



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS
E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA MECÂNICA

Estudo da viabilidade de instalação de sistemas de miniprodução de energia eléctrica em edifícios de serviços

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica na Especialidade de Energia e Ambiente

Autor

João Júlio Pessoa Tavares Dinis Mendes

Orientador

Professor Doutor António Manuel Mendes Raimundo

Júri

Presidente Professor Doutor Divo Augusto Alegria Quintela
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra

Professor Doutor Almerindo Domingues Ferreira
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra

Vogais

Professor Doutor António Manuel Mendes Raimundo
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra

Coimbra, Setembro, 2012

Agradecimentos

O presente trabalho representa o alcançar da derradeira etapa no meu percurso no Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica na Universidade de Coimbra, só possível graças ao apoio de várias pessoas, a quem desejo expressar o meu sincero agradecimento.

Em primeiro lugar, desejo agradecer ao meu orientador, Professor Doutor António Mendes Raimundo, pelo acompanhamento, disponibilidade e preocupação que sempre demonstrou ao longo da realização deste trabalho.

Aos meus pais, aos meus irmãos e à Gina, um mero agradecimento soará sempre insuficiente para exprimir a minha gratidão por todo o apoio e incentivo que me deram ao longo do tempo, sem os quais seria certamente impossível concretizar este objectivo.

À Rita, companheira de todos os dias, pelo que significa para mim, pela sua presença, pela força e ânimo que me deu, não só nesta etapa decisiva, como em tantas outras. Um “obrigado” também nunca será suficiente.

Aos meus amigos e a todos aqueles que me compreenderam, incentivaram e apoiaram na consecução dos meus objectivos, deixo também o meu mais sincero agradecimento.

Resumo

O cenário energético mundial, nos dias de hoje, caracteriza-se por uma forte dependência dos combustíveis fósseis para obtenção de energia. A utilização destes escassos recursos em larga escala, para além de ter consequências muito graves para o meio ambiente, aumenta a preocupação relativa à sua exaustão, dado o aumento previsível das necessidades energéticas globais. O aumento da população mundial e o desenvolvimento de economias emergentes, obrigam a que sejam criadas alternativas no sentido de garantir a sustentabilidade do futuro também a nível energético, e é neste âmbito que as energias renováveis se revelam fundamentais. Entre as alternativas contempladas e incentivadas na legislação actual em Portugal, inclui-se a actividade de miniprodução de energia eléctrica a partir de fontes renováveis.

O objectivo principal do trabalho apresentado é determinar a viabilidade económica da implementação de unidades de miniprodução que utilizem a tecnologia solar fotovoltaica para a produção de energia eléctrica, tendo em conta o quadro legislativo actual. Para tal são seleccionados diversos sistemas com diferentes características técnicas e económicas. A simulação da energia injectada na rede por cada sistema é realizada recorrendo ao programa *PvSyst*, enquanto a análise económica é realizada através da utilização de folhas de cálculo em Excel.

O estudo realizado permite concluir que a produção de energia eléctrica recorrendo à miniprodução fotovoltaica representa, em algumas situações e à luz da actual legislação portuguesa, uma alternativa economicamente atractiva, podendo ser mais um contributo interessante para a sustentabilidade.

Palavras-chave: Miniprodução, Viabilidade Económica, Solar Fotovoltaico, Energias Renováveis, Sustentabilidade.

Abstract

The current world energy scenario is characterized by a strong dependence on fossil fuels for energy. In addition to the scarcity of these resources, their widespread use has serious consequences for the environment. The expected increase in global energy needs, due to increasing world population and the development of emerging economies, means that alternatives have to be created for the sake of a sustainable future. This is where renewable energies play a key role. In Portugal, one of these alternatives, contemplated and encouraged under current laws, is the activity of mini-production of electrical energy.

The main objective of the presented work is to determine the economic viability of implementing miniproduction units that use solar photovoltaic technology for electricity production, taking into account the current legal framework. To achieve this objective multiple systems with different technical and economic characteristics are selected. The simulation of the energy injected into the network for each system is performed using the program *PvSyst*, while the economic analysis is performed using Excel data sheets.

This study shows that the production of electricity using photovoltaic mini-production represents, in some situations and in light of the current Portuguese law, an economically attractive alternative and can be considered an interesting contribution to future sustainability.

Keywords Miniproduction, Economic Viability, Solar Photovoltaic,
Renewable Energy, Sustainability

ÍNDICE

Agradecimentos.....	ii
Resumo.....	iii
Abstract.....	iv
Índice.....	v
Índice de Figuras.....	vii
Índice de Tabelas.....	viii
Simbologia e Siglas.....	ix
Simbologia.....	ix
Siglas.....	x
1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento.....	1
1.2. Sistemas de miniprodução eléctrica.....	6
1.3. Miniprodução eléctrica em Portugal.....	8
1.4. Objectivos.....	12
2. Miniprodução fotovoltaica em Portugal.....	13
2.1. Aspectos técnicos.....	13
2.1.1. Esquema de funcionamento.....	13
2.1.2. Colectores solares fotovoltaicos.....	14
2.1.3. Inversores.....	16
2.1.4. Contadores.....	17
2.1.5. Outros equipamentos.....	17
2.2. Aspectos económicos.....	18
2.2.1. Utilização da energia produzida para consumo próprio.....	18
2.2.2. Regulamentação da Miniprodução em Portugal.....	19
2.2.3. Exploração pelo proprietário do edifício.....	24
2.2.4. Exploração por terceiros.....	25
3. Material e métodos.....	27
3.1. Parque solar fotovoltaico a analisar.....	27
3.2. Previsão da energia produzida.....	30
3.3. Análise económica.....	31
3.3.1. Características do investimento.....	31
3.3.2. Indicadores económico-financeiros.....	34
3.3.3. Características económicas das alternativas a analisar.....	36
4. Resultados e discussão.....	37
4.1. Energia útil produzida.....	37
4.2. Viabilidade económica.....	39
4.2.1. Potência de ligação de 10 kW.....	40
4.2.2. Potência de ligação de 20 kW.....	41

4.2.3. Potência de ligação de 50 kW.....	41
4.2.4. Potência de ligação de 100 kW.....	42
4.2.5. Comparação entre as várias alternativas de exploração	43
5. Conclusões.....	45
Referências Bibliográficas.....	47
ANEXO A - Estatísticas relativas a miniprodução em Portugal	50
ANEXO B- Evolução da eficiência das várias tecnologias fotovoltaicas	56
ANEXO C – Colector fotovoltaico seleccionado.....	57
ANEXO D – Inversor seleccionado	58

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. <i>Mix</i> do consumo energético mundial em 2011 [1].....	1
Figura 1.2. Evolução do consumo energético mundial e sua desagregação por tipo de energia primária [1].....	2
Figura 1.3. Evolução do consumo de energia primária mundial até 2100 (Cenário <i>Baseline</i>) [4].	3
Figura 1.4. Evolução nacional, até 2020, de: (a) consumo energético [Mtep]; (b) <i>mix</i> energético [11].....	5
Figura 1.5. Evolução da dependência energética de Portugal, desde 2005 [12].	6
Figura 1.6. Evolução da quantidade de registos, por fase, no Escalão I [23].....	10
Figura 1.7. Evolução da quantidade de registos, por fase, no Escalão II [23].....	10
Figura 1.8. Evolução da quantidade de registos, por fase, no Escalão III [23].	11
Figura 1.9. Potência envolvida no total dos processos de registo, por fase [23].....	11
Figura 2.1. Esquema de funcionamento de um sistema de miniprodução fotovoltaica.	13
Figura 2.2. Evolução da percentagem de mercado das diferentes tecnologias fotovoltaicas [26].	16
Figura 2.3. Seguidores solares de um e dois eixos [29].	18
Figura 2.4. Diagrama de fluxo monetário genérico da exploração de um sistema de miniprodução.....	24
Figura 2.5. Diagrama de fluxo monetário genérico da exploração no modelo ET-1.	25
Figura 2.6. Diagrama de fluxo monetário genérico da exploração no modelo ET-2.	25
Figura 3.1. Radiação global horizontal na Europa [33].....	27
Figura 3.2. Vista aérea do DEM-FCTUC [34].	28
Figura 3.3. Interface gráfico do <i>software PVsyst</i> [35].	31
Figura 4.1. Evolução da energia produzida pelos sistemas em análise ao longo do seu período de vida.	38
Figura 4.2. Energia produzida mensalmente, no primeiro ano de vida, pelo sistema com <i>PL</i> de 10kW.	38

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1. Principais tecnologias fotovoltaicas existentes e respectivas gamas de eficiência [25].	15
Tabela 3.1. Potências de ligação dos sistemas seleccionados e respectivos escalões.	29
Tabela 3.2. Critérios de aceitação e rejeição do indicador <i>VLA</i> .	34
Tabela 3.3. Síntese das características económico-financeiras dos cenários a analisar.	36
Tabela 4.1. Configuração e dimensões dos sistemas seleccionados.	37
Tabela 4.2. Previsões do <i>PVsyst</i> para a energia injectada na RESP no primeiro ano de vida do sistema.	37
Tabela 4.3. Valor do investimento inicial para cada um dos sistemas em análise.	39
Tabela 4.4. Indicadores financeiros do sistema com potência de ligação de 10 kW.	40
Tabela 4.5. Indicadores financeiros do sistema com potência de ligação de 20 kW.	41
Tabela 4.6. Indicadores financeiros do sistema com potência de ligação de 50 kW.	41
Tabela 4.7. Indicadores financeiros do sistema com potência de ligação de 100 kW.	42
Tabela 4.8. Evolução dos indicadores financeiros com a <i>PL</i> , nos cenários CP, CA e ET-2.	43
Tabela 4.9. Comparação entre as melhores alternativas de cada sistema.	44

SIMBOLOGIA E SIGLAS

Simbologia

CF - *Cash-flow* de exploração, €

G - Gastos de exploração, €

I - Capital a investir (investimento inicial), €

i - Custo do capital (taxa de actualização), %

i_a - Taxa de juro efectiva global a pagar pelos capitais alheios, %

i_p - Taxa de juro exigida para os capitais próprios, %

n - Período de vida do investimento, anos

P_a - Parcela de capitais alheios no investimento, $0 \leq P_a \leq 1$

PL - Potência de ligação à rede, kW

P_p - Parcela de capitais próprios no investimento, $0 \leq P_p \leq 1$

PR - Período de retorno, anos

R - Rendimentos de exploração, €

RAE - Rendimento anual equivalente, €

TIR - Taxa interna de rentabilidade, %

t_i - Taxa de impostos (IRC+ Derrama) da empresa, %

VLA - Valor líquido actual, €

VR - Valor residual, €

Siglas

AC – Corrente alternada
a-Si – Silício amorfo
BCE – Banco Central Europeu
BRIC - Brasil, Rússia, China e Índia
BT – Baixa Tensão
CA - Investimento com 100% de capitais alheios
CdTe - Telureto de Cádmiio
CE – Comissão Europeia
CIGS - Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio
CP - Investimento com 100% de capitais próprios
CPV - Concentradores Fotovoltaicos
c-Si - Silício Cristalino
DC – Corrente contínua
DEM – Departamento de Engenharia Mecânica
DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia
ENE 2020 - Estratégia Nacional para a Energia em 2020
EPBD-10 – *Energy Performance of Buildings Directive*, de Maio de 2010
ET-1 - Exploração por terceiros, alternativa 1
ET-2 - Exploração por terceiros, alternativa 2
FCTUC – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra
FER – Fontes de Energia Renováveis
FiT – *Feed-in tariffs*
FMI – Fundo Monetário Internacional
GEE – Gases de Efeito de Estufa
I&D – Investigação e Desenvolvimento
IRC – Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
IRS – Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares
IVA – Imposto de Valor Acrescentado
MnFv – Miniprodução Fotovoltaica
m-Si - Silício monocristalino

Mtep – Megatoneladas equivalentes de petróleo
NZEB – Edifício com Necessidades Quase Nulas de Energia
PRE – Produção de electricidade em Regime Especial
p-Si – Silício policristalino
REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RESP – Rede Eléctrica de Serviço Público
SEI – Sistema Eléctrico Independente
SRM – Sistema de Registo da Microprodução
SRMini – Sistema de Registo de Miniprodução
STC – *Standart Test Conditions*
UE – União Europeia

1. INTRODUÇÃO

1.1. Enquadramento

O cenário político-económico mundial do início deste século tem sido marcado por acontecimentos com forte influência no quadro energético global, tais como o 11 de Setembro, a Guerra do Iraque, a Primavera Árabe, a Crise Financeira ou o *tsunami* no Japão.

No relatório anual *BP Statistical Review of World Energy*, de Junho de 2012 [1], que analisa dados do mercado energético global recolhidos durante o ano de 2011, encontra-se bem patente a forte predominância dos combustíveis fósseis no chamado *mix* energético mundial. Como é possível constatar a partir da Figura 1.1, cerca de 92% da energia primária consumida no ano de 2011 foi produzida a partir de petróleo, carvão, gás natural e urânio, enquanto o conjunto das energias hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica e de biomassa representa apenas os restantes 8%.

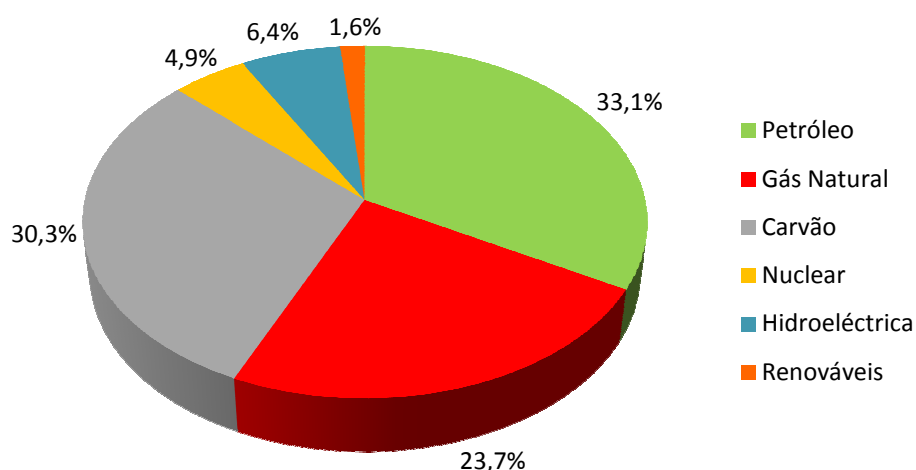


Figura 1.1. Mix do consumo energético mundial em 2011 [1].

O consumo energético mundial tem vindo a aumentar, quase continuamente, desde a Revolução Industrial, principalmente, devido ao aumento exponencial da população e da rápida proliferação da utilização de maquinaria na actividade económica. A introdução do petróleo e seus derivados, como fontes de energia, representou a maior contribuição no aumento do ritmo de crescimento, nos meados do século XX. Na Figura 1.2, é possível verificar a evolução do consumo mundial de energia primária, bem como das quotas das diversas fontes de energia, nos últimos vinte e cinco anos.

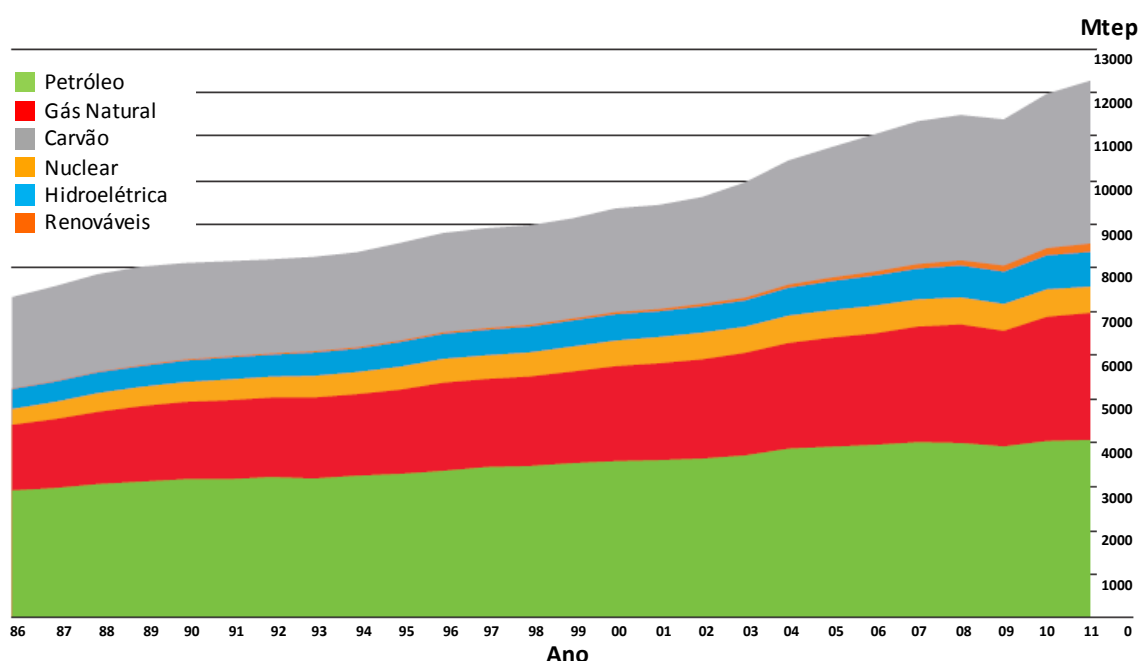


Figura 1.2. Evolução do consumo energético mundial e sua desagregação por tipo de energia primária [1].

