

Autoconsumo fotovoltaico, um elemento de eficiência energética. Caso de estudo: ISEP

Ana Rita Miranda de Sousa

Dissertação submetida para a obtenção do grau de Mestre em
Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica

2 de janeiro de 2015

Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projeto/Estágio do 2º ano do Mestrado em
Energias Sustentáveis

Candidato: Ana Rita Miranda de Sousa, N° 1121140, 1121140@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Manuel Maria Pereira de Azevedo, mpa@isep.ipp.pt

Mestrado em Engenharia Energias Sustentáveis
Departamento de Engenharia Mecânica



2 de janeiro de 2015

Dedico esta dissertação à minha família.

Agradecimentos

Este projeto representa o fim de mais um período da minha aprendizagem, esperando que me leve ao início de outro. Assim, tenho a agradecer ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) e a todos os docentes por todos os conhecimentos adquiridos ao longo do mestrado.

Ao meu orientador, Professor Manuel Azevedo, pela disponibilidade e compreensão.

Ao Professor António Andrade por todo o tempo que dispensou para me tirar as mais diversas dúvidas, pela compreensão e apoio.

À Professora Nídia Caetano pela prontidão e simpatia.

À minha família que sempre acreditou em mim e me apoiou em todos os momentos da minha vida académica.

À minha prima um agradecimento especial, sem ela não teria conseguido realizar esta dissertação. Obrigada por acreditares em mim e por me apoiares no momento que eu mais precisei.

Por fim, a todos os meus amigos de curso que ouviram todas as minhas angústias e que me ajudaram a superar todas as dificuldades que apareceram neste caminho.

A todos o meu sincero obrigada,

Rita Sousa

Resumo

No âmbito da disciplina “Dissertação/Projeto/Estágio”, do 2º ano do mestrado em Energias Sustentáveis do Instituto Superior de engenharia do Porto (ISEP) surge o presente documento, uma dissertação. Este trabalho tem como foco de estudo o dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para o próprio instituto do ensino, ISEP, e a análise de viabilidade económica da mesma instalação.

A solução pensada numa fase inicial para a instituição passava pela instalação de um sistema de autoconsumo fotovoltaico. Tendo em conta que os consumos do ISEP são muito elevados, em termos de potência, e existe uma limitação da área disponível para a colocação dos painéis fotovoltaicos, a melhor opção a adotar será a miniprodução fotovoltaica. Outro aspeto que fundamenta esta solução é o baixo consumo ou, até mesmo, a não existência de consumo nos períodos de férias escolares e fins-de-semana, que leva à falta de aproveitamento do sistema.

Com o crescente aumento do consumo energético a nível mundial e a sobre-exploração dos recursos fósseis existentes surge a necessidade de procurar soluções criativas para a produção de energia. As energias renováveis aparecem como uma solução sustentável, de modo a culminar um dos maiores problemas do século. A utilização deste tipo de fontes de energia tornou-se prioritário na produção de eletricidade, pois a sua obtenção representa um menor custo e os impactes ambientais a elas associados são reduzidos. Esta alternativa também leva à diminuição da exploração dos recursos fósseis. Neste sentido, uma das soluções a adotar é a produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos.

O principal objetivo desta dissertação sobrevém da contextualização apresentada, ou seja, dimensionar uma unidade de produção de energia através de uma fonte renovável, o Sol, de modo a diminuir a fatura energética, diminuir a exploração de recursos fósseis e diminuir os impactes ambientais adversos da exploração dos mesmos recursos. A central de miniprodução fotovoltaica, com ligação à rede elétrica, apresenta cerca de 250kWp de potência máxima a injetar na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Outro objetivo é a realização da análise da viabilidade económica da unidade de produção de energia.

O dimensionamento foi realizado com recurso a um programa conceituado na área, o PVsyst, respeitando uma certa metodologia. Essa metodologia compreende as etapas seguintes: determinação do local de instalação da central fotovoltaica, análise do mesmo e definição das características do local e do projeto; seleção dos módulos fotovoltaicos; seleção do inversor; configuração do sistema e definição da potência de ligação à rede.

