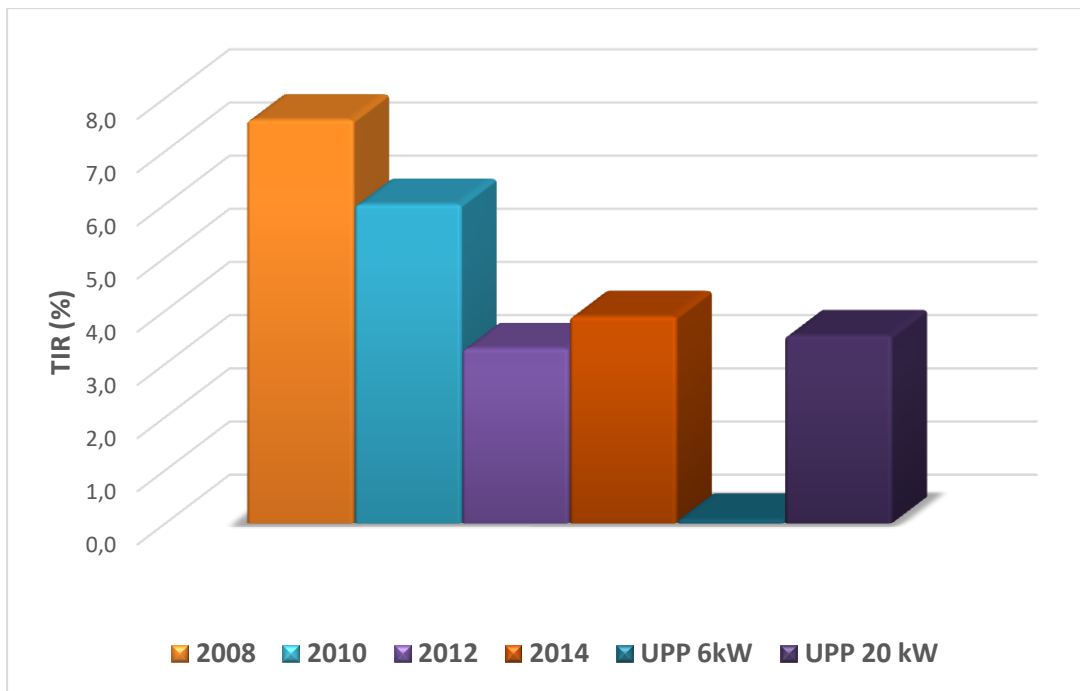


Figura 6.7 - Gráfico da taxa TIR.

O gráfico do VAL, ilustrado na figura 6.8, em comparação com o gráfico do TIR, permite verificar que o VAL tem o mesmo comportamento, exceto no ano 2014, devido ao custo da instalação ser menor que em 2012, e assim gerar menos VAL.

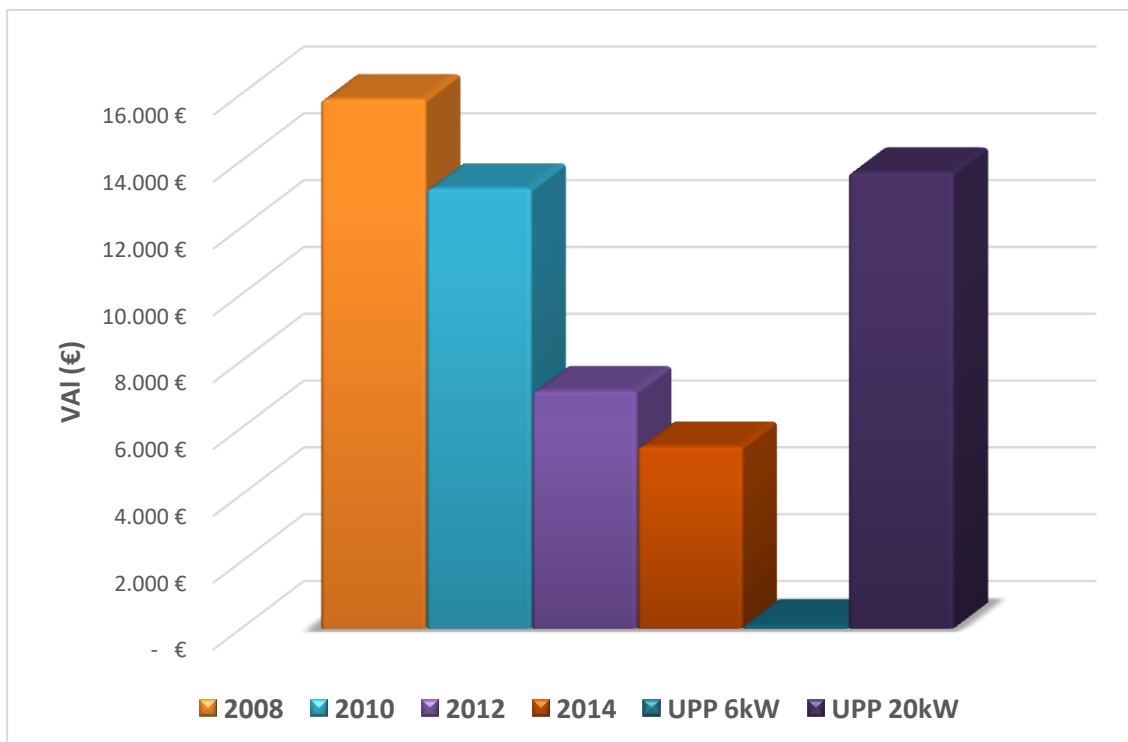


Figura 6.8 - Gráfico do VAL.

