



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS  
E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE  
ENGENHARIA MECÂNICA

# **Estudo da viabilidade económica da instalação de sistemas de colectores solares fotovoltaicos em edifícios residenciais**

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

**Autor**

**André Neves do Amaral**

**Orientadores**

**Professor Doutor António Manuel Mendes Raimundo**

**Professor Doutor Adélio Manuel Rodrigues Gaspar**

**Júri**

**Presidente** Professor Doutor Pedro de Figueiredo Vieira Carvalheira  
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra

**Vogais** Professor Doutor Almerindo Domingues Ferreira  
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra  
Professor Doutor António Manuel Mendes Raimundo  
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra  
Professor Doutor Adélio Manuel Rodrigues Gaspar  
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra

**Coimbra, Setembro, 2011**

Aos meus pais e à minha irmã.

## Agradecimentos

O trabalho que aqui se apresenta só foi possível graças à colaboração de algumas pessoas às quais quero manifestar os meus sinceros agradecimentos.

Em primeiro lugar gostaria de agradecer aos meus orientadores Professores Doutores António Manuel Mendes Raimundo e Adélio Manuel Rodrigues Gaspar pelo apoio e disponibilidade que sempre demonstraram para a realização deste trabalho.

Agradeço à empresa *Net Plan*, com sede em Lisboa, na pessoa do Senhor Engenheiro Nuno Pereira, pelas facilidades concedidas aquando do trabalho de campo.

Agradeço também a todos os docentes do Departamento de Engenharia Mecânica da FCTUC que contribuíram para minha formação profissional.

Gostaria também de agradecer a todos os meus colegas, alguns bons amigos, pelos momentos partilhados ao longo destes anos.

Ainda para todos aqueles que, de alguma forma, me deram o seu incentivo, o seu apoio, a sua compreensão na prossecução dos meus objectivos, deixo aqui os meus agradecimentos.

## Resumo

O paradigma energético actual é caracterizado por uma enorme dependência de combustíveis fósseis para obtenção de energia. Para além da escassez desses recursos, a sua utilização em larga escala tem graves consequências para o meio ambiente.

O previsível aumento das necessidades energéticas globais, devido ao aumento da população mundial e ao desenvolvimento das denominadas economias emergentes, implica que sejam criadas alternativas para um futuro sustentável onde as energias renováveis assumem um papel fundamental. Em Portugal, uma dessas alternativas que é contemplada e incentivada na legislação actual, é a actividade da microgeração.

O objectivo principal do trabalho apresentado é determinar a viabilidade económica da implementação de unidades de microgeração que utilizem a tecnologia solar fotovoltaica para a produção de energia eléctrica, tendo em conta o enquadramento legal actual. Para atingir esse objectivo 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 utilizando o programa *ANALISE-E*, elaborado propositadamente para este trabalho.

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

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

## Abstract

The current energy paradigm is characterized by a heavy 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 so-called emerging economies, means that alternatives are created for a sustainable future where renewables play a key role. In Portugal, one of these alternatives that is contemplated and encouraged under current law, is the activity of microgeneration.

The main objective of the presented work is to determine the economic viability of implementing microgeneration 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 the program ANALYSIS-E, developed purposely for this work.

The study shows that the production of electricity using the photovoltaic microgeneration represents, in some situations and in light of the current Portuguese law, an economically attractive alternative and can be considered an interesting contribution to a brighter future.

**Keywords** Microgeneration, Economic Viability, Solar Photovoltaic, Renewable Energy, Sustainability.

## Índice

Índice de Figuras .....	v
Índice de Tabelas .....	vi
Simbologia e siglas .....	vii
Simbologia .....	vii
Siglas .....	viii
1. Introdução .....	1
1.1. Enquadramento .....	1
1.2. Microgeração .....	4
1.3. Objectivos .....	5
2. Microgeração fotovoltaica .....	7
2.1. Esquema de funcionamento .....	8
2.1.1. Colectores solares fotovoltaicos .....	9
2.1.2. Inversores .....	10
2.1.3. Contadores bidireccionais .....	11
2.1.4. Outros equipamentos .....	11
2.2. Tarifas remuneratórias .....	11
2.3. Microgeração fotovoltaica em Portugal .....	12
3. Material e métodos .....	16
3.1. Enquadramento legal .....	16
3.2. Sistemas .....	20
3.3. Energia produzida .....	24
3.4. Análise económica .....	27
3.4.1. Características do investimento .....	27
3.4.2. Indicadores financeiros .....	31
4. Resultados e discussão .....	34
4.1. Energia útil captada .....	34
4.2. Viabilidade económica .....	38
4.2.1. 100% Capitais próprios .....	39
4.2.2. 100% Capitais alheios .....	43
5. Conclusões .....	46
6. Referências bibliográficas .....	49
7. Anexo A – Equipamentos certificados .....	50
8. Anexo B – Dados estatísticos da actividade de microgeração em Portugal .....	55
9. Anexo C – Equipamentos .....	57
10. Anexo D – Lista de equipamentos utilizados na análise económica .....	61
11. Anexo E – Programa ANALISE-E .....	62
12. Anexo F – Exemplo de <i>reports</i> .....	65
13. Anexo G – Exemplo da configuração de um gerador solar fotovoltaico .....	69

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Matriz energética global 2009 (De BP Statistical Review of World Energy, de Junho 2010). .....	1
Figura 2. Evolução da utilização de combustíveis primários para obtenção de energia (De BP Statistical Review of World Energy, de Junho 2010). .....	2
Figura 3. Evolução da taxa de dependência energética nacional (fonte: DGEG). .....	4
Figura 4. Esquema de funcionamento de uma unidade de microgeração fotovoltaica. ....	9
Figura 5. Evolução da implementação de unidades de MFv em Portugal (fonte: “Renováveis na hora”, em <a href="http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm">http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm</a> ). .....	13
Figura 6. Distribuição geográfica das unidades de MFv no território nacional (fonte: “Renováveis na hora”, em <a href="http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm">http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm</a> ). .....	14
Figura 7. Dados estatísticos de registo de unidades de microgeração em regime bonificado, por estado (fonte: ” Renováveis na hora”, em <a href="http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm">http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm</a> ). .....	15
Figura 8. Dados estatísticos de registo de unidades de microgeração em regime geral, por estado (fonte: ” Renováveis na hora”, em <a href="http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm">http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm</a> ). .....	15
Figura 9. Radiação global e potencial eléctrico solar no território nacional (fonte: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), em <a href="http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_hor/pvgis_solar_horiz_PT.png">http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_hor/pvgis_solar_horiz_PT.png</a> ). .....	21
Figura 10. Interface gráfica do programa <i>PvSyst</i> . .....	25
Figura 11. Diagrama de <i>CF</i> geral dos projectos de investimento em estudo. ....	31
Figura 12. Energia injectada na rede em função da localização e potência de ligação para sistemas com tecnologia a-Si. ....	35
Figura 13. Evolução da energia injectada em função da potência de ligação para sistemas localizados em Coimbra com tecnologia a-Si. ....	36
Figura 14. Energia injectada na rede em função da localização e potência de ligação para sistemas com tecnologia p-Si. ....	37
Figura 15. Evolução da energia injectada em função da potência de ligação para sistemas localizados em Coimbra com tecnologia p-Si. ....	37
Figura 16. Comparação das diferentes tecnologias em função da potência de ligação para a cidade de Lisboa. ....	38

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Eficiências de diferentes tecnologias fotovoltaicas (Roriz et al. (2010)).	10
Tabela 2. Unidades de microgeração ligadas à rede em função da tecnologia (fonte: “Renováveis na hora”, em <a href="http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm">http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm</a> ).	13
Tabela 3. Potências de ligação seleccionadas e regime remuneratório correspondente.	22
Tabela 4. Lista de inversores seleccionados para cada potência de ligação.	23
Tabela 5. Lista de colectores solares fotovoltaicos seleccionados em função da tecnologia.	23
Tabela 6. Conjunto de sistemas seleccionados para análise.	24
Tabela 7. Síntese das análises económicas.	30
Tabela 8. Critérios de aceitação e rejeição do indicador <i>VLA</i> .	32
Tabela 9. Configuração dos GFv e características dimensionais dos sistemas seleccionados.	34
Tabela 10. Energia injectada da rede para os sistemas com tecnologia a-Si (dados obtidos com <i>PvSyst</i> ).	35
Tabela 11. Energia injectada da rede para os sistemas com tecnologia p-Si (dados obtidos com <i>PvSyst</i> ).	36
Tabela 12. Investimento inicial para os diversos sistemas seleccionados.	39
Tabela 13. Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 1,72 kW, com $i = 3\%$ /ano.	40
Tabela 14. Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 3,45 kW, com $i = 3\%$ /ano.	41
Tabela 15. Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 3,68 kW, com $i=3\%$ /ano.	41
Tabela 16. Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 5,5 kW, com $i=3\%$ /ano.	42
Tabela 17. Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 1,72 kW, com $i = 8\%$ /ano.	43
Tabela 18. Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 3,45 kW, com $i = 8\%$ /ano.	44
Tabela 19. Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 3,68 kW, com $i = 8\%$ /ano.	44
Tabela 20. Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 5,5 kW, com $i = 8\%$ /ano.	45



---

## SIMBOLOGIA E SIGLAS

### Simbologia

$I_{n \text{ por fileira}}$  – Corrente máxima por fileira de colectores

$I_{DCmax}$  – Corrente DC máxima do inversor

$P_{INV-DCmax}$  – Potência máxima à entrada do inversor

$CA$  – Capitais alheios

$CAE$  – Custo anual equivalente

$CF$  – Cash-flow de exploração

$CP$  – Capitais próprios

$G$  – Gastos de exploração

$I$  – Investimento inicial

$i$  – taxa de actualização

$IRS$  – Imposto sobre o Rendimentos das pessoas Singulares

$n$  – Períodos de vida do investimento

$NCVF_{max}$  – n.º máximo de colectores solares fotovoltaicos

$N_{max}$  – n.º máximo de colectores ligados em série

$N_{min}$  – n.º mínimo de colectores ligados em série

$PDF$  – Poupanças fiscais das depreciações contabilísticas

$P_{MAX-L}$  – Potência máxima de ligação

$PPV_{max}$  – Potência máxima do colector solar fotovoltaico

$PR$  – Período de retorno

$PVE$  – Período de vida dos equipamentos

$R$  – Rendimentos de exploração

$TIR$  – Taxa interna de rentabilidade

$V_{DCmax}$  – Tensão DC máxima do inversor

$V_{DCmin}$  – Tensão DC mínima do inversor

$VLA$  – Valor líquido actual

$V_{MPP(70^{\circ}C)}$  – Tensão do colector no ponto máximo de potência

$V_{OC(-10^{\circ}C)}$  – Tensão máxima em circuito aberto do colector solar fotovoltaico

VR – Valor residual

## Siglas

AC – Corrente alternada

AIE – Agência Internacional de Energia

AM – *Air Mass*

AQS – Águas Quentes Sanitárias

a-Si – Silício amorfo

BT – Baixa Tensão

DC – Corrente contínua

DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia

FERs – Fontes de Energia Renováveis

FiTs – *Feed-in tariffs*

GEE – Gases de Efeito de Estufa

GFv – Gerador Fotovoltaico

IRS – Imposto sobre o Rendimentos das pessoas Singulares

MFv – Microgeração Fotovoltaica

MPP – *Maximum Power Point*

Mtep – Milhões de toneladas equivalentes de petróleo

PRE – Produção de electricidade em Regime Especial

p-Si – Silício policristalino

RESP – Rede Eléctrica de Serviço Público

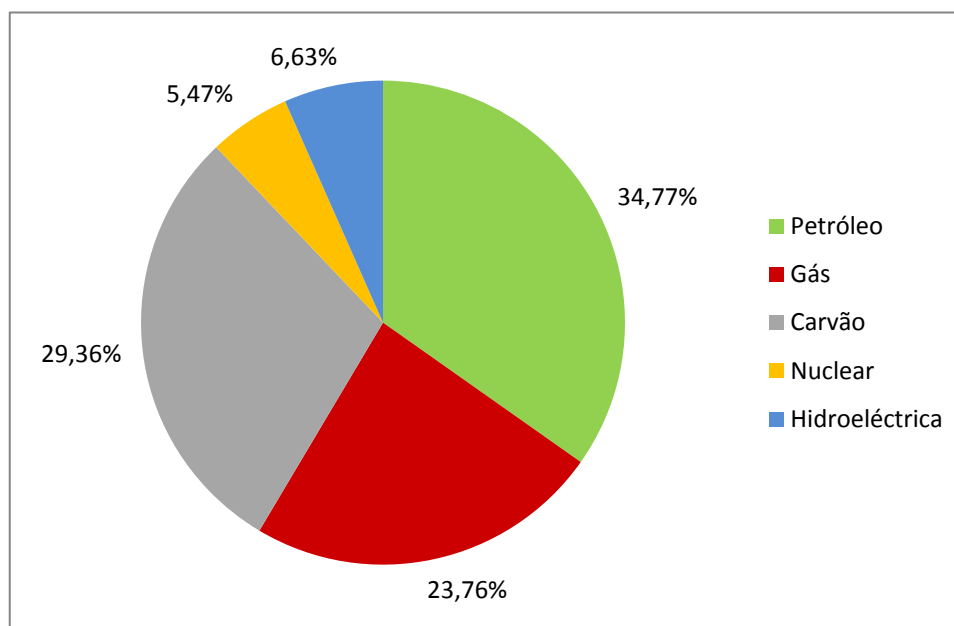
SRM – Sistema de Registo de Microprodução

STC – *Standart Test Conditions*

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. Enquadramento

No início do século XXI, a matriz energética global continua a ser caracterizada por uma forte utilização de combustíveis fósseis para obtenção de energia. Os dados fornecidos pela *BP Statistical Review of World Energy*, de Junho de 2010, relativos ao consumo mundial de energia no ano de 2009, mostram a elevada dependência dos hidrocarbonetos e do urânio, as fontes de cerca de 94% da energia consumida, como pode ser observado na Figura 1. A geração de energia a partir do vento, do sol e do calor proveniente do interior da Terra é considerada desprezável nesse estudo.



**Figura 1.** Matriz energética global 2009 (De BP Statistical Review of World Energy, de Junho 2010).

Nessa publicação é também possível observar a tendência crescente da necessidade energética mundial nos últimos 25 anos, o que se mostra na Figura 2.

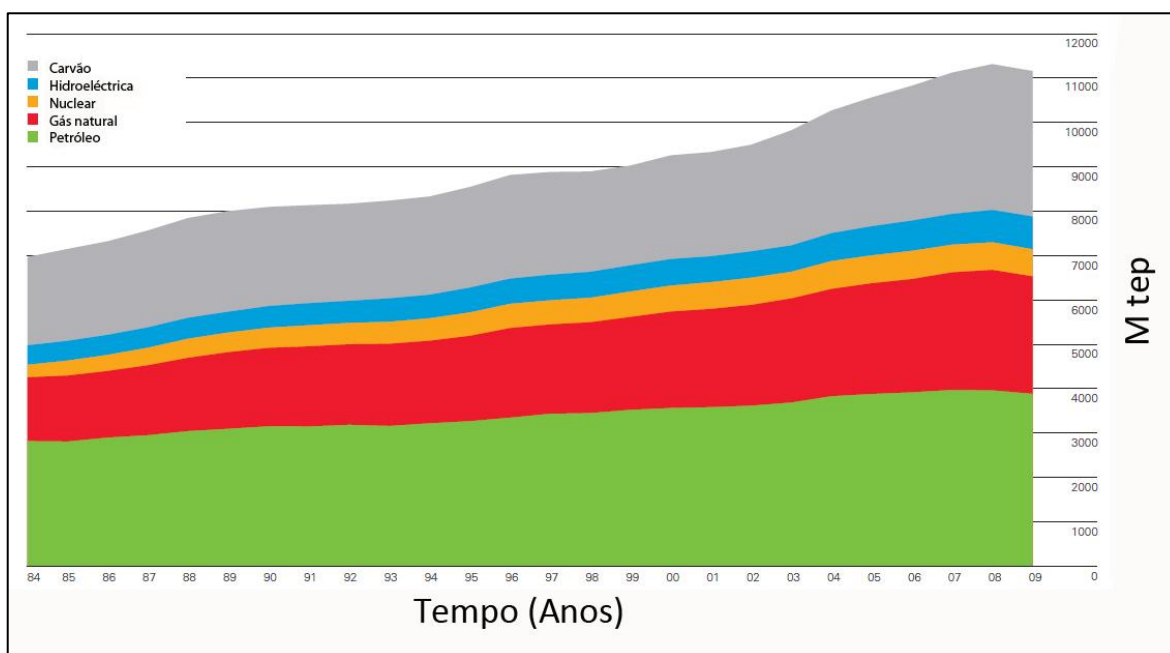


Figura 2. Evolução da utilização de combustíveis primários para obtenção de energia (De BP Statistical Review of World Energy, de Junho 2010).

No ano de 2009, observou-se uma ligeira inversão dessa tendência. Embora interessante, pois acontece pela primeira vez desde 1982, não reflecte a tendência previsível para o futuro.

O estudo WETO-2050 (World Energy Technology Outlook), publicado pela Comissão Europeia, prevê um aumento do consumo energético mundial de 1,8% ao ano, até 2030. Embora nele se perspetive um abrandamento da procura por parte da União Europeia haverá, em contrapartida, uma demanda acrescida por parte das ditas economias emergentes, nomeadamente, China, Índia e países do Médio Oriente, que serão responsáveis, em 2030, por mais de metade da procura energética global. Prevê ainda que os combustíveis fósseis continuarão a ser a base da matriz energética global e as emissões de gases de efeito de estufa (GEE) irão sofrer aumentos significativos.

Em consonância com o estudo anterior, a publicação “World Energy Outlook 2010” da Agência Internacional de Energia (AIE) também prevê um aumento de 1,2% de média anual até 2035, passando dos actuais 12300 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) para os 16700 Mtep, em 2035.

A AIE perspectivou um cenário mais optimista, Cenário 450, que apenas será possível se os governos implementarem um conjunto de medidas específicas, sendo que a procura de energia, nessas condições, crescerá cerca de 0,4% ao ano.

Este modelo energético, dependente de combustíveis fósseis, representa um caminho insustentável para o futuro. São recursos finitos e a sua localização geográfica é, na maioria dos casos, em regiões do globo fortemente instáveis, tanto a nível social como político. Por outro lado, os países sem esses recursos encontram-se sujeitos a uma enorme dependência energética que poderá desencadear crises e conflitos como a história da humanidade já o demonstrou num passado recente. A crise petrolífera de 1979, que mergulhou os Estados Unidos da América e a Europa numa crise sem precedentes, e a guerra do Iraque servem como exemplos. Também as consequências ambientais, designadamente a produção de GEE e o conseqüente aquecimento global, são altamente preocupantes e colocam ao Homem um dos maiores desafios que teve em toda a sua existência.