A análise de viabilidade económica foi efetuada recorrendo ao regime remuneratório possível, o regime bonificado. Os resultados obtidos da análise realizada forneceram indicadores importantes que servirão de apoio a uma futura decisão, caso o instituto opte pela instalação deste sistema. Conclui-se então que um sistema fixo com módulos fotovoltaicos do tipo monocristalino e com uma potência de pico de 250kW representa um investimento rentável, pois o investimento é amortizado num período de tempo inferior ao tempo de exploração, sendo a remuneração efetiva superior à exigida.

Palavras-Chave

Energia fotovoltaica, miniprodução, dimensionamento fotovoltaico, sustentabilidade, análise de viabilidade económica.

Abstract

The following dissertation is submitted for the 2nd year of the MA in Sustainable Energies at the Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP). This study focuses on the sizing of a mini photovoltaic plant for the ISEP itself and also presents an economic feasibility analysis for the plant.

The solution designed at an early stage for the institution was the implementation of a self-consumption photovoltaic system. Later, it was decided to implement a mini photovoltaic plant, this because the ISEP consumption is very high, in terms of power, and there is a limitation of the area available for placement of photovoltaic panels. Another aspect that supports this solution is the low-power or even the absence of consumption during school holidays and weekends, which leads to lack of system utilization.

With the increase in energy consumption worldwide and the overexploitation of existing fossil resources, there is a need to seek creative solutions for energy production. Renewable energies are a sustainable solution for one of the major problems of this century. The use of this type of energy source has become a priority in the production of electricity, since costs are lower and associated environmental impacts are reduced. This alternative also leads to a reduction in the exploitation of fossil fuels. For this reason, one of the solutions to be adopted is electricity production using photovoltaic systems.

The main aim of this study is derives from its contextualisation, in other words, how to size a power plant using a renewable source, the Sun, in order to ensure lower energy bills, to diminish the exploitation of fossil resources and to reduce the environmental impacts of exploitation of these fuels. The mini photovoltaic plant, connected to the electricity grid, has approximately 250 kWp of maximum power output to be injected into the Public Service Electricity Grid (RESP). Another aim of the study is to analyse the economic feasibility of the mini power plant.

The sizing was carried out using a reputable program in this field, PVsyst, following a specific methodology. This methodology comprised the following steps: determination of the

site for the photovoltaic plant, analysis of the site and definition of the characteristics of the site and the project; selection of the photovoltaic modules; selection of the inverter; configuration of the system and definition of the grid connection capacity.

The economic feasibility analysis was carried out using the possible remuneration scheme, which is the subsidised scheme. The results of the analysis provided important indicators that can be used to support a future decision, if the institute decided to install this system. It is concluded that a fixed system with monocrystalline photovoltaic modules and peak power of 250 kW represents a cost-effective investment, since it would be amortised over a period of time that is shorter than the operating time, the effective return being greater than the investment required.

Keywords

Photovoltaic energy, minigeneration, photovoltaic sizing, sustainability, economic viability analysis.

Índice

AGRADECIMENTOS	II
RESUMO	IV
ABSTRACT	VI
ÍNDICE	VIII
ÍNDICE DE TABELAS	XIV
NOMENCLATURA	XVI
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.3. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	2
2. PANORAMA ATUAL DA PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA	5
2.1. PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL	6
3. ENERGIA SOLAR	9
3.1. RADIAÇÃO SOLAR	9
3.1.1. <i>Tipos de radiação solar</i>	11
3.2. POSIÇÃO DO SOL.....	12
3.3. POSIÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM RELAÇÃO AO SOL.....	13
4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	15
4.1. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	15
4.1.1. <i>Princípio de funcionamento</i>	16
4.1.2. <i>Modelo matemático da célula e curva característica</i>	16
4.1.3. <i>Tipos de células</i>	21
4.2. CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	22
4.3. EQUIPAMENTOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO	24
4.3.1. <i>Módulos fotovoltaicos</i>	24
4.3.2. <i>Inversor</i>	24
4.3.3. <i>Outros elementos</i>	25
4.4. SISTEMAS LIGADOS À REDE (<i>GRID-CONNECTED</i>)	25
5. LEGISLAÇÃO EM VIGOR EM PORTUGAL	27
6. METODOLOGIA DE PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO LIGADO À REDE	33