O valor do consumo de petróleo apresenta uma tendência de estabilização, ao passo que o do carvão e do gás natural mantêm uma tendência de crescimento. Verifica-se o mesmo comportamento de estagnação por parte das energias nuclear e hidroelétrica, comparativamente às energias renováveis, que apresentam taxas de crescimento elevadas, muito embora representem ainda valores de produção muito reduzidos.

Actualmente, prevê-se que o consumo energético mundial continue a aumentar, devido, sobretudo, à forte expansão de economias emergentes que, em conjunto, formam o grupo denominado BRIC - Brasil, Rússia, China e Índia. O Eurostat refere, inclusivamente, que o fortalecimento destas economias tem sido fomentado por uma utilização prodigiosa de combustíveis fósseis [2]. Com efeito, o relatório *Annual Energy Outlook 2012* (AEO12)

[3], publicado pela *Energy Information Administration* (EIA), dos Estados Unidos da América (EUA), que inclui projecções sobre o mercado energético até 2035, antecipa um incremento de cerca de 1,9% por ano no consumo mundial de energia, impulsionado, sobretudo, pelos países asiáticos não pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), nos quais se incluem a Índia e a China.

O estudo *World and European Energy and Environment Transition Outlook* (WETO-T) [4], publicado pela Comissão Europeia em 2011, para além de traçar um quadro de aumento do consumo de energia primária semelhante ao anunciado pelo AEO12, apresenta projecções até ao ano de 2100, estabelecendo vários cenários, com diferentes premissas. No que concerne ao *mix* energético, dentro do cenário *Baseline*, de abordagem conservadora relativamente às políticas energéticas adoptadas e à evolução tecnológica e do mercado, o estudo antevê a evolução patente na Figura 1.3.

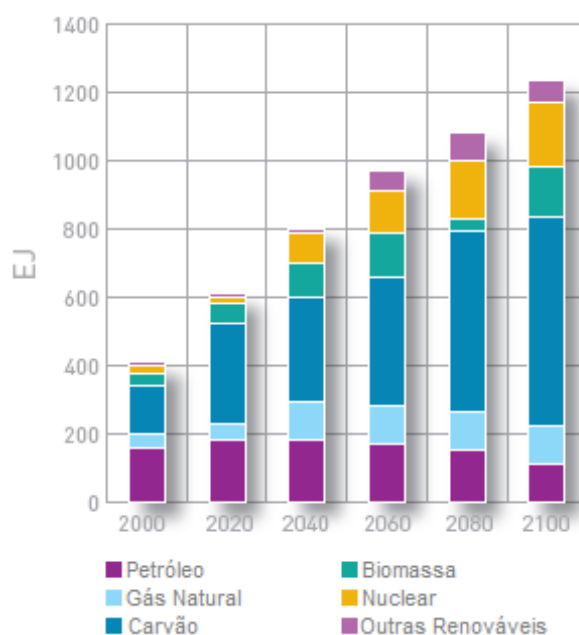


Figura 1.3. Evolução do consumo de energia primária mundial até 2100 (Cenário *Baseline*) [4].

A variedade de cenários traçados nos diferentes estudos é grande, sendo contempladas várias tendências de política ambiental, avanço tecnológico e de mercado, no sentido de prever a evolução do paradigma energético mundial e, acima de tudo, as suas consequências para o Homem e o meio ambiente. Nesse âmbito, uma das questões levantadas prende-se com os níveis de emissão de Gases de Efeito de Estufa (GEE) e com

as repercussões dos mesmos no aumento da temperatura média do planeta e, consequentemente, no clima.

Um dos primeiros passos da comunidade internacional no sentido de serem tomadas medidas de diminuição das emissões de GEE, com carácter vinculativo, foi a assinatura, em 1997, do Protocolo de Quioto. O acordo estabeleceu o objectivo de reduzir em 5% a produção de GEE, durante o período compreendido entre 2008 e 2012, comparativamente aos níveis registados em 1990 [5]. O estabelecimento deste acordo por parte dos países industrializados, trouxe uma crescente consciencialização mundial para o desafio que se impõe nas próximas décadas, o de procurar travar o aquecimento global e dissociar o crescimento económico do aumento das emissões de GEE. Esta preocupação tem-se traduzido, a nível europeu, no estabelecimento de metas e políticas mais ambiciosas, assentes numa aposta forte nas fontes de energia renováveis (FER). Exemplo disso, é a Estratégia Europa 2020 [6], que define o plano de crescimento da União Europeia (UE) para esta década, e que determina, entre outras, as metas de 20% na redução nas emissões de GEE, 20% de aumento da eficiência energética e 20% de energia proveniente de FER.

A directiva europeia *Energy Performance of Buildings Directive*, de Maio de 2010 (EPBD-10), uma reformulação da norma que vigorava desde 2002, comporta um grau acrescido de exigência no desempenho energético dos edifícios, no sentido de reduzir o seu consumo, que actualmente representa cerca de 40% do total da UE. Na nova redacção, foi introduzido o conceito de edifício com necessidades quase nulas de energia (*nearly zero-energy buildings* - NZEB), que deverá ser o modelo para todos os edifícios novos construídos a partir de 31 de Dezembro de 2020, sendo que, para edifícios possuídos ou ocupados por entidades públicas, a regra se aplicará a partir de 31 de Dezembro de 2018 [7]. A EPBD-10 define um NZEB como um edifício de muito alto desempenho energético, cujas necessidades de energia, quase nulas ou muito reduzidas, deverão ser colmatadas, maioritariamente, através do recurso a FER, prevendo que a captação das mesmas possa ser efectuada no local ou nas proximidades [8].

Em Portugal, o paradigma energético é marcado pela falta de recursos endógenos, que se traduz numa forte dependência da importação de combustíveis fósseis. No entanto, numa UE que, neste momento, desenvolve grandes esforços no sentido de cumprir a meta de 20% de energia proveniente de FER até 2020, Portugal registou uma

contribuição de cerca de 24% das mesmas na satisfação do seu consumo total de energia primária, no ano de 2011 [1]. Dados da REN, relativos à produção de energia eléctrica nacional, indicam que as FER representaram 52% do total produzido no ano de 2010 e 46% no ano de 2011 [9]. A tendência geral do consumo de energia em Portugal nos últimos anos é de crescimento, excepto em 2009 e 2011. Relativamente às fontes de energia, é de salientar o aumento da contribuição das energias renováveis, em particular da eólica, em detrimento do carvão. Um outro facto também digno de apontamento, foi o encerramento das centrais termoeléctricas a fuelóleo no território continental em 2010, no âmbito do Programa Nacional para as Alterações Climáticas [10]. Na Figura 1.4, encontram-se as previsões da Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), respeitantes aos consumos de energia primária e final, bem como da evolução do *mix* energético [11].

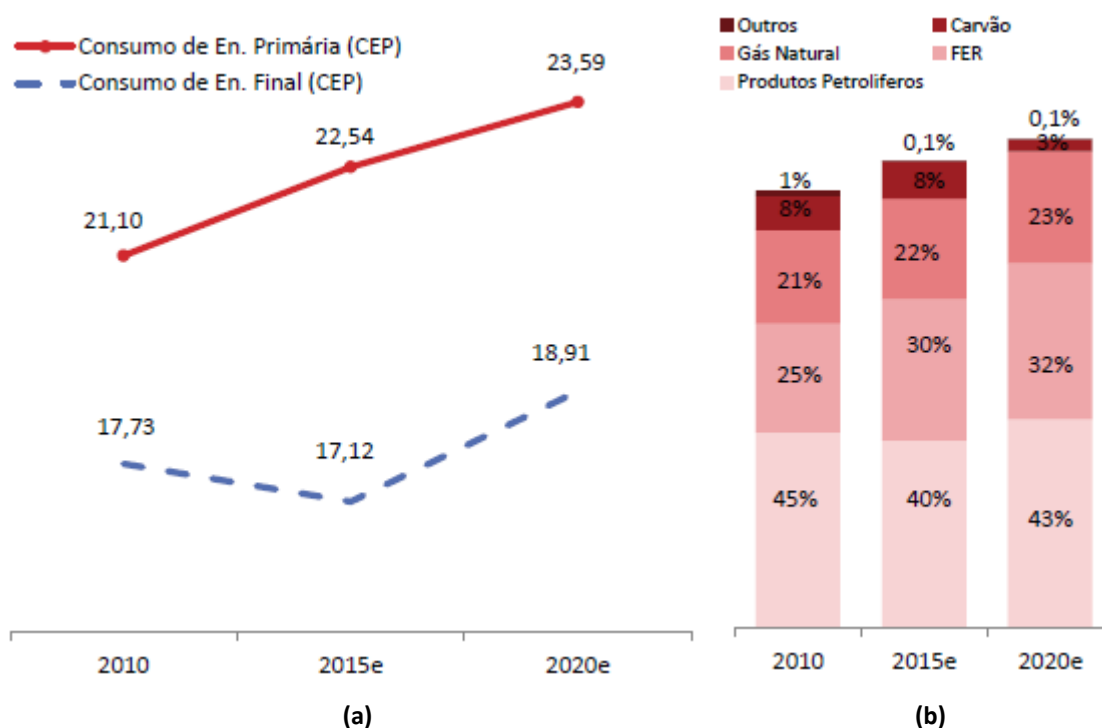


Figura 1.4. Evolução nacional, até 2020, de: (a) consumo energético [Mtep]; (b) *mix* energético [11].

Através da Figura 1.5, observa-se que a dependência energética do país apresenta uma tendência decrescente desde 2005, salvo nos anos de 2008 e 2011, que registaram valores de pluviosidade abaixo do esperado, influenciando negativamente a produção hidroeléctrica e forçando a importação de carvão no sentido de assegurar a satisfação da procura.

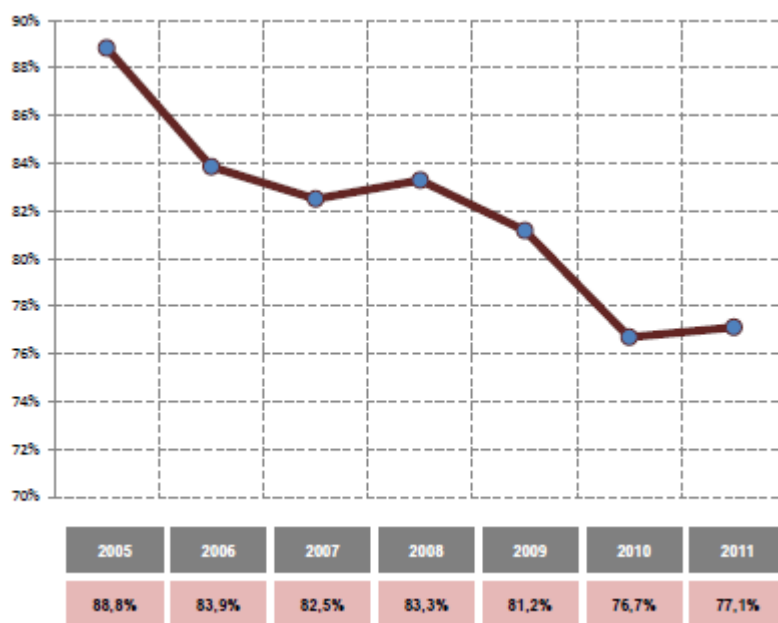


Figura 1.5. Evolução da dependência energética de Portugal, desde 2005 [12].

Apesar do decréscimo da importação ser benéfico para o balanço energético nacional, o valor (provisório) de 77,1% apontado em 2011, permanece bastante elevado, expondo o país à volatilidade dos mercados e, em caso de conflitos internacionais, à possibilidade de interrupção do abastecimento. A demanda por um paradigma energético nacional mais baseado na produção endógena de energias renováveis reveste-se, assim, de uma importância acrescida na criação de um desenvolvimento económico sustentável, com as vantagens da criação de postos de trabalho, riqueza, desenvolvimento tecnológico e melhoria da qualidade do ambiente no país.

1.2. Sistemas de miniprodução eléctrica

A produção de energia eléctrica pode ser alcançada através de uma grande variedade de soluções, em termos de dimensão, fonte de energia primária e princípio de funcionamento. O abastecimento eléctrico pode ser desenhado a partir de uma filosofia de centralização, caso o objectivo seja a satisfação das necessidades de grandes grupos populacionais, ou descentralização, se a produção for direccionada para uma população reduzida. Dada a necessidade de produção em larga escala, os sistemas centralizados actuais baseiam-se em fontes de energia como o carvão, derivados de petróleo, gás natural, urânio ou recursos hídricos, sendo instalados em empreendimentos de grande dimensão como centrais termoeléctricas, nucleares e hidroeléctricas. A electricidade produzida é

distribuída em linhas de muito alta tensão, percorrendo longas distâncias e transformada para níveis de tensão sucessivamente mais baixos até à injeção nas instalações de consumo, requerendo, por isso, uma rede de distribuição complexa e acarretando perdas consideráveis no transporte. No âmbito dos sistemas de produção descentralizada, destacam-se as vertentes de microprodução e miniprodução, ambas direccionadas para um abastecimento de pequena proporção, nomeadamente, de habitações e edifícios de serviços. Como tal, são normalmente instalados nas proximidades, ou nos próprios edifícios, possibilitando, por exemplo, a alimentação dos mesmos em áreas remotas, ou mesmo desertas, onde a distribuição dos sistemas centralizados não chega. A potência de ligação à rede (PL) destes sistemas pode ascender a 250 kW, recorrendo a variadas fontes de energia, nomeadamente, o Sol, vento, cursos de água, biogás, biomassa, geotermia, hidrogénio ou produção combinada de electricidade e calor. Os sistemas com uma PL menor ou igual a 5,75 kW podem ser enquadrados como microprodução, a qual tem regras diferentes da miniprodução e que, como tal, não será alvo de análise no presente trabalho.

O recente investimento no desenvolvimento de tecnologias de exploração de FER, tem vindo a traduzir-se na rápida expansão e evolução dos sistemas descentralizados, quer em termos de princípio de funcionamento, quer em eficiência. As tecnologias mais comuns passam por mini-centrais hídricas, parques eólicos, parques solares térmicos ou fotovoltaicos, mini-centrais geotérmicas e centrais de cogeração [13].

Os sistemas de miniprodução apresentam-se como a alternativa mais adequada para instalação em edifícios de serviços, dada a sua capacidade de satisfação das necessidades energéticas dos mesmos. De entre as tecnologias disponíveis nos sistemas de miniprodução de electricidade, a mais indicada para instalação na generalidade dos edifícios de serviços, é a solar fotovoltaica, uma vez que não se encontra tão dependente de recursos locais específicos como, por exemplo, as mini-centrais hídricas ou geotérmicas ou os parques eólicos. Os sistemas de miniprodução solar fotovoltaica (MnFv) apresentam ainda as vantagens de possibilitarem um perfil horário de produção de electricidade coincidente com o perfil normal de ocupação deste tipo de edifícios, bem como de permitirem uma fácil integração com a arquitectura dos mesmos, podendo ser aplicados em espaços inutilizados, como a cobertura, ou poderem até ser integrados na fachada.

1.3. Miniprodução eléctrica em Portugal

O quadro legal que regula a miniprodução eléctrica em Portugal é uma consequência da necessidade, surgida nos anos setenta e oitenta, de adequar a legislação sobre a produção de electricidade, de forma a dar resposta aos reflexos da crise petrolífera sentida na época. Assim, o Dec. Lei nº 20/81 de 28 de Janeiro [14], cujo objectivo principal foi o de reduzir a dependência nacional do petróleo importado, veio também permitir que o excesso de electricidade produzida pudesse ser vendido.

Posteriormente, o Dec. Lei nº 189/88 de 27 de Maio [15], ao estabelecer que quaisquer pessoas, singulares ou colectivas, poderiam ser produtores de energia eléctrica, desde que utilizassem recursos endógenos renováveis ou recorressem à produção combinada de calor e electricidade (cogeração), veio incentivar a produção independente, definindo a base legal da actividade de produção de electricidade em regime especial (PRE).

Com a evolução das novas tecnologias, que emergiram dos novos modelos energéticos, tornou-se necessário efectuar alterações a este diploma. O enquadramento legal do PRE comporta actualmente diferentes modalidades de produção:

- Dec. Lei nº 313/2001 de 10 de Dezembro [16] – regula a cogeração, permitindo a recepção e entrega de energia eléctrica proveniente de novos centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente (SEI);
- Dec. Lei nº 225/2007 de 31 de Maio [17] - concretiza um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na estratégia nacional para a energia, como sejam a produção de energia eléctrica recorrendo a combustíveis nacionais, a resíduos agrícolas, industriais, ou urbanos e a recursos renováveis;
- Dec. Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro [18] - cria condições para produzir mais electricidade em baixa tensão (BT), de forma mais simples, mais transparente e em condições mais favoráveis, através da microprodução;
- Dec. Lei nº 34/2011 de 8 de Março [19] - estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade, a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de miniprodução.

A Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril [20], tem como principais objectivos a redução da dependência energética externa do País em 25% do respectivo saldo importador, aumentando a produção através da utilização de recursos endógenos; garantir os compromissos assumidos, em sede da Comissão Europeia, em relação às alterações de clima; criar riqueza e desenvolver e consolidar uma rede industrial no sector das energias renováveis em Portugal, promovendo a eficiência energética.