O gráfico do *payback*, ilustrado na figura 6.9, e em comparação com os gráficos da TIR e VAL, tem um comportamento oposto, visto que as tarifas aplicadas nos primeiros anos considerados eram mais elevadas, e o retorno financeiro era efetuado de forma mais célere.

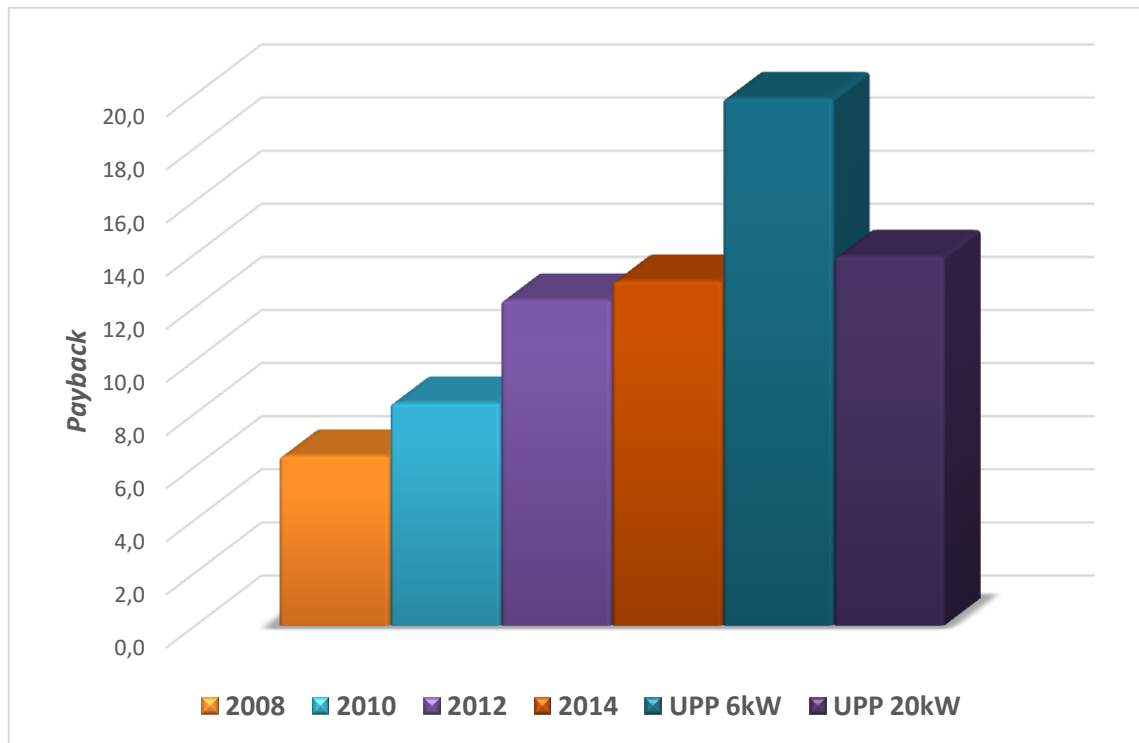


Figura 6.9 - Gráfico do *payback*.

Conclui-se que, com a legislação em vigor, a venda de energia produzida através da microgeração FV não é rentável do ponto de vista económico-financeiro, porque uma instalação que tenha o mesmo custo do que ano 2014, são necessários mais 6 anos e 10 meses para ter o retorno financeiro. Atualmente uma instalação para ter o valor de *payback* mais próximo dos valores do ano 2014, é necessário que tenha uma potência de instalação de 20 kW.



# Capítulo 7

## Análise económico-financeira UPAC com potência de 1.5 kW

Neste capítulo será apresentado um caso de estudo mais real, pois foi feita uma avaliação económico-financeira de uma instalação de microgeração FV fixa, com uma potência de 1,5 kW capaz de produzir aproximadamente 3000 kWh/ano.

Contudo neste estudo foi considerado uma produção e consumo mensal e não anualmente como os anteriores, devido ser necessário uma tarifa mensal para a venda de energia. Foi considerado o custo máximo da instalação de 3000€ e considerados quatro casos de estudo, em que o produtor/consumidor consegue consumir 100%, 75%, 50% e 25% da energia produzida. Foi considerado o consumo real durante o ano 2017, com tarifa simples no valor de 0,1588€ e uma potência contratada de 6,9 kVA, contudo o valor da potência contratada não será incluída nos valores finais.

Como referido no capítulo 4, o excedente da energia produzida pode ser vendida ao CUR, utilizando a fórmula 4.1, descrita nesse mesmo capítulo. Deste modo é necessário a média aritmética dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal, relativa a cada mês “m” em €/kWh e neste caso do ano 2017, conforme a seguinte tabela:

Mês	Preço médio PT (€/kWh)	Mês	Preço médio PT (€/kWh)
janeiro	0,0715	julho	0,0486
fevereiro	0,0514	agosto	0,0474
março	0,0440	setembro	0,0492
abril	0,0442	outubro	0,0570
maio	0,0471	novembro	0,0594
junho	0,0502	dezembro	0,0595

Tabela 7.1 - Média aritmética dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal ano 2017. [15]

## 7.1 Produção e consumo

Como já referido, foi utilizado um consumo real e a produção foi calculada com base na potência instalada e o número de horas de sol de cada mês. Este número de horas foi calculado com o programa PVsyst V.6.43, tendo como referência a estação meteorológica das Penhas da Saúde, representados na tabela 7.2.