6.1.	ANÁLISE DO LOCAL	33
6.2.	ESCOLHA DOS EQUIPAMENTOS	34
6.2.1.	<i>Módulos fotovoltaicos</i>	34
6.2.2.	<i>Inversor</i>	34
6.2.3.	<i>Caixa de junção</i>	38
6.2.4.	<i>Interruptor principal DC</i>	38
6.3.	DIMENSIONAMENTOS DE CABOS E PROTEÇÕES	39
6.3.1.	<i>Cabos</i>	39
6.3.2.	<i>Proteções</i>	42
6.3.3.	<i>Ligação à terra</i>	42
6.4.	LIGAÇÃO À REDE ELÉTRICA.....	42
7.	DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM LIGAÇÃO À REDE. CASO DE ESTUDO: ISEP	43
7.1.	SOFTWARE PVSYST.....	44
7.2.	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA	44
7.2.1.	<i>Análise do local</i>	44
7.2.2.	<i>Escolha dos equipamentos</i>	47
7.2.3.	<i>Configuração dos sistemas</i>	51
7.2.4.	<i>Ligação à rede elétrica</i>	54
7.3.	RESULTADOS OBTIDOS DA SIMULAÇÃO	56
8.	ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA	59
7.1	ANÁLISE EM REGIME REMUNERATÓRIO BONIFICADO.....	60
9.	CONCLUSÕES	65
10.	TRABALHOS FUTUROS	68
	REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....	70
	ANEXO A. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO EFETUADA – CENTRAL DO EDIFÍCIO B.....	74
	ANEXO B. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO EFETUADA – CENTRAL DO EDIFÍCIO G	78
	ANEXO C. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO EFETUADA – CENTRAL DO EDIFÍCIO I.....	82

Índice de Figuras

Figura 1 - Evolução da produção anual de energia FV (GWh) em Portugal [4].....	6
Figura 2 - Evolução da potência instalada acumulada de energia FV (MW) em Portugal [4]. .	7
Figura 3 - Mapa da irradiação solar global na Península Ibérica [11].	11
Figura 4 - Componentes da radiação solar sobre um painel fotovoltaico [9].	12
Figura 5 - Determinação da localização do Sol [9].....	12
Figura 6 - Altura do Sol nos diferentes hemisférios [10].....	14
Figura 7 - Circuito ideal de uma célula fotovoltaica [9].	16
Figura 8 -Circuito real de uma célula fotovoltaica [9].	18
Figura 9 - Curvas características de uma célula fotovoltaica [9].	19
Figura 10 - Variação da curva I/V com a irradiância incidente [12].....	20
Figura 11 - Variação da curva I/V com a temperatura [13].	21
Figura 12 - Associação de módulos em série [14].	23
Figura 13 - Associação de módulos em paralelo [14].....	23
Figura 14 - Associação de módulos em série e paralelo [14].....	24
Figura 15 - Sistema ligado à rede elétrica [15].	26
Figura 16 – Interface do Google Maps: Vista de satélite do Instituto Superior de Engenharia do Porto.....	45
Figura 17 - Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de localização geográfica, mapa interativo.	46
Figura 18 - Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros da localização geográfica, meteorologia mensal.	47

Figura 19 - Interface (parcial) do PVsyst: Seleção do módulo fotovoltaico da SunPower para o dimensionamento do sistema em estudo.....	48
Figura 20 - Interface (parcial) do PVsyst: Características técnicas do módulo escolhido.....	49
Figura 21 - Interface (parcial) do PVsyst: Seleção do inversor da SMA para o dimensionamento do sistema em estudo.....	50
Figura 22 - Interface (parcial) do PVsyst: Características técnicas do inversor escolhido.....	50
Figura 23 - Interface (parcial) do PVsyst: Posição favorável dos painéis para o sistema fixo com inclinação adicional do edifício B.....	51
Figura 24 - Interface (parcial) do PVsyst: Escolha dos diversos equipamentos, dimensionamento e disposição dos módulos para o edifício B.....	52
Figura 25 – Esquema de ligação da unidade de miniprodução à rede elétrica [20].....	55
Figura 26 – Ligação das três centrais fotovoltaicas ao contador único da unidade de miniprodução (CP).....	56
Figura 27 - Interface (parcial) do PVsyst: Resultado da simulação efetuada e especificações para o edifício B.....	57
Figura 28 – Cash-flow global acumulado e cash-flow de exploração atualizado em função do ano de instalação para o sistema fotovoltaico em estudo.....	63
Figura 29 – Relatório do PVsyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema fotovoltaico para o edifício B.....	74
Figura 30 - Relatório do PVsyst (2/3): Resultados principais do sistema fotovoltaico para o edifício B.....	75
Figura 31 - Relatório do PVsyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema fotovoltaico para o edifício B.....	76
Figura 32 - Relatório do PVsyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema fotovoltaico para o edifício G.....	78