A criação do Decreto-Lei nº 34/2011 foi uma consequência directa da ENE 2020, estabelecendo o regime de miniprodução descentralizada de electricidade e complementando o regime de microgeração, sendo que se entende por “miniprodução” a “actividade de pequena escala de produção descentralizada de electricidade, recorrendo, para tal, a recursos renováveis e entregando, contra remuneração, electricidade à rede pública, na condição de que exista consumo efectivo de electricidade no local da instalação” [18]. No sentido de estimular o investimento em sistemas de miniprodução, o diploma segue a filosofia das *Feed-in Tariffs* (FiT) [21], criando dois regimes remuneratórios - o Regime Bonificado, que permite ao produtor entregar electricidade à Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP) a uma tarifa superior à de mercado durante um período de 15 anos, e o Regime Geral, que oferece uma remuneração ao preço de mercado, sem limite temporal. A fixação das tarifas remuneratórias é efectuada de diferentes modos, consoante o escalão em que o sistema de miniprodução se insere:

- Escalão I – Potência não superior a 20 kW;
- Escalão II – Potência superior a 20 kW e não superior a 100 kW;
- Escalão III – Potência superior a 100 kW e não superior a 250 kW.

Dada a importância do Decreto-Lei nº 34/2011, e das portarias posteriormente publicadas, no seio deste trabalho, apresenta-se, na secção 2.2.2, uma abordagem mais pormenorizada dos mesmos.

Tendo o regime jurídico de miniprodução entrado em vigor no final do mês de Abril de 2011, importa olhar sobre a evolução do mesmo ao longo do tempo de modo a apurar qual o grau de adesão dos investidores a esta actividade. Para o efeito, é possível recorrer ao portal Renováveis na Hora [22], tutelado pelo Ministério da Economia e do Emprego do Governo de Portugal, onde se encontram hospedados o Sistema de Registo da Microprodução (SRM) e o Sistema de Registo da Miniprodução (SRMini) [23]. Para além

do registo das unidades, a plataforma permite ainda o acesso a dados estatísticos acerca dos processos de registo, bem como das actualizações da legislação em vigor na área, despachos e outras informações relevantes para o produtor. É pertinente referir que, dos dados disponibilizados no portal referentes às unidades de miniprodução, não constam quaisquer informações sobre a distribuição geográfica e tecnológica das mesmas, ao contrário do que sucede nas estatísticas sobre microprodução

Nas Figura 1.6 a Figura 1.8, apresenta-se a evolução dos processos de registo em cada um dos três escalões previstos na legislação e, na Figura 1.9, é indicada a potência total das unidades registadas nos três escalões. Os dados utilizados retractam o período decorrido entre 1 de Maio de 2011 e 1 de Agosto de 2012 e podem ser consultados pormenorizadamente no ANEXO A [23].

Registos - Escalão I

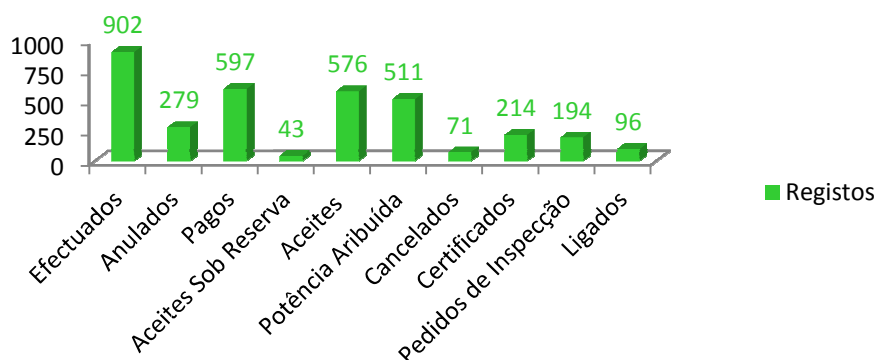


Figura 1.6. Evolução da quantidade de registos, por fase, no Escalão I [23].

Registos - Escalão II

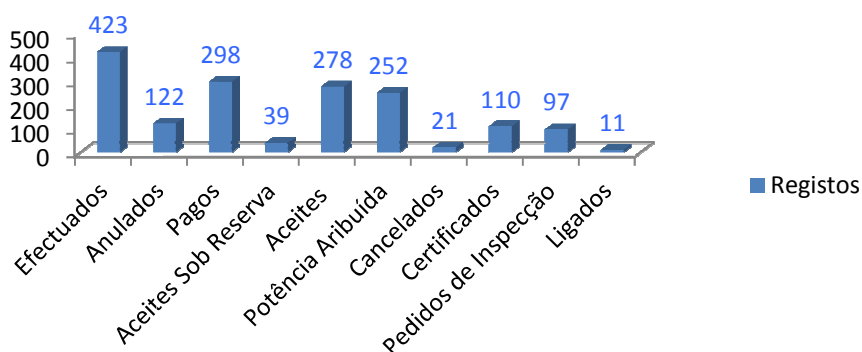


Figura 1.7. Evolução da quantidade de registos, por fase, no Escalão II [23].

Registos - Escalão III



Figura 1.8. Evolução da quantidade de registos, por fase, no Escalão III [23].

Potência Total

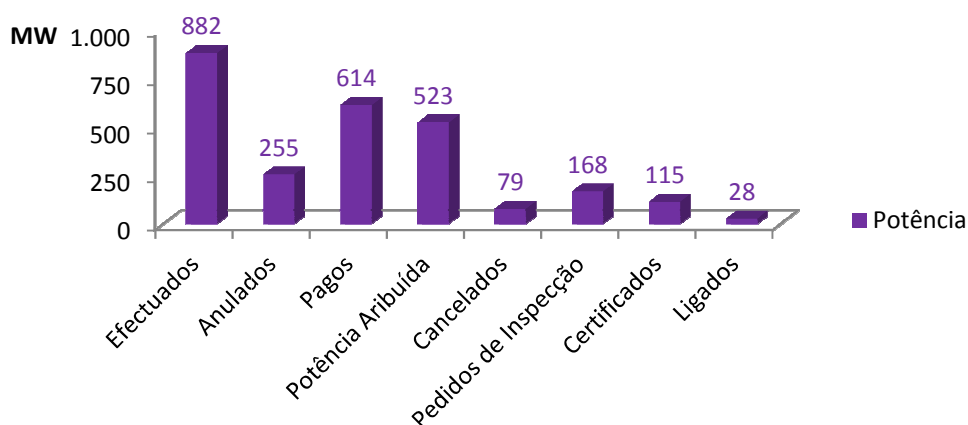


Figura 1.9. Potência envolvida no total dos processos de registo, por fase [23].

Um facto importante a ter em conta na análise dos dados indicados nas figuras anteriores é o de não haver quaisquer unidades de miniprodução a operar no Regime Geral. Com efeito, todas se encontram registadas no Regime Bonificado, ainda assim, é notória a quantidade de processos de registo que não chegam a bom porto, sendo que o número de sistemas efectivamente ligados à RESP é muitíssimo inferior à quantidade de processos iniciados ou aos quais foi atribuída potência. Em particular, no Escalão III, existem apenas duas unidades em operação. Do mesmo modo, e indissociavelmente, a potência de ligação total dos sistemas em operação representa apenas 5% da que foi atribuída. Apesar de não ser patente nos gráficos apresentados, recomendando-se a consulta do ANEXO A, o ano de

2012 registou um decréscimo no interesse pela actividade de miniprodução, importando ainda referir que, apesar de terem sido atribuídos cerca de 20 MW de PL, não existem ainda quaisquer unidades ligadas.

A distribuição por fases de registo apresentada nas estatísticas permite colocar algumas hipóteses para a razão do número elevado de desistências, no entanto, no quadro geral, interessa identificar os motivos que levam ao desinteresse por parte dos investidores.

1.4. Objectivos

O objectivo principal do presente estudo é a avaliação da viabilidade económica da instalação de sistemas de miniprodução fotovoltaica em edifícios de serviços, de acordo com o preconizado na legislação portuguesa.

Pretende-se, também, verificar se a actual legislação cumpre os objectivos para os quais foi constituída, ou seja, averiguar se é realmente um mecanismo de incentivo à instalação de sistemas de produção descentralizada de energia eléctrica com o recurso a energias renováveis e, caso isso aconteça, determinar em que condições.

2. MINIPRODUÇÃO FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL

Neste capítulo, serão abordados os aspectos técnicos e económicos da exploração da actividade de miniprodução de electricidade, baseada na tecnologia solar fotovoltaica e enquadrada na legislação em vigor em Portugal.

2.1. Aspectos técnicos

2.1.1. Esquema de funcionamento

Na Figura 2.1, apresenta-se o esquema simplificado de um sistema de MnFv instalado num edifício de serviços, no qual toda a energia produzida é injectada na RESP, isto é, sem armazenamento.

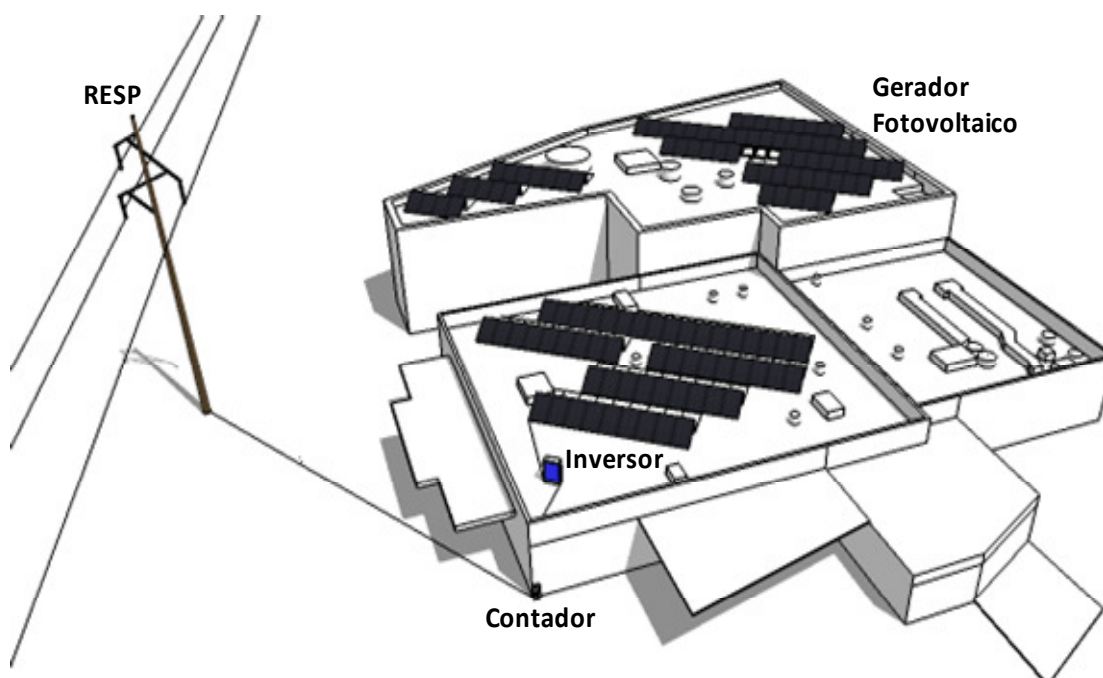


Figura 2.1. Esquema de funcionamento de um sistema de miniprodução fotovoltaica.

De um modo geral, o processo de MnFv pode ser dividido em três fases essenciais:

- Produção, pelos colectores solares fotovoltaicos;
- Transformação, através de um ou mais inversores;
- Injecção na RESP, após a contabilização pelo contador.

2.1.2. Colectores solares fotovoltaicos

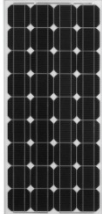





Os colectores solares fotovoltaicos, habitualmente designados por módulos ou painéis, ligados em série ou em paralelo entre si, formam o gerador fotovoltaico. Estes equipamentos são os responsáveis pela fase de produção do processo de miniprodução. Cada módulo fotovoltaico é constituído por um conjunto de células, uma vez que a potência produzida por cada uma é bastante reduzida.

O fenómeno físico subjacente ao funcionamento destes colectores assenta nas propriedades de reflexão, transmissão ou absorção do material sobre o qual incide a luz solar. A energia dos fotões incidentes é absorvida pelo material presente na célula fotovoltaica, convertida em calor e, dependendo do material alvo, em energia eléctrica através do efeito fotoeléctrico. Apesar de ser conhecido desde o século XIX, só a partir da década de sessenta é que este processo físico mereceu interesse por parte da indústria.

Os materiais que, pelas suas propriedades, apresentam um comportamento mais eficiente no processo de conversão da energia solar em energia eléctrica, são os chamados semicondutores, dos quais o mais utilizado actualmente é o Silício, dadas as suas vantagens relativamente aos demais materiais, nomeadamente, a sua abundância na superfície terrestre, avançado estado de maturação dos processos de fabrico e robustez do produto final. Contudo, a baixa eficiência e elevados custos dos equipamentos levaram ao surgimento de várias tecnologias, com o intuito de tornar a tecnologia solar fotovoltaica cada vez mais competitiva e penetrante no mercado. A introdução de novas matérias-primas, diferentes estruturas cristalinas, novas arquitecturas e conceitos, nomeadamente ao nível da óptica [24], proporciona hoje uma grande variedade de soluções, com características e aplicações particulares. A evolução destes equipamentos, ao nível da eficiência e das tecnologias empregues, encontra-se disponível no ANEXO B deste relatório.

Na Tabela 2.1 apresentam-se as tecnologias mais relevantes e as respectivas gamas de eficiência de conversão de energia solar em energia eléctrica, distinguindo-se as alternativas existentes por três gerações, consoante a sua maturidade.

Tabela 2.1. Principais tecnologias fotovoltaicas existentes e respectivas gamas de eficiência [25].

Tecnologia	1ª Geração Silício Cristalino (c-Si)		2ª Geração Filmes Finos			3ª Geração Concentração
	Monocristalino (m-Si)	Policristalino (p-Si)	Silício Amorfo (a-Si)	Telureto de Cádmio (CdTe)	Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS)	Concentradores Fotovoltaicos (CPV)
						
Eficiência	16-22%	14-18%	5,4-7,7%	9-12,5%	7,3-12,7%	30-38%

A partir da Figura 2.2, é fácil constatar que, apesar do grande leque de tecnologias disponíveis no mercado, são ainda as de 1ª geração, baseadas em c-Si, que têm maior expressão, representando cerca de 90% do total comercializado. O p-Si é, individualmente, a solução mais adoptada, com uma presença no mercado superior à soma das restantes.

À escala mundial, e tendo como base dados relativos a 2011 [27], a indústria solar fotovoltaica encontra-se em forte crescimento, em particular na Europa, Japão, China e EUA. Curiosamente, talvez fruto das situações económicas, na Europa, os países do norte têm apostado mais neste tipo de recurso energético do que os do sul.

Os avultados incentivos financeiros à I&D nesta área, fruto das políticas de implementação de paradigmas energéticos assentes em FER, traduzem-se num constante avanço tecnológico. A título de exemplo, os valores de eficiência de células fotovoltaicas de concentração atingem já os 43,5%, em condições de laboratório. Contudo, o potencial de aumento da competitividade da tecnologia solar fotovoltaica, face às demais FER, não se esgota no aumento da eficiência. O desenvolvimento de processos de fabrico mais baratos, quer em termos de quantidade de matéria-prima empregue, quer em termos de

mão-de-obra, a melhoria da qualidade e o aumento do tempo de vida dos equipamentos, são alguns dos caminhos a seguir para a redução do custo dos sistemas, que se estima em 40% até 2020 [26].

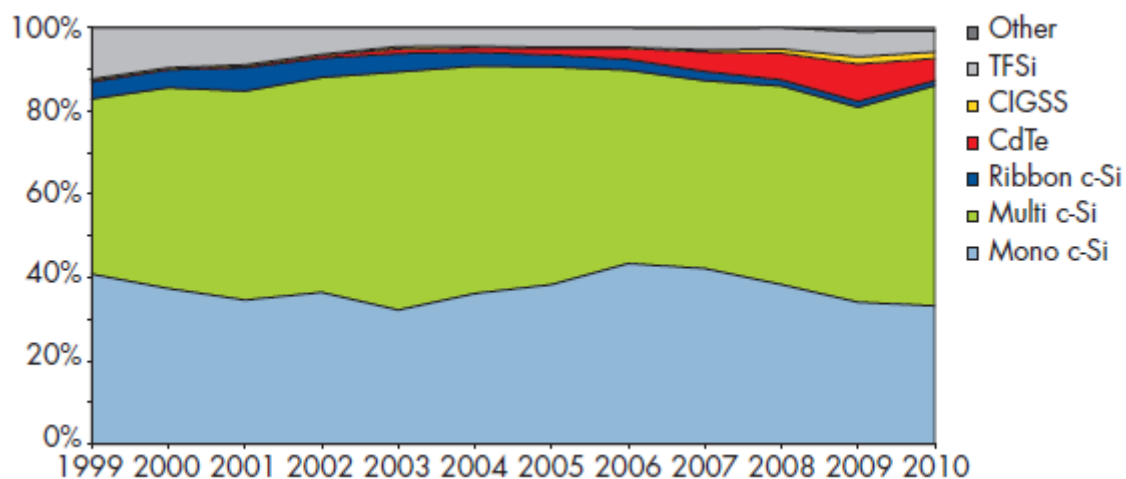


Figura 2.2. Evolução da percentagem de mercado das diferentes tecnologias fotovoltaicas [26].

2.1.3. Inversores

A energia eléctrica fornecida pelos colectores fotovoltaicos é produzida em corrente contínua (DC – *Direct Current*), tornando-se necessário converter este sinal em corrente alternada (AC – *Alternating Current*) para que possa ser injectado na RESP. Esta fase de transformação do sinal eléctrico é, então, assegurada por um ou mais inversores, consoante a dimensão e arquitectura do sistema de MnFv. A *PL* da unidade é função da potência máxima produzida pelo inversor, caso seja apenas utilizado um, ou do somatório do conjunto de inversores instalados.

Em Portugal, na actividade de miniprodução, apenas é permitida a utilização de inversores que se encontrem certificados pela entidade responsável pelo SRMini.