O futuro da Terra passa, portanto, pela pesquisa e desenvolvimento de formas sustentáveis de obtenção de energia, nomeadamente com tecnologias menos poluentes, com consumos menores, com o aumento da eficiência e com recurso a energias renováveis. Trata-se de um processo difícil, em que a inércia se vem sobrepondo à necessidade, mas para o qual começa a existir uma maior consciencialização da sociedade.

Em 1997, o surgimento do protocolo de Quioto representou um dos primeiros passos para alterar o comportamento nefasto em relação ao meio ambiente. Com o objectivo principal de impor a diminuição das emissões dos GEE, este compromisso veio lançar as bases para um futuro sustentável. Contudo, existe um enorme caminho a percorrer até se alcançar o sucesso pretendido, onde os governos e outras entidades responsáveis dos países têm um papel crucial.

A falta de recursos endógenos atribui a Portugal uma enorme dependência do exterior para suprir as suas necessidades energéticas. A produção de energia, nomeadamente a eléctrica, segue ainda a tendência mundial, ou seja, um modelo de produção centralizada e utilizando os combustíveis fósseis como fonte primária de energia. No entanto, é necessário referir o início da mudança do paradigma energético no nosso país, especialmente na última década.

Por análise dos dados fornecidos pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) verifica-se que a dependência energética do exterior sofre actualmente uma tendência decrescente desde o ano de 2005, como se observa na Figura 3. A aposta na eficiência energética e uma rápida implementação de sistemas de energias renováveis são apontados como factores decisivos dessa tendência. Porém a aposta em fontes de energia renováveis (FERs) encontra-se ainda numa fase embrionária no nosso país, estando o seu contributo na satisfação das necessidades energéticas longe do ideal, tendo em conta as condições privilegiadas de que o território dispõe. Actualmente, a legislação portuguesa dispõe de diversos decretos-lei que têm como objectivo incentivar e regular a utilização de FERs.

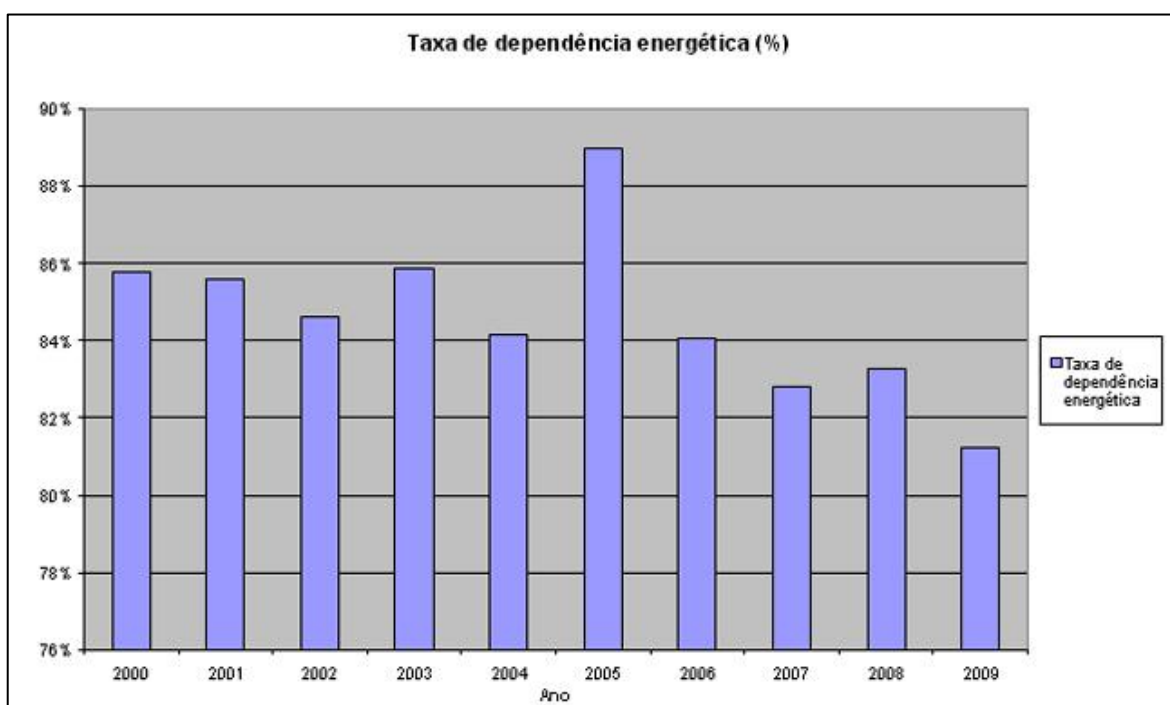


Figura 3. Evolução da taxa de dependência energética nacional (fonte: DGEG).

## 1.2. Microgeração

A actividade de microgeração consiste na produção descentralizada de energia eléctrica em instalações de pequena potência, até um máximo de 5,75 kW.

Esta actividade encontra-se actualmente regulada pelo Dec. Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro. Devido à enorme importância deste documento para a elaboração deste trabalho, optou-se por atribuir um subcapítulo (3.1.) para análise do mesmo.

De acordo com a legislação actual, as possíveis fontes de energias primárias para exercer a actividade de microgeração são:

- Solar;
- Eólica;
- Hídrica;
- Co-geração a biomassa;
- Pilhas de combustíveis a hidrogénio proveniente de microgeração renovável;
- Co-geração não renovável.

De entre as diversas possibilidades, optou-se por estudar as unidades que utilizam energia solar como forma de obtenção de energia, neste caso particular, as que utilizam colectores solares fotovoltaicos.

### **1.3. Objectivos**

Este trabalho tem como objectivo principal o estudo da viabilidade económica da instalação de colectores solares fotovoltaicos em edifícios residenciais, ao abrigo da legislação vigente da actividade de microgeração.

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.

Para se alcançarem estes objectivos, o trabalho passa por várias etapas que se apresentam de forma resumida:

- Abordagem à microgeração solar fotovoltaica em que também se expõe a situação actual desta actividade em Portugal;
- Definição de um conjunto de sistemas de microgeração fotovoltaica para análise;

- Definição dos parâmetros técnicos e económicos que permitam obter resultados e retirar conclusões de carácter geral;
- Execução da análise de viabilidade económica usando os dados obtidos para cada sistema;
- Extração das conclusões finais deste trabalho, menção das principais dificuldades encontradas e sugestão para possíveis trabalhos futuros.



## 2. MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A opção pela utilização desta tecnologia passa inevitavelmente pela comparação das suas vantagens e desvantagens relativamente às tecnologias convencionais, de que se dá conta a seguir.

### A- Vantagens

As principais vantagens do sistema solar fotovoltaico são:

- Durabilidade elevada. Os equipamentos têm, geralmente, períodos de vida útil bastante elevados, na ordem dos 25 anos;
- Custos de operação reduzidos. Os gastos associados à manutenção das unidades são reduzidos;
- Fiabilidade elevada. A utilização destes equipamentos, mesmo em condições adversas, apresenta poucas falhas;
- Custo de combustível inexistente. Necessita apenas da radiação solar para produzir energia;
- Ausência de emissões de GEE durante o período de funcionamento;
- Poluição sonora reduzida. Mesmo no caso em que as unidades utilizam sistemas seguidores (do Sol) a poluição sonora é praticamente inexistente;
- Adaptabilidade. A variedade de configurações possíveis destes sistemas permite criar diversas soluções em função das características de cada projecto;
- Independência. Nos casos em que os sistemas possuem a capacidade de armazenar a energia produzida, é abolida a dependência do fornecimento externo, bastante útil em regiões remotas onde o fornecimento é por vezes inexistente ou fortemente instável;
- Descentralização. A produção de energia no local de consumo final reduz as perdas associadas ao transporte e os custos associados às estruturas de transporte.

## **B- Desvantagens**

Os seguintes factores destacam-se como as principais desvantagens desta tecnologia:

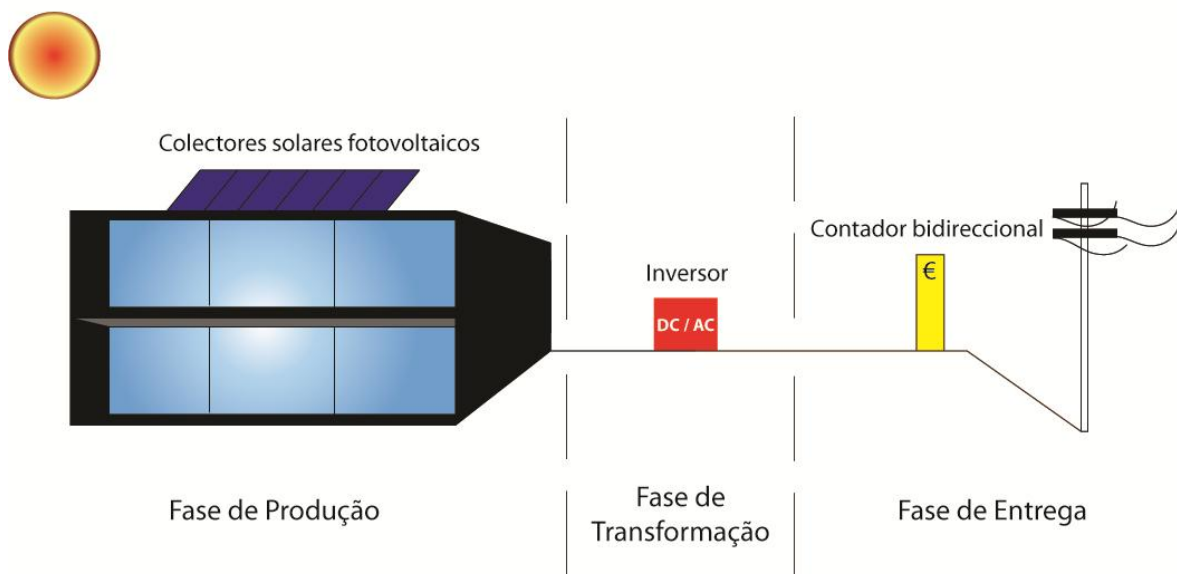
- Investimento inicial elevado. Em relação às tecnologias convencionais, os custos iniciais são bastante mais elevados. Este aspecto representa um enorme entrave à propagação desta tecnologia;
- Rendimento real de conversão reduzido. As células solares dos módulos fotovoltaicos utilizados têm rendimentos baixos relativamente aos custos de investimento;
- Dependência da disponibilidade de radiação solar. A produção de energia é fortemente influenciada pelas condições climáticas;
- Custos agravados com a necessidade de armazenamento. A utilização de equipamentos de armazenamento (como, p.e., baterias) encarece substancialmente o investimento inicial;
- Tecnologia em fase inicial. A falta de informação conduz a alguma desconfiança por parte dos investidores;
- Preocupações ambientais. A utilização de gases tóxicos na produção dos colectores fotovoltaicos representa um risco para os trabalhadores envolvidos e para o meio ambiente. Outro aspecto, não menos importante, ocorre no fim de vida destes equipamentos dado que os processos de reciclagem ainda se encontram numa fase incipiente.

### **2.1. Esquema de funcionamento**

Numa unidade de microgeração fotovoltaica podem ser identificadas três fases distintas:

- Produção;
- Transformação;
- Entrega.

A Figura 4 representa, de forma esquemática, uma unidade de microgeração. Nela é mostrada a divisão nas três fases mencionadas e são apresentados os principais componentes envolvidos.



**Figura 4.** Esquema de funcionamento de uma unidade de microgeração fotovoltaica.

Nos próximos subcapítulos é realizada uma breve descrição desses equipamentos, à medida que são explicadas as diversas fases do processo.

É importante referir que no esquema descrito se admite que a totalidade da electricidade produzida é cedida à rede, não existindo a necessidade de armazenamento.

### **2.1.1. Colectores solares fotovoltaicos**

Os colectores solares fotovoltaicos, vulgarmente designados de módulos ou painéis, são os equipamentos responsáveis pela primeira fase do processo da microgeração, a fase de produção.

A luz solar ao incidir num material pode ser reflectida, transmitida ou absorvida. Os materiais ao absorverem a energia dos fotões incidentes convertem essa energia em calor. Contudo, determinados materiais possuem também a capacidade de converter alguma da radiação luminosa em energia eléctrica (efeito fotoeléctrico).

Os colectores solares fotovoltaicos são um conjunto de várias células fotovoltaicas. Este tipo de células, unidades básicas dos sistemas fotovoltaicos, são geralmente constituídas por materiais semicondutores (como, p.e., o silício). Cada célula produz uma determinada energia eléctrica de baixa potência, tipicamente entre 1 e 3W. Deste facto advém a necessidade de agrupar estas células para criar correntes eléctricas com potências mais elevadas.

Nas actuais aplicações comerciais, o silício (Si) é o material semiconductor mais utilizado para o fabrico de células fotovoltaicas, por diversos motivos:

- É um material abundante na natureza e não representa perigos para o meio ambiente;
- A indústria deste sector encontra-se fortemente consolidada;
- A uniformidade das suas propriedades eléctricas, mecânicas e químicas fazem com que as células produzidas tenham grande estabilidade e tempos de vida longos.

Na Tabela 1 são apresentados os valores das eficiências nas tecnologias mais utilizadas no fabrico de células fotovoltaicas.

**Tabela 1.** Eficiências de diferentes tecnologias fotovoltaicas (Roriz et al. (2010)).

Tecnologia	Eficiência (Laboratório)	Eficiência (Produção)
Silício cristalino (monocristalino) (c-Si)	24,70%	15%
Silício policristalino (p-Si)	19,80%	12%
Silício amorfo (a-Si)	13%	7,50%

As baixas eficiências verificadas e os custos elevados de produção das tecnologias predominantes, bem como o aumento da competição entre as indústrias fotovoltaica e electrónica na procura de silício, fazem com que o desenvolvimento de novas tecnologias fotovoltaicas esteja a ocorrer de forma bastante rápida.

O sistema formado pela ligação (em série e/ou paralelo) de vários colectores fotovoltaicos é conhecido como gerador fotovoltaico. A sua aplicação em aplicações residências é bastante comum, permitindo esta solução produzir a corrente eléctrica com as características pretendidas no projecto.

### 2.1.2. Inversores

O inversor é o equipamento principal na segunda fase do processo de microgeração, a fase de transformação. A sua utilização resulta da necessidade de ajustar o sinal eléctrico DC (“Direct current”) produzido pelo gerador fotovoltaico com o sinal eléctrico AC (“Alternating current”) existente na rede eléctrica de serviço público (RESP).

Os inversores do tipo DC/AC são os mais utilizados nas instalações fotovoltaicas com ligação à rede. Estes equipamentos electrónicos permitem converter um sinal eléctrico DC num sinal eléctrico AC, permitindo ainda ajustar a frequência e a tensão.

Em Portugal, todos os equipamentos que podem ser utilizados na actividade de microgeração têm de estar certificados pela entidade responsável pelo Sistema de Registo de Microprodução (SRM). A lista desses equipamentos encontra-se no Anexo A.

### **2.1.3. Contadores bidireccionais**

Na última fase do processo, a fase de entrega, a energia é injectada na rede pública. Essa energia tem de ser quantificada e para esse efeito é habitualmente usado um contador bidireccional.

Nas instalações fotovoltaicas em análise, toda a energia produzida é injectada na rede pelo que é preciso utilizar energia do exterior para suprir as necessidades energéticas do edifício. A utilização deste tipo de contadores é suficiente para realizar a contagem/telecontagem independente das energias cedida e da requerida pela residência.

Tal como no caso dos inversores, estes equipamentos também se encontram sujeitos a certificação para que possam ser utilizados. A consulta desses equipamentos pode ser realizada no Anexo A.

### **2.1.4. Outros equipamentos**

Nas unidades de microgeração, para além dos equipamentos mencionados anteriormente, é comum existirem outros, alguns indispensáveis e outros opcionais.

Os mais comuns são os equipamentos de segurança (fusíveis, etc.), os cabos eléctricos, as estruturas de suporte que obviamente são indispensáveis a qualquer instalação. Deste modo serão tidos em conta nas análises económicas dos investimentos.

Como opcionais aparecem os equipamentos de aquisição de dados e de monitorização do processo. São opcionais mas a sua utilização revela-se muito eficaz na detecção de mau funcionamento do sistema, permitindo que sejam rapidamente tomadas as medidas necessárias para rectificar a situação.

## **2.2. Tarifas remuneratórias**

A aposta em tecnologias que utilizam FERs ainda se mostra pouco atractiva em comparação com as tecnologias convencionais. Os investimentos monetários elevados das

novas tecnologias dificultam a sua proliferação, surgindo assim a necessidade de criar incentivos para contrariar essa situação.

O mecanismo político mais utilizado em todo o mundo para incentivar o uso de FERs são as tarifas remuneratórias - Feed-in tariffs (FITs). Este tipo de incentivo, nos países onde foi aplicado correctamente (como, p.e., Alemanha), alcançou óptimos resultados tanto ao nível da capacidade instalada como no desenvolvimento industrial do sector das FERs. No ano de 2009, as FITs eram responsáveis por 75% das aplicações fotovoltaicas mundiais o que demonstra bem a sua importância no fomento do uso de FERs, Bello (2009).

Em Portugal, este tipo de incentivos encontra-se na maioria das aplicações que envolvem FERs, incluindo a actividade da microgeração. A legislação actual permite aos investidores vender a energia produzida a um preço superior ao do mercado, durante um período de 15 anos, tentando deste modo tornar o investimento nestas tecnologias viável e mais atractivo.

### **2.3. Microgeração fotovoltaica em Portugal**

A actividade de microgeração teve início em 2002. Porém, o seu grande desenvolvimento ocorreu em 2007, com a publicação do Dec. Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro. Actualmente, esta actividade encontra-se regulada pelo Dec. Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro.

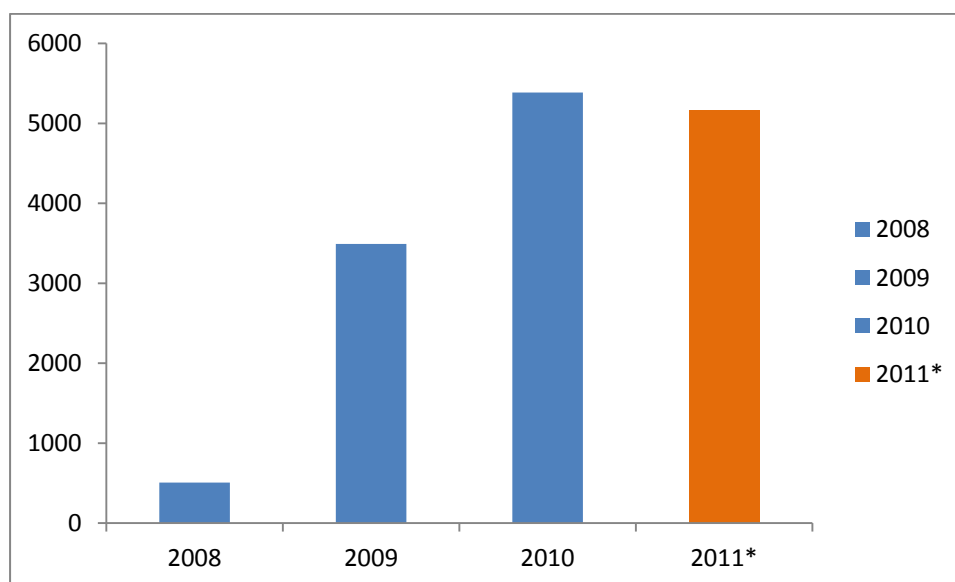
A análise da evolução e da situação actual da actividade da microgeração fotovoltaica (MFv) que aqui se realiza tem como base os dados fornecidos pelo portal “Renováveis na hora”, em <http://www.renovaveisnagora.pt/web/srm>. Estes dados podem ser consultados no Anexo B.