Figura 33 - Relatório do PVsyst (2/3): Resultados principais do sistema fotovoltaico para o edifício G.	79
Figura 34 - Relatório do PVsyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema fotovoltaico para o edifício G.	80
Figura 35 - Relatório do PVsyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema fotovoltaico para o edifício I.	82
Figura 36 - Relatório do PVsyst (2/3): Resultados principais do sistema fotovoltaico para o edifício I.	83
Figura 37 - Relatório do PVsyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema fotovoltaico para o edifício I.	84

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Comparação entre a microprodução e miniprodução no regime bonificado [18]..	29
Tabela 2 – Síntese dos resultados obtidos das três centrais fotovoltaicas.....	57
Tabela 3 - Energia produzida e retorno financeiro no regime bonificado para o sistema de miniprodução fotovoltaica.	62
Tabela 4 – Indicadores económicos de decisão do sistema fotovoltaico em estudo.....	63

Nomenclatura

Abreviaturas

AC	–	<i>Alternating Current</i>
CdTe	–	Telureto de cádmio
CFE atualizado	–	<i>Cash-Flow</i> de Exploração atualizado
CFG acumulado	–	<i>Cash-Flow</i> Global acumulado
CFI	–	<i>Cash-Flow</i> de Investimento
CIS	–	Disseleneto de cobre e índio
DC	–	<i>Direct Current</i>
DGEG	–	Direção Geral de Energia e Geologia
ISEP	–	Instituto Superior de Engenharia do Porto
DL	–	Decreto-Lei
EDP	–	Energias De Portugal
FV	–	Fotovoltaico
IEC	–	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MPP	–	<i>Maximum Power Point</i>
MT	–	Média Tensão
OMIE	–	Operador do Mercado Ibérico de Energia
O&M	–	Operação e Manutenção

PB	– <i>Payback</i>
PR	– Período de Recuperação
PV _{sys}	– <i>Photovoltaic System</i>
RESP	– Rede Elétrica de Serviço Público
RTIEBT	– Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão
SRM	– Sistema de Registo da Microprodução
STC	– <i>Standard Tests Conditions</i>
TA	– Taxa de atualização
TIR	– Taxa Interna de Rentabilidade
VAL	– Valor Atual Líquido

Símbolos

S	– Radiação Direta
D	– Radiação Difusa
L	– Radiação Refletida ou Albedo
G	– Radiação Global
I	– Irradiação
ha	– Altura Solar
Az	– Azimute Solar
β	– Inclinação
δ	– Declinação

n	– Dia do ano
φ	– Latitude
V_o	– Tensão aos terminais da célula
V_D	– Tensão aos terminais do díodo
I	– Corrente fornecida à rede
I_D	– Corrente do díodo
I_L	– Corrente gerada pelo efeito fotovoltaico
I_0	– Corrente inversa máxima de saturação do díodo
m	– Fator de idealidade do díodo
V_T	– Potencial térmico
k	– Constante de Boltzmann
T	– Temperatura
q	– Carga elétrica do eletrão
R_s	– Resistência em série com o díodo
R_p	– Resistência em paralelo com o díodo
U_{oc}	– Tensão de circuito aberto
I_{sc}	– Corrente de curto-circuito
U_{MPP}	– Tensão a máxima potência
I_{MPP}	– Corrente a máxima potência
P_{FV}	– Potência nominal fotovoltaica