A listagem de equipamentos certificados pode ser consultada em http://www.renovaveisnagora.pt/web/srm/cons_equip [28].

2.1.4. Contadores

Depois da transformação da corrente eléctrica, segue-se a fase de injeção de energia na RESP, a última etapa do processo de miniprodução. No entanto, antes da entrega da energia na rede, esta é quantificada através de um contador. A tipologia destes equipamentos pode variar, de acordo com a instalação, existindo habitualmente um contador único, bidireccional, que efectua a contagem/telecontagem, simultânea e independentemente, da energia consumida pelo edifício e da injectada na RESP.

À semelhança dos inversores, estes equipamentos encontram-se sujeitos a certificação, sendo possível consultar a listagem no sítio da *Internet* acima indicado.

2.1.5. Outros equipamentos

Os sistemas de miniprodução referidos anteriormente, podem e/ou devem ser complementados com outros equipamentos, apresentando diferentes configurações. Alguns destes equipamentos são indispensáveis para qualquer instalação, nomeadamente, equipamentos de segurança (fusíveis, caixas de junção, quadros, etc.), cabos eléctricos e estruturas de suporte. No que diz respeito às estruturas de suporte, o mercado, hoje em dia, apresenta múltiplas opções, visando algumas delas, inclusivamente, o aumento do rendimento dos sistemas. Os seguidores solares traduzem precisamente uma clara optimização dos dispositivos de fixação. Um seguidor solar é um dispositivo mecânico que orienta o gerador solar fotovoltaico na direcção ao sol, acompanhando o seu percurso ao longo do dia e do ano, de forma a manter o ângulo de incidência da radiação em níveis óptimos. Os seguidores solares podem ser de um ou dois eixos, como exemplificado na Figura 2.3. Os dispositivos de um só eixo, apesar de serem mais simples e menos onerosos do que os de dois eixos, apresentam a contrapartida de serem menos precisos e, consequentemente, menos eficazes. Embora mais eficientes, os seguidores solares de dois eixos, têm como principal desvantagem a ocupação de uma maior área, devido ao sombreamento do espaço adjacente. Um sistema fotovoltaico equipado com um seguidor solar pode apresentar um rendimento anual 25 a 40% superior a um sistema fixo [29].

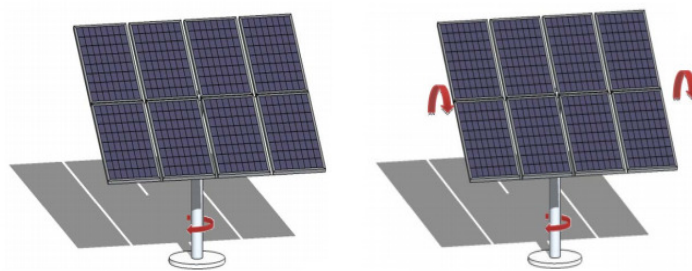


Figura 2.3. Seguidores solares de um e dois eixos [29].

2.2. Aspectos económicos

2.2.1. Utilização da energia produzida para consumo próprio

A ligação dos sistemas de miniprodução à instalação de consumo e à RESP pode ser efectuada de diferentes modos, consoante a filosofia de exploração aplicada.

Os sistemas de miniprodução eléctrica destinados à satisfação total das necessidades energéticas do edifício, isto é, que permitam que o mesmo não consuma electricidade proveniente da RESP, têm de ser munidos de baterias no sentido de assegurar o abastecimento mesmo quando o sistema não se encontra em produção. A título de exemplo, um edifício equipado com um sistema baseado em tecnologia solar fotovoltaica que se pretenda autossuficiente, terá de ser capaz de fazer face ao período noturno, quando a sua fonte de energia não se encontra disponível. Contudo, as baterias actualmente disponíveis no mercado não só representam um encargo substancial no custo total do sistema, como também pecam pelo seu período de vida reduzido, resultando em gastos de manutenção e substituição de equipamentos acrescidos ao longo do tempo. É ainda necessário algum avanço tecnológico sobre estes aparelhos para que a sua utilização possa ser economicamente viável. Assim, a prática mais recomendada, quando o produtor pretende adoptar uma filosofia de autoconsumo, é o subdimensionamento do sistema de miniprodução, mantendo-se a ligação de recepção de energia proveniente da RESP, permitindo que, durante o período de produção, a electricidade produzida pelo sistema seja consumida na totalidade pelo edifício, assegurando-se no entanto que, nos horários em que tal não aconteça, seja possível colmatar as necessidades a partir da RESP.

Este paradigma de produção não será alvo de estudo neste trabalho, dada a sua fraca expressão no país.

2.2.2. Regulamentação da Miniprodução em Portugal

Tal como referido no subcapítulo 1.3, a produção e venda de electricidade através de unidades de miniprodução é regulamentada pelo Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de Março, pela Portaria n.º 178/2011, de 29 de Abril e pela Portaria n.º 285/2011 de 28 de Outubro. De seguida, apresenta-se uma análise dos referidos diplomas, no sentido de compreender quais as condições legais actuais para a prática da actividade.

Decreto-Lei n.º 34/2011

O Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março surge da necessidade de criar um regime jurídico aplicável à actividade de miniprodução, definida pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 54/2010. O diploma caracteriza “miniprodução” como sendo a produção de electricidade, recorrendo a energias renováveis, com entrega à rede pública, desde que exista, no local de produção, consumo efectivo de energia eléctrica. A entrega da energia produzida é efectuada à Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP).

Capítulo I

“Disposições Gerais”

O Artigo 1º estabelece que não são contemplados, no documento, as seguintes formas de produção de energia eléctrica:

- Produção em unidades enquadradas como de microprodução;
- Produção em co-geração;
- Produção no âmbito de projectos de inovação e demonstração de conceito.

O Artigo 2º, discrimina ainda os três escalões criados, referidos anteriormente, para a potência de ligação à rede de uma determinada unidade de miniprodução:

- Escalão I – Potência não superior a 20 kW;
- Escalão II – Potência superior a 20 kW e não superior a 100 kW;
- Escalão III – Potência superior a 100 kW e não superior a 250 kW.

O regime de bonificação da tarifa de venda de energia à RESP é condicionado pelos escalões mencionados. De seguida, definem-se três conceitos de potência:

contratada, instalada e de ligação. Para produzir electricidade através de uma unidade de miniprodução, o artigo 3.º define os seguintes requisitos necessários:

- Instalação, no local, de utilização de energia eléctrica, com titularidade de contrato de compra e venda de electricidade;
- Potência de ligação da unidade não superior a 50% da potência contratada;
- Energia consumida na instalação de utilização igual ou superior a 50% da energia produzida pela unidade de miniprodução.

A estimativa do consumo é efectuada tendo em conta a relação entre a energia produzida e consumida no ano anterior, se a unidade existir há, pelo menos, um ano, ou uma previsão anual da relação entre a energia produzida e consumida, caso a unidade esteja em funcionamento há menos de um ano.

O decreto-lei garante ainda a possibilidade de instalação de uma unidade de miniprodução de energia por terceiros, desde que exista autorização por parte do titular do contrato de utilização. Esta vertente será explorada posteriormente, na secção 2.2.4.

Sempre que o somatório das potências de injeção ligadas a um posto de transformação ou subestação seja superior a 20 % da potência dos mesmos, o operador tem a possibilidade de restringir o acesso a novas ligações, desde que cumpra os procedimentos legais associados à restrição.

O produtor de electricidade deverá ter em conta as obrigações, perante o operador, definidas pelo operador, das quais se destacam as seguintes:

- Entregar à RESP a totalidade da energia produzida, líquida, do consumo dos serviços auxiliares;
- Produzir energia apenas a partir da fonte legalmente registada;
- Celebrar um contrato de compra e venda de electricidade;
- Suportar os custos de ligação à rede do operador, incluindo o contador de venda, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais;
- Garantir a certificação dos equipamentos de miniprodução instalados;
- A venda de energia ao operador é efectuada no nível de tensão que consta no contrato celebrado para utilização, excepto quando é utilizada média tensão, com contagem em baixa tensão. Neste caso, a contagem

poderá ser efectuada no nível de baixa tensão, com desconto das perdas identificadas no transformador.

Capítulo II

“Remuneração e Facturação”

De acordo com o artigo 9.º, relativo aos regimes remuneratórios, o produtor de electricidade por miniprodução terá acesso ao Regime Remuneratório Geral ou ao Regime Bonificado. O produtor terá acesso ao Regime Bonificado desde que cumpra os seguintes requisitos:

- A potência de unidade de produção é superior ao limite legal para o acesso ao Regime Bonificado no âmbito do regime jurídico de microprodução, ou seja $PL > 3,68$ kW;
- A unidade de produção utilize uma das fontes de energia renovável previstas no n.º 7 do artigo 11.º (solar, eólica, hídrica, biogás, biomassa, pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de miniprodução renovável);

O acesso ao Regime Bonificado depende da comprovação da realização de auditoria energética, que indique medidas de eficiência energética, com período de retorno de dois anos para o Escalão I, três anos para o Escalão II e quatro anos para o Escalão III.

No caso do Regime Geral, a venda de energia deve seguir as regras estabelecidas para as condições de mercado.

No caso do Regime Bonificado, as unidades de miniprodução enquadradas no Escalão I são remuneradas com base na tarifa de referência em vigor; Produtores com unidades pertencentes ao Escalão II e ao Escalão III são remunerados com base na tarifa mais alta, resultante das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência, para cada escalão.

A tarifa aplicada em qualquer dos escalões é válida por 15 anos e caducará no final deste período, em caso de cessação do contrato, ou ainda nos casos em que o produtor deixe de cumprir as condições para usufruir do Regime Bonificado.

Segundo o artigo descrito, a tarifa de referência tem o valor de € 250/MWh, sujeita a uma redução anual de 7%. Esta tarifa varia em função do tipo de energia primária utilizada, sendo considerada a aplicação das seguintes percentagens sobre a tarifa de referência:

- Solar – 100 %;
- Eólica – 80 %;
- Hídrica – 50 %;
- Biogás – 60 %;
- Biomassa – 60 %;
- Pilhas de combustível com base em hidrogénio – percentagem correspondente ao tipo de energia renovável utilizada na produção do hidrogénio.

A quantidade de electricidade vendida ao distribuidor é limitada em função da energia primária utilizada. No caso da energia solar e da energia eólica, a venda está limitada a 2,6 MWh/ano e, no caso dos restantes tipos de fonte, a 5 MWh/ano, por cada quilowatt de potência de ligação.

A potência máxima atribuída ao Regime Bonificado não pode ser superior à quota anual de 50 MW.

Capítulo III

“Registo e ligação à rede”

O artigo 15.º define o sistema de Registo da Miniprodução, segundo o qual a plataforma SRMini está acessível no portal www.renovaveisnagora.pt [22].

Para efectuar o registo e obter o certificado de exploração, emitidos pelo SRMini, o produtor deverá inscrever-se na plataforma *online*. No final do processo de registo, é atribuída uma potência de ligação. O registo é efectivado com a emissão de um certificado de exploração, que só poderá estar concluída após instalação da unidade de miniprodução e realização de uma inspecção que ateste a sua conformidade. Esta inspecção é efectuada durante os 10 dias que precedem o pedido de inspecção. Caso o SRMini não cumpra este prazo, é emitida uma ordem de pagamento de 50 €, diariamente, a favor do requerente, até à emissão do certificado definitivo. Também nos casos em que o certificado definitivo não é emitido dentro do período de 30 dias, o certificado provisório é automaticamente convertido em definitivo no final deste período.

A contagem da electricidade disponibilizada pelo produtor é efectuada por telecontagem, com contador bi-direccional ou outro, que permita contagem líquida nos dois sentidos, tal como descrito pelo artigo 19.º, e que deve estar próximo do contador de

consumo. Os equipamentos utilizados para miniprodução devem ser certificados, e esta certificação deve ser garantida pelos fabricantes, importadores e fornecedores dos equipamentos, tal como designado no artigo 20.º

Capítulo IV

“Fiscalização e taxas”

Segundo o decreto-lei mencionado, anualmente, pelo menos 1 % dos parques de miniprodução é alvo de fiscalização por parte da DGEG e da DRE, que podem solicitar o apoio externo de técnicos especializados.

O artigo 26.º prevê que sejam pagas taxas relativamente aos pedidos de registo das unidades de miniprodução, bem como aos pedidos de reinspecção das mesmas. Também os pedidos de averbamento de alterações ao registo, estão sujeitos à aplicação de taxas, independentemente da emissão de novo certificado de exploração.

As taxas a cobrar previstas no Decreto -Lei n.º 34/2011 foram posteriormente fixadas pela Portaria n.º 178/2011, de 29 de Abril [30] nos valores que seguem:

- Pedido de registo da unidade de miniprodução, no escalão I — € 500;
- Pedido de registo da unidade de miniprodução, no escalão II — € 1000;
- Pedido de registo da unidade de miniprodução, no escalão III - € 2000;
- Pedido de reinspecção da unidade de miniprodução — € 350;
- Pedido de averbamento de alterações ao registo da miniprodução, com emissão de novo certificado de exploração — € 350;
- Pedido de averbamento de alterações ao registo da miniprodução, sem emissão de novo certificado de exploração — € 150.

Aos valores acima indicados acresce IVA à taxa legal.

É pertinente mencionar neste ponto o aumento da taxa de IVA aplicável a equipamentos afectos às energias renováveis, estabelecida em 23% pelo Orçamento de Estado de 2012 (OE12) [31], terminando com um dos incentivos à aquisição destes bens, previsto até então através da atribuição da taxa intermédia de 13%. Os benefícios fiscais em sede de IRS foram também reduzidos pelo Governo no OE12, tendo sido fixado o desconto máximo da aquisição de equipamentos até um tecto de € 100, sendo que, até então, o desconto máximo era de 803€.

Em consequência do Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, subscrito por Portugal e pelo Fundo Monetário Internacional (FMI), a Comissão Europeia (CE) e o Banco Central Europeu (BCE), a Portaria n.º 285/2011 de 28 de Outubro [32], fixa a redução anual da tarifa de referência em 14 %, com efeitos a partir do ano de 2012, inclusive, e, conseqüentemente, a tarifa de referência aplicável em 2012, nos termos e para os efeitos previstos no referido decreto -lei, passa a ser de € 215/MWh. Também a quota anual de potência prevista no mesmo DL, é fixada em 30 MW, com efeitos a partir do ano de 2012,

2.2.3. Exploração pelo proprietário do edifício

Tendo em conta a regulamentação apresentada na secção anterior, é possível conceber, de um modo genérico, o projecto de investimento e fluxos monetários associados à actividade de miniprodução. Adoptando a perspectiva do proprietário do edifício, estabelecem-se neste estudo dois cenários de exploração – CP, no qual o investimento é realizado na totalidade através de capitais próprios, e CA que, pelo contrário, considera que o investimento é efectuado com 100% de capitais alheios. Na Figura 2.4, encontra-se representado um diagrama de fluxo monetário ilustrativo da exploração da actividade ao longo de vinte e cinco anos.

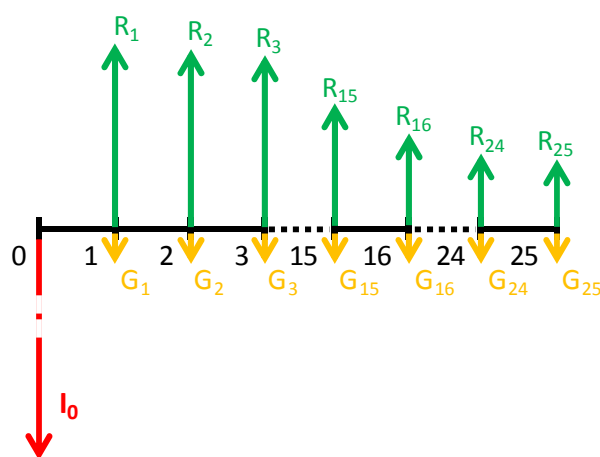


Figura 2.4. Diagrama de fluxo monetário genérico da exploração de um sistema de miniprodução.

2.2.4. Exploração por terceiros

Como foi referido na secção 2.2.2, o Decreto-Lei nº 34/2011 prevê a possibilidade de instalação de uma unidade de miniprodução de energia, por terceiros, mediante autorização do titular do contrato da instalação de consumo. É aceitável, portanto, assumir o titular do contrato de instalação de consumo como sendo o proprietário do espaço, onde será efectuada a instalação por parte de um investidor externo. Neste âmbito, é possível conceber três cenários distintos, que constituam hipóteses viáveis para as partes envolvidas.

Num primeiro modelo, admite-se que o investidor externo é o proprietário do sistema, responsável pela sua instalação, operação e manutenção, suportando todos os gastos com a mesma e auferindo todos os rendimentos provenientes da actividade. Assim, o espaço é cedido pelo seu proprietário, contra uma renda, durante um período mínimo de 25 anos. Doravante, este modelo de exploração será designado pela sigla ET-1. Na Figura 2.5, apresenta-se um diagrama de fluxo monetário genérico da exploração do modelo ET-1, na óptica do proprietário do espaço.

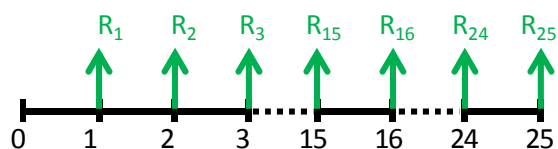


Figura 2.5. Diagrama de fluxo monetário genérico da exploração no modelo ET-1.