Mês	Horas Sol Mensal	Produção kW/h	Consumo kW/h	Custo (€)
janeiro	64,60	96,90	817	129,74
fevereiro	78,80	118,20	828	131,49
março	128,10	192,15	467	74,16
abril	158,10	237,15	362	57,49
maio	198,40	297,60	245	38,91
junho	227,80	341,70	238	37,79
julho	260,70	391,05	246	39,06
agosto	223,10	334,65	220	34,94
setembro	165,90	248,85	238	37,79
outubro	103,60	155,40	233	37,00
novembro	70,80	106,20	293	46,53
dezembro	54,90	82,35	511	81,15
<b>TOTAIS</b>	<b>1734,80</b>	<b>2602,20</b>	<b>4698</b>	<b>746,04</b>

Tabela 7.2 - Produção mensal com uma potencia instalada de 1,5 kW e consumo mensal considerados.

## 7.2 Resultados

### 7.2.1 Com 100% autoconsumo

Na tabela 7.3 estão representados os cálculos, com os valores da tabela 7.2, e em que se considera que o produtor consome toda a energia produzida, e onde se pode observar o retorno mensal e anual da instalação.

Mês	Produzido - Consumido (kWh)	Compra Energia	Poupança	Venda Energia	Retorno
janeiro	-720,10	114,35 €	15,39 €	- €	15,39 €
fevereiro	-709,80	112,72 €	18,77 €	- €	18,77 €
março	-274,85	43,65 €	30,51 €	- €	30,51 €
abril	-124,85	19,83 €	37,66 €	- €	37,66 €
maio	52,60	- €	38,91 €	2,23 €	41,14 €
junho	103,70	- €	37,79 €	4,69 €	42,48 €
julho	145,05	- €	39,06 €	6,34 €	45,41 €
agosto	114,65	- €	34,94 €	4,89 €	39,83 €
setembro	10,85	- €	37,79 €	0,48 €	38,27 €
outubro	-77,60	12,32 €	24,68 €	- €	24,68 €
novembro	-186,80	29,66 €	16,86 €	- €	16,86 €
dezembro	-428,65	68,07 €	13,08 €	- €	13,08 €
<b>TOTAIS</b>	<b>-2095,80</b>	<b>400,60 €</b>	<b>345,45 €</b>	<b>18,64 €</b>	<b>364,08 €</b>

Tabela 7.3 - Cálculo retorno financeiro com 100% autoconsumo.

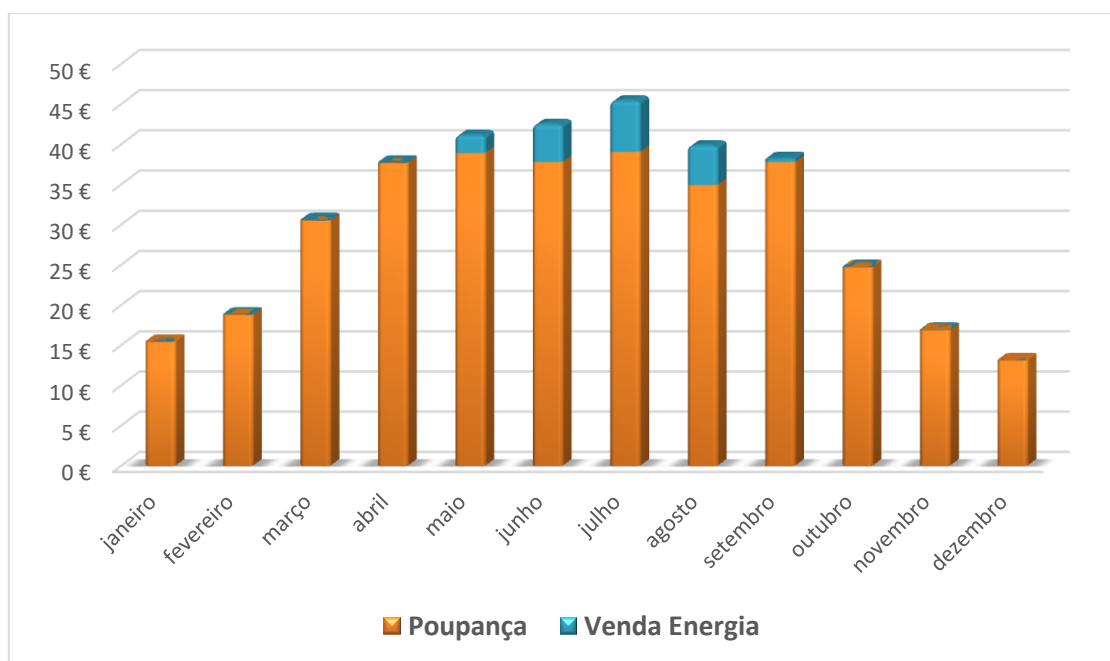


Figura 7.1- Poupança versus venda de energia com 100% autoconsumo.

Considerando que o consumidor/ produtor consome toda a energia produzida e pagou a totalidade da instalação aquando da instalação desta, isto é, a instalação está paga, verifica-se que existe um retorno de 364,08€ no final do ano. Considerando que a instalação vai ter este retorno durante 20 anos, não necessitar de manutenção e considerando um investimento de 3000€, os indicadores de avaliação económico-financeira do investimento, estão expressos na tabela 7.4:

<b>VAL (€)</b>	4 282
<b>TIR (%)</b>	10,48
<b>Payback (anos)</b>	8,2

Tabela 7.4 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 3000€ e 100% autoconsumo.