P_{max}^{INV}	–	Potência máxima DC do inversor
n_{max}	–	Número máximo de módulos por fileira
$U_{max\ INV}$	–	Tensão máxima DC do inversor
ΔU	–	Variação da tensão
n_{min}	–	Número mínimo de módulos por fileira
$n_{max\ fil}$	–	Número máximo de fileiras
$I_{max\ INV}$	–	Corrente máxima DC do inversor
$I_{n\ fil}$	–	Corrente nominal de cada fileira
I_{DC}	–	Corrente DC do interruptor
$I_{cabo\ fil}$	–	Corrente do cabo de fileira
I_z	–	Corrente máxima suportada pelo cabo
$S_{cabo\ fil}$	–	Secção do cabo de fileira
$L_{cabo\ fil}$	–	Comprimento do cabo de fileira
I_{FI}	–	Corrente nominal da fileira
κ	–	Condutividade elétrica
$I_{cabo\ principal}$ DC	–	Corrente do cabo principal DC
$S_{cabo\ principal}$ DC	–	Secção do cabo principal DC
$L_{cabo\ principal}$ DC	–	Comprimento do cabo principal DC

I_n	– Corrente nominal do gerador fotovoltaico
FP	– Fator de perdas
P_M	– Potência de perdas
$\cos \varphi$	– Fator de potência do inversor
$S_{\text{cabo AC}}$	– Secção do cabo AC
$L_{\text{cabo AC}}$	– Comprimento do cabo AC
$I_{n \text{ AC}}$	– Corrente nominal em AC
U_{ns}	– Tensão nominal simples
Rem_m	– Remuneração do mês m
W_m	– Energia produzida no mês m
P_{ref}	– Valor da parcela de energia da tarifa simples
IPC	– Índice de preços no consumidor
i	– Período horário de entrega de energia elétrica
$OMIE_m$	– Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia
C_i	– Coeficiente de ponderação
f_p	– Fatores de ajustamento para perdas

1. Introdução

1.1. Contextualização

O Homem nunca se contentou com a energia necessária para assegurar a sua sobrevivência física, isto levou ao desenvolvimento de uma sociedade moderna baseada num enorme consumo de energia para satisfazer as suas atividades. Associado ao seu progresso está o crescimento acelerado da população, isto implica uma maior necessidade energética, em particular a energia elétrica.

A energia elétrica é então considerada como um bem essencial e pode ser obtida através de dois tipos de fontes, sendo elas renováveis ou não renováveis. As fontes de energia renováveis são inesgotáveis ou podem ser repostas a curto ou médio prazo, espontaneamente ou por intervenção humana. As fontes de energia não renováveis são finitas ou a sua reposição pode demorar milhares de anos. Atualmente, a energia elétrica é obtida fundamentalmente por fontes de energia não renováveis, os combustíveis fósseis. Estes, além de serem finitos, caros e de possuírem impactes ambientais significativos, apresentam também problemas de fiabilidade de abastecimento e instabilidade de preços, principalmente devido à zona geográfica de exploração e às conjunturas das políticas internacionais [1]. Tendo em conta todos estes aspetos importa reverter esta realidade, tornando o seu consumo mais eficiente e substituindo-o gradualmente por energias de fontes renováveis.

Tem sido evidente o esforço que as comunidades mundiais têm feito para implementar soluções mais sustentáveis de produção de energia com recurso a energias renováveis. Da utilização deste tipo de fonte de energia resultam vários benefícios de natureza económica, social, estratégica e ambiental. Também Portugal tem seguido este movimento de mudança incorporando estas fontes de energia ao seu *mix* energético.

A energia solar fotovoltaica contempla uma das fontes de energias renováveis que o governo português apoia na sua implementação. Neste seguimento, surge a presente dissertação onde é feito o dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para o Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), que acompanha a evolução deste novo panorama nacional. A instalação de uma central fotovoltaica permite a venda da energia à rede elétrica, diminuindo os seus encargos financeiros, assim como a sua dependência da rede. Associados a este tipo de instalação, ainda existem benefícios ambientais e sociais, tendo como exemplos, a redução dos gases com efeito de estufa e a criação de postos de trabalho.

1.2. Objetivos

O objetivo principal desta dissertação consiste no dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para o ISEP com o intuito de vender a energia produzida à rede elétrica. No seguimento do dimensionamento é apresentado o estudo de viabilidade económica para o regime remuneratório bonificado com o objetivo de demonstrar se a sua implementação é realmente uma mais-valia ou não para a instituição.

1.3. Organização da dissertação

Esta dissertação está dividida em dez capítulos.