Observando a Tabela 2, verifica-se a enorme predominância da tecnologia solar fotovoltaica nas unidades de microgeração. A MFv representa cerca de 99% da quantidade de unidades ligadas e o que corresponde uma potência de ligação da mesma ordem de grandeza.

**Tabela 2.** Unidades de microgeração ligadas à rede em função da tecnologia (fonte: “Renováveis na hora”, em <http://www.renovaveisnahora.pt/web/srm>).

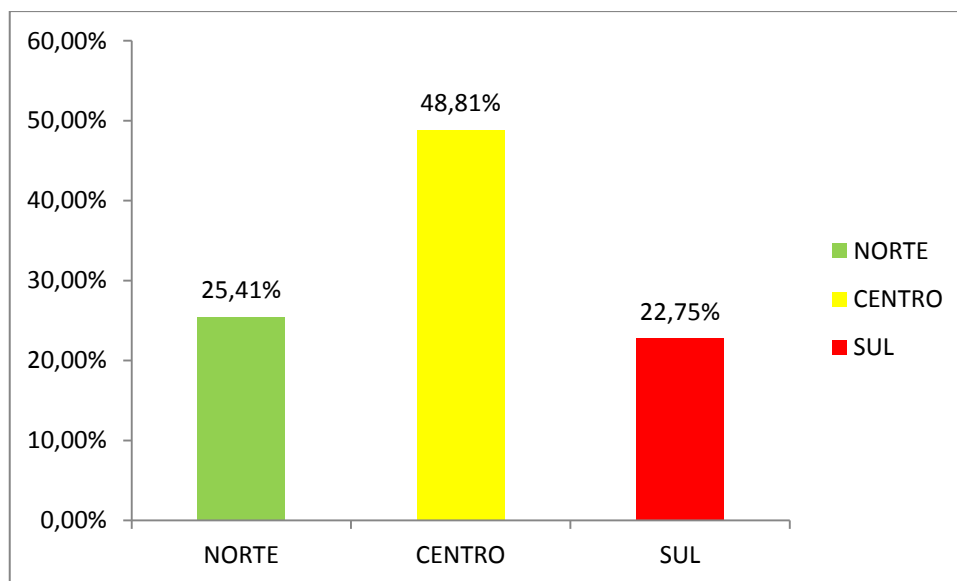
Tipo de tecnologia	Solar	Eólica	(Solar+Eólica)	Hídrica	TOTAL
<b>Quantidade de unidades de microgeração ligadas [unid.]</b>	11956	145	5	34	12140
[%]	98,48%	1,19%	0,04%	0,28%	
<b>Potência de ligação [kW]</b>	42367,03	493,99	20,92	122,85	43004,79
[%]	98,52%	1,15%	0,05%	0,29%	

A Figura 5 representa a evolução da instalação de unidades de MFv desde o ano de 2008. Analisando essa figura, é possível verificar um aumento significativo da quantidade de unidades de MFv até ao ano de 2010. O valor referente a 2011 trata-se de uma estimativa realizada a partir dos dados do primeiro semestre. O valor apresentado é o dobro do verificado no 1.º semestre deste ano. Caso o referido aconteça, irá ocorrer um ligeiro abrandamento na implementação de novas unidades.



**Figura 5.** Evolução da implementação de unidades de MFv em Portugal (fonte: “Renováveis na hora”, em <http://www.renovaveisnahora.pt/web/srm>).

A distribuição geográfica das unidades de MFv no território continental corresponde a cerca de 97% da totalidade instalada. A região Centro possui o maior número de unidades, seguida da região Norte e finalmente da região Sul. Esta distribuição percentual é apresentada na Figura 6.



**Figura 6.** Distribuição geográfica das unidades de MFv no território nacional (fonte: “Renováveis na hora”, em <http://www.renovaveisnahaora.pt/web/srm>).

Os dois regimes remuneratórios, o geral e o bonificado, são descritos no próximo capítulo. No entanto, expõem-se agora alguns dados disponíveis que permitem comparar a relevância de cada um deles. Assim, o regime bonificado tem uma expressão muito maior do que o geral. Das 1726 unidades ligadas, ao abrigo do Dec. Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro, 1701 encontram-se em regime bonificado o que equivale a uma percentagem de 98,55% do total.

Outro dado importante é a quantidade de desistências verificadas durante a fase de registo das unidades. Em ambos os regimes, desde a efectuação do pedido até à ligação efectiva das unidades, verifica-se a desistência em mais de 80% dos pedidos iniciais. Estes dados do regime bonificado e geral podem ser verificados na Figura 7 e Figura 8, respectivamente.



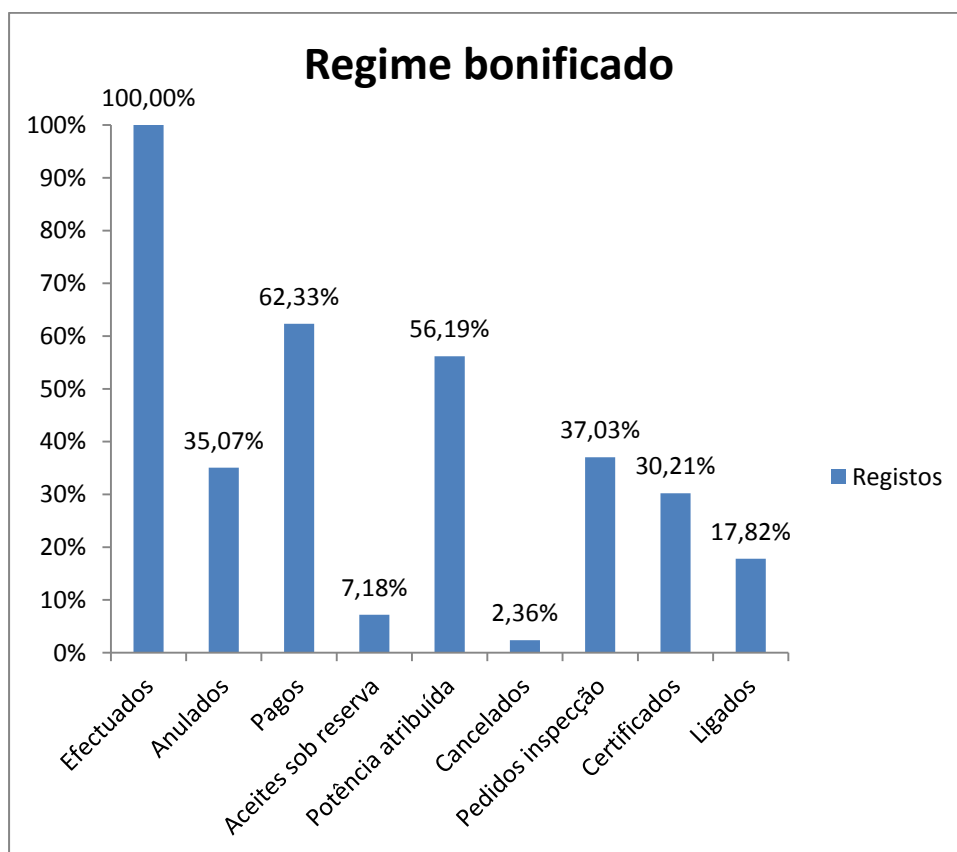


Figura 7. Dados estatísticos de registo de unidades de microgeração em regime bonificado, por estado (fonte: " Renováveis na hora", em <http://www.renovaveisnaha.pt/web/srm>).

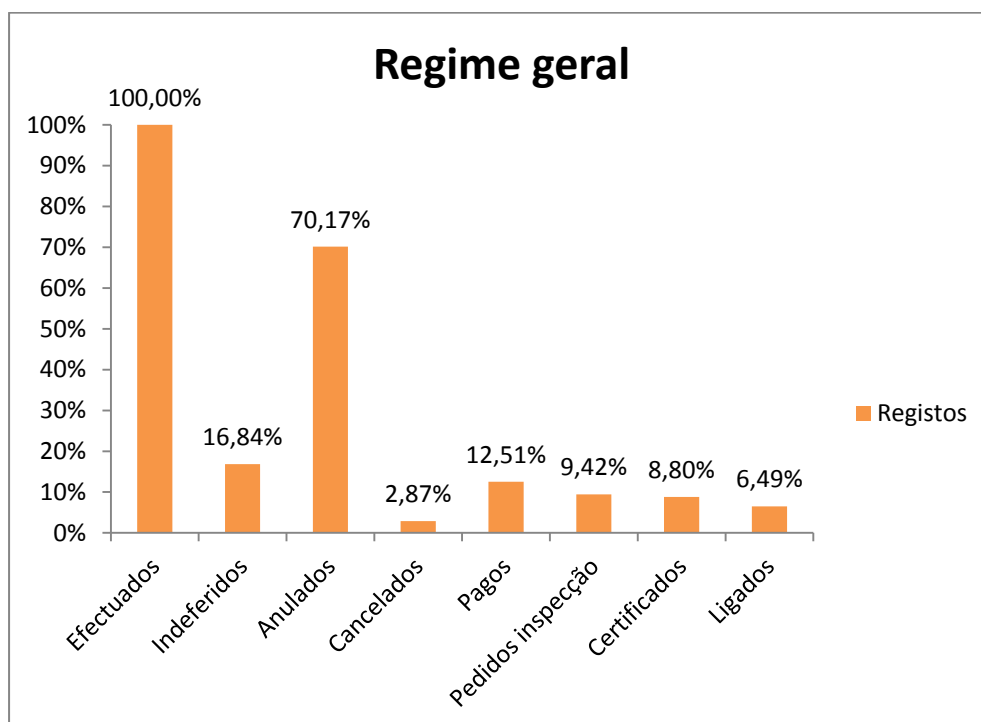


Figura 8. Dados estatísticos de registo de unidades de microgeração em regime geral, por estado (fonte: " Renováveis na hora", em <http://www.renovaveisnaha.pt/web/srm>).

### 3. MATERIAL E MÉTODOS

#### 3.1. Enquadramento legal

No início da década de oitenta, do século passado, o agravamento da crise petrolífera mundial fomentou a publicação do Dec. Lei nº 20/81 de 28 de Janeiro. Este diploma tinha como objectivo principal reduzir a dependência nacional do petróleo importado. Com essa publicação tornou-se possível a venda à rede do excesso de electricidade produzida. No entanto, o grande incentivo à produção independente surgiu com o Dec. Lei nº 189/88 de 27 de Maio.

O Dec. Lei nº 189/88 de 27 de Maio, estabeleceu que quaisquer pessoas, singulares ou colectivas, poderiam ser produtores de energia eléctrica desde que utilizassem recursos endógenos e renováveis ou recorressem à produção combinada de calor e electricidade (co-geração). Deste modo, este diploma definiu a base legal da actividade de produção de electricidade em regime especial (PRE). Ao longo dos anos foi submetido a diversas alterações que tiveram como objectivo adaptar o documento aos novos paradigmas energéticos e às novas tecnologias emergentes.

O quadro legal vigente de PRE considera quatro vertentes distintas:

- A co-geração (Dec. Lei nº 313/2001 de 10 de Dezembro);
- A produção de energia eléctrica recorrendo a recursos renováveis, a combustíveis nacionais, e a resíduos industriais, agrícolas ou urbanos (Dec. Lei nº 225/2007 de 31 de Maio);
- A microprodução (Dec. Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro);
- A miniprodução (Dec. Lei nº 34/2011 de 8 de Março).

Das vertentes mencionadas anteriormente, a produção de energia eléctrica a partir de instalações de pequena dimensão – microgeração - assume particular destaque na elaboração deste trabalho. Surge assim a necessidade de uma análise mais detalhada à legislação desta actividade.

## **A- Dec. Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro**

O programa nacional de microprodução de energia eléctrica teve início em 2007, com a publicação do Dec. Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro. A instalação de mais de 5400 unidades de microprodução nos primeiros dois anos após publicação deste diploma é a confirmação do êxito deste programa.

O Programa do XVIII Governo Constitucional veio trazer novas ambições para Portugal em termos de políticas de energia e de sustentabilidade. De forma a cumprir as metas presentes nesse programa surgiram algumas alterações ao Dec. Lei nº 363/2007 pelo Dec. Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro, tendo como objectivos principais simplificar, incentivar e aumentar a capacidade de produção descentralizada de energia eléctrica.

A análise do Dec. Lei nº 118-A/2011 de 25 de Outubro é crucial para a elaboração deste trabalho. Em seguida, faz-se um resumo sucinto com os pontos essenciais desse documento.

### **Capítulo I**

#### **«Disposições gerais»**

##### **«Artigo 2.º - Siglas e definições»**

Neste artigo o conceito de potência surge em três ópticas distintas: potência contratada, potência instalada e potência de ligação.

##### **«Artigo 3.º - Âmbito»**

Neste artigo podem-se obter os valores máximos de potências de ligação das unidades de microprodução de electricidade que utilizem recursos renováveis:

- Potência máxima de ligação ( $P_{MAX-L}$ ) = 5,75 kW;
- Potência máxima de ligação em condomínios ( $P_{MAXC-L}$ ) = 11,04 kW.

Em qualquer dos casos referidos, a microprodução apenas pode ter por base uma só tecnologia de produção.

##### **«Artigo 4.º - Acesso à actividade»**

Para implementar uma unidade de microprodução são necessários os seguintes requisitos:

- Possuir uma instalação de energia eléctrica com consumo efectivo e possuir um contracto de compra e venda de electricidade, em baixa tensão (BT), celebrado com um comercializador;

- A implementação da unidade de microgeração tem de ser realizada no mesmo local da instalação eléctrica;
- A potência da unidade não pode exceder 50% da potência contratada, excepto em condomínios;
- Registo da unidade e subsequente obtenção de certificado da instalação.

#### «Artigo 5.º - Direitos do produtor»

A alínea c) deste artigo concede ao produtor o direito de vender a totalidade da energia produzida. Porém neste decreto-lei são estipulados, em certos casos, limites máximos de venda da electricidade produzida.

#### «Artigo 6.º - Deveres do produtor»

Com este artigo são estabelecidas algumas normas para a produção e entrega da electricidade. Para o estudo em causa destaca-se a alínea g) que remete ao produtor os custos da ligação à Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP).

### Capítulo II

#### «Renumeração e facturação»

O segundo capítulo assume um papel crucial no estudo da viabilidade económica dos sistemas de microprodução.

#### «Artigo 9.º - Regimes remuneratórios»

Existem dois regimes remuneratórios:

- Regime bonificado;
- Regime geral.

Para beneficiar do regime bonificado o produtor tem de preencher os seguintes requisitos:

- Potência máxima de ligação ( $P_{MAX-L}$ ) = 3,68 kW;
- A fonte de energia utilizada pela unidade de microprodução tem de ser uma das contempladas no n.º6, do artigo 11.º do presente decreto-lei;
- É necessário a implementação de colectores solares térmicos para aquecimento de águas sanitárias (AQS), com uma área mínima de 2 m<sup>2</sup>. Em alternativa à implementação dos colectores solares, o produtor pode instalar uma caldeira de biomassa que anualmente produza a mesma energia térmica equivalente.

Para atribuição do regime bonificado a condomínios é necessário a realização de uma auditoria energética. Caso sejam detectadas medidas de melhoramento da eficiência energética, estas devem ser implementadas para obter acesso ao regime bonificado. Os condomínios podem ter uma potência máxima de ligação de 11,04 kW.

**«Artigo 10.º - Regime geral»**

No caso dos produtores de electricidade não cumprirem os requisitos para obtenção do regime bonificado são considerados no regime geral. Neste regime a tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia comprada ao comercializador de último recurso.

**«Artigo 11.º - Regime bonificado»**

A tarifa do regime bonificado tem uma duração máxima de 15 anos. A duração deste regime encontra-se subdividida em dois períodos, o primeiro tem duração de 8 anos e o segundo os restantes 7. Ao fim dos 15 anos o produtor passa automaticamente para o regime geral. Em qualquer momento, o produtor, caso pretenda, pode comunicar ao Serviço de Registo de Microprodução (SRM) que quer ingressar no regime geral.

A tarifa de referência é estabelecida no n.º 5 deste artigo, sendo fixada em € 400/MWh para o primeiro período e € 200/MWh para o segundo. É ainda estabelecida uma redução anual da tarifa de referência em € 20/MWh para ambos os períodos.

Mediante o tipo de energia primária utilizada na produção de energia, a tarifa de referência sofre uma variação percentual. A utilização de energia solar corresponde a uma percentagem de 100%, o que significa que a tarifa de referência se mantém inalterada.

No n.º 7 deste artigo é estabelecido o limite máximo de produção. A utilização de energia solar (e também da eólica) limita a produção de electricidade a 2,4 MWh/ano, por cada quilowatt instalado.

Anualmente, a potência máxima de ligação é de 25 MW. A partir desse valor, acrescido de 50% da quota anual prevista para o ano seguinte, é negado por parte da SRM qualquer registo para a actividade de microprodução, no âmbito do regime bonificado.

**«Artigo 12.º - Facturação, contabilidade e relacionamento comercial»**

Apenas é permitido celebrar o contrato de compra e venda da electricidade produzida com o comercializador que fornece electricidade à instalação eléctrica do produtor.

O pagamento da electricidade gerada é efectuado directamente ao produtor, através de transferência bancária. O pagamento referido é assegurado pelo comercializador e realizado com a mesma periodicidade do pagamento da facturação da electricidade fornecida à instalação eléctrica.

Este artigo estabelece que rendimentos resultantes da actividade de microgeração, desde que inferiores a 5000 €, ficam isentos de tributação em IRS.

### **Capítulo III**

#### **«Registo e ligação à rede»**

No primeiro artigo deste capítulo são determinadas as funções que o SRM deve assegurar. Ao longo dos restantes artigos são instituídos os procedimentos de registos e de pedidos de inspecção necessários para atribuição do certificado de exploração. Em síntese, neste capítulo é exposto todo o procedimento burocrático necessário para exercer a actividade de microprodução de energia eléctrica.

### **Capítulo IV - Disposições finais**

#### **«Artigo 23.º - Taxas»**

Neste artigo estão descritos os actos que se encontram sujeitos a pagamento de taxa. Esses actos são:

- Registo da instalação de microprodução;
- Alteração da titularidade do contrato;
- Mudança de comercializador;
- Mudança do local da instalação;
- Alteração da tecnologia de produção.

Os valores das taxas aplicadas a esses actos são actualmente definidos pela Portaria n.º 1185/2010 de 17 de Novembro.