## 7.2.2 Com 75% autoconsumo

Na tabela seguinte estão representados os cálculos, com os valores da tabela 7.2, e em que se considera que o produtor consome 75% da energia produzida e vende os restantes 25%, e onde se pode observar o retorno mensal e anual da instalação.

<b>Mês</b>	<b>Produzido - Consumido (kWh)</b>	<b>Compra Energia</b>	<b>Poupança</b>	<b>Venda Energia</b>	<b>Retorno</b>
<b>janeiro</b>	-744,33	118,20 €	11,54 €	1,56 €	13,10 €
<b>fevereiro</b>	-739,35	117,41 €	14,08 €	1,37 €	15,44 €
<b>março</b>	-322,89	51,27 €	22,89 €	1,90 €	24,79 €
<b>abril</b>	-184,14	29,24 €	28,24 €	2,36 €	30,60 €
<b>maio</b>	-21,80	3,46 €	35,44 €	3,16 €	38,60 €
<b>junho</b>	18,28	- €	37,79 €	4,69 €	42,48 €
<b>julho</b>	47,29	- €	39,06 €	6,34 €	45,41 €
<b>agosto</b>	30,99	- €	34,94 €	4,89 €	39,83 €
<b>setembro</b>	-51,36	8,16 €	29,64 €	2,75 €	32,39 €
<b>outubro</b>	-116,45	18,49 €	18,51 €	1,99 €	20,50 €
<b>novembro</b>	-213,35	33,88 €	12,65 €	1,42 €	14,07 €
<b>dezembro</b>	-449,24	71,34 €	9,81 €	1,10 €	10,91 €
<b>TOTAIS</b>	<b>-2746,35</b>	<b>451,45 €</b>	<b>294,59 €</b>	<b>33,53 €</b>	<b>328,12 €</b>

Tabela 7.5 - Cálculo retorno financeiro com 75% autoconsumo.

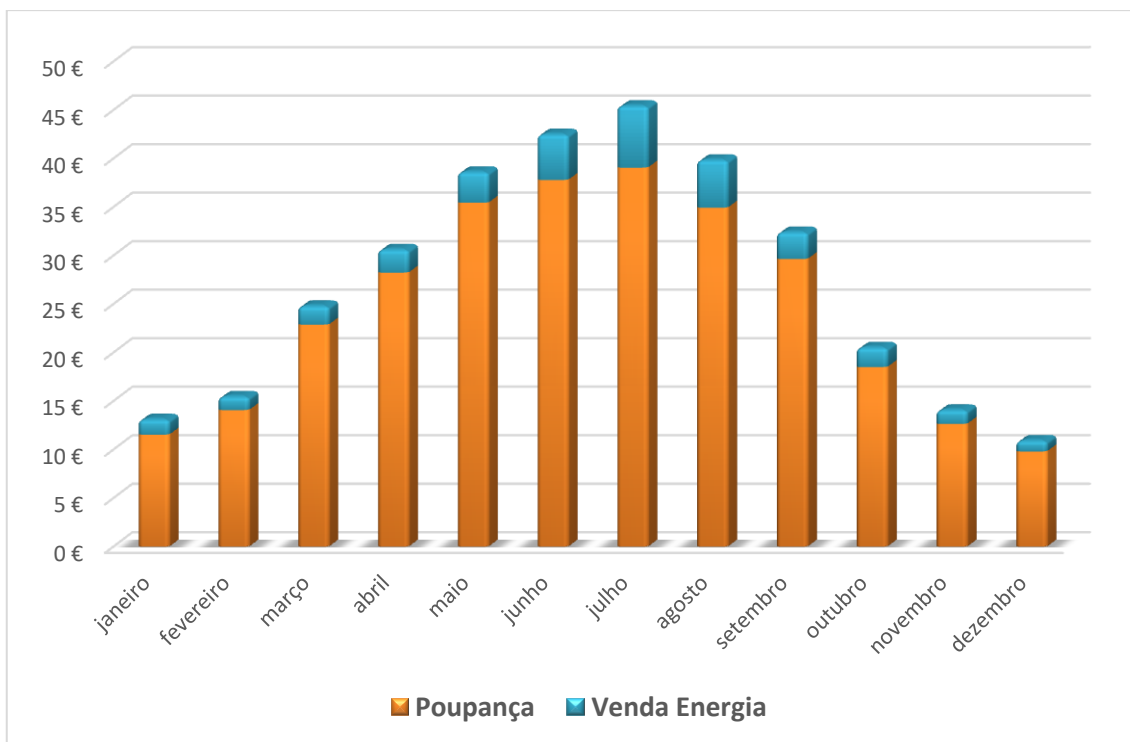


Figura 7.2- Poupança versus venda de energia com 75% autoconsumo.

Considerando todas as condições do exemplo da subsecção 7.2.1, verifica-se que existe um retorno de 328,12€ no final do ano. E os indicadores de avaliação económico-financeira do investimento, estão expressos na tabela 7.6:

VAL (€)	3 562
TIR (%)	8,98
Payback (anos)	9,1

Tabela 7.6 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 3000€ e 75% autoconsumo.