No primeiro capítulo, introdução, é feita a contextualização do problema encontrado e são expostos os objetivos da presente dissertação de modo a resolver o mesmo. Efetua-se ainda um breve resumo dos capítulos de modo a compreender a organização do relatório.

No capítulo seguinte, dois, é feita uma abordagem do panorama atual da produção fotovoltaica em Portugal.

No terceiro capítulo, são abordados conceitos fundamentais para a compreensão do recurso solar, como a radiação, a irradiância e a irradiação solares, assim como, os tipos de radiação existentes e como posicionar os painéis fotovoltaicos em relação ao sol.

No capítulo quatro, o tema principal é a energia fotovoltaica, onde são abordados vários aspetos essenciais para a compreensão desta tecnologia, tais como, o princípio de funcionamento das células fotovoltaicas, os tipos de células existentes, as curvas características e o modelo matemático das mesmas, as características dos módulos fotovoltaicos e os diferentes componentes de um sistema fotovoltaico.

No capítulo seguinte, cinco, é abordada a legislação existente para a implementação e remuneração deste tipo de sistemas.

No sexto capítulo é abordada de uma maneira simplista a metodologia de projeto de um sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica. Nesta secção são explicados os passos a ser seguidos no dimensionamento deste sistema, como a análise do local, a escolha dos equipamentos, o dimensionamento dos cabos e proteções e a ligação à rede.

No capítulo sete começa o estudo, ou seja, o dimensionamento do sistema fotovoltaico fixo com inclinação, ligado à rede elétrica, para o Instituto Superior de Engenharia do Porto, onde se recorre a um programa de simulação, o PVsyst. Numa primeira fase faz-se a análise do local de implementação, de seguida, seleciona-se os módulos fotovoltaicos e o inversor e, por fim, define-se a potência de ligação à rede da unidade de miniprodução.

No capítulo que se segue, oitavo, é realizada a análise de viabilidade económica do sistema dimensionado no capítulo anterior. Dessa análise resultam os indicadores económicos, período de recuperação (PR) ou payback (PB), valor atual líquido (VAL) e taxa interna de rentabilidade (TIR), de modo a determinar se o projeto de investimento é uma mais-valia para o instituto ou não.

Nos capítulos nove e dez são reunidas as principais conclusões e perspetivados futuros desenvolvimentos.

2. Panorama atual da produção fotovoltaica

Em termos económicos, o desenvolvimento da população está diretamente relacionado ao consumo e ao preço da energia. A atual necessidade energética mundial estima-se que seja cerca de 20.000 TWh [2] e a maior parte dessa energia é fornecida através dos combustíveis fósseis. Mesmo que estas possam satisfazer o consumo por muitos anos, há razões suficientes para procurar alternativas sustentáveis. Os recursos renováveis são vistos assim como uma solução a este encaço, embora ainda represente uma pequena fração do suprimento global de energia primária.

A energia solar é uma excelente escolha para uma fonte de energia confiável e limpa. A cada dia o nosso planeta recebe aproximadamente $1,2 \times 10^5$ TW provenientes da nossa estrela, o Sol. Em comparação com o consumo atual de energia elétrica na Terra, o sol fornece energia suficiente para atender às nossas necessidades e ainda excede [3]. Portugal tem-se empenhado na tarefa de aproveitar toda essa energia gratuita para a produção de energia elétrica que vou quantificar no ponto seguinte.

2.1. Produção fotovoltaica em Portugal

Ao longo dos últimos anos tem-se verificado um desenvolvimento notável na implementação dos sistemas fotovoltaicos em Portugal.

Nas figuras 1 e 2 podemos ver a evolução da produção anual de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos e a evolução da potência instalada desde 2005 até 2013.