## **3.2. Sistemas**

Após a análise da legislação que regula a actividade é agora necessário proceder à escolha dos sistemas a utilizar.

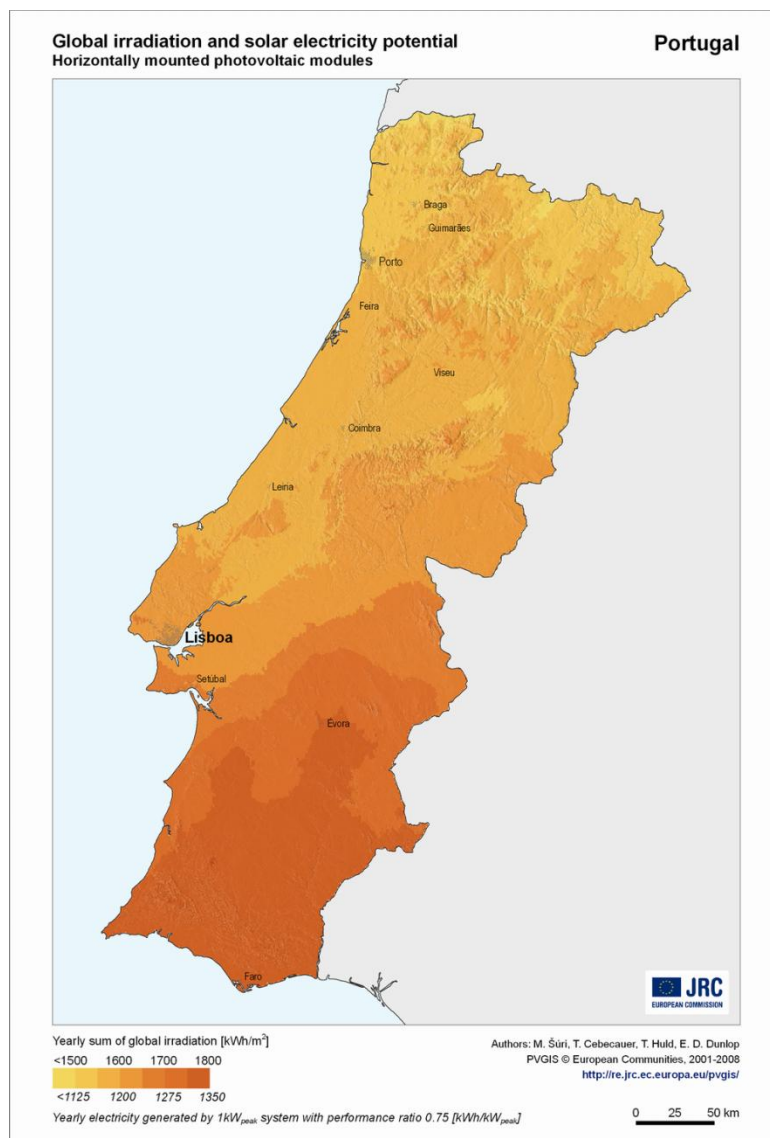
Neste trabalho, para a selecção dos sistemas serão tidos em consideração três factores principais:

- Localização geográfica;

- Potência instalada;
- Tecnologia fotovoltaica utilizada.

### A- Localização geográfica

A selecção da localização dos sistemas baseia-se na tentativa de representar, o melhor possível, as diversas regiões do território nacional. A Figura 9 permite concluir que a radiação solar disponível varia sobretudo com a latitude, quase sempre aumentando quando se avança para o Sul.



**Figura 9.** Radiação global e potencial eléctrico solar no território nacional (fonte: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), em [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmeps/eu\\_hor/pvgis\\_solar\\_horiz\\_PT.png](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmeps/eu_hor/pvgis_solar_horiz_PT.png)).

Outro aspecto importante, na selecção da localização, é a disponibilidade de informação na base de dados do programa (*PvSyst*, v5.21) utilizado para simular a energia eléctrica produzida.

Tendo em consideração os aspectos referidos anteriormente, a escolha recai sobre as seguintes localizações:

- Porto;
- Coimbra;
- Lisboa;
- Faro.

As regiões autónomas dos Açores e da Madeira não se encontram contempladas neste estudo. A pequena expressão destas unidades em termos nacionais (cerca de 3%), a dificuldade na obtenção de custos extraordinários (como, p.ex., transporte de equipamentos) e a falta de informação na base de dados no programa utilizado são algumas das razões para a exclusão destas regiões.

### **B- Potência de ligação**

A selecção das potências de ligação tem como objectivo abranger os dois regimes remuneratórios actualmente existentes. As potências seleccionadas encontram-se na Tabela 3 com o respectivo regime remuneratório.

**Tabela 3.** Potências de ligação seleccionadas e regime remuneratório correspondente.

Potência de ligação [kW]	Regime remuneratório
1,72	Bonificado
3,45	Bonificado
3,68	Bonificado
5,5	Geral

A escolha de três potências inseridas no regime bonificado deve-se à grande expressão deste regime em comparação com o geral.

Outro factor para a escolha realizada é a existência de uma vasta gama de equipamentos para estes valores de potência.

Os inversores são equipamentos responsáveis pela caracterização da potência de ligação de cada sistema. Por esse facto, apresenta-se a Tabela 4 que contem a lista dos inversores seleccionados.



**Tabela 4.** Lista de inversores seleccionados para cada potência de ligação.

Potência instalada [kW]	Inversor
1,72	SMA - SB 1700
3,45	SMA - SB 3300
3,68	SMA - SB 3800/V
5,5	SMA - SMC 5000A

A escolha da marca SMA baseia-se na posição de destaque que a empresa detém no mercado nacional e na facilidade da obtenção dos custos dos equipamentos.

### C- Tipo de tecnologia fotovoltaica

Finalmente é necessário definir o tipo de gerador fotovoltaico a utilizar. Neste caso, a oferta do mercado, as práticas comuns neste tipo de projecto e, uma vez mais, a facilidade de obter os custos dos equipamentos faz com que a escolha recaia nas seguintes tecnologias:

- Silício Amorfo (a-Si);
- Silício Policristalino (p-Si).

Os colectores solares fotovoltaicos que são utilizados neste estudo encontram-se na Tabela 5.

**Tabela 5.** Lista de colectores solares fotovoltaicos seleccionados em função da tecnologia.

Tipo de gerador fotovoltaico	Módulo fotovoltaico
Silício amorfo (a-Si)	Solar Plus - SPe 44
Silício policristalino (p-Si)	Scheuten - SC019

Em síntese, na Tabela 6 são apresentados todos os sistemas seleccionados. As fichas técnicas dos equipamentos seleccionados podem ser consultadas no Anexo C.

A utilização de 8 sistemas distintos para cada localização faz com que, neste estudo, sejam analisados um total de 32 sistemas.

Em todos os 32 sistemas são consideradas as seguintes características:

- Os geradores fotovoltaicos são fixos;
- Todos os colectores solares fotovoltaicos se encontram orientados para Sul, com uma inclinação de 32°, em relação à horizontal;

- Não existem limitações relativamente à área de implementação dos equipamentos;
- Não existe sombreamento em qualquer período de funcionamento;
- É considerado um decréscimo de produção de energia de 0,5 % / ano, devido à perda de eficiência dos colectores solares.

**Tabela 6.** Conjunto de sistemas seleccionados para análise.

Localizações geográficas	Potência da instalação [kW]	Inversor	Tipo de colectores fotovoltaicos	Módulos fotovoltaicos
Porto Coimbra	1,72	SMA - SB 1700	a-Si	Solar Plus - SPe 44
			p-Si	Scheuten - SC019
	3,45	SMA - SB 3300	a-Si	Solar Plus - SPe 44
			p-Si	Scheuten - SC019
Lisboa Faro	3,68	SMA - SB 3800/V	a-Si	Solar Plus - SPe 44
			p-Si	Scheuten - SC019
	5,5	SMA - SMC 5000A	a-Si	Solar Plus - SPe 44
			p-Si	Scheuten - SC019

### 3.3. Energia produzida

A quantidade de energia produzida é crucial para o estudo da viabilidade económica de cada sistema. Em qualquer unidade de microgeração solar fotovoltaica essa quantidade de energia depende dos seguintes factores:

- Localização geográfica;
- Orientação e inclinação dos colectores solares;
- Existência de obstáculos de obstrução, ao longo dos diversos períodos de captação;
- Tipo de tecnologia utilizada (p.ex., a-Si ou p-Si);
- Potência da instalação;
- Configuração adoptada para o gerador fotovoltaico.

Para a obter a energia produzida em cada sistema é utilizado a versão 5.21 do programa *PvSys*, cuja interface gráfica pode ser visualizada na Figura 10.

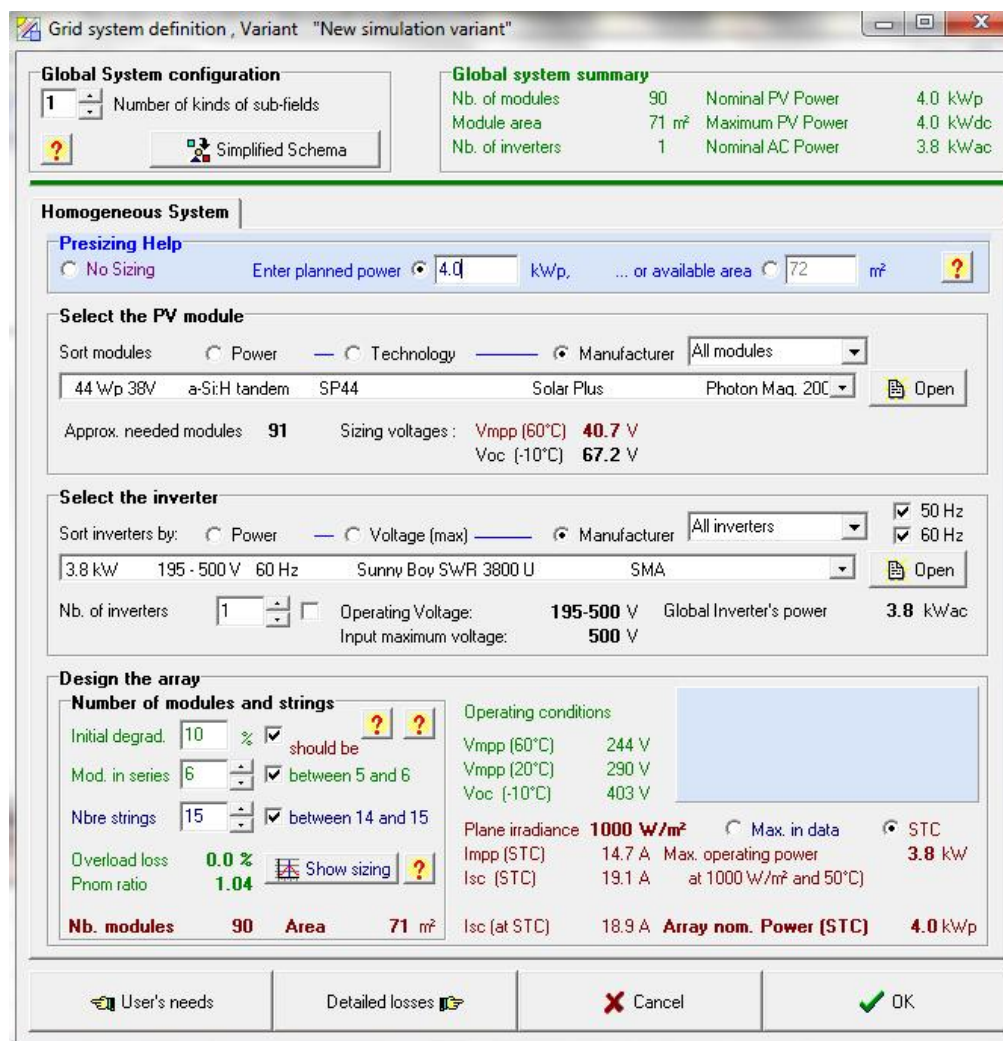


Figura 10. Interface gráfica do programa *PvSys*.

Este programa foi desenvolvido, em 1991, pelo grupo de energia do ISE (Institute for the Sciences of the Environment) da Universidade de Genebra. Trata-se de uma ferramenta bastante poderosa no estudo, análise e dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos. Altamente flexível em relação à sua complexidade, este programa torna-se bastante intuitivo na óptica do utilizador. Inclui uma base de dados meteorológica e uma extensa base de dados de equipamentos utilizados nos sistemas solares fotovoltaicos. A elevada reputação deste programa faz com que diversas empresas do sector fotovoltaico, em todo mundo, forneçam ficheiros dos seus equipamentos compatíveis com este *software*. As características apresentadas e a possibilidade de simular sistemas ligados à rede são a justificação para a escolha deste programa.

Para realizar as simulações no *PvSyst* são necessárias três etapas:

- Definição das características dos sistemas;
- Configuração do gerador fotovoltaico;
- Selecção dos equipamentos.

Relativamente à selecção de equipamentos e às características dos sistemas estas já foram realizadas no subcapítulo anterior (3.2.) pelo que apenas se expõe a metodologia a usar na configuração do gerador fotovoltaico.

Para definir a configuração do gerador fotovoltaico (GFv) são necessários os seguintes passos:

1- Em primeiro lugar é necessário calcular o número máximo de colectores solares fotovoltaicos,  $NCVF_{max}$ , que se podem utilizar. O seu valor pode ser obtido através da expressão:

$$NCVF_{max} = \frac{P_{INV-DCmax}}{PPV_{max}}, \quad (1)$$

em que  $P_{INV-DCmax}$  é a potência máxima à entrada do inversor e  $PPV_{max}$  é a potência máxima de cada colector solar fotovoltaico.

2- Após o cálculo do  $NCVF_{max}$  é necessário determinar os números máximo,  $N_{max}$ , e mínimo,  $N_{min}$ , de colectores que podem ser ligados em série.

O  $N_{max}$  é obtido a partir da seguinte expressão:

$$N_{max} = \frac{V_{DCmax}}{V_{OC(-10^{\circ}C)}}, \quad (2)$$

onde  $V_{DCmax}$  corresponde à tensão DC máxima do inversor e  $V_{OC(-10^{\circ}C)}$  à tensão máxima em circuito aberto de cada colector solar fotovoltaico à temperatura de  $-10^{\circ}C$ .

Em relação ao  $N_{min}$  de colectores em série pode ser obtido:

$$N_{min} = \frac{V_{DCmin}}{V_{MPP(70^{\circ}C)}}, \quad (3)$$

em que  $V_{DCmin}$  é a tensão DC mínima do inversor e  $V_{MPP(70^{\circ}C)}$  é a tensão de cada colector no ponto máximo de potência (MPP - “Maximum Power Point”) à temperatura de  $70^{\circ}C$ .

3- Agora é necessário determinar o número máximo de fileiras,  $N_{fileiras}$ , que podem ser utilizadas recorrendo à expressão:

$$N_{fileiras} = \frac{I_{DCmax}}{I_{n \text{ por fileira}}}, \quad (4)$$

onde  $I_{DCmax}$  é a corrente máxima admissível de entrada no inversor e  $I_{n \text{ por fileira}}$  é a corrente máxima por fileira de colectores.

4- A configuração do gerador depende do encontrar de uma solução que satisfaça todas as condições anteriormente determinadas, ao mesmo tempo que cumpra os requisitos de bom funcionamento do inversor no ponto MPP.

5- No caso de haver várias configurações possíveis que contenham o mesmo número de painéis deve-se optar, regra geral, pela que tiver mais módulos em série. Isto porque com mais módulos em série a tensão será mais elevada, o que permite diminuir as perdas de tensão nas cablagens.

As configurações dos GFv dos sistemas deste trabalho são realizadas com o auxílio de uma folha de cálculo elaborada em MS EXCEL.

### 3.4. Análise económica

A análise económica dos vários sistemas é realizada recorrendo ao programa ANALISE-E. Desenvolvido pelo autor deste trabalho, este programa tem o objectivo de calcular diversos indicadores económicos para os vários sistemas em estudo.

Antes de descrever os vários indicadores económicos presentes neste trabalho é necessário descrever a análise de investimentos realizada.

#### 3.4.1. Características do investimento

Em qualquer projecto de investimento em activos reais, como é o caso das unidades de microgeração, a análise de investimentos tem em consideração os seguintes parâmetros base, Raimundo (2010):

- Capital a investir (Investimento inicial ( $I$ ) e origem dos capitais);
- Cash-flow de exploração ( $CF$ );
- Períodos de vida do investimento ( $n$ );
- Valor residual ( $VR$ );
- Custo do capital (Taxas de actualização ( $i$ )).

### **A- Capital a investir**

Neste trabalho, o *I* corresponde ao somatório dos seguintes custos:

- Equipamentos utilizados;
- Mão-de-obra;
- Taxas de registo.

O custo dos equipamentos utilizados é apresentado no seu total. A não discriminação dos vários custos de cada equipamento deve-se a razões de confidencialidade por parte das empresas que forneceram estes dados. As listas dos equipamentos utilizados, em cada sistema, podem ser consultadas no Anexo D.

Relativamente à origem dos capitais são consideradas duas situações distintas:

- 1- 100% Capitais próprios (*CP*);
- 2- 100% Capitais alheios (*CA*).

Para a primeira situação, a análise é realizada supondo que o investidor tem a totalidade do capital a investir, enquanto que na segunda se pretende analisar o caso de o investidor ter de recorrer a um empréstimo bancário para realizar a totalidade do investimento.

### **B- Cash-flow de exploração**

O CF representa o fluxo de dinheiro que entra e sai do projecto. O seu valor é obtido pela seguinte expressão:

$$CF = R - G - IRS + PDF \quad (5)$$

Onde:

*R*- Rendimentos de exploração;

*G*- Gastos de exploração;

*IRS*- Imposto sobre o Rendimentos das pessoas Singulares;

*PDF*- Poupanças fiscais das depreciações contabilísticas.

Nas análises realizadas a expressão do *CF* assume a seguinte forma:

$$CF = R - G \quad (6)$$

Isto porque a actividade de microgeração se encontra isenta de impostos para receitas inferiores a 5000 € /ano. Em todas as simulações realizadas, o valor das *R* é sempre inferior

---

ao montante referido e portanto  $IRS = 0$ . Também o valor das  $PF D$  é igual a zero e supõe-se que não existem mais lucros para além dos obtidos com esta actividade.

Os  $R$  representam o valor monetário obtido com a venda da electricidade produzida e os  $G$  representam os trabalhos de manutenção necessários nas unidades de microgeração. Para o cálculo das  $R$  são utilizados os valores da tarifa actual de venda de electricidade, ao abrigo da legislação, ou seja:

1.º Período: 0,38 € / kWh (duração de 8 anos);

2.º Período: 0,22 € / kWh (duração de 7 anos).

Fora desses períodos ou caso a unidade se encontre no regime geral assume-se o valor de 0,12 € / kWh.

Receitas extraordinárias, tais como os benefícios fiscais previstos pelo Orçamento de Estado de 2011, são contempladas neste estudo.

Relativamente aos  $G$  considerou-se um valor anual de 100 € para manutenção de equipamentos como o único gasto para todos os sistemas em análise.