### 7.2.3 Com 50% autoconsumo

Na tabela seguinte estão representados os cálculos, com os valores da tabela 7.2, e em que se considera que o produtor consome 50% da energia produzida e vende os restantes 50%, e onde se pode observar o retorno mensal e anual da instalação.

Mês	Produzido - Consumido (kWh)	Compra Energia	Poupança	Venda Energia	Retorno
janeiro	-768,55	122,05 €	7,69 €	3,12 €	10,81 €
fevereiro	-768,90	122,10 €	9,39 €	2,73 €	12,12 €
março	-370,93	58,90 €	15,26 €	3,80 €	19,06 €
abril	-243,43	38,66 €	18,83 €	4,71 €	23,54 €
maio	-96,20	15,28 €	23,63 €	6,31 €	29,94 €
junho	-67,15	10,66 €	27,13 €	7,72 €	34,85 €
julho	-50,48	8,02 €	31,05 €	8,55 €	39,60 €
agosto	-52,68	8,36 €	26,57 €	7,14 €	33,71 €
setembro	-113,58	18,04 €	19,76 €	5,51 €	25,26 €
outubro	-155,30	24,66 €	12,34 €	3,98 €	16,32 €
novembro	-239,90	38,10 €	8,43 €	2,84 €	11,27 €
dezembro	-469,83	74,61 €	6,54 €	2,20 €	8,74 €
<b>TOTAIS</b>	<b>-3396,90</b>	<b>539,43 €</b>	<b>206,61 €</b>	<b>58,62 €</b>	<b>265,24 €</b>

Tabela 7.7 - Cálculo retorno financeiro com 50% autoconsumo.

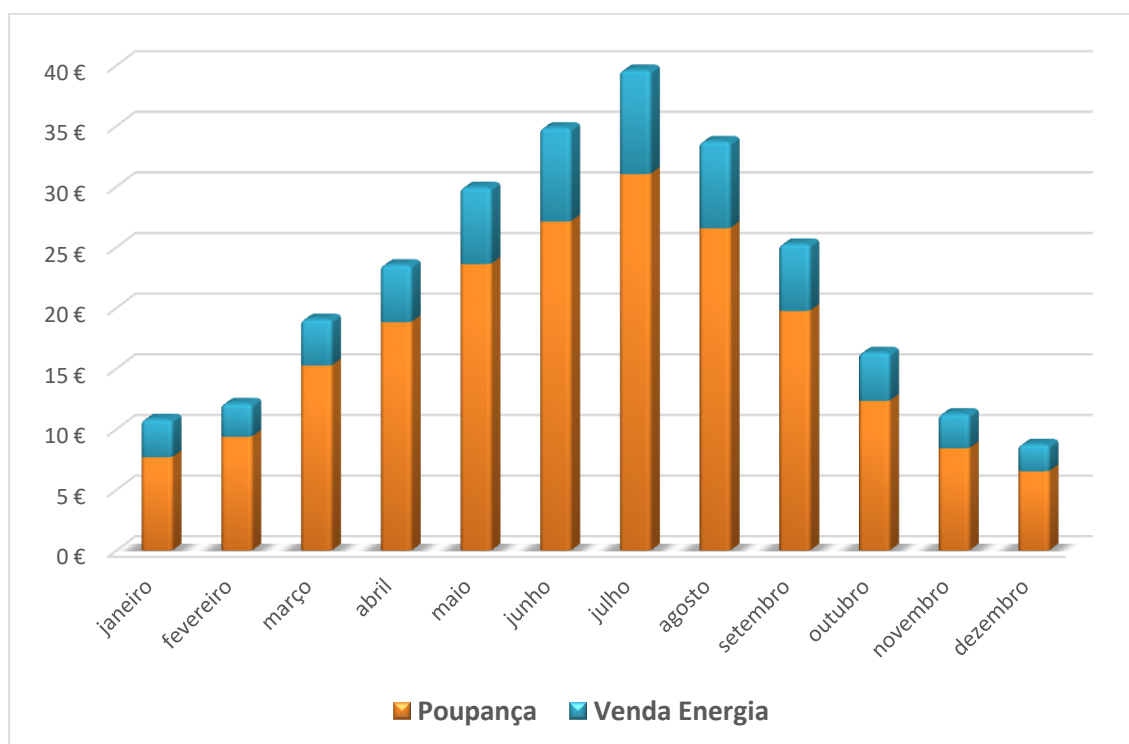


Figura 7.3- Poupança versus venda de energia com 50% autoconsumo.

Considerando todas as condições do exemplo da subsecção 7.2.1, verifica-se que existe um retorno de 265,24€ no final do ano. E os indicadores de avaliação económico-financeira do investimento, estão expressos na tabela 7.8:

<b>VAL (€)</b>	2 304
<b>TIR (%)</b>	6,17
<b>Payback (anos)</b>	11,3

Tabela 7.8 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 3000€ e 50% autoconsumo.

### 7.2.4 Com 25% autoconsumo

Na tabela seguinte estão representados os cálculos, com os valores da tabela 7.2, e em que se considera que o produtor consome 25% da energia produzida e vende os restantes 75%, e onde se pode observar o retorno mensal e anual da instalação.