Num segundo caso, as premissas de exploração do sistema e cedência do espaço mantêm-se, relativamente ao modelo anterior. No entanto, o investidor externo apenas beneficia da actividade durante o período do Regime Bonificado, findo o qual o registo da unidade, e sua exploração, transferir-se-ão para o proprietário do espaço, a favor de quem advirão todas as receitas até ao fim da vida do equipamento. A este modelo de exploração associa-se, a partir deste ponto, a designação ET-2. O diagrama de fluxo monetário deste modelo está representado na Figura 2.6.

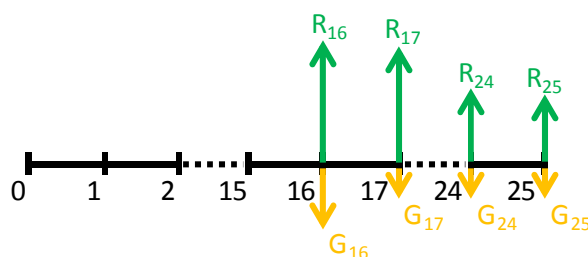


Figura 2.6. Diagrama de fluxo monetário genérico da exploração no modelo ET-2.

Numa terceira, e última, hipótese, o produtor é composto pelo proprietário do espaço e pelo investidor externo. Sendo um investimento de ambos, a distribuição de todas as receitas e lucros provenientes da actividade, é efectuada tendo por base a percentagem de investimento de cada um (espaço e instalação). Como é evidente, existe um elevado número de possibilidades na repartição de encargos e receitas dentro deste cenário, pelo que a sua avaliação deve ser efectuada caso-a-caso.

3. MATERIAL E MÉTODOS

3.1. Parque solar fotovoltaico a analisar

Na selecção dos sistemas de MnFV a analisar, devem ser considerados alguns factores importantes:

- Localização e arquitectura do edifício
- Potência de Ligação
- Tecnologia e equipamentos a instalar

A. Localização e arquitectura do edifício

A localização do edifício onde se pretende instalar a unidade de MnFv tem uma influência directa na produção de energia, uma vez que a radiação solar disponível em cada local não é a mesma. Portugal situa-se numa das regiões mais privilegiadas da Europa para a implementação de sistemas solares fotovoltaicos, tendo em conta os níveis de radiação global que recebe, sendo que os valores variam dentro do próprio território, como é possível constatar na Figura 3.1 [33].

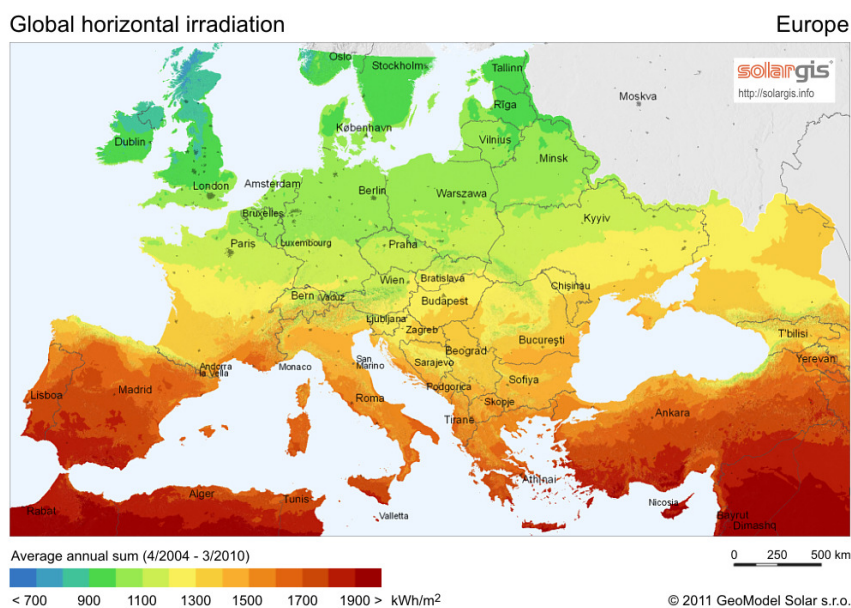


Figura 3.1. Radiação global horizontal na Europa [33].

A arquitectura do edifício também se revela importante, dado que a área disponível para a instalação do gerador fotovoltaico pode definir a dimensão do sistema e, consequentemente, a quantidade de energia produzida.

O edifício seleccionado para análise foi o do Departamento de Engenharia Mecânica (DEM) da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra (FCTUC), localizado em Coimbra, no Pólo II da Universidade de Coimbra. A sua orientação, exposição solar e generosa área de cobertura plana, constatáveis através da Figura 3.2, constituem características muito adequadas à instalação de sistemas de MnFv.



Figura 3.2. Vista aérea do DEM-FCTUC [34].

A escolha do edifício do DEM deve-se não só ao facto de se tratar de um edifício de serviços cujo estudo tem particular interesse, mas também ao facto de nele estar realmente a decorrer a instalação de um sistema de MnFv. Contudo, apesar de terem sido solicitados dados relativos ao projecto em curso junto da FCTUC, no sentido de se estudar neste trabalho a instalação real, a sua obtenção não foi possível em tempo útil, pelo que cumpre salvaguardar que os dados utilizados no presente estudo não dizem respeito ao sistema efectivamente implementado no edifício.

B. Potência de Ligação

Conforme referido na análise ao Decreto-Lei nº 34/2011, a *PL* da unidade de miniprodução, não pode exceder metade da potência contratada para a instalação de consumo. Tendo em conta que a potência contratada para o abastecimento eléctrico do

DEM, que é de 200 kW, a *PL* do sistema de MnFv não poderá exceder os 100 kW, estando, portanto, limitada superiormente ao Escalão II. Como tal, importa analisar valores de *PL* que permitam abranger os escalões permitidos por lei. Na Tabela 3.1, indicam-se os valores de *PL* dos sistemas seleccionados para análise.

Tabela 3.1. Potências de ligação dos sistemas seleccionados e respectivos escalões.

Potência de Ligação [kW]	Escalão
10	I
20	I
50	II
100	II

Tal como descrito na secção 2.1.3, a *PL* é função da potência máxima disponibilizada pelo inversor ou conjunto de inversores utilizados na instalação.

Foi seleccionado um inversor da marca *Kaco*, modelo *Powador 12.0 TL3*, com uma potência máxima de 10 kW, pelo que será este o equipamento utilizado para todos os sistemas, em diferentes quantidades. A escolha deste equipamento prende-se com a possibilidade de orçamentação dos sistemas em estudo, uma vez que os dados disponibilizados pelas empresas nesta área tendem a ser muito escassos, sujeitos a regras muito severas de confidencialidade e protecção de dados.

C. Tecnologia e equipamentos a instalar

A selecção de tecnologias e de colectores fotovoltaicos a analisar foi motivada pela sua expressão actual no mercado e, à semelhança do sucedido na selecção do inversor, pela disponibilidade de informação relativa aos custos inerentes à sua aquisição, transporte e instalação. A tecnologia seleccionada foi o Silício policristalino (p-Si), sendo que os módulos utilizados são da marca *Luxor*, modelo *LX-230P*.

Tendo em conta as características do edifício e dos equipamentos, indicam-se algumas condições importantes na análise dos sistemas:

- Os colectores fotovoltaicos são aplicados em estruturas fixas na cobertura do edifício, com ângulo de azimute de 0° e sem limite de ocupação de área;

- Todos os módulos são instalados com uma inclinação óptima de 32° em relação ao plano horizontal da cobertura do edifício;
- Os módulos seleccionados, tal como indicado pelo fabricante, apresentam uma diminuição anual da produção de energia na ordem dos 0,8% devido à degradação do equipamento;
- Não existem obstáculos, passíveis de criar sombreamentos sobre o gerador fotovoltaico, nas imediações do edifício.

3.2. Previsão da energia produzida

A viabilidade económica dos sistemas de miniprodução está, naturalmente, dependente da quantidade de energia que os mesmos são capazes de produzir. A produção de energia está, por sua vez, condicionada, tanto por factores físicos, como por factores técnicos. Esta será tanto maior quanto maior for a incidência da radiação solar. Assim, a localização geográfica, a orientação e a inclinação dos colectores solares, apresentam-se como factores de elevado impacto na produção. Sob o ponto de vista técnico, a potência da instalação, a configuração do gerador, bem como a tecnologia utilizada (m-Si, a-Si, CPV, etc.) revelam-se igualmente determinantes. É, portanto, imperativo prever de que modo os factores envolvidos nos sistemas afectam a produção de energia uma vez que esta é a fonte de rendimento da actividade.

A simulação da energia produzida pode ser realizada recorrendo a aplicações informáticas desenvolvidas para este efeito. No presente trabalho, recorreu-se a um *software* desenvolvido inicialmente em 1991, pelo grupo de energia do ISE (Institute for the Sciences of Environment) da Universidade de Genebra, denominado *PVsys* [35]. Foi utilizada a versão 5.59, cuja interface se encontra representada na Figura 3.3. O *PVsys* é uma ferramenta reconhecida mundialmente pela sua abrangência e pela sua fácil e intuitiva utilização. Neste trabalho, recorreu-se a este *software* na configuração do gerador fotovoltaico e na previsão da energia produzida, anualmente, pelos sistemas. Apesar de não terem sido utilizados, a ferramenta disponibiliza ainda recursos ao nível da análise económica e do projecto do *layout* dos módulos fotovoltaicos.

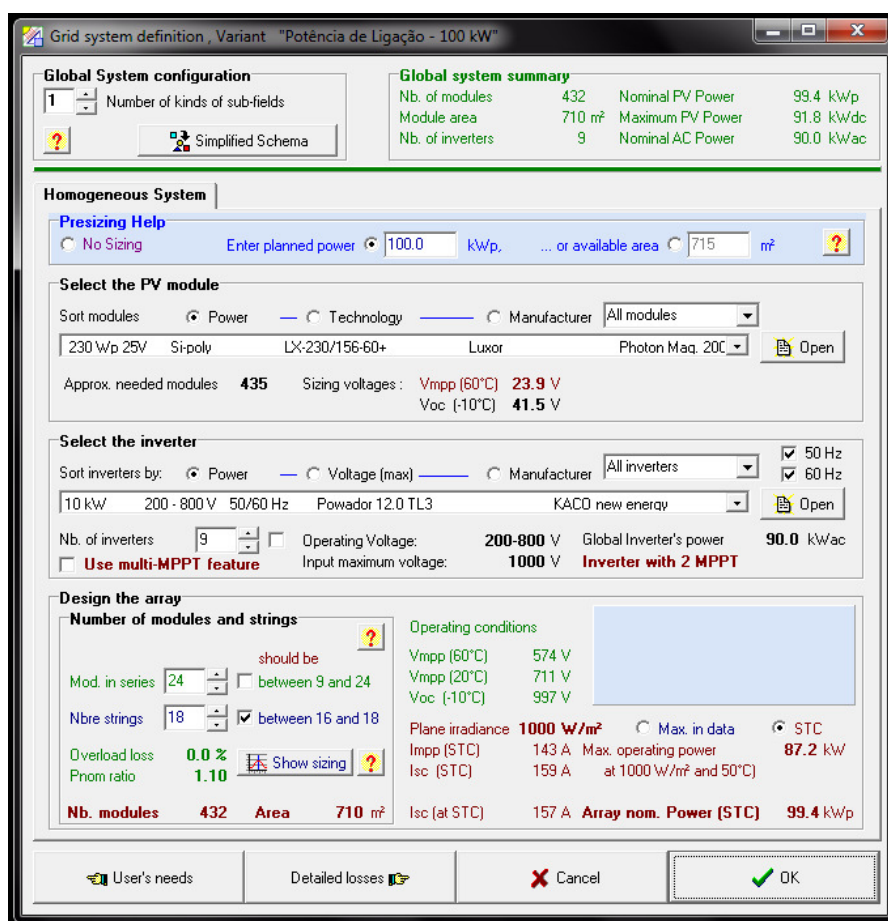


Figura 3.3. Interface gráfico do software PVsyst [35].

3.3. Análise económica

A análise económica dos sistemas em estudo é realizada recorrendo a uma folha de cálculo de *Microsoft Excel*. Esta ferramenta permite determinar os diversos indicadores económicos para os sistemas em questão. O cálculo dos vários indicadores económicos será efectuado a preços constantes, ou seja, os valores das receitas e dos gastos do projecto são avaliados como ocorrendo no instante inicial do projecto.

3.3.1. Características do investimento

Em miniprodução, bem como em qualquer projecto de investimento, a análise de investimentos tem em consideração os seguintes parâmetros base [36]:

- 1) Capital a investir (Investimento inicial (I) e origem dos capitais);
- 2) *Cash-flow* de exploração (CF);

- 3) Período de vida do investimento (n);
- 4) Valor residual (VR);
- 5) Custo do capital (Taxas de actualização (i)).

1) **Capital a investir**

O investimento inicial, I , consiste no somatório dos custos associados à aquisição dos equipamentos, ao seu transporte, à mão-de-obra e às taxas de registo.

Dada a confidencialidade com que as empresas protegem estes dados, não é possível discriminar todas as parcelas do investimento, exceptuando as taxas de registo.

Na análise efectuada neste trabalho, são colocados quatro cenários distintos no que concerne à exploração dos sistemas:

- Investimento com 100% de Capitais próprios (CP);
- Investimento com 100% de Capitais alheios (CA);
- Exploração por terceiros (ET-1);
- Exploração por terceiros (ET-2)

2) **Cash-flow de exploração**

O fluxo de dinheiro de entrada e de saída no projecto designa-se por *cash-flow* (CF). É possível obter o seu valor recorrendo à seguinte expressão:

$$CF = R - G \quad (3.1)$$

onde:

R - Rendimentos de exploração;

G - Gastos de exploração;

A expressão do CF assume a forma indicada na expressão (3.1), uma vez que o edifício em estudo faz parte de uma instituição de ensino superior pública e, como tal, os rendimentos obtidos encontram-se isentos de impostos.

O valor monetário obtido com a venda da electricidade produzida é representado por R e os trabalhos de manutenção necessários ao bom funcionamento do sistema são representados por G . No cálculo dos R utilizam-se os valores da tarifa prevista no regime remuneratório e de acordo com o escalão correspondente a cada sistema. De acordo com a legislação, o Regime Bonificado tem uma duração de quinze anos findos os quais a remuneração passará a ser efectuada no Regime Geral.

No que concerne aos G , admitiu-se um valor anual de 100 € para manutenção de equipamentos como o único encargo para todos os sistemas em análise.

3) Período de vida do investimento

O n é um parâmetro definido como a duração de tempo do projecto de investimento. No presente trabalho é considerado um $n = 25$ anos.

É importante salvaguardar que n pode, ou não, apresentar um valor distinto relativamente ao período de vida dos equipamentos (PVE).

4) Valor residual

VR é uma estimativa do valor económico do projecto no final de n . No presente estudo o VR é considerado nulo ($VR = 0$) em todos os projectos, uma vez que se considera $n = PVE$. Com base nas garantias fornecidas pelos fabricantes dos equipamentos utilizados assume-se $PVE = 25$ anos.

5) Custo do capital

A taxa de actualização, para análise a preços constantes (i) pode ser definida como a média ponderada entre o custo dos capitais próprios e dos capitais alheios necessários para que o investimento se realize. Esta taxa é dada pela seguinte expressão:

$$i \approx P_p \cdot i_p + P_a \cdot i_a \cdot (1 - t_i) \quad (3.2)$$

onde,

- i_p - taxa de juro exigida para os capitais próprios;
- P_p - parcela de capitais próprios no investimento ($0 \leq P_p \leq 1$);
- P_a - parcela de capitais alheios no investimento ($0 \leq P_a \leq 1$);
- i_a - taxa de juro efectiva global dos capitais alheios;
- t_i - taxa de impostos (IRC+ Derrama) da empresa;

No presente trabalho são aplicadas duas taxas de actualização, uma para cada tipo de financiamento. Para o financiamento de 100% de CP, a taxa de actualização seleccionada é 3% / ano, assumindo-se igual à taxa de inflacção. Relativamente ao financiamento de 100% de CA a taxa de actualização será de 10% / ano. Os valores fixados têm por base a solução proposta por uma instituição bancária [37] para

financiamento do investimento de empresas em energias renováveis, sendo que os mesmos poderão variar mediante futuros cenários económicos.

3.3.2. Indicadores económico-financeiros

Os indicadores financeiros utilizados no estudo da viabilidade económica dos sistemas são:

- 1) Valor líquido actual (*VLA*);
- 2) Taxa interna de rentabilidade (*TIR*);
- 3) Período de retorno (*PR*);
- 4) Rendimento anual equivalente (*RAE*).

1) *VLA* - Valor líquido actual

Um dos indicadores financeiros mais utilizados na análise de projectos de investimento é o *VLA*, que pode ser definido como a soma algébrica de todos os CF actualizados, de acordo com a seguinte expressão:

$$VLA = \sum_{k=0}^n \frac{CF_k - I_k}{(1+i)^k} + \frac{VR}{(1+i)^n} \quad (3.3)$$

onde *n* representa a duração do projecto.

Na Tabela 3.2, encontram-se definidos os critérios de aceitação ou rejeição do investimento, consoante o valor do *VLA*.

Tabela 3.2. Critérios de aceitação e rejeição do indicador *VLA*.

Indicador	Critério	Remuneração dos capitais
$VLA > 0$	Projecto financeiramente viável	Superior à pretendida
$VLA = 0$	Projecto financeiramente neutro	Igual à pretendida (<i>i</i>)
$VLA < 0$	Projecto financeiramente inviável	Inferior à pretendida

O recurso a este indicador, como critério de comparação, deve ser feito com precaução, uma vez que só deve ser aplicado em projectos equiparáveis a nível de *I*, estrutura de *CF* e duração, salvaguardando também que a taxa de actualização seja igual. Reunidas as condições enunciadas, deve optar-se pelo projecto com o *VLA* superior.