### **C- Período de vida do investimento**

O  $n$  é um parâmetro de fácil compreensão que pode ser definido como a duração de tempo do projecto de investimento. Para este trabalho é considerado um  $n = 25$  anos.

É importante não confundir o  $n$  com o período de vida dos equipamentos ( $PVE$ ), pois estes podem apresentar valores distintos.

### **D- Valor residual**

O  $VR$  é uma estimativa do valor económico do projecto no final do  $n$ . Neste estudo o  $VR$  em todos os projectos é considerado nulo ( $VR = 0$ ), devido ao facto de se considerar um  $n = PVE$ . Com base as garantias fornecidas pelos fabricantes dos equipamentos utilizados assume-se  $PVE = 25$  anos.

### **E- Custo do capital**

A taxa de actualização ( $i$ ) pode ser definida como aquela a que os investidores pretendem ver renumerados os capitais investidos, Quintas (2009). Esta taxa depende

essencialmente do investidor e a sua obtenção resulta da ponderação de vários factores, tais como:

- Risco inerente ao projecto;
- Taxa de inflação expectável;
- Origem dos capitais;
- Custo de oportunidade.

Nas análises realizadas neste trabalho são utilizadas duas taxas de actualização, uma para cada tipo de financiamento. No caso do financiamento de 100% de *CP* a taxa de actualização seleccionada é 3% / ano. Por outro lado, para o financiamento de 100% de *CA* a taxa de actualização será de 8% / ano. Os valores assumidos têm como sustentação a publicação Boletim de Verão (2011) feita pelo Banco de Portugal.

Uma vez mais, torna-se pertinente alertar o leitor para o grau de incerteza inerente aos futuros cenários económicos.

Ao longo das análises económicas é utilizada a metodologia de preços constante, ou seja, os valores das receitas e dos gastos do projecto de investimento são avaliados como ocorrendo no instante inicial do projecto.

A Tabela 7 apresenta o resumo dos tipos de análises que são realizadas neste trabalho.

**Tabela 7.** Síntese das análises económicas.

	1.ª Situação	2.ª Situação
Origem dos Capitais investidos	100% C. Próprios	100% C. Alheios
Taxa de actualização	3 %/ano	8 %/ano
Período de vida do investimento	25 anos	
Período de vida útil dos equipamentos	25 anos	
Valor residual	0	
Benefícios fiscais	De acordo com OE2011	
Tarifa de venda R. Bonificado (1.º Período)	0,38 €/kWh	
Tarifa de venda R. Bonificado (2.º Período)	0,22 €/kWh	
Tarifa de venda R. Geral	0,12 €/kWh	
Custos de exploração	100 €/ano	
Taxa de registo	615 €	



A Figura 11 representa o diagrama de cash-flow geral dos projectos de investimento em estudo neste trabalho.

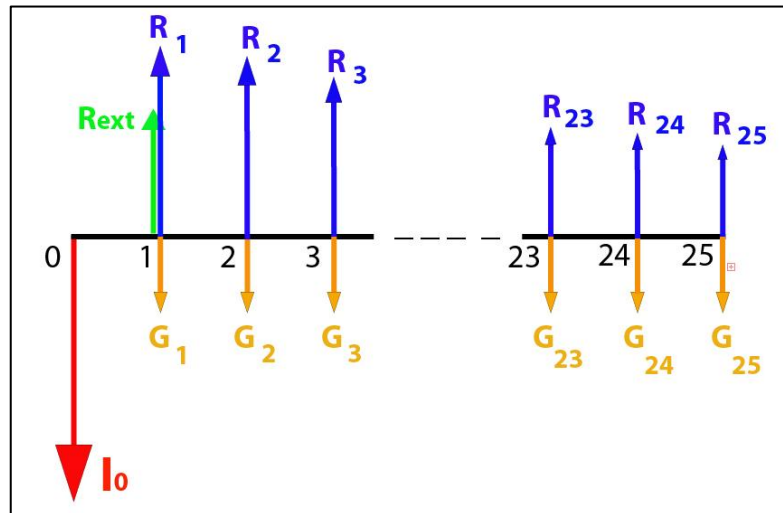


Figura 11. Diagrama de CF geral dos projectos de investimento em estudo.

### 3.4.2. Indicadores financeiros

Neste trabalho, os indicadores financeiros utilizados para o estudo da viabilidade económica dos sistemas são:

- Valor líquido actual (*VLA*);
- Taxa interna de rentabilidade (*TIR*);
- Período de retorno (*PR*);
- Custo anual equivalente (*CAE*).

#### A- *VLA*

O *VLA* é um dos indicadores financeiros mais utilizados na análise de projectos de investimento. Ele representa o somatório de todos os *CF* actualizados e é obtido pela seguinte expressão:

$$VLA = \sum_{k=0}^n \frac{CF_k - I_k}{(1+i)^k} + \frac{VR}{(1+i)^k} \quad (7)$$

Com base neste parâmetro é possível definir os critérios de aceitação e de rejeição apresentados na Tabela 8.

**Tabela 8.** Critérios de aceitação e rejeição do indicador *VLA*.

Indicador	Critério	Descrição da renumeração dos capitais
$VLA > 0$	Aceitar o projecto	Superior à pretendida
$VLA = 0$	Aceitar o projecto	Igual à pretendida ( <i>i</i> )
$VLA < 0$	Rejeitar o projecto	Inferior à pretendida

A utilização deste indicador como critério de comparação apenas pode ser realizada em projectos idênticos, ou seja, projectos onde o *I*, a estrutura de *CF* e duração sejam semelhantes e a taxa de actualização seja igual. Caso isto se verifique, deve optar-se pelo projecto com o *VLA* superior.

### **B- TIR**

Este indicador também é amplamente utilizado na análise de projectos financeiros, encontrando-se directamente ligado ao *VLA*. O seu valor corresponde à taxa para qual o *VLA* do projecto é igual a 0. Por outras palavras, a *TIR* é a taxa a que os capitais do projecto são renumerados. O seu valor pode ser obtido resolvendo a seguinte equação:

$$\sum_{k=0}^n \frac{CF_k - I_k}{(1 + TIR)^k} + \frac{VR}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (8)$$

Uma das principais vantagens deste indicador é não depender da taxa de actualização. Contudo para tomar uma decisão a partir dele é necessário ter uma taxa de juro de referência. Nas análises realizadas neste trabalho, essas taxas de juro correspondem às taxas de actualização seleccionadas.

Relativamente à sua utilização como critério de comparação a sua aplicação é semelhante à descrita para o *VLA*, ou seja, apenas pode ser aplicada em projectos idênticos e, nesses casos, deve optar-se pelo projecto onde a *TIR* seja mais elevada.

### C- *PR*

Este indicador pode ser definido como sendo o tempo necessário para que as receitas de exploração compensem os investimentos e os custos do projecto. Pode ser obtido determinando o valor de  $r$  para o qual a expressão (9) se torna verdadeira.

$$\sum_{k=0}^{k=r} \frac{CF_k}{(1+i)^k} = \sum_{k=0}^{k=r} \frac{I_k}{(1+i)^k} \quad (9)$$

Trata-se de um indicador bastante intuitivo e útil na comparação de projectos mutuamente exclusivos. Porém, isoladamente, não revela a rentabilidade do projecto, razão pelo qual é sugerido como um indicador de liquidez ao invés do de rentabilidade.

### D- *CAE*

O *CAE* permite determinar os custos ou proveitos anuais associados a um projecto de investimento. Caso o seu valor seja positivo, significa que esse valor representa o custo anual para o investidor. Caso contrário, se for negativo, indica o proveito anual retirado pelo investidor. O seu valor pode ser obtido recorrendo à seguinte expressão:

$$CAE = -VLA \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}, \quad (10)$$

onde  $n$  é a duração do projecto.

Geralmente, o *CAE* é utilizado em análise de projectos de investimentos economicamente desfavoráveis (como, p.ex., projectos de solidariedade social), onde se pretende determinar o custo anual associado a esse projecto. A utilização deste indicador neste estudo deve-se ao facto dos benefícios esperados pela aposta em energias renováveis não ser meramente económica, tornando-se interessante verificar quais os custos associados à implementação desses projectos mesmo quando são economicamente desfavoráveis.

No Anexo E pode ser consultado um excerto do código fonte do programa ANALISE-E, onde são expostos os diversos indicadores financeiros descritos anteriormente.

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são feitas a exposição e a discussão dos resultados obtidos. Os resultados encontram-se divididos por dois subcapítulos. No primeiro são apresentadas as várias configurações obtidas dos geradores fotovoltaicos e os valores de energia injectada na rede para os vários sistemas seleccionados. No segundo é realizada a análise económica desses sistemas.

No ANEXO F pode ser consultado um exemplo dos *reports* finais dos programas utilizados.

### 4.1. Energia útil captada

A determinação da energia útil captada é um passo essencial para a elaboração deste trabalho pois as receitas geradas pela actividade de microgeração dependem do valor de energia que é cedida à rede.

Na Tabela 9 são apresentadas as configurações dos GFv e a respectiva área de implementação para cada sistema seleccionado.

**Tabela 9.** Configuração dos GFv e características dimensionais dos sistemas seleccionados.

Potência da instalação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Configuração do GFv	Área de implementação [m <sup>2</sup> ]	Nº de colectores FV	Potência da instalação [kW]
1,72	a-Si	4 (série) x 11 (paralelo)	34,76	44	1,94
	p-Si	10 (série) x 1 (paralelo)	15	10	1,85
3,45	a-Si	6 (série) x 16 (paralelo)	75,84	96	4,22
	p-Si	11 (série) x 2 (paralelo)	33	22	4,07
3,68	a-Si	6 (série) x 17 (paralelo)	80,58	102	4,49
	p-Si	12 (série) x 2 (paralelo)	36	24	4,44
5,5	a-Si	7 (série) x 20 (paralelo)	110,6	140	6,16
	p-Si	12 (série) x 3 (paralelo)	54	36	6,66

Um exemplo da obtenção de uma das configurações seleccionadas pode ser consultado no ANEXO G.

Determinada a configuração dos GFv e feita a selecção dos equipamentos é possível obter a energia injectada na rede por cada sistema. Os valores obtidos das simulações realizadas, no programa *PvSyst*, são apresentados de seguida.

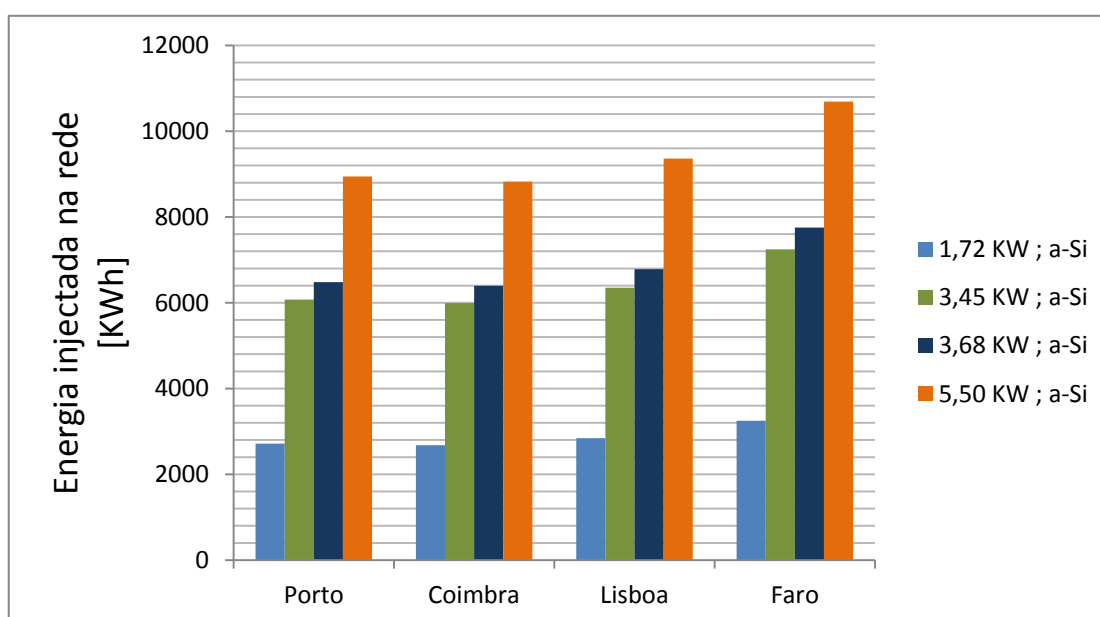
### A- Tecnologia a-Si

Os valores obtidos dos sistemas com tecnologia a-Si podem ser consultados na Tabela 10.

**Tabela 10.** Energia injectada da rede para os sistemas com tecnologia a-Si (dados obtidos com *PvSyst*).

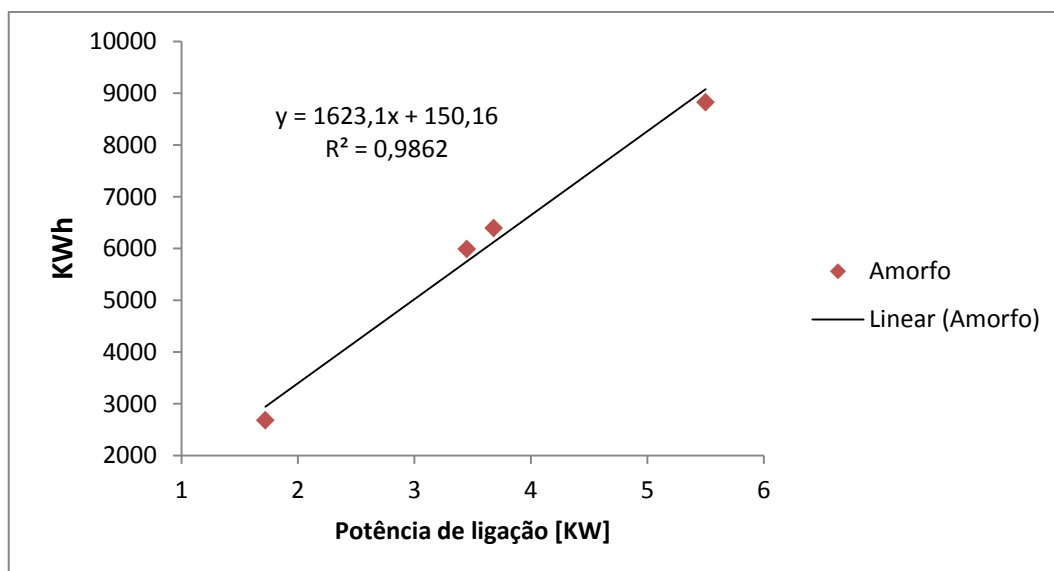
Potência de ligação [kW]		1,72	3,45	3,68	5,5
		Energia injectada [kWh/Ano]			
Localização	Porto	2716,6	6072,6	6482,1	8945,5
	Coimbra	2680	5991,1	6394,8	8825,5
	Lisboa	2843,7	6350,5	6785,2	9361
	Faro	3251,3	7245,5	7753,2	10689

A Figura 12 permite constatar que, à medida que a potência de ligação aumenta, maior é quantidade de energia injectada na rede. É possível ainda verificar que os sistemas localizados em Faro são os que injectam mais energia na rede, seguindo-se-lhes os de Lisboa, Porto e Coimbra.



**Figura 12.** Energia injectada na rede em função da localização e potência de ligação para sistemas com tecnologia a-Si.

A evolução da energia injectada em função da potência de ligação assume um comportamento linear, Figura 13. Os valores apresentados são relativos à cidade de Coimbra mas, este tipo de evolução, verifica-se em todos os locais analisados.



**Figura 13.** Evolução da energia injectada em função da potência de ligação para sistemas localizados em Coimbra com tecnologia a-Si.

### B- Tecnologia p-Si

Na Tabela 11 encontram-se os valores obtidos para a tecnologia p-Si.

**Tabela 11.** Energia injectada da rede para os sistemas com tecnologia p-Si (dados obtidos com Pvsyst).

Potência de ligação [kW]		1,72	3,45	3,68	5,5
		Energia injectada [kWh/Ano]			
Localização	Porto	2523	5693,5	6232,7	9401
	Coimbra	2478,5	5593,8	6123,3	9236
	Lisboa	2613	5894,7	6453,4	9728
	Faro	2991,9	6740,1	7380,6	11117

A partir da Figura 14 verifica-se, mais uma vez, um aumento da energia injectada na rede à medida que aumenta a potência de ligação. Os valores mais elevados de energia injectada continuam a verificar-se em Faro e os mais baixos em Coimbra.

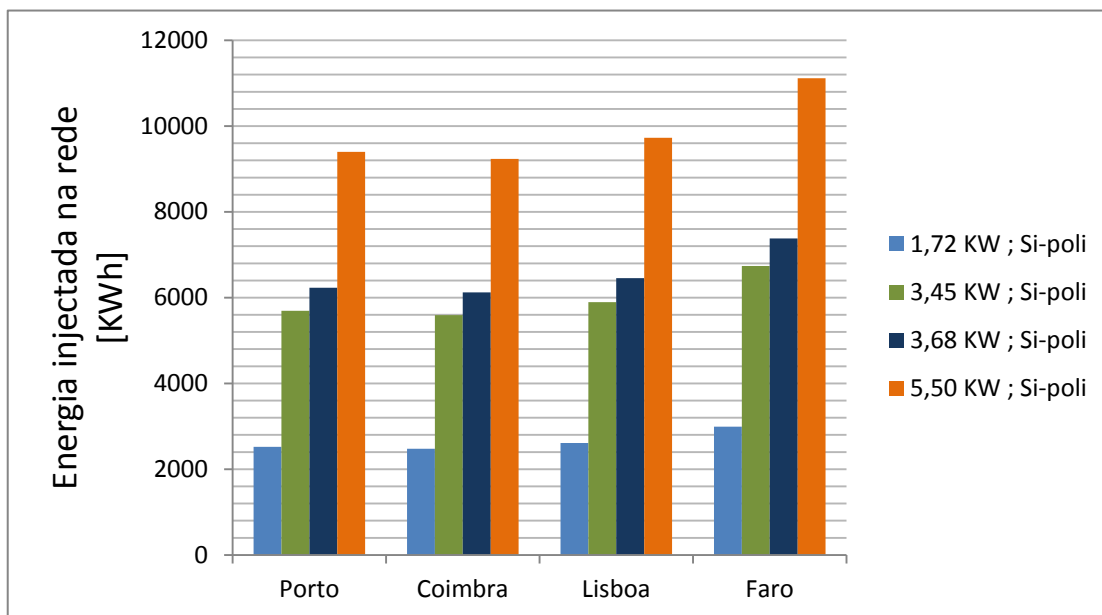


Figura 14. Energia injectada na rede em função da localização e potência de ligação para sistemas com tecnologia p-Si.

A evolução da energia injectada na rede em função da potência de ligação mantem um comportamento linear, como se pode constatar na Figura 15.