<b>Mês</b>	<b>Produzido - Consumido (kWh)</b>	<b>Compra Energia</b>	<b>Poupança</b>	<b>Venda Energia</b>	<b>Retorno</b>
<b>janeiro</b>	-792,78	125,89 €	3,85 €	4,68 €	8,52 €
<b>fevereiro</b>	-798,45	126,79 €	4,69 €	4,10 €	8,79 €
<b>março</b>	-418,96	66,53 €	7,63 €	5,70 €	13,33 €
<b>abril</b>	-302,71	48,07 €	9,41 €	7,07 €	16,49 €
<b>maio</b>	-170,60	27,09 €	11,81 €	9,47 €	21,28 €
<b>junho</b>	-152,58	24,23 €	13,57 €	11,58 €	25,15 €
<b>julho</b>	-148,24	23,54 €	15,52 €	12,83 €	28,35 €
<b>agosto</b>	-136,34	21,65 €	13,29 €	10,71 €	24,00 €
<b>setembro</b>	-175,79	27,92 €	9,88 €	8,26 €	18,14 €
<b>outubro</b>	-194,15	30,83 €	6,17 €	5,98 €	12,15 €
<b>novembro</b>	-266,45	42,31 €	4,22 €	4,26 €	8,47 €
<b>dezembro</b>	-490,41	77,88 €	3,27 €	3,31 €	6,58 €
<b>TOTAIS</b>	<b>-4047,45</b>	<b>642,74 €</b>	<b>103,31 €</b>	<b>87,94 €</b>	<b>191,24 €</b>

Tabela 7.9 - Cálculo retorno financeiro com 25% autoconsumo.

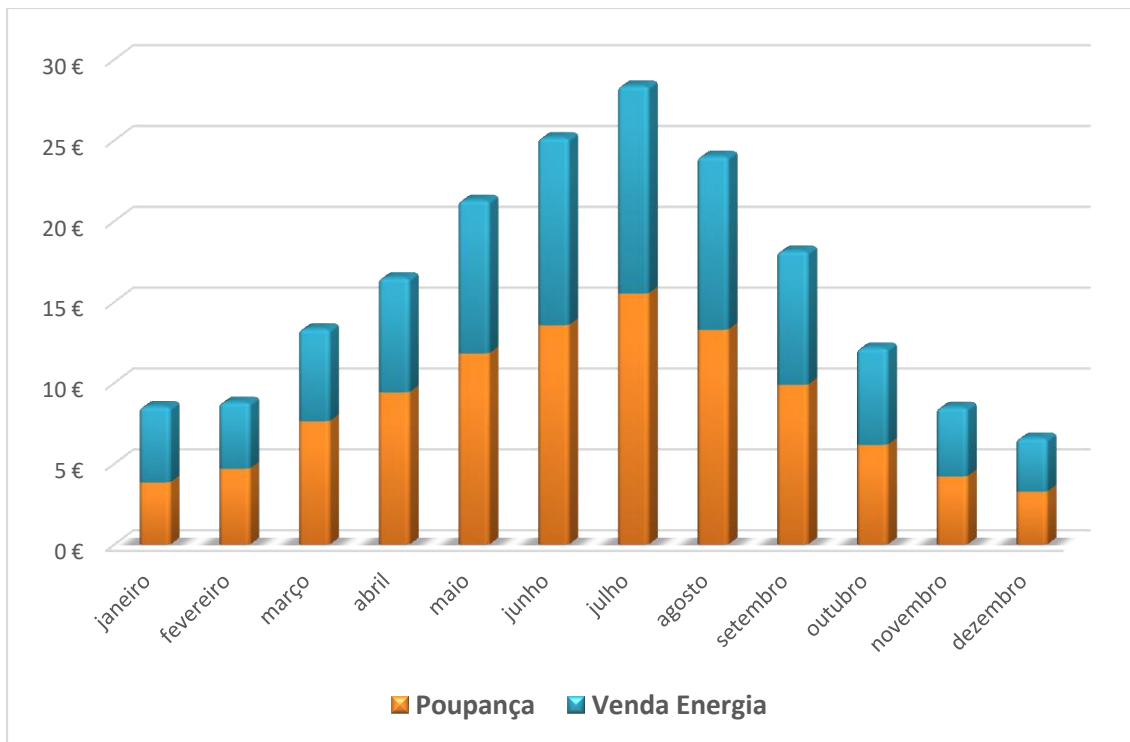


Figura 7.4- Poupança versus venda de energia com 25% autoconsumo.

Considerando todas as condições do exemplo da subsecção 7.2.1, verifica-se que existe um retorno de 191,24€ no final do ano. E os indicadores de avaliação económico-financeira do investimento, estão expressos na tabela 7.10:

<b>VAL (€)</b>	825
<b>TIR (%)</b>	2,43
<b>Payback (anos)</b>	15,7

Tabela 7.10 - Indicadores de avaliação económico-financeira de um investimento de 3000€ e 25% autoconsumo.

### 7.3 Conclusões

No caso da instalação de uma UPAC com potência máxima de ligação até de 1,5 kW, podemos concluir que esta tem de ser bem dimensionada para que se garanta que o produtor/consumidor consegue consumir toda a energia proveniente da instalação.