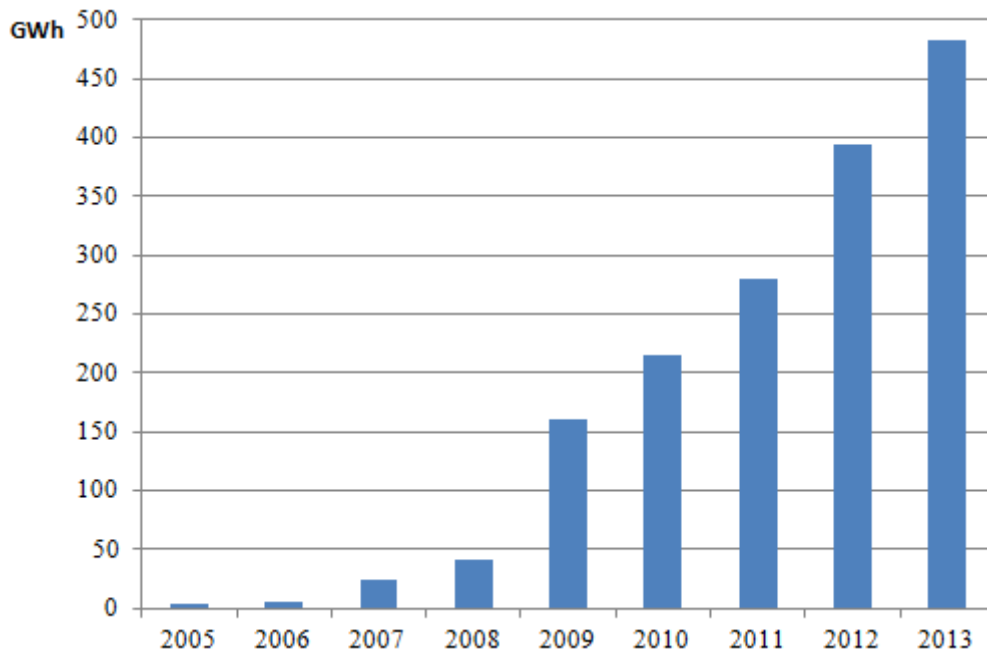


Figura 1 - Evolução da produção anual de energia FV (GWh) em Portugal [4].

A produção anual verificada em 2013 foi de 482 GWh, muito superior comparado com os 3 GWh produzidos em 2005.

Em termos de potência instalada, no ano de 2013 foi de 297 MW, um valor bastante elevado em comparação aos 3 MW de potência instalada no ano de 2005, como podemos aferir pela figura 2.

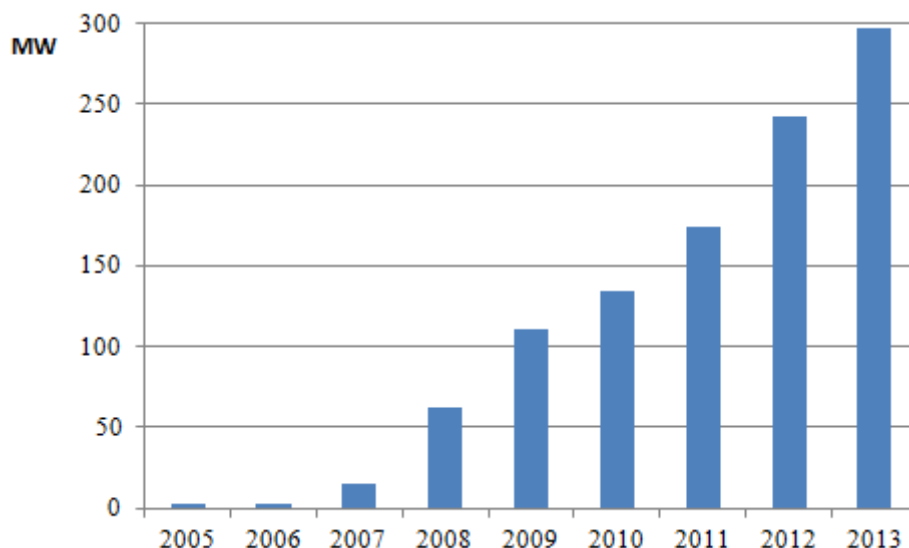


Figura 2 - Evolução da potência instalada acumulada de energia FV (MW) em Portugal [4].

O Decreto-Lei 363/2007 de 2 de novembro e o Decreto-Lei 34/2011 de 8 de março enquadraram a produção e comercialização de energia elétrica em regime de micro e mini produção respetivamente. De 2008 a 2013 a taxa média de crescimento desta produção foi de 93%.

Segundo a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) a região do Alentejo é responsável por 42% da produção fotovoltaica nacional no ano-móvel (junho de 2013 a maio de 2014) [4].