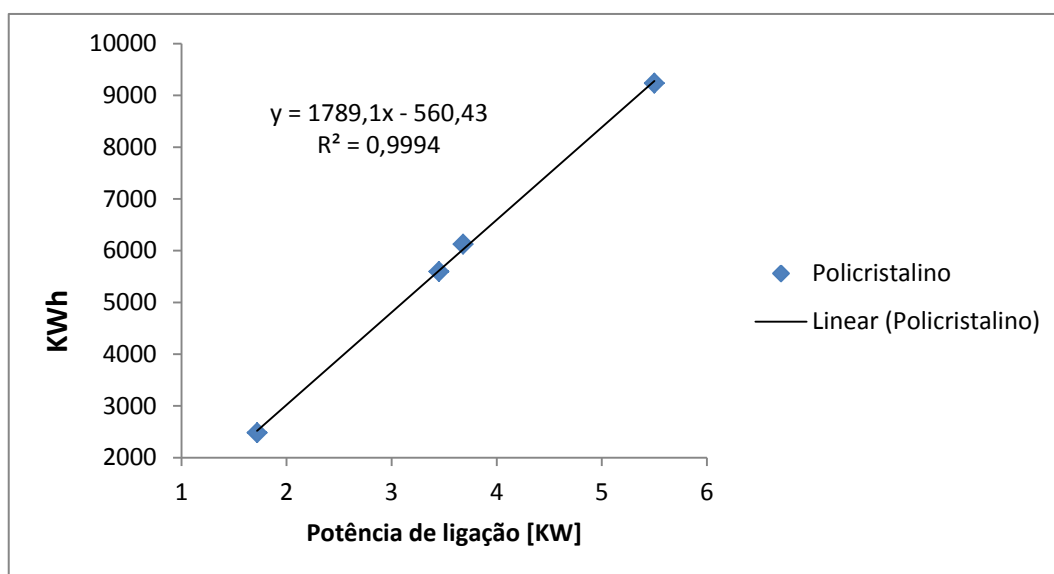


Figura 15. Evolução da energia injectada em função da potência de ligação para sistemas localizados em Coimbra com tecnologia p-Si.

Comparando os dados obtidos para as duas tecnologias em estudo, é possível concluir que nos sistemas até uma potência de 3,68 kW a tecnologia de a-Si injecta mais energia enquanto que, para o caso de um valor de potência de 5,5 kW, a tecnologia p-Si revelou valores mais elevados. A Figura 16 compara as diferentes tecnologias para a cidade de Lisboa.

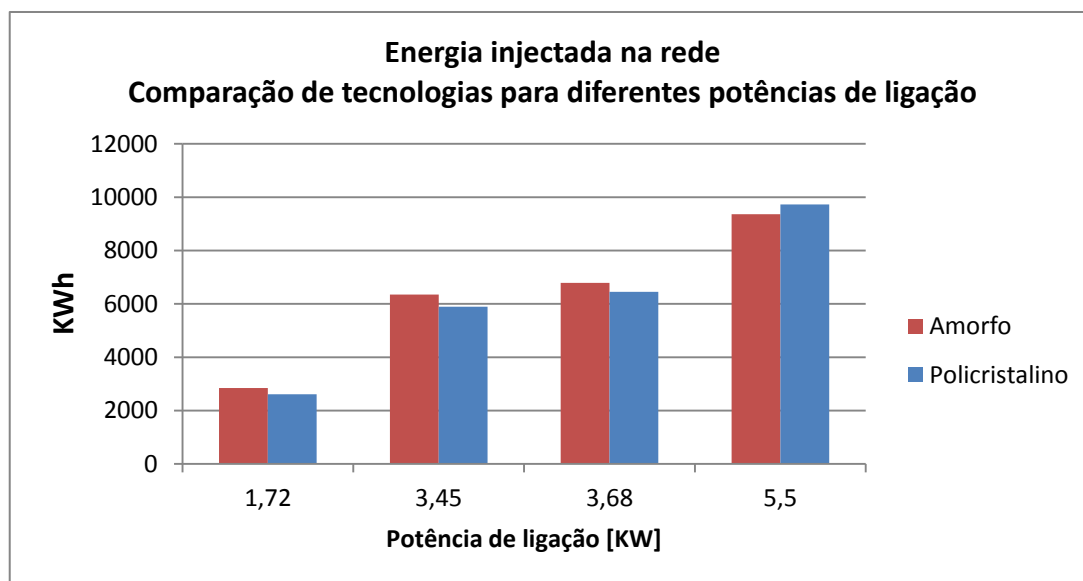


Figura 16. Comparação das diferentes tecnologias em função da potência de ligação para a cidade de Lisboa.

## 4.2. Viabilidade económica

Antes de proceder à obtenção dos indicadores económicos é importante sublinhar que as análises económicas, realizadas no âmbito deste trabalho, se referem ao ano de 2011.

Como foi referido anteriormente, a obtenção dos indicadores financeiros é realizada a partir do programa ANALISE-E. Este programa necessita de dois dados de entrada principais que são o investimento inicial e a energia injectada na rede por cada



sistema. A energia injectada já foi apresentada anteriormente, falta agora mencionar o investimento inicial de cada sistema.

Os investimentos iniciais para cada sistema encontram-se na Tabela 12.

**Tabela 12.** Investimento inicial para os diversos sistemas seleccionados.

Potência da instalação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Investimento inicial [€]
1,72	a-Si	10417,51
	p-Si	11664,11
3,45	a-Si	17203,51
	p-Si	20636,91
3,68	a-Si	17965,92
	p-Si	22078,22
5,5	a-Si	23192,85
	p-Si	31138,56

A exposição dos resultados obtidos encontra-se dividida em duas partes distintas. Na primeira parte são expostos os resultados dos sistemas financiados a 100% com capitais próprios e na segunda os financiados a 100% com capitais alheios.

Em cada uma destas partes, os resultados são apresentados mediante o regime remuneratório, o tipo de tecnologia fotovoltaica e a localização geográfica de cada sistema analisado.

Pretende-se com esta exposição facilitar a análise dos resultados obtidos.

#### **4.2.1. 100% Capitais próprios**

##### **4.2.1.1. Regime Bonificado**

###### **A- 1,72 kW de potência de ligação**

Os indicadores financeiros obtidos para os sistemas com uma potência de ligação de 1,72 kW são apresentados na Tabela 13.

**Tabela 13.** Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 1,72 kW, com  $i = 3\%$  /ano.

Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
1,72	a-Si	Porto	138,11	3,19	23,47	-7,93
		Coimbra	-16,60	2,98	25,19	0,95
		Lisboa	677,45	3,91	18,63	-38,90
		Faro	2405,57	6,10	12,27	-138,15
Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
1,72	p-Si	Porto	-1928,84	0,59	49,27	110,77
		Coimbra	-2117,54	0,34	52,42	121,61
		Lisboa	-1547,27	1,09	43,41	88,86
		Faro	59,18	3,07	24,43	-3,40

Em relação aos sistemas que utilizam a tecnologia de a-Si, verifica-se que o sistema localizado em Coimbra é o único que não tem viabilidade económica e que o localizado em Faro é o que apresenta melhores indicadores financeiros.

Para os sistemas que utilizam a tecnologia p-Si, verifica-se que apenas o sistema localizado em Faro apresenta viabilidade económica. Todos os outros apresentam indicadores financeiros desfavoráveis.

Os resultados obtidos permitem constatar que a tecnologia de a-Si apresenta melhores indicadores do que a tecnologia p-Si, para este valor de potência.

### **B- 3,45 kW de potência de ligação**

Na Tabela 14 encontram-se os indicadores obtidos para os sistemas com uma potência de ligação de 3,45 kW.

**Tabela 14.** Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 3,45 kW, com  $i = 3\%$ /ano.

Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
3,45	a-Si	Porto	7581,24	8,47	9,33	-435,37
		Coimbra	7235,71	8,23	9,60	-415,53
		Lisboa	8759,50	9,27	8,49	-503,04
		Faro	12554,09	11,77	7,07	-720,95
Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
3,45	p-Si	Porto	2540,56	4,58	15,88	-145,90
		Coimbra	2117,85	4,33	17,06	-121,62
		Lisboa	3393,62	5,10	14,38	-194,89
		Faro	6977,92	7,21	10,94	-400,73

Para este valor de potência todos os sistemas apresentam indicadores financeiros favoráveis. Em ambas as tecnologias, os melhores resultados obtidos são na região de Faro. A tecnologia de a-Si revela, mais uma vez, melhores resultados em relação à p-Si.

### C- 3,68 kW de potência de ligação

Na Tabela 15 são apresentados os resultados obtidos para os sistemas com potência de ligação de 3,68 kW.

**Tabela 15.** Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 3,68 kW, com  $i=3\%$  /ano.

Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
3,68	a-Si	Porto	8555,05	8,87	8,91	-491,30
		Coimbra	8184,88	8,63	9,17	-470,04
		Lisboa	9840,11	9,69	8,09	-565,10
		Faro	13944,22	12,27	6,87	-800,79
Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
3,68	p-Si	Porto	3385,33	4,95	14,69	-194,41
		Coimbra	2921,50	4,69	15,46	-167,78
		Lisboa	4321,05	5,48	13,69	-248,15
		Faro	8252,19	7,61	10,43	-473,91

Os dados apresentados evidenciam a tendência verificada para os outros valores de potência já analisados, ou seja, as unidades com tecnologia a-Si mostram melhores indicadores e a região de Faro continua a ser a economicamente mais favorável.

#### 4.2.1.2. Regime geral

##### A- 5,5 kW de potência de ligação

Os dados da Tabela 16 representam os indicadores obtidos para os sistemas com 5,5 kW de potência de ligação.

**Tabela 16.** Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 5,5 kW, com  $i=3\%$  /ano.

Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
5,5	a-Si	Porto	-6441,43	0,12	40,97	369,92
		Coimbra	-6679,03	0,00	41,81	383,56
		Lisboa	-5618,69	0,52	38,24	322,67
		Faro	-2989,07	1,73	31,08	171,66
Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
5,5	p-Si	Porto	-13485,16	-1,76	56,63	774,42
		Coimbra	-13811,89	-1,90	58,04	793,19
		Lisboa	-12837,68	-1,48	53,99	737,24
		Faro	-10087,26	-0,39	44,67	579,29

Os resultados obtidos por todos os sistemas que se encontram em regime geral revelam a falta de viabilidade económica.

## 4.2.2. 100% Capitais alheios

### 4.2.2.1. Regime bonificado

#### A- 1,72 kW de potência de ligação

Os indicadores financeiros obtidos para os sistemas com uma potência de ligação de 1,72 kW são apresentados na Tabela 17.

**Tabela 17.** Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 1,72 kW, com  $i = 8\%$  /ano.

Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
1,72	a-Si	Porto	-2685,67	3,19	123,45	251,59
		Coimbra	-2793,89	2,98	129,56	261,73
		Lisboa	-2308,43	3,91	103,92	216,25
		Faro	-1099,70	6,10	55,95	103,02
Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
1,72	p-Si	Porto	-4506,07	0,59	210,44	422,12
		Coimbra	-4638,06	0,34	221,36	434,49
		Lisboa	-4239,18	1,09	190,01	397,12
		Faro	-3115,55	3,07	123,81	291,86

Para este valor de potência, quaisquer que sejam a tecnologia utilizada e a localização geográfica, os sistemas não apresentam indicadores financeiros positivos.

#### B- 3,45 kW de potências de ligação

Na Tabela 18 encontram-se os indicadores obtidos para os sistemas com uma potência de ligação de 3,45 kW.

**Tabela 18.** Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 3,45 kW, com  $i = 8\%$  /ano.

Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
3,45	a-Si	Porto	480,89	8,47	19,91	-45,05
		Coimbra	239,22	8,23	22,16	-22,41
		Lisboa	1305,02	9,27	14,85	-122,25
		Faro	3959,16	11,77	10,14	-370,89
Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
3,45	p-Si	Porto	-4076,72	4,58	80,70	381,90
		Coimbra	-4372,38	4,33	86,02	409,60
		Lisboa	-3480,05	5,10	70,62	326,01
		Faro	-973,01	7,21	35,89	91,15

Nos sistemas apresentados anteriormente verifica-se que a viabilidade económica varia com o tipo de tecnologia utilizada. Todos os sistemas com a-Si apresentam viabilidade económica ao invés do verificado para os que utilizam p-Si.

### C- 3,68 kW de potência de ligação

Na Tabela 19 são apresentados os resultados obtidos para os sistemas com potência de ligação de 3,68 kW.

**Tabela 19.** Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 3,68 kW, com  $i = 8\%$  /ano.

Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
3,68	a-Si	Porto	932,88	8,87	16,99	-87,39
		Coimbra	673,97	8,63	18,66	-63,14
		Lisboa	1831,72	9,69	13,83	-171,59
		Faro	4702,34	12,27	9,51	-440,51
Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
3,68	p-Si	Porto	-3919,02	4,95	73,09	367,13
		Coimbra	-4243,45	4,69	78,16	397,52
		Lisboa	-3264,54	5,48	63,45	305,82
		Faro	-514,90	7,61	30,19	48,24

Neste caso, os indicadores obtidos revelam um comportamento semelhante ao caso anterior, ou seja, verifica-se a existência de viabilidade económica nos sistemas que utilizam a-Si, enquanto sistemas com p-Si revelam indicadores financeiros desfavoráveis.

#### 4.2.2.2. Regime geral

##### A- 5,5 kW de potência de ligação

Os indicadores apresentados na Tabela 20 são relativos aos sistemas com uma potência de ligação de 5,5 kW.

**Tabela 20.** Indicadores financeiros dos sistemas com uma potência de ligação de 5,5 kW, com  $i = 8\%$  /ano.

Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
5,5	a-Si	Porto	-12529,14	0,12	126,59	1173,71
		Coimbra	-12676,54	0,00	129,35	1187,52
		Lisboa	-12018,79	0,52	117,64	1125,91
		Faro	-10387,61	1,73	94,15	973,10
Potência de ligação [kW]	Tecnologia fotovoltaica	Localização geográfica	VLA [€]	TIR [%]	PR [anos]	CAE [€/ano]
5,5	p-Si	Porto	-19915,35	-1,76	177,77	1865,65
		Coimbra	-20118,02	-1,90	182,41	1884,63
		Lisboa	-19513,71	-1,48	169,12	1828,02
		Faro	-17807,60	-0,39	138,55	1668,19

A análise destes indicadores permite concluir que não existe viabilidade económica para nenhum dos sistemas. Mesmo assim, os sistemas que utilizam a tecnologia de p-Si revelam novamente piores indicadores face aos da tecnologia a-Si.

## 5. CONCLUSÕES

Antes de apresentar as conclusões finais é pertinente salientar alguns factores, inerentes ou exteriores ao próprio estudo, que fazem com que os resultados obtidos tenham, como acontece em qualquer projecto, algum grau de incerteza quando aplicados a outros casos concretos. De entre outros, destacam-se o número limitado de localizações estudadas e tecnologias aplicadas e os cenários económicos altamente instáveis. A consciência destes factores é crucial para uma boa utilização das conclusões retiradas.

Após a realização deste trabalho conclui-se que a viabilidade económica da instalação de sistemas de colectores solares fotovoltaicos, em edifícios residenciais, ao abrigo da legislação vigente em Portugal, se encontra fortemente dependente de diversos factores, tais como:

- Regime remuneratório na qual se encontra inserida a unidade de microgeração;
- Origem dos capitais investidos;
- Localização geográfica;
- Tecnologia fotovoltaica utilizada;
- Potência de ligação.

Assim, todas as unidades de microgeração analisadas inseridas no regime geral apresentam indicadores financeiros desfavoráveis, evidenciando a falta de viabilidade económica neste regime remuneratório. Este facto poderá justificar a fraca expressão deste regime remuneratório na actividade de microgeração, podendo mesmo questionar-se o porquê da sua existência, que até poderá ser contraproducente, por desincentivador desta actividade. Atendendo a este facto, as próximas conclusões retiradas têm somente em conta os sistemas abrangidos pelo regime bonificado.

Em relação aos sistemas inseridos no regime bonificado a situação é bastante diferente. Embora alguns desses sistemas apresentem indicadores económicos negativos, existe um grande número de sistemas economicamente favoráveis e, alguns deles, bastantes atractivos.



Dos dois cenários de financiamento analisados, o que se revela economicamente mais vantajoso é, como expectável, o de financiamento com 100% de capitais próprios. Neste cenário de financiamento, 19 dos 24 sistemas inseridos no regime bonificado apresentam viabilidade económica, equivalente a uma percentagem de 79,16%. Alterando o tipo de financiamento para 100% de capitais alheios, apenas 8 sistemas, entre os mesmos 24, apresentam indicadores financeiros positivos, o que equivale a uma percentagem de 33,33%, o que representa redução de 45,83% dos sistemas com viabilidade económica face ao cenário anterior.

Por outro lado, os dados obtidos permitem concluir que os sistemas que utilizam a tecnologia fotovoltaica de a-Si são economicamente mais vantajosos comparativamente aos sistemas que utilizam a de p-Si. O menor investimento inicial e a maior quantidade de energia injectada na rede revelam-se factores cruciais para essa situação.

A necessidade de grandes áreas de implementação para os sistemas de a-Si poderá revelar-se um factor negativo na utilização desta tecnologia em projectos reais. No entanto, a capacidade destes colectores produzirem energia a partir da radiação difusa permite que a sua aplicação seja integrada na arquitectura dos edifícios (“BISC – Building Integrated Solar Cells”).

Os sistemas analisados com potências de ligação próximas do limite máximo do regime bonificado, ou seja, os sistemas com 3,45 e 3,68 kW são os que apresentam os melhores indicadores financeiros. Com financiamento a 100% de capitais próprios e englobando ambas as tecnologias, todos os sistemas destas gamas de potências apresentam bons indicadores financeiros com *PR* compreendidos entre os 7 e os 17 anos.

Os indicadores financeiros mostram-se bastante sensíveis relativamente ao local onde os sistemas se encontram implementados, sendo os melhores indicadores obtidos para Faro.

A elaboração deste trabalho permite concluir que a legislação vigente permite a viabilidade económica de projectos de instalação de colectores solares fotovoltaicos, em edifícios residenciais.

As tarifas remuneratórias, em regime geral, revelam-se um mecanismo útil no incentivo da utilização de FERs para produção de energia eléctrica. Contudo, é necessário ter em consideração que a diminuição anual prevista da tarifa remuneratória tem de ser

acompanhada com uma adaptação das empresas ao mercado para que a aposta neste tipo de projectos continue a ser economicamente viável. A investigação e o desenvolvimento (I&D) de novas tecnologias com melhores eficiências e menores custos de produção é imprescindível para alcançarem esse objectivo.

Em relação às principais dificuldades sentidas na elaboração deste trabalho, destaca-se a actual situação de crise económica mundial que faz com que a previsão dos cenários futuros seja uma tarefa extremamente complexa e contenha um elevado grau de incerteza. A obtenção de custos, junto das empresas do sector (como, p.ex., equipamentos ou de mão-de-obra), informações indispensáveis para a realização de um estudo de viabilidade económica, revelou-se também uma tarefa bastante difícil.