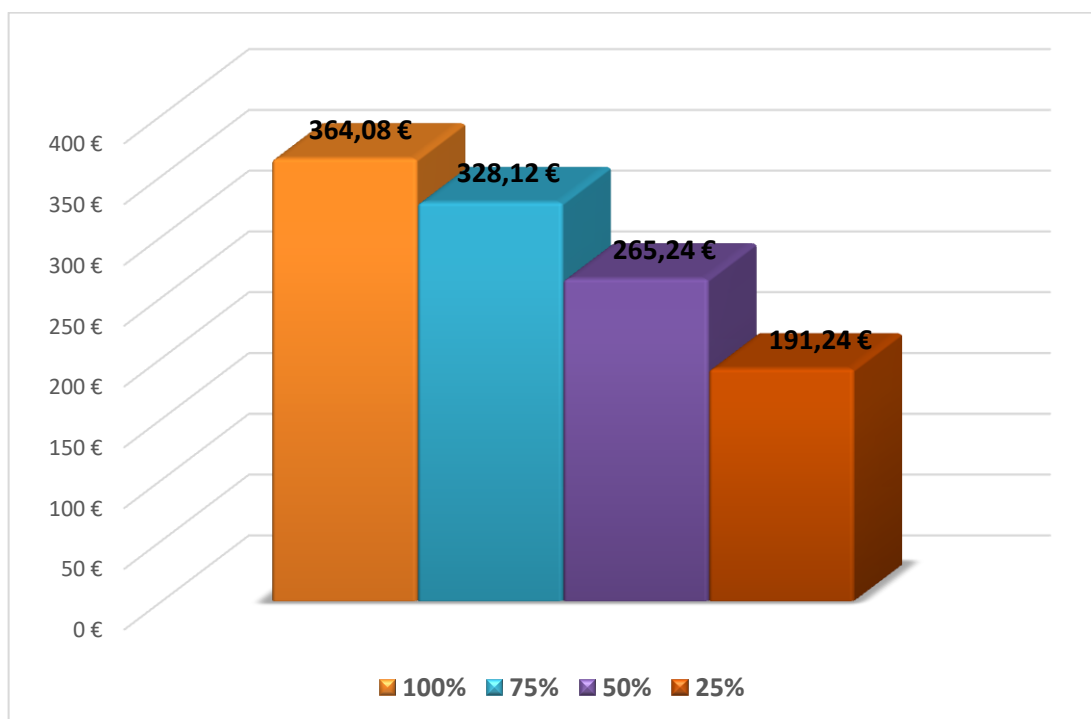


Figura 7.5 - Gráfico do retorno financeiro anual da instalação.

Analisando o retorno financeiro das instalações conforme o gráfico da figura 7.1, pode-se concluir que quanto menor for o autoconsumo, menor também será o retorno e, conseqüentemente, o retorno do investimento (*payback*) também demorará mais tempo a ser obtido. Os valores do VAL e TIR com a diminuição do autoconsumo, também têm uma descida acentuada conforme se pode verificar na tabela 7.11:

Autoconsumo	VAL (€)	TIR (%)	<i>Payback</i>
100%	4 282	10,48	8,2
75%	3 562	8,98	9,1
50%	2 305	6,17	11,3
25%	825	2,43	15,7

Tabela 7.11 - Valores VAL, TIR e *Payback*.



# Capítulo 8

## Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões do trabalho desenvolvido sobre as avaliações económico-financeira de instalações de microgeração FV. Procede-se a uma síntese dos casos de estudo precedentes, indicando quais as razões para a queda no investimento na microgeração, e a mudança do paradigma nacional com incentivo ao autoconsumo que o Decreto-Lei 153/2014 trouxe para combater essa queda. Serão apresentadas sugestões para possíveis estudos futuros sobre a microgeração em Portugal.

### 8.1 Principais conclusões

Nesta dissertação, foram apresentados vários estudos e após a análise, pode-se apontar conclusões às questões levantadas. Nomeadamente, no desinteresse no investimento na microgeração nos anos a seguir à crise económica mundial. Este desinteresse, deveu-se à política adotada pelo Governo desses anos e com as alterações feitas, que penso que não foram as mais corretas. Pois os incentivos fiscais foram retirados, o IVA das instalações subiu de 13% para 23%, a queda abrupta do valor das remunerações do regime bonificado, que mesmo com a queda nos preços das instalações de microgeração FV, pois com sensivelmente menos de metade do valor investido há 10 anos se consegue produzir a mesma quantidade de energia, não se conseguiu incentivar e retornar o investimento à energia fotovoltaica.

Com o aparecimento do Decreto-Lei 153/2014, como se verificou no capítulo 4, tornou-se possível consumir a própria energia produzida e vender o excedente. Comparando as instalações com venda exclusiva ao CUR desta nova legislação com a precedente, podemos concluir que para ter um retorno financeiro como no início em que houve os incentivos fiscais, é necessário um investimento idêntico nas instalações de microgeração FV, mas com uma potência de instalação muito superior, impondo outros custos, nomeadamente seguro de responsabilidade civil, taxa de inscrição e a compensação paga ao sistema, que apesar de não terem sido considerados nesta dissertação convém serem enumerados.

Assim, a lei denominada de autoconsumo trouxe vantagem para quem quer consumir a sua “própria” energia, reduzindo assim a sua fatura energética. Contudo as instalações têm que ser que muito bem projetadas para não haver excedente de energia e esta ser consumida toda no local de instalação, pois como se verificou quanto menor for o consumo da energia produzida menos viável é a instalação, muito porque esta é paga a 90% do preço do mercado (um valor diminuto quando comparado com todos os outros custos que influenciam esta tarifa).

Quem tiver um padrão de consumo inconstante ao longo do dia, vai sair penalizado, devido a legislação atual estar virada para o autoconsumo. Porque como a maior produção de energia ocorre durante o dia, a maioria das instalações em casas de habitação, não consomem toda a energia produzida.