2) *TIR* - Taxa interna de rentabilidade

A Taxa Interna de Rentabilidade é, também, frequentemente utilizada na análise de projectos financeiros. O seu valor corresponde à taxa de actualização para qual o *VLA* do projecto se anula. Isto é, a *TIR* é a taxa a que os capitais do projecto são renumerados, sendo que o seu valor pode ser determinado através da seguinte equação:

$$\sum_{k=0}^n \frac{CF_k - I_k}{(1 + TIR)^k} + \frac{VR}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (3.4)$$

Este indicador possui a vantagem de não depender da taxa de actualização, nem do montante investido. No entanto, para a tomada de decisão, torna-se necessária uma taxa de juro de referência. A comparação entre projectos a partir deste indicador só deve ser feita nas condições mencionadas para o *VLA* e deve ser seleccionado aquele que apresentar o valor da *TIR* mais elevado. Na análise dos projectos em estudo, considerou-se que as taxas de juro correspondem às taxas de actualização seleccionadas.

3) *PR* - Período de retorno

O Período de Retorno define-se como o tempo requerido para que as receitas de exploração igualem os investimentos e os custos do projecto. O valor do *PR* pode ser alcançado determinando o valor de *r* para o qual a igualdade (3.5) se torna verdadeira.

$$\sum_{k=0}^{k=r} \frac{CF_k}{(1 + i)^k} = \sum_{k=0}^{k=r} \frac{I_k}{(1 + i)^k} \quad (3.5)$$

4) *RAE* – Rendimento anual equivalente

O Rendimento Anual Equivalente (*RAE*) é utilizado na determinação de um rendimento anual médio equivalente às receitas geradas pelo projecto de investimento, menos os gastos associados ao mesmo. Se o seu valor for positivo, o projecto gera efectivamente um rendimento anual para o investidor. Se o seu valor for negativo, o projecto não gera receitas suficientes para cobrir os gastos e, então, está-se perante um Custo Anual Equivalente (*CAE*). Conhecido o valor do *VLA* é então possível obter o Rendimento Anual Equivalente:

$$RAE = VLA \cdot \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (3.6)$$

3.3.3. Características económicas das alternativas a analisar

A Tabela 3.3 reúne os dados referentes aos diferentes tipos de análises realizadas neste trabalho.

Tabela 3.3. Síntese das características económico-financeiras dos cenários a analisar.

Cenário	CP	CA	ET-1	ET-2
Origem dos capitais investidos	100% Próprios	100% Alheios	100% Alheios	100% Alheios
Taxa de actualização	3%	10%	3%	3%
Período de exploração do investimento (<i>n</i>)	25 anos	25 anos	25 anos	Últimos 10 anos
Período de vida útil dos equipamentos	25 anos			
Valor residual	€0			
Tarifa de venda no Regime Bonificado	Dependente do Escalão			
$PL \leq 20$ kW → Escalão I	0,2150 €/kWh			
$20 < PL \leq 100$ kW → Escalão II	0,1599 €/kWh			
Tarifa de venda no Regime Geral	0,1091 €/kWh			
Custos de exploração [/ano]	€ 100	€ 100	€ 0	€ 100
Taxa de registo	Dependente das condições			
Escalão I	€ 615		Não aplicável	
Escalão II	€ 1 230		Não aplicável	
Taxa de alteração de registo	Não aplicável		Não aplicável	€ 184,5

O valor da tarifa de venda no Regime Bonificado para o Escalão II considerado na análise foi o estabelecido na sessão de atribuição de potência do mês de Julho de 2012 [38]. O valor da tarifa de venda no Regime Geral foi determinado a partir dos consumos verificados no DEM, em 2010 [39], tendo em conta o plano tarifário contratado (MT-Longas) [40]

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Energia útil produzida

Através do programa *PV_{sys}*, apresentado no sub-capítulo 3.2, procedeu-se ao dimensionamento dos geradores fotovoltaicos utilizados e à previsão da energia produzida pelos sistemas. Os dados recolhidos revestem-se de uma importância acrescida, uma vez que o cálculo das receitas provenientes da actividade de MnFv é efectuado com base nos mesmos.

Na Tabela 4.1, expõem-se as configurações e algumas características dos quatro sistemas em análise:

Tabela 4.1. Configuração e dimensões dos sistemas seleccionados

Potência de Ligação [kW]	Configuração do gerador fotovoltaico (série × paralelo)	Nº de módulos	Área de módulos [m ²]	Potência de pico do gerador fotovoltaico (STC) [kWp]
10	23 × 2	46	75,6	10,58
20	23 × 4	92	151	21,16
50	22 × 10	220	362	50,6
100	23 × 19	437	718	101

Na Tabela 4.2, apresentam-se os valores previstos pelo *PV_{sys}* para a energia injectada na RESP no primeiro ano de funcionamento de cada um dos sistemas analisados.

Tabela 4.2. Previsões do *PV_{sys}* para a energia injectada na RESP no primeiro ano de vida do sistema.

Potência de Ligação [kW]	10	20	50	100
Energia injectada [kWh/ano]	15 134	30 608	73 173	145 342

Para os anos seguintes, e seguindo o previsto pelos fabricantes, assume-se uma perda de eficiência dos sistemas de 0.8 %/ano.

Assim, importa determinar quanta energia será produzida por cada sistema ao longo da sua vida. Na Figura 4.1, demonstra-se a evolução da produção anual de electricidade a ser injectada na RESP, por cada um dos sistemas em análise.

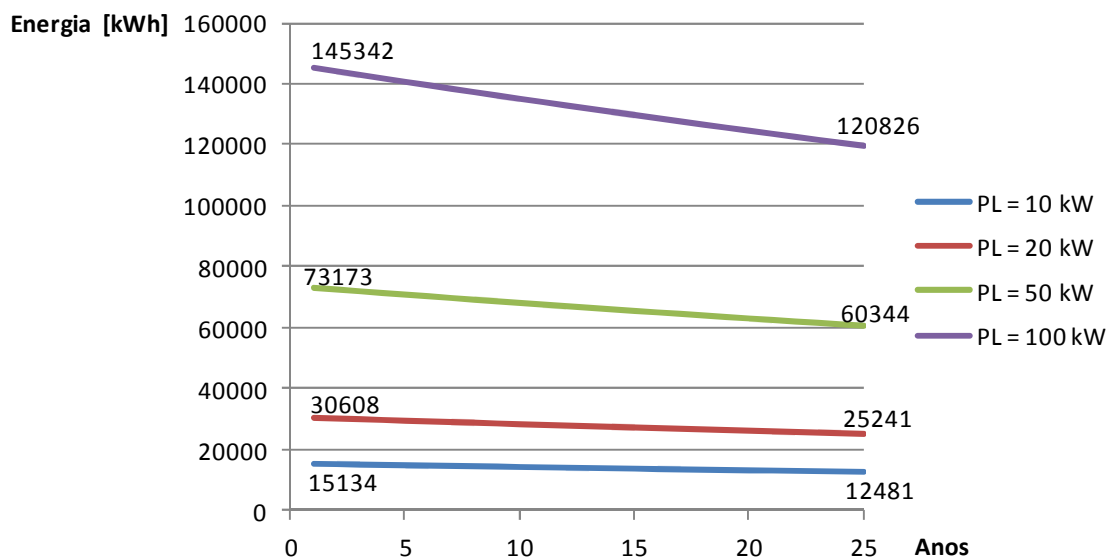


Figura 4.1. Evolução da energia produzida pelos sistemas em análise ao longo do seu período de vida.

Do mesmo modo, é pertinente avaliar os efeitos da variação dos níveis de radiação solar sobre a produção dos sistemas ao longo de um ano de actividade. A Figura 4.2, construída a partir dos dados obtidos através do *PVsys* para o sistema com *PL* de 10 kW, permite verificar essa variação.

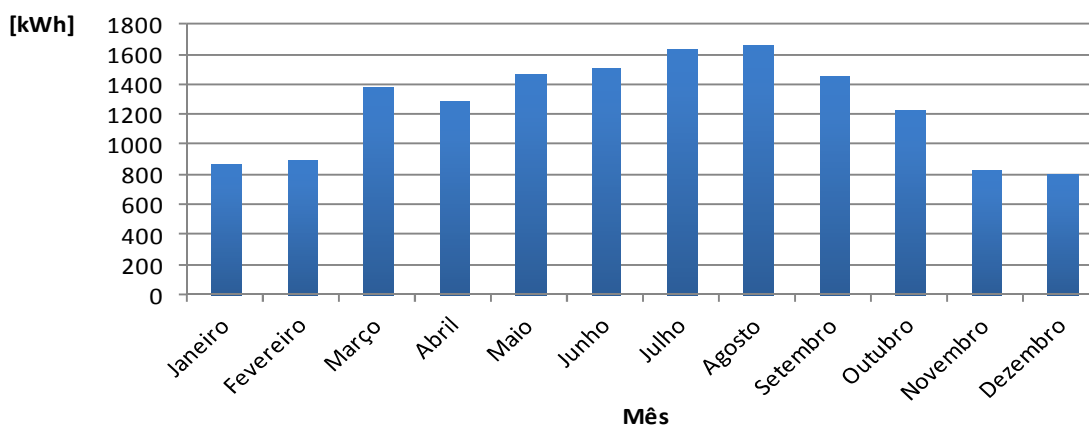


Figura 4.2. Energia produzida mensalmente, no primeiro ano de vida, pelo sistema com *PL* de 10kW.

4.2. Viabilidade económica

Na avaliação da viabilidade económica, para além da contabilização da energia produzida, importa evidentemente determinar o montante do investimento inicial a realizar com a aquisição, transporte, instalação e legalização dos sistemas. Os valores das três primeiras parcelas incluídas são, mais uma vez, protegidos pelas empresas, pelo que se indica apenas o montante total, na Tabela 4.3.

Tabela 4.3. Valor do investimento inicial para cada um dos sistemas em análise.

Potência de Ligação [kW]	Investimento inicial [€]
10	26 322
20	47 232
50	103 197
100	188 067

Nas secções seguintes, correspondentes a cada *PL* avaliada, apresentam-se os valores dos indicadores financeiros obtidos na análise económica de cada cenário de exploração. A inexistência de dados relativos ao cenário ET-1, nomeadamente do valor das rendas praticadas e respectivo método de fixação, traduz-se na impossibilidade do cálculo dos indicadores financeiros. Contudo, este facto não impede que se compare o referido cenário com os restantes, assumindo-se que o somatório das rendas anuais auferidas neste método de exploração se equipara ao *VLA* calculado nos cenários CP, CA e ET-2. Importa ainda referir que, na avaliação dos valores do *RAE* obtidos no cenário ET-2, deve ser tido em conta o facto de, nesta modalidade, os *cash-flows* de exploração reverterem para o proprietário do edifício apenas durante os últimos 10 anos de vida dos equipamentos, enquanto nas restantes estes vigoram durante todo o período de 25 anos.

Salvaguarda-se que a análise económica aqui efectuada considera premissas válidas para contractos assinados no ano de 2012 e apenas até 31 de Julho, decorrentes da legislação e condições de mercado então vigentes. Faz-se esta ressalva em virtude de ser frequente a alteração, pelo poder político, das regras aplicáveis à geração de energia a partir de fontes renováveis. Refere-se o dia 31 de Julho de 2012 por ter sido o dia no qual

se deu por terminada a pesquisa de informação sobre parâmetros, regras e valores a considerar na prossecução deste trabalho.

4.2.1. Potência de ligação de 10 kW

Os indicadores financeiros obtidos na análise do sistema com *PL* de 10 kW encontram-se compilados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4. Indicadores financeiros do sistema com potência de ligação de 10 kW

Cenário	<i>VLA</i> [€]	<i>PR</i> [anos]	<i>TIR</i> [%/ano]	<i>RAE</i> [€/ano]
CP	16 588,03	10,2	9,03	952,62
CA	-1 405,44	> 25,0	9,03	-154,83
ET-1	?	0	-	?
ET-2	7 084,29	0	-	406,84

A partir dos indicadores financeiros obtidos para o sistema com *PL* de 10 kW, é possível observar que os cenários CP e ET-2 se revelam viáveis. O investimento com recurso a capitais próprios, CP, é o mais rentável dos três casos para os quais existe informação disponível. O cenário ET-2 reveste-se de algum interesse, uma vez que não envolve um investimento inicial e apresenta valores de *VLA* e *RAE* ligeiramente inferiores a metade dos determinados para a alternativa CP. O cenário CA produz indicadores negativos, pelo que não é economicamente viável. A modalidade ET-1 revelar-se-á superior às restantes, caso ultrapasse o *VLA* do cenário CP ou tenha uma renda anual superior, ou seja, $RAE > €952,62$ por ano.

4.2.2. Potência de ligação de 20 kW

Os indicadores financeiros do sistema com *PL* de 20 kW encontram-se na Tabela 4.5.

Tabela 4.5. Indicadores financeiros do sistema com potência de ligação de 20 kW

Cenário	<i>VLA</i> [€]	<i>PR</i> [anos]	<i>TIR</i> [%/ano]	<i>RAE</i> [€/ano]
CP	41 332,50	8,6	11,10	2 372,64
CA	4 088,99	14,9	11,10	450,48
ET-1	?	0	-	?
ET-2	15 005,11	0	-	861,71

O sistema com *PL* de 20 kW apresenta indicadores financeiros positivos para todas as hipóteses de exploração consideradas. Ao contrário do sucedido no sistema anterior, o investimento com recurso a capitais alheios afigura-se viável, representando, no entanto, uma rentabilidade muito inferior aos restantes e um *PR* elevado. À semelhança do sucedido com o sistema de *PL* de 10 kW, o cenário mais rentável é o CP, que apresenta, neste caso, um *VLA* e *RAE* bastante superiores aos demais e um *PR* mais favorável do que o CA. O cenário ET-1 apresentar-se-á como o mais rentável de todos caso a renda anual equivalente auferida seja superior a €2 372,64.

4.2.3. Potência de ligação de 50 kW

Na Tabela 4.6, encontram-se compilados os indicadores financeiros obtidos na análise do sistema com *PL* de 50 kW.

Tabela 4.6. Indicadores financeiros do sistema com potência de ligação de 50 kW

Cenário	<i>VLA</i> [€]	<i>PR</i> [anos]	<i>TIR</i> [%/ano]	<i>RAE</i> [€/ano]
CP	65 222,40	10,9	8,23	3 745,58
CA	-8 653,45	> 25,0	8,23	-953,33
ET-1	?	0	-	?
ET-2	36 793,26	0	-	2 112,96

Nos sistemas com *PL* de 50 kW, o cenário *CA* revela-se novamente inviável, obtendo indicadores financeiros francamente negativos e um *PR* superior ao período de vida do investimento e dos equipamentos. O investimento com recurso a capitais próprios apresenta indicadores bastante favoráveis, sendo a alternativa mais rentável. Contudo, o seu *PR* é relativamente elevado. O cenário *ET-2*, que beneficia da quantidade significativa de energia produzida pelo sistema, disponível para venda após o período do Regime Bonificado, produz valores *VLA* e *RAE* elevados, superiores a 50% dos verificados no cenário *CP*. Para ultrapassar o cenário *CP* em termos de rentabilidade, a renda anual fixada no cenário *ET-1* terá de ser superior a €3 745,58.

4.2.4. Potência de ligação de 100 kW

Os valores dos indicadores financeiros apurados na análise do sistema com *PL* de 100 kW encontram-se compilados na Tabela 4.7

Tabela 4.7. Indicadores financeiros do sistema com potência de ligação de 100 kW

Cenário	<i>VLA</i> [€]	<i>PR</i> [anos]	<i>TIR</i> [%/ano]	<i>RAE</i> [€/ano]
CP	148 178,35	9,8	9,52	8 509,57
CA	618,13	24,5	9,52	68,10
ET-1	?	0	-	?
ET-2	73 735,09	0	-	4 234,45

No sistema com *PL* de 100 kW, todos os cenários colocados se demonstram viáveis, sendo que o investimento realizado com capitais alheios volta a representar a alternativa menos rentável, com um *VLA* e *RAE* muito reduzidos e um *PR* muito próximo do fim do período de vida do investimento e dos equipamentos. O cenário *CP* é o mais rentável, com valores de *VLA* e *RAE* elevados verificando-se, contudo, que o seu *PR* permanece algo aquém das expectativas. Comparativamente a esta modalidade, os valores do *VLA* e *RAE* atingidos pelo cenário *ET-2* são de aproximadamente metade, observando-se, portanto, a menor discrepância entre estas duas alternativas. O cenário *ET-1* revelar-se-á o mais rentável caso a renda anual fixada ultrapasse os €8 509,57.

4.2.5. Comparação entre as várias alternativas de exploração

Nesta secção, pretende-se comparar as diversas alternativas e avaliar a evolução dos diferentes cenários com a *PL* dos sistemas em estudo.

Na Tabela 4.8, encontram-se compilados todos os indicadores financeiros, relativos a todos os sistemas e organizados por cenário, de modo a possibilitar uma avaliação expedita da evolução verificada em cada cenário em função da *PL*.

É possível verificar que, no cenário CP, os valores do *VLA* e do *RAE* aumentam progressivamente com o aumento da *PL* dos sistemas, sendo que o maior incremento se verifica entre as potências de 50 kW e 100 kW e que todos os sistemas se demonstram viáveis e atractivos exibindo, no entanto, valores algo elevados do *PR*.

Tabela 4.8. Evolução dos indicadores financeiros com a *PL*, nos cenários CP, CA e ET-2.