Entre outros assuntos passíveis de estudo futuro que este trabalho pode sugerir, salienta-se o que tem a ver com a taxa elevadíssima de mais de 80% de desistências desde a efectuação do pedido até à ligação efectiva das unidades, apesar da viabilidade económica, nas condições anteriormente expostas, ser um facto. O conhecimento mais profundo das razões permitiria, talvez, introduzir as correcções necessárias para que esta actividade tivesse um maior incremento no futuro.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Banco de Portugal (2011), “Boletim Económico – Verão”, Volume 17, Número 2, Lisboa.
- Bello, F. (2009). “Integração em Edifícios de Sistemas de micro-geração – Análise Tarifária e Económica aplicada a instalações com potências até 150 kW”, Tese de Mestrado em Engenharia e Gestão Industrial, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa.
- Dec. Lei n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro. “Diário da República, 1.ª Série - N.º 207 - 25 de Outubro de 2010”, MINISTÉRIO DA ECONOMIA, DA INOVAÇÃO E DO DESENVOLVIMENTO.
- Dec. Lei n.º 189/88 de 27 de Maio. “Diário da República, 1.ª Série – N.º 123 – 27 de Maio de 1988”, MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA E ENERGIA.
- Dec. Lei n.º 20/81 de 28 de Janeiro. “Diário da República, 1.ª Série – N.º 23 – 28 de Janeiro de 1981”, MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA E ENERGIA.
- Dec. Lei n.º 225/2007 de 31 de Maio. “Diário da República, 1.ª Série – N.º 105 – 31 de Maio de 2007”, MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DA INOVAÇÃO.
- Dec. Lei n.º 313/2001 de 10 de Dezembro. “Diário da República, 1.ª Série – N.º 284 – 10 de Dezembro de 2001”, MINISTÉRIO DA ECONOMIA.
- Dec. Lei n.º 34/2011 de 8 de Março. “Diário da Republica, 1.ª Série – N.º 47 – 8 de Março de 2011”, MINISTÉRIO DA ECONOMIA, DA INOVAÇÃO E DO DESENVOLVIMENTO.
- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, em [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu\\_hor/pvgis\\_solar\\_horiz\\_PT.png](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_hor/pvgis_solar_horiz_PT.png).
- Portal “Renováveis na hora”, em <http://www.renovaveisnagora.pt>.
- Portaria n.º 1185/2010 de 17 de Novembro. “Diário da República, 1.ª Série - N.º 223 — 17 de Novembro de 2010”. MINISTÉRIO DA ECONOMIA, DA INOVAÇÃO E DO DESENVOLVIMENTO.
- Quintas, J. (2009), “Avaliação Financeira de Projectos – introdução e indicadores”, DP/021/001/JQ/V4, Alphaslink.
- Raimundo, A. (2010), “Projectos de investimento”, textos de apoio à disciplina de Economia e Gestão Industrial, Departamento de Eng. Mecânica, FCTUC, Coimbra, 2010.
- Roriz, L., Rosendo, J., Lourenço, F. e Calhau, K. (2010), “Energia solar em edificios”, 1ª Ed., Edições Orion.

## 7. ANEXO A – EQUIPAMENTOS CERTIFICADOS

Fonte: Portal “Renováveis na hora”, em <http://www.renovaveisnadora.pt>.

### A.1. Inversores

Marca/Fabricante	Modelo
AEG Power Solutions	Protect PV 2000
AEG Power Solutions	Protect PV 2800
AEG Power Solutions	Protect PV 4600
Alpha Technologies Gmbh	ALPHA SOL 1500
Alpha Technologies Gmbh	ALPHA SOL 2000
Alpha Technologies Gmbh	ALPHA SOL 3000
Alpha Technologies Gmbh	ALPHA SOL 4000
AROS	SIRIO 1500 X
AROS	SIRIO 2000 X
AROS	SIRIO 2800 X
AROS	SIRIO 3100 X
AROS	SIRIO 4000 X
AROS	SIRIO 4600P X
Carlo Gavazzi Logistics SpA	ISMG 1 45 DE
Carlo Gavazzi Logistics SpA	ISMG 1 50 DE
Carlo Gavazzi Logistics SpA	ISMG 1 60 DE
Conergy AG	IPG 2000
Conergy AG	IPG 2000 vision
Conergy AG	IPG 3000
Conergy AG	IPG 3000 vision
Conergy AG	IPG 4000
Conergy AG	IPG 4000 vision
Conergy AG	IPG 5000
Conergy AG	IPG 5000 vision
Conergy AG	WR 4600
Danfoss Solar Inverters	ULX 1800i
Danfoss Solar Inverters	ULX 1800o
Danfoss Solar Inverters	ULX 3000i
Danfoss Solar Inverters	ULX 3000o
Danfoss Solar Inverters	ULX 3600i
Danfoss Solar Inverters	ULX 3600o
Danfoss Solar Inverters	ULX 5400i

Danfoss Solar Inverters	ULX 5400o
Delta Energy Systems	SI 2500
Delta Energy Systems	SI 3300
Delta Energy Systems	SI 5000
Delta Energy Systems	SOLIVIA2.5EUG3
Delta Energy Systems	SOLIVIA3.0EUG3
Delta Energy Systems	SOLIVIA3.3EUG3
Delta Energy Systems	SOLIVIA5.0EUG3
DonQi	UWT-Inverter
Fagor Automation	FSI 2.5
FRONIUS	FRONIUS IG 15
FRONIUS	FRONIUS IG 20
FRONIUS	FRONIUS IG 30
FRONIUS	FRONIUS IG 40
FRONIUS	FRONIUS IG 60
FRONIUS	FRONIUS IG 60HV
FRONIUS	FRONIUS IG PLUS 35
FRONIUS	FRONIUS IG PLUS 50
FRONIUS	FRONIUS IG TL 3.0
FRONIUS	FRONIUS IG TL 3.6
FRONIUS	FRONIUS IG TL 4.0
FRONIUS	FRONIUS IG TL 5.0
GE Power Controls Iberica	PVIN02KS
GE Power Controls Iberica	PVIN03KS
GE Power Controls Iberica	PVIN04KS
GE Power Controls Iberica	PVIN05KS
INGETEAM S.A.	INGECOM SUN 3.3 TL
INGETEAM S.A.	INGECOM SUN 3.8 TL
INGETEAM S.A.	INGECON SUN 2.5
INGETEAM S.A.	INGECON SUN 2.5 TL
INGETEAM S.A.	INGECON SUN 3 TL
INGETEAM S.A.	INGECON SUN 3.3
INGETEAM S.A.	INGECON SUN 3.45TL
INGETEAM S.A.	INGECON SUN 3.68TL
INGETEAM S.A.	INGECON SUN 4.6 TL
INGETEAM S.A.	INGECON SUN 5
KACO GmbH	POWADOR 1501xi
KACO GmbH	POWADOR 2002
KACO GmbH	POWADOR 2500xi
KACO GmbH	POWADOR 3002
KACO GmbH	POWADOR 3500xi

KACO GmbH	POWADOR 3501xi
KACO GmbH	Powador 3600xi
KACO GmbH	POWADOR 3600xi PT-3.45
KACO GmbH	POWADOR 3600xi PT-3.6
KOSTAL Solar Electric Gmbh	PIKO 3.0
KOSTAL Solar Electric Gmbh	PIKO 3.6
Mastervolt International B.V.	XL3300
Mastervolt International B.V.	XL3301
Mastervolt International B.V.	XL5000
Mastervolt International B.V.	XS2000
Mastervolt International B.V.	XS3200
Mastervolt International B.V.	XS4300
Mitsubishi Electric Corporation	PV-PNSXXATL-GER
Pairan Elektronik Gmbh	PVI 2300
Pairan Elektronik Gmbh	PVI 3500
Pairan Elektronik Gmbh	PVI 5000
POWER-ONE ITALY SPA	PVI-3.0-OUTD S-PT-W
POWER-ONE ITALY SPA	PVI-3.6-OUTD S-PT-W
POWER-ONE ITALY SPA	PVI-4.2-OUTD-DE/S-DE/DS-DE/DE-W
POWER-ONE ITALY SPA	PVI-5000 OUT-DE/DE-S/DE-DS
Riello Elettronica Solar Technologies	HP 1500 X
Riello Elettronica Solar Technologies	HP 2000 X
Riello Elettronica Solar Technologies	HP 2800 X
Riello Elettronica Solar Technologies	HP 3100 X
Riello Elettronica Solar Technologies	HP 4000 X
Riello Elettronica Solar Technologies	HP 4065 X
Salicru	EQX-2800
Salicru	EQX-3680
Samil Power Co., Ltd.	SR3K3TLA1
Samil Power Co., Ltd.	SR4K4TLA1
Samil Power CO., Ltd.	SR4K4TLA1/PT
Samil Power Co., Ltd.	SR5KTLA1
Schneider Electric Portugal	PVS NV1 2000
Schneider Electric Portugal	PVS NV1 2800
Schneider Electric Portugal	PVS NV1 4000
Schneider Electric Portugal	PVS NV1 400E
Schneider Electric Portugal	PVS NV1 600E
Schüco International KG	SGI 1500Tplus
Schüco International KG	SGI 1500Tplus-02
Schüco International KG	SGI 2500Tplus-02

Schüco International KG	SGI 3500Tplus
Schüco International KG	SGI 3500Tplus-02
Schüco International KG	SGI 4000Tplus-02
Schüco International KG	SGI 4500Tplus-02
Siemens AG	SITOP SX25FI-PR2
Siliken Electronics, S.L.	SE 2.8i
Siliken Electronics, S.L.	SE 3.3Ni
Siliken Electronics, S.L.	SE 3.8i
Siliken Electronics, S.L.	SE 3.8Ni
Siliken Electronics, S.L.	SE 4.6Ni
Siliken Electronics, S.L.	SE 4i
Siliken Electronics, S.L.	SE 5i
Skystreamenergy	Skystream 3.7
SMA Solar Technology AG	SB 1100
SMA Solar Technology AG	SB 1100 LV
SMA Solar Technology AG	SB 1700
SMA Solar Technology AG	SB 2100 TL
SMA Solar Technology AG	SB 2500
SMA Solar Technology AG	SB 2800
SMA Solar Technology AG	SB 3000
SMA Solar Technology AG	SB 3000TL-20
SMA Solar Technology AG	SB 3300
SMA Solar Technology AG	SB 3800/V
SMA Solar Technology AG	SB 4000TL - 20/V
SMA Solar Technology AG	SB 4000TL-20
SMA Solar Technology AG	SB 5000TL-20
SMA Solar Technology AG	SB 700
SMA Solar Technology AG	SMC 4600A
SMA Solar Technology AG	SMC 5000A
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 1100
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 1100 LV
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 1700
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 2500
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 3000
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 3300
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 3800
SMA Solar Technology Ag	WB (SB) 3800V
SMA Solar Technology AG	WB (SB) 700
SMA Solar Technology AG	WB (SMC) 5000A
Solar Max	SM 2000S
Solar Max	SM 3000S

Solar Max	SM 4200S
Solar Max	SM 6000S
SolarEdge Technologies Ltd.	SE 4000POR
SolarEdge Technologies Ltd.	SE3300
SolarEdge Technologies Ltd.	SE4000
SolarEdge Technologies Ltd.	SE5000
Steca	Steca Grid 1900D Master
Steca	StecaGrid 2000+
Steca	StecaGrid Control D1
SUNSET Energietechnik GmbH	SUN3Grid 4000
SUNSET Energietechnik GmbH	SUNstring 4000
Sunways AG	AT 2700
Sunways AG	AT 3600
Sunways AG	AT 4500
Sunways AG	AT 5000
Sunways AG	NT 2500
Sunways AG	NT 3700
Sunways AG	NT 4200
Sunways AG	NT 5000
Sunways AG	NT10000
Sunways AG	NT11000
Sunways AG	NT12000
Xantrex Technology S.L.	GT 2.8-SP-QC-230
Xantrex Technology S.L.	GT 3.8-SP-QC-230
Xantrex Technology S.L.	GT2.5-DE-QC-230
Xantrex Technology S.L.	GT3.8-DE-QC-230
ZIGOR Corporation, SA	ES 4200

## A.2. Contadores

Marca/Fabricante	Modelo
ACTARIS	SL7000 de ligação directa
ISKRAEMECO	Iskra MT851 de ligação directa
ISKRAEMECO	MT 831-D2
ISKRAEMECO	MT 831-D2
ISKRAEMECO	MT 831-D2
Itron	SL7000 de ligação directa
JANZ - Contadores de Energia, S.A.	A1700
Landis+Gyr Dialog	ZMG310
Siemens	Kit MC135i
Siemens, S.A.	Z.D300/400



## 8. ANEXO B – DADOS ESTATÍSTICOS DA ACTIVIDADE DE MICROGERAÇÃO EM PORTUGAL

Os dados apresentados foram retirados do portal “Renováveis na Hora” e são referentes à data de 1 de Agosto de 2011.

### B.1. Dados estatísticos de registos de unidades de microgeração

**B.1.1. Regime bonificado**, ao abrigo do Dec. Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro

#### Evolução até à atribuição de potência:

2011	Efectuados		Anulados		Pagos		Aceites sob reserva	
	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)
Jan	4187	16123,13	1731	6579,96	2244	8083,81	141	522,41
Fev	717	2558,7	338	1910,02	545	1954,28	225	813,98
Mar	786	2803,25	253	899,32	525	1871,14	66	237,33
Abr	641	2300,38	159	574,71	485	1728,65	54	191,55
Mai	931	3312,83	182	648,61	672	2390,05	55	197,72
Jun	841	3011,08	166	591,62	644	2298,54	60	223,79
Jul	1071	3825,08	190	696,23	795	2826,19	69	248,33
<b>Total</b>	<b>9174</b>	<b>33934,45</b>	<b>3019</b>	<b>11900,5</b>	<b>5910</b>	<b>21152,66</b>	<b>670</b>	<b>2435,11</b>

#### Evolução após atribuição de potência:

2011	Potência atribuída		Cancelados		Pedidos inspecção		Certificados		Ligados	
	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)
Jan	1026	3699,55	106	403,66	897	3213,1	835	2982,6	668	2370,69
Fev	1035	3701,33	107	384,18	917	3276,21	806	2882,45	511	1816,36
Mar	733	2624,32	2	7,13	676	2412,03	522	1850,41	312	1106,5
Abr	539	1930,44	1	3,45	413	1484,6	339	1213,81	157	566,04
Mai	609	2162,65	0	0,00	347	1236,03	245	871,63	50	176,41
Jun	560	1993,69	0	0,00	238	845,97	127	450,51	3,00	10,58
Jul	830	2955,99	1	2,24	28	99,36	0	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	<b>5332</b>	<b>19067,97</b>	<b>217</b>	<b>800,66</b>	<b>3516</b>	<b>12567,3</b>	<b>2874</b>	<b>10251,4</b>	<b>1701</b>	<b>6046,58</b>

**B.1.2. Regime geral**, ao abrigo do Dec. Lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro

Efectuados		Indeferidos		Anulados		Cancelados		Pagos		Pedidos inspecção		Certificados		Ligados	
Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)	Qtd	Potência (kW)
307	1678,56	66	282,72	191	1177,89	11	48,13	48	210	36	158,19	34	147,64	25	108,99
307	1678,56	66	282,72	191	1177,89	11	48,13	48	210	36	158,19	34	147,64	25	108,99

**B.2. Distribuição geográfica das unidades de microgeração solar fotovoltaica ligadas**

Distritos	Unidades	Potência [kW]
AVEIRO	748	2630,84
BEJA	374	1330,82
BRAGA	1059	3790,87
BRAGANÇA	498	1756,95
CASTELO BRANCO	596	2121,16
COIMBRA	489	1696,01
ÉVORA	364	1273,43
FARO	1133	4040,13
GUARDA	509	1810,20
LEIRIA	868	3063,10
LISBOA	1445	5139,54
PORTALEGRE	129	459,90
PORTO	1029	3664,70
SANTARÉM	781	2771,61
SETÚBAL	715	2533,35
VIANA DO CASTELO	224	780,83
VILA REAL	217	771,16
UISEU	410	1446,25
ILHA DA MADEIRA	340	1186,97
ILHA DE PORTO SANTO	15	52,29
ILHA DE SANTA MARIA	2	7,36
ILHA DE SÃO MIGUEL	6	21,16
ILHA TERCEIRA	5	18,40
<b>Total Geral</b>	<b>11956</b>	<b>42367,03</b>

## 9. ANEXO C – EQUIPAMENTOS

### C.1. Colectores solares fotovoltaicos

#### C.1.1. Tecnologia a-Si:

<b>Painel Fotovoltaico</b>		<b>Solar Plus - SPe 44</b>	
<b>Dados técnicos</b>			
<b>ESPECIFICAÇÕES DE POTÊNCIA PARA STC (1000 W/m<sup>2</sup>, 25 ° C, AM 1.5 SPECTRUM)</b>			
Potência (+/- 5 %) Pmax [W]			44
Tensão para a Potência Máxima Vmp [V]			45,5
Corrente para a Potência Máxima Imp [A]			0,98
Tensão de Circuito Aberto Voc [V]			60,5
Corrente de Curto Circuito Isc [A]			1,2
Tensão Máxima do Sistema Vsys [V]			600
<b>COEFICIENTES DE TEMPERATURA (1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5 SPECTRUM)</b>			
Coeficiente de Temperatura Pmax Tk [Pmax]		- 0.20 % / °C	
Coeficiente de Temperatura Voc Tk [Voc]		- 0.30 % / °C	
Coeficiente de Temperatura Isc Tk [Isc]		+0.03 % / °C	
<b>Características Mecânicas</b>			
Comprimento [x] x Largura [y]			1245 mm x 635 mm
Espessura [z] 7 mm (24 mm incluindo caixa dos terminais)			
Peso do Módulo			12.3 kg
Área do Módulo			0.79 m <sup>2</sup>
Tipo de Módulo a-Si (silício amorfo, tandem junction)			

### C.1.2. Tecnologia p-Si:

<b>Painel Fotovoltaico</b>		Scheuten - SC019	
<b>Dados técnicos</b>			
Rated Power at STC	185	Wp	
Max. Power Voltage (Vmp)	25,4	V	
Max. Power Current (Imp)	7,29	A	
Open Circuit Voltage (Voc)	32,4	V	
Short Circuit Current (Isc)	7,87	A	
Maximum system voltage (VDC)	1000	V	
Module dimensions (L*W*H)	1500x1000x42	(mm)	
Weight	20 (Kg)		
Cell number	54 (pcs)		
Cell type	Poly		
Cell size	165x165 (mm)		
Module certificate	TUV IEC CE		