Esta legislação trouxe também um novo desafio às empresas instaladoras, pois como a venda da energia excedente é penalizada com as baixas tarifas, como já referido é necessário que haja um cuidado redobrado no dimensionamento das instalações de microgeração FV. Pois cada consumidor tem um padrão de consumo específico, e as empresas têm de estar preparadas para calcular adequadamente a potência a instalar em cada situação e aconselhar adequadamente o cliente, orientando-o que deve focar-se mais no consumo imediato e não de que quanto maior a potência de instalação maior os benefícios.

Os gráficos que permitem aferir a viabilidade económico-financeira das instalações de microgeração FV consideradas, foram obtidos através de um programa desenvolvido em “Excel”, assim como os valores de VAL. Escolhendo o tipo de autoconsumo, potência e custos das instalações de microgeração FV, são obtidos os resultados apresentados nesta dissertação. Os valores de TIR e *Payback*, foram obtidos através de um programa desenvolvido em “Matlab”, usando as características mencionadas anteriormente.

O estudo sobre a tecnologia FV, nomeadamente o cálculo do retorno financeiro nas instalações de autoconsumo, foram uma mais valia para a minha formação académica e pessoal. Pois com o desenvolvimento desta dissertação, adquiri conhecimentos mais aprofundados da microgeração FV, nomeadamente, na tecnologia de células fotovoltaicas em desenvolvimento, o planeamento que uma instalação de

microgeração FV deve ter, assim como algumas ferramentas informáticas utilizadas nesse sentido, bem como a análise económico-financeira destas instalações.

## **8.2 Trabalhos futuros**

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

- Realizar uma comparação da geração de energia por outras fontes de energia renováveis, comparando-as com as tarifas aplicadas nessas fontes;
- Realização de um estudo económico-financeiro de instalações de UPAC com baterias de armazenamento, visto que tem havido um grande desenvolvimento destas;
- Realização de um estudo económico-financeiro de uma instalação no setor da agricultura, devido a este ter perfis de consumo muito particulares.



# Referências

- [1] – DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia “Caracterização Energética Nacional”. Disponível em <http://www.dgge.pt/>.
- [2] – <https://rea.apambiente.pt/content/produ%C3%A7%C3%A3o-e-consumo-de-energia>.
- [3] – Portal da União Europeia, Protocolo de Quioto relativo às alterações climáticas. Disponível em:  
[http://europa.eu/legislation\\_summaries/environment/tackling\\_climate\\_change/l28060\\_pt.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/l28060_pt.htm).
- [4] – Agência Portuguesa do Ambiente “*Alterações Climáticas*”. Disponível em <http://www.apambiente.pt/politicasambiente/AlteracoesClimaticas/Paginas/default.aspx>.
- [5] – Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de novembro.
- [6] – Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de fevereiro.
- [7] – Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro.
- [8] – Estatísticas rápidas renováveis novembro 2017. Disponível em <http://www.apren.pt/contents/publicationsothers/estatisticas-rapidas--renovaveis-novembro-2017-dgeg.pdf>.
- [9] – **Baptista, José M.R.**; “Fundamentos de Energia Solar Fotovoltaica”; UTAD, 2012.
- [10] – Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica disponível em: <http://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdu%C3%A7%C3%A3o-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>.
- [11] – <https://cooposolar.wordpress.com/on-grid/>, novembro 2017.

- [12] – Guia para a certificação de uma unidade de microprodução. 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).
- [13] – Lei n.º 67-A/2007 de 31 de dezembro, “*Orçamento do Estado para 2008*”.
- [14] – Lei n.º 64-B/2011 de 30 de dezembro, “*Orçamento do Estado para 2012*”.
- [15] – SMA, “Poupar com o autoconsumo”.
- [16] – PV Parity, “Realistic roadmap to PV grid parity for all target countries,” 2013.
- [17] – *Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída*, MAOTE, setembro 2014, disponível em: <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf>.
- [18] – [www.omie.es/pt/inicio](http://www.omie.es/pt/inicio), março 2018.
- [19] – Diretiva nº2/2015 Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Perfis de perdas, perfis de consumo e perfis de produção aplicáveis em 2015, 2015.
- [20] – Erse. Caracterização da procura de energia elétrica em 2018, disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2018/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202018.pdf>.
- [21] – **Oliveira, Pedro**; “*Autoconsumo Fotovoltaico, análise de um caso de estudo em termos de poupança e rentabilidade*”; 2017.
- [22] – **Quintas, Jaime**; “*Avaliação Financeira de Projetos*”; março de 2009.
- [23] – **Barros, Carlos**; “*Decisões de Investimento e Financiamento de Projetos*”; 3ª Edição, 1995.
- [24] – **Eusébio, Cristina**; “*Gestão de Energia - Avaliação Económica de Projetos*”; ISEL, setembro 2007.
- [25] – **Serrasqueiro, Zélia**; “*Sebenta de Análise de Investimentos*”; UBI, 2009/2010.
- [26] – **Martins, André**; “*Microprodução com energia solar: Comparação e análise da viabilidade económica das diferentes soluções de produção*”; UBI, outubro 2010.

[27] – **Alfaia, José**; *“Microprodução com energia solar: Comparação e análise da viabilidade económica das diferentes soluções de produção no novo enquadramento legal”*; UBI, outubro 2012.

[28] – **Gonçalves, André**; *“Instalações de Microgeração e Sua Evolução com o Enquadramento Legal”*; UBI, outubro 2014.