Cenário CP				
Potência de Ligação [kW]	<i>VLA</i> [€]	<i>PR</i> [anos]	<i>TIR</i> [%/ano]	<i>RAE</i> [€/ano]
10 kW	16 588,03	10,2	9,03	952,62
20 kW	41 332,50	8,6	11,10	2 372,64
50 kW	65 222,40	10,9	8,23	3 745,58
100 kW	148 178,35	9,8	9,52	8 509,57

Cenário CA				
Potência de Ligação [kW]	<i>VLA</i> [€]	<i>PR</i> [anos]	<i>TIR</i> [%/ano]	<i>RAE</i> [€/ano]
10 kW	-1 405,44	> 25,0	9,03	-154,83
20 kW	4 088,99	14,9	11,10	450,48
50 kW	-8 653,45	> 25,0	8,23	-953,33
100 kW	618,13	24,5	9,52	68,10

Cenário ET-2				
Potência de Ligação [kW]	<i>VLA</i> [€]	<i>PR</i> [anos]	<i>TIR</i> [%/ano]	<i>RAE</i> [€/ano]
10 kW	7 084,29	0	-	406,84
20 kW	15 005,11	0	-	861,71
50 kW	36 793,26	0	-	2 112,96
100 kW	73 735,09	0	-	4 234,45

No cenário CA, metade dos sistemas revelam-se inviáveis. Os sistemas que apresentam indicadores positivos são, ainda, pouco atractivos e de muito elevados *PR*.

O cenário ET-2 revela-se viável e demonstra níveis de rentabilidade atractivos, verificando-se, à semelhança do sucedido no cenário CP, que os valores do *VLA* e *RAE* aumentam progressivamente com a *PL* e que o maior incremento se verifica entre as potências de 50 kW e 100 kW

Finalmente, na Tabela 4.9, compilam-se os cenários que representam as melhores alternativas em cada um dos sistemas.

Tabela 4.9. Comparação entre as melhores alternativas de cada sistema.

Potência de Ligação [kW]	Cenário	<i>VLA</i> [€]	<i>PR</i> [anos]	<i>TIR</i> [%/ano]	<i>RAE</i> [€/ano]
10 kW	CP	16 588,03	10,2	9,03	952,62
20 kW	CP	41 332,50	8,6	11,10	2 372,64
50 kW	CP	65 222,40	10,9	8,23	3 745,58
100 kW	CP	148 178,35	9,8	9,52	8 509,57

Como é possível verificar, o investimento com recurso a capitais próprios é a alternativa que se apresenta como mais viável na totalidade dos cenários. Todas as hipóteses contempladas na Tabela 4.9 representam investimentos viáveis e atractivos, ressalvando-se novamente o facto de o *PR* se situar em valores ligeiramente mais elevados do que o desejável.

5. CONCLUSÕES

Após a análise e discussão dos resultados obtidos, é possível concluir que a actual legislação em vigor em Portugal prevê as condições necessárias à implementação de sistemas de miniprodução de electricidade que recorram à tecnologia solar fotovoltaica em edifícios de serviços, conquanto o investimento efectuado nos mesmos seja realizado através de capitais próprios. Os actuais custos do crédito bancário retiram totalmente a atractividade da exploração de unidades de miniprodução por parte de investidores que não disponham do capital necessário à aquisição e instalação dos sistemas. É importante referir, também, que a possibilidade de exploração dos sistemas, por parte de terceiros, prevista na legislação, abre portas a que possam ser estabelecidas parcerias mutuamente benéficas para os proprietários de edifícios e para investidores externos.

De referir que, quer os indicadores económicos, quer as conclusões obtidas no decurso deste trabalho, são válidos apenas para edifícios de serviços detidos por entidades isentas de pagamento dos impostos *IRC* (Imposto sobre o Rendimento de pessoas Colectivas) e *Derrama* (imposto municipal). Enquadram-se neste regime todos os edifícios públicos (escolas, hospitais, laboratórios, etc.) e os detidos por entidades de solidariedade social (IPSS, etc.) e por outro tipo de associações sem fins lucrativos. No caso de o edifício ser explorado por uma entidade sujeita aos impostos anteriores, as poupanças fiscais devidas à depreciação contabilística dos investimentos e aos gastos com o pagamento de juros levam ao aumento da atractividade do recurso a capitais alheios. Ainda assim, tal não é suficiente para tornar o cenário CA (100% capitais alheios) como o mais interessante.

A análise dos dados, disponibilizados pela DGEG, relativos à evolução da instalação de unidades de miniprodução no país e as recentes tendências políticas no que toca ao ajustamento dos incentivos à actividade, lançam preocupação sobre o futuro dos regimes jurídicos contemplados no âmbito da PRE, com consequências graves na evolução do país quanto à utilização de FER e à indústria associada.

O facto de ter sido seleccionado o edifício do DEM-FCTUC, permite concluir também que a instalação dos sistemas estudados num edifício detido ou ocupado por uma

entidade pública, neste caso, uma instituição de ensino superior, se revela atractiva e rentável, representando, por isso, um passo no caminho do cumprimento da EPBD-10.

A viabilidade económica encontra-se fortemente dependente de diversos factores, tais como a origem dos capitais investidos ou modalidade de exploração e a potência de ligação.

A tarifa remuneratória prevista no Regime Bonificado revela-se um mecanismo útil no incentivo da utilização de FER, no entanto, é necessário ter em consideração que a diminuição anual prevista da tarifa remuneratória deve ser acompanhada por uma redução nos custos dos equipamentos, no sentido de assegurar que a aposta neste tipo de projectos se mantenha economicamente viável. Nesse campo, o papel da I&D de novas tecnologias com melhores eficiências e menores custos de produção é imprescindível.

As principais dificuldades sentidas durante a realização deste trabalho prendem-se com a obtenção de custos dos sistemas junto das empresas do sector, informações imprescindíveis na realização de um estudo de viabilidade económica. Com efeito, a impossibilidade da recolha de informações relativas, nomeadamente, a outras tecnologias de miniprodução solar fotovoltaica, foi um factor condicionante da dimensão e abrangência do estudo que aqui se apresenta.

No que concerne a propostas de trabalho futuro, sugere-se um estudo que incida sobre outras tecnologias disponíveis no mercado, certamente importante no sentido de compreender o caminho que o mercado do sector poderá vir a percorrer nos anos vindouros.

É notória uma crescente consciencialização sobre as vicissitudes do paradigma energético mundial actual, com consequências a nível comportamental e político em zonas do globo como a Europa e Estados Unidos da América, que orientam agora elevados investimentos na I&D e implementação de FER e processos de aumento da eficiência energética. No entanto, pesa, no prato oposto da balança, a busca de um rápido e forte crescimento económico por parte de países como a China, assente na satisfação imediata das suas necessidades energéticas através dos combustíveis fósseis, contrariando a evolução do mix energético mundial na persecução de uma economia mais “verde” e com consequências graves para a emissão de Gases de Efeito de Estufa (GEE).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Dudley, B. (2012, Junho), "BP Statistical Review of World Energy". Acedido em 27-07-2012: <http://www.bp.com/statisticalreview>
- [2] Eurostat Pocket books (2012), "The European Union and the BRIC countries". Acedido em 27-07-2012: <http://ec.europa.eu/eurostat>
- [3] U.S. Energy Information Administration (EIA) (Junho de 2012), "The Annual Energy Outlook 2012". Acedido em 27-07-2012: www.eia.gov/forecasts/aeo.
- [4] European Commission Research & Innovation-SSH (2011), "EUR 24805 — World and European Energy and Environment Transition Outlook — WETO-T". Acedido, em 27-07-2012: http://ec.europa.eu/research/social-sciences/cluster-publications_en.html
- [5] *Jornal Oficial n.º L 130 de 15/05/2002 p. 0001 – 0003 (25 de Abril de 2002)*, "2002/358/CE: Decisão do Conselho, de 25 de Abril de 2002, relativa à aprovação, em nome da Comunidade Europeia, do Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas e ao cumprimento conjunto dos respectivos compromissos". Acedido em 27-07-2012: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32002D0358:PT:HTML>
- [6] Comissão Europeia, COM (2010) (3 de Março de 2010), "COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO EUROPA 2020 Estratégia para um crescimento inteligente, sustentável e inclusivo", Acedido em 27-07-2012: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:pt:PDF>
- [7] *Jornal Oficial n.º L 153 de 18/06/2010 p. 0013 – 0034 (19 de Maio de 2010)*, "DIRECTIVA 2010/31/UE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 19 de Maio de 2010 relativa ao desempenho energético dos edifícios (reformulação)". Acedido em 27-07-2012: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:PT:PDF>
- [8] Raimundo, A. M. (2012) "Exequibilidade dos Edifícios com Necessidades quase Nulas de Energia em Clima Mediterrânico", *Revista Climatização*, 79, 68-72
- [9] REN - Redes Energéticas Nacionais SCPS, SA, (2011) "DADOS TÉCNICOS/TECHNICAL DATA 2011" Acedido em 27-07-2012: www.ren.pt
- [10] Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto, "Programa Nacional para as Alterações Climáticas, Diário da República, n.º 162, I Série". Presidência do Conselho de Ministros. Lisboa. Acedido em 27-07-2012: <http://www.dre.pt/pdf1sdip/2006/08/16200/60426056.PDF>
- [11] Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), (Abril de 2012) "Linhas de orientação para a revisão dos Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis e para a Eficiência Energética - Versão para discussão pública". Acedido em 19-04-2012: <http://www.dgge.pt/>

-
- [12] Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), (2011), “BALANÇO ENERGÉTICO Sintético 2011”. Acedido em 27-07-2012: <http://www.dgeg.pt/>
- [13] ADENE – Agência para a Energia e AREAC – Agência regional de Energia e Ambiente do Centro (Março, 2005) ”Energias Renováveis em Meio Urbano”. Acedido em 27-07-2012: www.areac.pt
- [14] Dec. Lei n.º 20/81 de 28 de Janeiro. “Diário da República, n.º 23 - I Série”, Ministério da Indústria e Energia. Lisboa
- [15] Dec. Lei n.º 189/88 de 27 de Maio. “Diário da República, n.º 123 - I Série”, Ministério da Indústria e Energia. Lisboa
- [16] Dec. Lei n.º 313/2001 de 10 de Dezembro. “Diário da República, n.º 284 - I Série”, Ministério da Economia. Lisboa
- [17] Dec. Lei n.º 225/2007 de 31 de Maio. “Diário da República, n.º 105 - I Série”, Ministério da Economia e da Inovação. Lisboa
- [18] Dec. Lei n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro. “Diário da República, n.º 207 - I Série, Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. Lisboa.
- [19] Dec. Lei n.º 34/2011 de 8 de Março. “Diário da Republica, n.º 47 - I Série, Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. Lisboa
- [20] Resolução do Conselho de Ministros n.º 54/2010 de 15 de Abril. “Diário da República, n.º 150 - I Série”, Presidência do Conselho de Ministro, Lisboa
- [21] Bello, F.M.H. C. R., (2009), “ Integração em Edifícios de Sistemas de microgeração. Análise Tarifária e Económica aplicada a instalações com potências até 150kW”, Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia e Gestão Industrial, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa
- [22] Renováveis na hora – ponha a sua casa a trabalhar. Ministério da Economia e do Emprego (2012) . Acedido em 27-07-2012: <http://www.renovaveisnadora.pt/>
- [23] Renováveis na hora – ponha a sua casa a trabalhar. Ministério da Economia e do Emprego (2012) “Dados estatísticos de Unidades de miniprodução”. Acedido em 27-07-2012: <http://www.renovaveisnadora.pt/web/srm/estatisticas>
- [24] Araki, K., Emery, K., Siefert, G., Bett, A. W., Sakakibara, T., Kemmoku, Y., Ekins-Daukes, N.J., Lee, H. S., Yamaguchi, M. (Janeiro de 2005) ” Comparison of Efficiency Measurements for a HCPV Module with 3j Cells in 3 Sites”. Acedido em 27-07-2012: http://www.physics.usyd.edu.au/app/solar/research/syracuse/pdf/31stpvsc_araki_latene_ws.pdf ou [Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE](#)
- [25] European Photovoltaic Industry Association (2012), Acedido em 27-07-2012: <http://www.epia.org/solar-pv/pv-technologies-cells-and-modules.html>].
- [26] European Photovoltaic Energy Platform (Setembro, 2011). “A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology, edition 2 2011”. Acedido em 27-07-2012: http://www.eupvplatform.org/publications/strategic-research_agenda_implementation-plan.html #c2642

- [27] European Photovoltaic Industry Association (Maio de 2012), “Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016” Acedido em 01-09-2012: <http://www.epia.org/>
- [28] Renováveis na hora – ponha a sua casa a trabalhar. Ministério da Economia e do Emprego (2012) “Dados estatísticos de Unidades de miniprodução”. Acedido em 27-07-2012: <http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm/cons equip>.
- [29] Pinto, A., Macagnan, M., Zilles, R., Lehmann, J., (2010) “Descrição de Seguidores Solares e sua Aplicação em Centrais Fotovoltaicas conectadas à Rede”, III Congresso Brasileiro de Energia Solar, Laboratório de sistemas Fotovoltaicos, Instituto de Electrotécnica e Energia, 21 a 24 de Setembro 2010, Universidade de São Paulo, Brasil. Acedido em 27-07-2012: <http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2010/Trabalhos/pintonetodescricao.pdf>
- [30] Portaria n.º 178/2011, de 29 de Abril. “Diário da República, n.º 83 - I série”. Secretaria de Estado da Energia e da Inovação. Lisboa
- [31] Lei n.º 64-B/2011 de 30 de Dezembro, “Orçamento de Estado para 2012”. *Diário da República, n.º 250 I série, Assembleia da República, Lisboa*
- [32] Portaria n.º 285/2011 de 28 de Outubro. “Diário da República, n.º 208 - I série”. Secretaria de Estado da Energia. Lisboa
- [33] Geo Model SOLAR (2010-212) “Radiação global horizontal na Europa”. Acedido em 27-07-2012: http://solargis.info/doc/_pics/freemaps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-Europe-en.png
- [34] Google Maps (2012) “Vista aérea do DEM-FCTUC”. Coordenadas: 40° 11’06,94” N, 8° 24’44,64” O. Acedido em 27-07-2012: <http://maps.google.pt/>
- [35] Programa PvSyst v5.59 (2012): <http://www.pvsyst.com/en/>
- [36] Raimundo, A. M., (2010), “Análise económica de projectos de investimento”, textos de apoio à disciplina de Economia e Gestão Industrial, Mestrado integrado em Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica, FCTUC, Coimbra, 2010
- [37] Solução Caixa Empresas Energias Renováveis, acedido em 27-07-2012: <https://www.cgd.pt/Institucional/Caixa-Carbono-Zero/Solucoes-Baixo-Carbono/Pages/Creditos-a-empresas.aspx>
- [38] Renováveis na hora – ponha a sua casa a trabalhar. Ministério da Economia e do Emprego (2012) “Atribuição de potência 2012”. Acedido em 31-07-2012, em: <http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm/atribuicaoodepotencia2012>
- [39] Silva, N. G. e Raimundo, A. M., (2012) “ Análise da viabilidade de mudança dos sistemas de iluminação de um estabelecimento de ensino superior para outros mais eficientes“, Apresentado no VI Encontro Nacional do Colégio de Engenharia Mecânica da Ordem dos Engenheiros Coimbra, 01 a 03 de Março de 2012.
- [40] EDP Serviço Universal (2012), “Tarifas e Horários”, Acedido em 27 de Julho de 2012 em: <http://www.edpsu.pt/pt/tarifasehorarios/Pages/tarifasHorarios.aspx>
- [41] National Center for Photovoltaics, NREL, (2012) “Evolução da eficiência das várias tecnologias fotovoltaicas”. Acedido em 27-07-2012: <http://www.nrel.gov/ncpv/>

ANEXO A - ESTATÍSTICAS RELATIVAS A MINIPRODUÇÃO EM PORTUGAL

Evolução até à atribuição de potência

1.1 Escalão I

2011	Efetuados		Anulados		Pagos		Aceites sob reserva		Aceites	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Mai	102	1977,30	39	764,85	55	1062,45	0	0,00	0	0,00
Jun	28	475,36	9	161,05	17	294,71	3	51,05	54	1051,40
Jul	38	682,45	7	122,10	20	354,95	2	32,50	28	500,06
Ago	57	963,15	23	397,80	34	578,20	1	20,00	4	57,10
Set	34	610,82	23	429,15	20	335,87	0	0,00	45	768,20
Out	41	694,00	11	211,05	28	456,70	0	0,00	25	433,12
Nov	139	2484,01	23	395,55	81	1449,31	5	45,00	75	1305,51
Dez	16	278,15	32	588,50	25	406,00	0	0,00	4	80,00
Total	455	8165,24	167	3070,05	280	4938,19	11	148,55	235	4195,39

2012	Efetuados		Anulados		Pagos		Aceites sob reserva		Aceites	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Jan	38	664,38	17	329,00	15	248,33	5	67,60	36	608,50
Fev	47	761,15	16	278,20	25	404,50	4	57,85	34	525,18
Mar	47	655,25	15	236,25	37	529,10	0	0,00	31	444,05
Abr	63	902,35	14	189,50	47	726,02	2	24,60	38	599,10
Mai	88	1286,16	20	287,85	60	832,80	8	100,54	71	1029,68
Jun	66	1069,17	15	227,47	55	841,44	6	73,30	50	728,16
Jul	98	1496,03	15	215,59	78	1214,45	7	88,90	81	1277,60
Total	447	6834,49	112	1763,86	317	4796,64	32	412,79	341	5212,27