### C.2. Inversores

#### C.2.1. Potência de ligação de 1,72 kW

<b>Inversor</b>		SMA - SB 1700	
<b>Dados técnicos</b>			
<b>Entrada (DC)</b>			
Potência DC máxima [W]	1850		
Tensão DC máx. [V]	400		
Domínio de tensão fotovoltaica, MPPT	147 V – 320 V		
Corrente máx. de entrada [A]	12,6		
Número de seguidores MPP	1		
Número máximo de strings (paralelo)	2		
<b>Saída (AC)</b>			
Potência nominal AC [W]	1500		
Potência AC máx. [W]	1700		
Corrente nominal de saída [A]	8,6A		
	220 V – 240 V / 180 V – 260		
Tensão nominal AC / amplitude	V		
Frequência de rede AC (auto-ajustada) / amplitude	50 Hz / 60 Hz / ±4,5 Hz		
Factor de potencia (cosφ)	1		
Entrada AC	monofásica		
<b>Dados gerais</b>			
Dimensões (L x A x P) em mm	440 / 339 / 214		
Peso	25 kg		
Temperatura de serviço permitida	-25 °C ... +60 °C		

### C.2.2. Potência de ligação de 3,45 kW

<b>Inversor</b> SMA - SB 3300	
<b>Dados técnicos</b>	
<b>Entrada (DC)</b>	
Potência DC máxima [W]	3820
Tensão DC máx. [V]	500
Domínio de tensão fotovoltaica, MPPT	200 V – 400 V
Corrente máx. de entrada [A]	20
Número de seguidores MPP	1
Número máximo de strings (paralelo)	3
<b>Saída (AC)</b>	
Potência nominal AC [W]	3300
Potência AC máx. [W]	3600
Corrente nominal de saída [A]	18A
	220 V – 240 V / 180 V – 260 V
Tensão nominal AC / amplitude	V
Frequência de rede AC (auto-ajustada) / amplitude	50 Hz / 60 Hz / ±4,5 Hz
Factor de potencia (cosφ)	1
Entrada AC	monofásica
<b>Dados gerais</b>	
Dimensões (L x A x P) em mm	450 / 352 / 236
Peso	38 kg
Temperatura de serviço permitida	-25 °C ... +60 °C

### C.2.3. Potência de ligação de 3,68 kW

<b>Inversor</b> SMA - SB 3800/V	
<b>Dados técnicos</b>	
<b>Entrada (DC)</b>	
Potência DC máxima [W]	4040
Tensão DC máx. [V]	500
Domínio de tensão fotovoltaica, MPPT	200 V – 400 V
Corrente máx. de entrada [A]	20
Número de seguidores MPP	1
Número máximo de strings (paralelo)	3
<b>Saída (AC)</b>	

Potência nominal AC [W]	3680
Potência AC máx. [W]	3680
Corrente nominal de saída [A]	16 A
Tensão nominal AC / amplitude	220 V – 240 V / 180 V – 260 V
Frequência de rede AC (auto-ajustada) / amplitude	50 Hz / 60 Hz / ±4,5 Hz
Factor de potencia (cosφ)	1
Entrada AC	monofásica
<b>Dados gerais</b>	
Dimensões (L x A x P) em mm	450 / 352 / 236
Peso	41 kg
Temperatura de serviço permitida	-25 °C ... +60 °C

#### C.2.4. Potência de ligação de 5,5 kW

<b>Inversor</b>	SMA - SMC 5000A
<b>Dados técnicos</b>	
<b>Entrada (DC)</b>	
Potência DC máxima [W]	5750
Tensão DC máx. [V]	600
Domínio de tensão fotovoltaica, MPPT	246 V – 480 V
Corrente máx. de entrada [A]	26
Número de seguidores MPP	1
Número máximo de strings (paralelo)	4
<b>Saída (AC)</b>	
Potência nominal AC [W]	5000
Potência AC máx. [W]	5500
Corrente nominal de saída [A]	26A
Tensão nominal AC / amplitude	220 V – 240 V / 180 V – 260 V
Frequência de rede AC (auto-ajustada) / amplitude	50 Hz / 60 Hz / ±4,5 Hz
Factor de potencia (cosφ)	1
Entrada AC	monofásica
<b>Dados gerais</b>	
Dimensões (L x A x P) em mm	468 / 613 / 242
Peso	62 kg
Temperatura de serviço permitida	-25 °C ... +60 °C

## 10. ANEXO D – LISTA DE EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NA ANÁLISE ECONÓMICA

Equipamentos
Painéis 44 Wp - Solar Plus
Inversor - SMA SMC 5000A
Junction Box
Contador de energia
<i>Modem</i> de telecontagem
Quadro eléctrico, 6 módulos
Disjuntor bipolar 20A
Interruptor Diferencial, 25A, 300 mA
Conectores Y
Conectores
Conectores MC3
Cabo Solar 1x4 mm <sup>2</sup>
Estruturas de fixação
Portinhola PC/P
Cabo AC
Caixa de contador trifásico
Calha DLP

**Nota:** Na análise económica de cada sistema também foi tido em consideração o custo da mão-de-obra.

## 11. ANEXO E – PROGRAMA ANALISE-E

### E.1. Código fonte dos indicadores financeiros

#### E.1.1. VLA

```
For i = 0 To dp - 1
    k = i + 1
    VLA1 = (cff(i)) / ((1 + icc) ^ (k))
    ListBox1.Items.Add(VLA1)
Next
Dim VLAA1() As Double = ListBox1.Items.OfType(Of Double)().ToArray()
For i = 0 To dp - 1
    VLA2 = VLA2 + Val(VLAA1(i))
Next
VLA = ((-1) * i0) + (df / (1 + icc)) + (VLA2) + (VR / ((1 + icc) ^ dp))
TextBox1.Text = Math.Round(VLA, 2)
```

#### E.1.2. TIR

```
Dim ix, tirr, tir, f, VLA1TIR, VLA2TIR, VLAtir, kk As Double
ix = -50
tirr = ix / 100
While VLAtir >= 0
    tir = tirr + f
    For i = 0 To dp - 1
        kk = i + 1
        VLA1TIR = (cff(i)) / ((1 + tir) ^ (kk))
        ListBox2.Items.Add(VLA1TIR)
    Next
```



```
Dim VLAA1TIR() As Double = ListBox2.Items.OfType(Of Double)().ToArray()
For i = 0 To dp - 1
    VLA2TIR = VLA2TIR + Val(VLAA1TIR(i))
Next
VLA2TIR = ((-1) * i0) + (df / (1 + tir)) + (VLA2TIR) + (VR / ((1 + tir) ^
dp))
TextBox2.Text = Math.Round(VLA2TIR, 2)
ListBox2.Items.Clear()
Array.Clear(VLAA1TIR, 0, dp - 1)
f = f + 0.00001
VLA2TIR = 0
End While
TextBox2.Text = Math.Round(tir, 5) * 100 & " %"
```

### **E.1.3. PR**

```
Dim S0, S, x, PR, A, B As Double
S0 = -i0
ListBox3.Items.Add(S0)
i = 0
Do
    k = i + 1
    x = ListBox3.Items(i)
    If i = 0 Then
        S = x + ((cff(i) + df) / ((1 + icc) ^ k))
    Else
        If i = dp Then
            S = x + ((cff(i) + VR) / ((1 + icc) ^ k))
        Else
            S = x + ((cff(i)) / ((1 + icc) ^ k))
        End If
    End If
    If i = dp - 1 Then
        S = x + ((cff(i) + VR) / ((1 + icc) ^ k))
    Else
        S = x + ((cff(i)) / ((1 + icc) ^ k))
    End If
End Do
```

```
End If

ListBox3.Items.Add(Math.Round(S, 2))

i = i + 1
A = ListBox3.Items(i)
B = ListBox3.Items(i - 1)

Loop Until S > 0

PR = -(A * (i - (i - 1))) / (A - B) + i

TextBox3.Text = Math.Round(PR, 3)

Form2.Close()
Form3.Close()
```

#### **E.1.4. CAE**

```
Dim CAE As Double

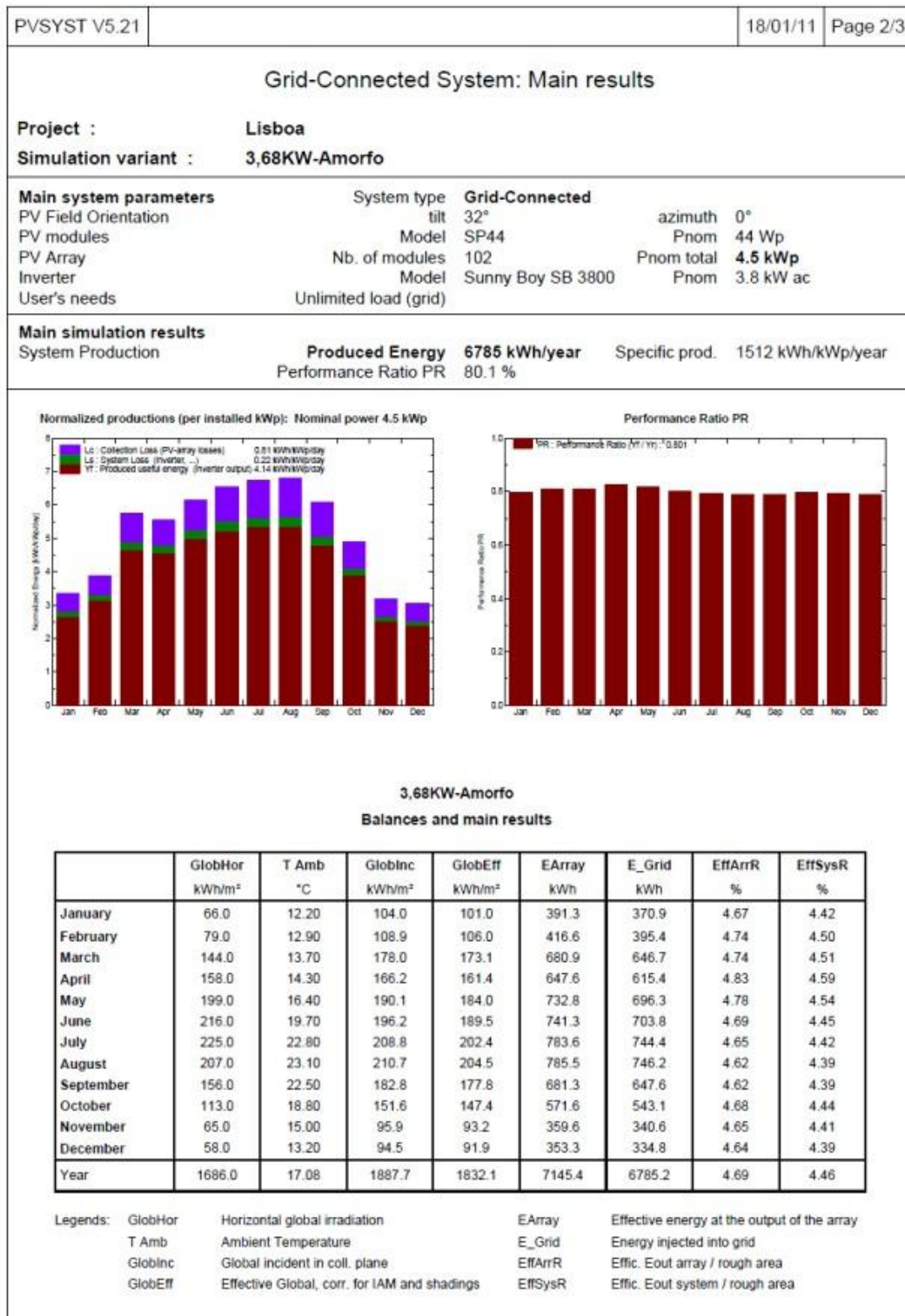
CAE = -VLA * ((icc * ((1 + icc) ^ dp)) / (((1 + icc) ^ dp) - 1))
TextBox4.Text = Math.Round(CAE, 2)
```

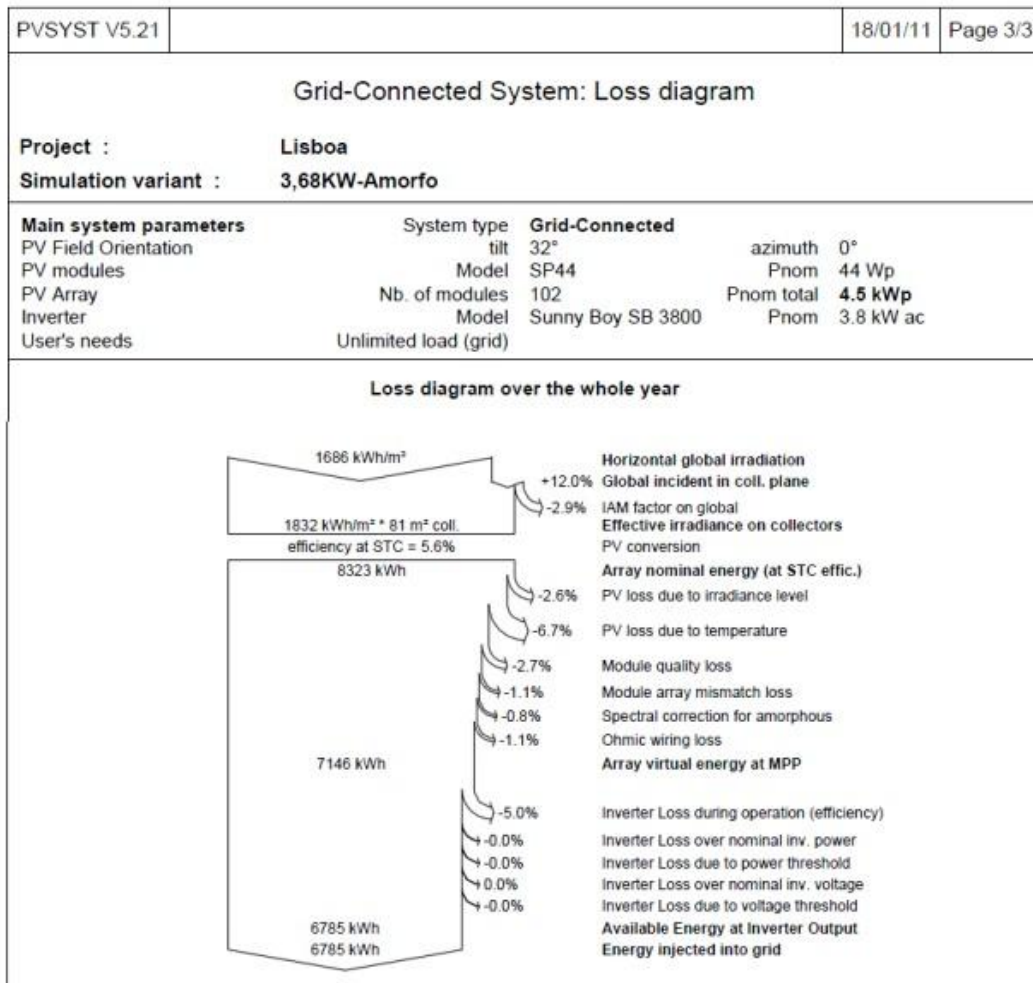
## 12. ANEXO F – EXEMPLO DE REPORTS

Os exemplos de seguida expostos são referentes ao sistema com 3,68 kW de potência de ligação, tecnologia a-Si e localização em Lisboa.

### F.1. PvSyst report

PVSYST V5.21		18/01/11	Page 1/3
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	<b>Lisboa</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>Lisboa</b>	<b>Country</b>	<b>Portugal</b>
<b>Situation</b>	Latitude 38.5°N	Longitude	9.1°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-1	Altitude	5 m
	Albedo 0.20		
<b>Meteo data :</b>	Lisboa, Synthetic Hourly data		
<b>Simulation variant :</b>	<b>3,68KW-Amorfo</b>		
	Simulation date	18/01/11 01h09	
<b>Simulation parameters</b>			
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt 32°	Azimuth	0°
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	No Shadings		
<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	a-Si:H tandem	Model <b>SP44</b>	
	Manufacturer	Solar Plus	
Number of PV modules	In series	6 modules	In parallel 17 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	102	Unit Nom. Power 44 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>4.5 kWp</b>	At operating cond. 4.3 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	256 V	I mpp 17 A
Total area	Module area	<b>80.6 m<sup>2</sup></b>	
<b>Inverter</b>			
	Model	<b>Sunny Boy SB 3800</b>	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	200-400 V	Unit Nom. Power 3.80 kW AC
<b>PV Array loss factors</b>			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m <sup>2</sup> , Tamb=20°C, Wind velocity = 1m/s.)	NOCT	56 °C	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	268 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		





## F.2. ANALISE-E report

### ANALISE-E\_V01 REPORT

#### DADOS DE ENTRADA:

Localização: Lisboa  
 Potência instalada: 3,68 kW  
 Tipo de módulos: Amorfos (a-Si)

---

Investimento inicial: 17965,92 €  
 Custo anual de manutenção: 100 €  
 Dedução fiscal máxima: 803 €  
 Duração do projecto de investimento: 25 Anos  
 Vida útil dos equipamentos: 25 Anos  
 Valor residual: 0 €

---

Energia injectada na rede: 6785,2 kWh

---

(Decréscimo anual de 0,5%)

**ANÁLISE ECONÓMICA:**

Taxa de actualização: 8 %

VLA: 1831,72 €

TIR: 9,69 %

PR: 13,825 Anos

CAE: -171,59 €/ano

### 13. ANEXO G – EXEMPLO DA CONFIGURAÇÃO DE UM GERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO

O exemplo de seguida exposto é referente ao sistema com 1,72 kW de potência de ligação e tecnologia a-Si.

#### Dimensionamento

(1,72 kW - SOLAR PLUS 44SPe - SMA - SB 1700)

$$PPV_{max} = 44 \quad Wp$$

5% a 10% de decréscimo fora das condições STC

Valor assumido: 10%

$$39,6 \quad W$$

#### Número de painéis para a máxima potência do inversor

$$PINV_{max} = 1850 \quad W$$

$$N.^{\circ} \text{ painéis} = 47$$

#### Número máximo e mínimo de painéis em série

$$N_{max} = VDC_{max}/VOC(\text{módulo a } -10^{\circ}C)$$

$$N_{max} = 6,61157 \gggggggg \quad 7 \text{ painéis} \quad 6$$

$$N_{min} = VPV_{min}/VMPP(\text{a } 70^{\circ}C)$$

$$N_{min} = 4,395604 \gggggggg \quad 4 \text{ painéis}$$

#### Número máximo de fileiras

$$\text{Corrente máxima do inversor: } IDC_{max} = 12,6 \quad A$$

$$\text{Corrente máxima por fileira: } I_{max \text{ fil.}} = IMPP(\text{a } 25^{\circ}C) = 0,98 \quad A$$

$$N_{fil} = IDC_{max}/I_{max \text{ fil.}} = 12,85714 \gggggggg \quad 13 \text{ painéis} \quad 12$$

### Soluções possíveis

	4	5	6	(série)
1	4	5	6	
2	8	10	12	
3	12	15	18	
4	16	20	24	
5	20	25	30	
6	24	30	36	
7	28	35	42	
8	32	40	48	
9	36	45	54	
10	40	50	60	
11	44	55	66	
12	48	60	72	

(paralelo)

### Confirmação da configuração determinada

4	Série	147 V – 320 V: INTEVALO
11	Paralelo	
44	Número de painéis	

V MPP (a 70°C)= 182 V

V OC (a -10°C)= 242 V

Corrente máxima do inversor = 12,6 A

Corrente de uma fileira = 10,78 A