1.2 Escalão II

2011	Efetutados		Anulados		Pagos		Aceites sob reserva		Aceites	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Mai	26	2043,87	12	877,12	6	488,12	0	0,00	0	0,00
Jun	21	1417,75	6	455,63	19	1411,75	0	0,00	10	851,12
Jul	14	1145,50	2	100,00	4	271,50	3	174,75	14	1003,00
Ago	7	407,50	4	273,00	14	988,00	1	42,50	3	245,75
Set	9	690,00	2	200,00	3	144,50	3	155,00	12	882,50
Out	27	1725,20	2	200,00	16	1053,70	2	110,00	8	620,00
Nov	168	10061,23	19	1255,04	120	7341,99	18	1099,90	106	6528,59
Dez	9	448,50	30	1580,50	20	1143,70	0	0,00	2	46,70
Total	281	17939,55	77	4941,29	202	12843,26	27	1582,15	155	10177,66

2012	Efetutados		Anulados		Pagos		Aceites sob reserva		Aceites	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Jan	17	1030,00	7	392,00	9	467,00	3	148,00	31	1748,10
Fev	16	962,00	3	173,00	9	601,00	2	98,00	17	1081,00
Mar	32	2201,30	11	528,80	25	1886,50	0	0,00	14	1163,00
Abr	21	1360,95	3	162,20	15	1017,70	3	252,00	20	1216,00
Mai	26	1785,62	10	548,50	14	1009,05	2	140,00	13	915,25
Jun	9	516,00	4	219,00	12	856,12	1	55,00	14	1114,12
Jul	21	1201,89	7	329,76	12	784,63	1	45,00	14	922,63
Total	142	9057,76	45	2353,26	96	6622,00	12	738,00	123	8160,10

1.3 Escalão III

2011	Efetuados		Anulados		Pagos		Aceites sob reserva		Aceites	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Mai	21	4868,19	13	3011,26	5	1106,93	0	0,00	0	0,00
Jun	23	4584,23	2	500,00	23	4584,23	2	341,66	7	1610,73
Jul	7	1585,00	1	250,00	0	0,00	4	677,00	16	3234,50
Ago	0	0,00	2	500,00	5	1085,00	0	0,00	2	257,00
Set	7	1321,00	1	250,00	1	125,00	1	220,00	5	1033,93
Out	24	5181,00	2	400,00	10	2066,00	0	0,00	4	745,00
Nov	78	16612,49	11	2414,00	67	14004,49	9	1764,39	66	13935,99
Dez	0	0,00	10	2210,00	7	1645,00	0	0,00	1	126,00
Total	160	34151,91	42	9535,26	118	24616,65	16	3003,05	101	20943,15

2012	Efetuados		Anulados		Pagos		Aceites sob reserva		Aceites	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Jan	9	1952,00	2	390,00	0	0,00	0	0,00	15	3253,50
Fev	7	1650,00	2	500,00	10	2277,00	0	0,00	8	1777,00
Mar	7	1400,00	3	645,00	4	690,00	1	250,00	2	435,00
Abr	9	2068,40	3	750,00	5	1210,40	0	0,00	7	1465,40
Mai	10	2067,25	4	777,00	6	1282,00	1	228,00	6	1382,00
Jun	5	971,04	3	513,25	4	957,04	1	207,04	5	1107,04
Jun	9	1938,13	2	264,13	5	1145,00	0	0,00	6	1395,00
Total	56	12046,82	19	3839,38	34	7561,44	3	685,04	49	10814,94

Evolução após atribuição de potência

2.1 Escalão I

2011	Potência atribuída		Cancelados		Pedidos inspeção		Certificados		Ligados	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Jun	54	1051,40	18	345,50	36	705,90	36	705,90	33	654,80
Jul	28	500,06	10	172,60	20	349,56	20	349,56	16	296,41
Set	49	825,30	22	353,50	29	520,75	29	520,75	16	295,35
Out	25	433,12	10	185,00	14	223,12	13	208,12	8	125,55
Nov	79	1385,51	10	195,00	59	990,51	57	950,51	23	375,00
Total	235	4195,39	70	1251,60	158	2789,84	155	2734,84	96	1747,11

2012	Potência atribuída		Cancelados		Pedidos inspeção		Certificados		Ligados	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Jan	35	588,50	0	0,00	16	253,70	14	230,85	0	0,00
Fev	35	545,18	0	0,00	15	207,43	11	140,18	0	0,00
Mar	31	444,05	1	11,05	9	120,90	7	89,85	0	0,00
Abr	38	599,10	0	0,00	7	87,80	3	25,00	0	0,00
Mai	54	813,93	0	0,00	5	59,60	2	9,60	0	0,00
Jun	46	606,81	0	0,00	4	75,00	2	40,00	0	0,00
Jul	37	590,10	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Total	276	4187,67	1	11,05	56	804,43	39	535,48	0	0,00

2.2 Escalão II

2011	Potência atribuída		Cancelados		Pedidos inspeção		Certificados		Ligados	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Jun	10	851,12	5	438,12	5	413,00	5	413,00	4	313,00
Jul	14	1003,00	7	509,00	6	465,00	6	465,00	3	222,00
Set	15	1228,25	4	332,50	10	745,75	9	665,75	1	62,75
Out	8	620,00	1	50,00	6	470,00	4	270,00	1	55,00
Nov	109	6615,29	4	202,00	72	4274,83	65	3704,83	2	98,00
Total	156	10317,66	21	1531,62	99	6368,58	89	5518,58	11	750,75

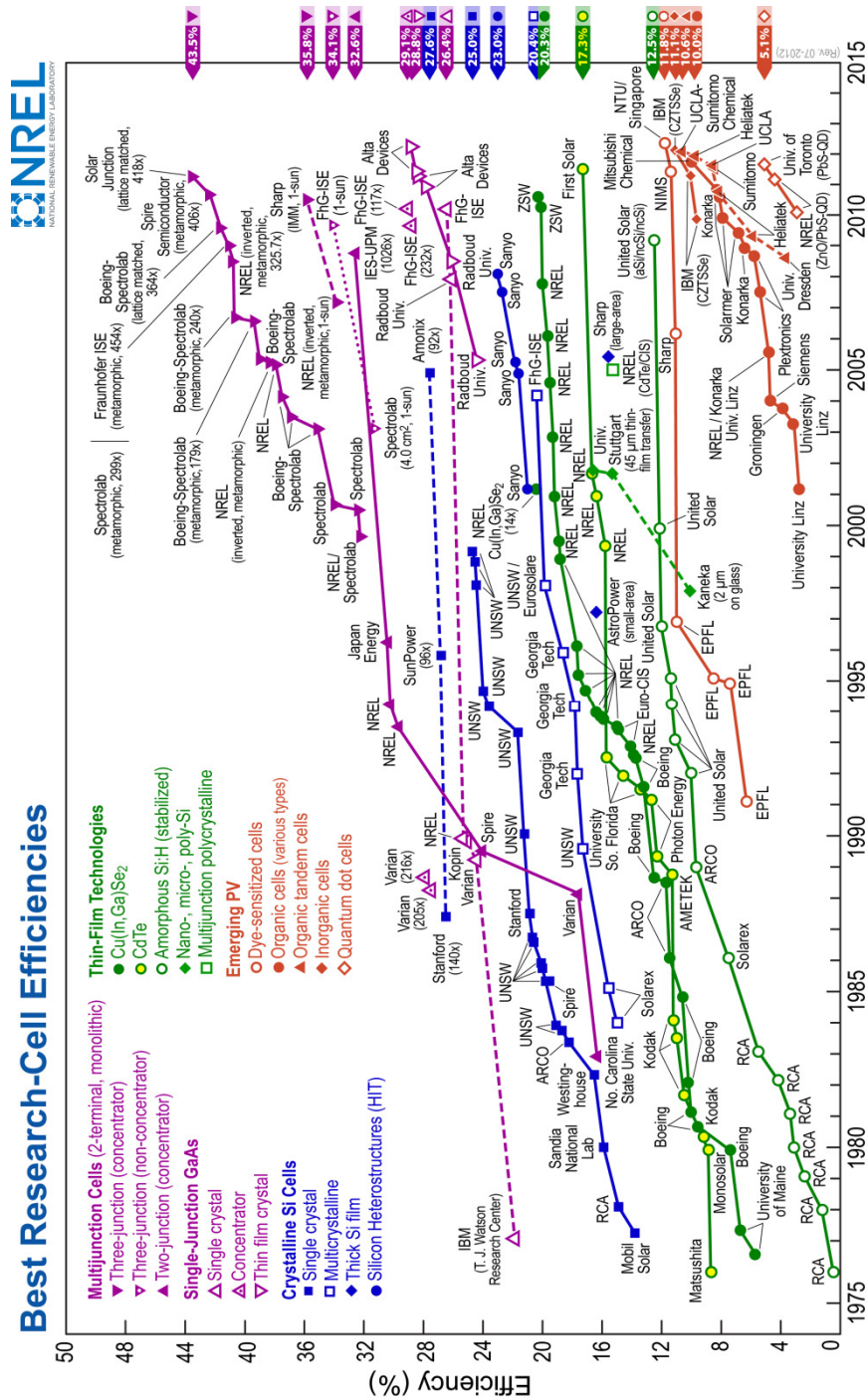
2012	Potência atribuída		Cancelados		Pedidos inspeção		Certificados		Ligados	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Jan	14	865,40	0	0,00	3	225,00	1	75,00	0	0,00
Fev	16	899,20	0	0,00	6	174,20	5	144,20	0	0,00
Mar	15	877,50	0	0,00	2	65,00	2	65,00	0	0,00
Abr	14	934,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Mai	13	902,50	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Jun	12	900,05	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Jun	12	918,83	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Total	96	6297,48	0	0,00	11	464,20	8	284,20	0	0,00

2.3 Escalão III

2011	Potência atribuída		Cancelados		Pedidos inspeção		Certificados		Ligados	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Jun	7	1610,73	4	938,00	3	672,73	3	672,73	1	172,73
Jul	16	3234,50	14	2838,50	3	646,00	1	146,00	0	0,00
Set	7	1290,93	5	925,93	2	365,00	0	0,00	0	0,00
Out	4	745,00	1	250,00	3	495,00	3	495,00	1	125,00
Nov	47	10134,10	1	110,00	18	3778,10	5	830,30	0	0,00
Total	81	17015,26	25	5062,43	29	5956,83	12	2144,03	2	297,73

2012	Potência atribuída		Cancelados		Pedidos inspeção		Certificados		Ligados	
	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)	Qtd	Pot (kW)
Jan	8	1472,89	0	0,00	2	376,00	1	250,00	0	0,00
Fev	7	1509,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Mar	6	1330,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Abr	7	1576,40	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Mai	7	1483,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Jun	6	1473,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Jun	7	1483,54	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Total	48	10327,83	0	0,00	2	376,00	1	250,00	0	0,00

ANEXO B- EVOLUÇÃO DA EFICIÊNCIA DAS VÁRIAS TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS



[41]

ANEXO C – COLECTOR FOTOVOLTAICO SELECIONADO

ECO LINE ECO LINE 60/230 – 240W

Polycrystalline module family

Electrical data	LX-230P	LX-235P	LX-240P
Rated power P _{mp} [Wp]	230.00	235.00	240.00
P _{mp} range	231.50 – 236.49	236.50 – 241.49	241.50 – 246.49
Rated current I _{mp} [A]	7.73	7.84	7.95
Rated voltage V _{mp} [V]	29.80	30.10	30.40
Short-circuit current I _{sc} [A]	8.22	8.39	8.49
Open-circuit voltage [V]	37.00	37.55	37.76
Efficiency at STC	14.13%	14.44%	14.89%
Efficiency at 200 W/m ²	13.71%	14.02%	14.18%
NOCT [°C]	47 ± 2°C	47 ± 2°C	47 ± 2°C

Specification as per STC: 1000 W/m², 25°C, AM 1.5 / STC irradiance: 1000 W/m², Module temperature: 25°C, AM=1.5 | NOCT: 47°C

Limiting values	LX-230P / LX-235P / LX-240P
Max. system voltage [V]	1000 V
Max. return current [I]	15 A
Temperature range	-40 to 85°C
Snow-load zone ¹	approval up to SLZ 3 (according to DIN 1055)
Max. pressure load (static)	5400 Pa

Temperature coefficient	LX-230P / LX-235P / LX-240P
Temperature coefficient [V] [I] [P]	-0.32% / °C 0.05% / °C -0.45% / °C

Specifications	LX-230P / LX-235P / LX-240P
Number of cells (matrix)	6 x 10, three strings in a row
Cell size	156 mm x 156 mm (diagonal: 200 mm)
Module dimensions (L x W x H) ² Weight	1,640 mm x 992 mm x 45 mm 21.0 kg
Front-side glass	3.2 mm hardened solar glass with low iron content
Frame	stable, anodised aluminium frame in a hollow-section design
Socket	plastic (PPO), IP65, ventilated and strain-relieved
Cable	4 mm ² solar cable, cable length 1.0 m
Plug-in connection	high-quality plug-in system, (IP65) MC4 or equivalent
Hail test (max. hailstorm)	Ø 45 mm impact velocity 23 m/s
General technical approval	classified according to DIN EN 13501-5 as B _{door} (ti)

Packing	LX-230P / LX-235P / LX-240P
Packing unit	22 modules, 2 I _{mp} classes 28 PU/40' container
Dimensions (L x W x H) Weight	174 cm x 114 cm x 121 cm 538 kg gross

The specifications and average values can vary slightly. Decisive is the corresponding data of the individual measurement. Specifications are subject to change without notice. Measurement tolerance: rated power +/- 3%, other values +/- 10%, all information in this data sheet corresponds to DIN 50380, other information to be found in the installation guidelines.

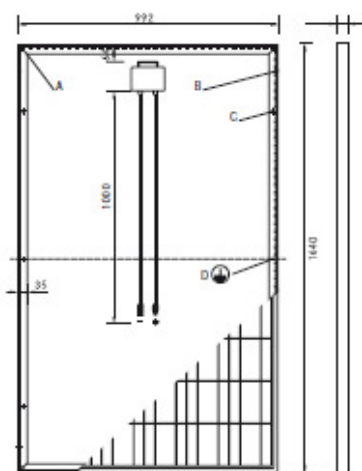
¹ For standing installation

² Tolerance L/W = +/- 3 mm, H = the dimensions given in the order confirmation will be decisive

³ Location on request

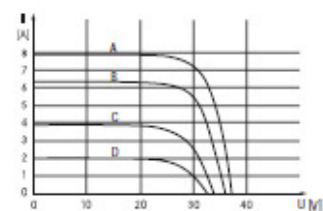
Guidelines:

Back view/ Front view/ Side view³

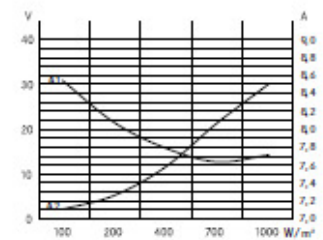


- A: 4 x drainage 10° x 10 mm
- B: 8 x ventilation aperture 3° x 7 mm
- C: 8 x mounting hole³ d = 7 mm
- D: 2 x earthing d = 2 mm

Characteristics



- A: 1000 W/m² | B: 800 W/m²
- C: 500 W/m² | D: 250 W/m²



- A: I_{mp} | B: V_{mp}

ANEXO D – INVERSOR SELECIONADO

Powador 10.0 TL3 | 12.0 TL3 | 14.0 TL3 | 18.0 TL3

Electrical data	10.0 TL3	12.0 TL3
Input variables		
Max. recommended PV generator power	10 000 W	12 000 W
MPP range	200 V ... 800 V*	200 V ... 800 V*
Starting voltage	250 V	250 V
No-load voltage	1 000 V	1 000 V
Max. input current	2 x 18.6 A	2 x 18.6 A
Number of MPP trackers	2	2
Max. power/tracker	9.2 kW	10.2 kW
Number of strings	2 x 2	2 x 2
Output variables		
Rated output	9 000 VA	10 000 VA
Supply voltage	acc. to local requirements	acc. to local requirements
Rated current	3 x 13.0 A	3 x 14.5 A
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
cos phi	0.80 inductive ... 0.80 capacitive	0.80 inductive ... 0.80 capacitive
Number of grid phases	3	3
General electrical data		
Max. efficiency	98.0 %	98.0 %
Europ. efficiency	97.4 %	97.5 %
Night consumption	≈ 1.5 W	≈ 1.5 W
Switching plan	transformerless	transformerless
Grid monitoring	acc. to local requirements	acc. to local requirements
Mechanical data		
Display	graphical display + LEDs	graphical display + LEDs
Control units	4-way navigation + 2 buttons	4-way navigation + 2 buttons
Interfaces	Ethernet, USB, RS485, SO output	Ethernet, USB, RS485, SO output
Fault signalling relay	potential-free NOC max. 230 V / 1 A	potential-free NOC max. 230 V / 1 A
Connections	DC: solar connector, AC: cable connection M40 and terminal	DC: solar connector, AC: cable connection M40 and terminal
Ambient temperature	-25 °C ... +60 °C***	-25 °C ... +60 °C***
Cooling	temperature-dependent fan	temperature-dependent fan
Protection class	IP65	IP65
Noise emission	< 45 dB (A) (noiseless when operated without fan)	< 45 dB (A) (noiseless when operated without fan)
DC switch	integrated	integrated
Casing	aluminium casting	aluminium casting
H x W x D	690 x 420 x 200 mm	690 x 420 x 200 mm
Weight	40 kg	40 kg

* The possible input power is reduced at voltages lower than 350 V. The input current is limited to 18.6 A per input. / ** The possible input power is reduced at voltages lower than 420 V. The input current is limited to 18.6 A per input. *** Power derating at high ambient temperatures. / Conforms to the country-specific standards and regulations according to the country version that has been set.