Quanto à evolução da potência instalada na microprodução fotovoltaica, esta sofreu um decréscimo desde 2011. No ano de 2011 apresenta valores de 26.982,79 kW de potência ligada à rede (7563 instalações), 11.497,77 kW para o ano de 2012 (3210 instalações) e 7.857,01 kW para o ano de 2013 (2286 instalações) [5].

A miniprodução fotovoltaica está distribuída em três escalões de potência. Para o escalão I, a potência instalada no ano de 2011 é de 3.049,84 kW com 171 instalações ligadas à rede, 4.852,09 kW para o ano de 2012 com 326 instalações e 4.569,99 kW para o ano de 2013 com 312 instalações. Para o escalão II, a potência instalada no ano de 2011 é de 7.900,58 kW com 121 instalações ligadas à rede, 6.939,85 kW para o ano de 2012 com 111 instalações e 6.869,25 kW para o ano de 2013 com 122 instalações. Para o escalão III, a potência instalada no ano de 2011 é de 10.089,83 kW com 49 instalações ligadas à rede,

9.283,90 kW para o ano de 2012 com 43 instalações e 7.041,50 kW para o ano de 2013 com 36 instalações [6].

3. Energia Solar

Antes de aprofundarmos os detalhes sobre as células e sistemas solares fotovoltaicos é necessário compreender a natureza da energia solar.

Estamos a entrar numa nova era. Durante centenas de anos os combustíveis fósseis foram usados para gerar energia elétrica por todo o mundo, mas, mesmo que estes também utilizem indiretamente a energia solar na sua geração, são limitados. Por essa razão têm sido desenvolvidas tecnologias e políticas relacionadas com sistemas de energia que utilizem o Sol como principal recurso. A energia fotovoltaica é uma dessas novas tecnologias que nos ajudará a entrar na era solar.

Como está explícito no nome, a energia solar provém do Sol, a estrela central do sistema solar. Este astro emite $1,2 \times 10^5$ TW [3] de energia para o planeta Terra, sendo a restante, uma quantidade inimaginável, irradiada para o espaço. Assim, o Sol fornece as necessidades de energia atuais de toda a população humana para um ano inteiro, em apenas uma hora [7].

3.1. Radiação solar

A radiação solar é a designação atribuída à energia emitida pelo sol transmitida sob a forma de radiação eletromagnética que se podem propagar no ar, água, vidro e vazio,

sendo expressa em watts (W). A energia do Sol é essencialmente constituída por radiação visível, infravermelha e ultravioleta, sendo que a radiação visível é aproximadamente metade da energia irradiada. A irradiação é a energia que incide na superfície por unidade de área durante um período de tempo e a unidade SI é watt hora por metro quadrado (Wh/m^2). A irradiância é a intensidade com que a radiação solar atinge a superfície terrestre por unidade de área e é expressa em watt por metro quadrado (W/m^2). Quando um sistema fotovoltaico é projetado, a irradiância que nele incide pode variar em função da latitude e longitude do local, da sua posição em relação ao Sol, da época do ano e das condições atmosféricas. O valor médio da irradiância é designado por constante solar e toma o valor de 1.366 W/m^2 . A constante solar é reduzida em cerca de 30% à medida que passa através da atmosfera devido à sua reflexão, absorção e dispersão, assumindo uma irradiância de 1.000 W/m^2 num dia limpo. Este valor foi estandardizado e é amplamente usado para testar e calibrar as células e sistemas fotovoltaicos [8] [9].

Como já foi referido, a irradiação solar é altamente dependente da localização e das condições atmosféricas, logo existe a necessidade de ser medida. Para esse efeito usam-se aparelhos, tais como:

- O piranómetro - mede a radiação solar global;
- O heliógrafo – mede e regista o número de horas de insolação e
- O pireliómetro – mede a radiação solar direta [10].

Os dados obtidos por estes aparelhos permitem desenhar mapas da irradiação global, como o que vemos na figura 3, que diz respeito à irradiação solar anual na Península Ibérica. Portugal e Espanha são os países da Europa mais favoráveis para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica, com níveis de irradiação na ordem dos 1500 a 2200 kWh/m^2 , sendo no sul que se atinge a radiação mais elevada [9].

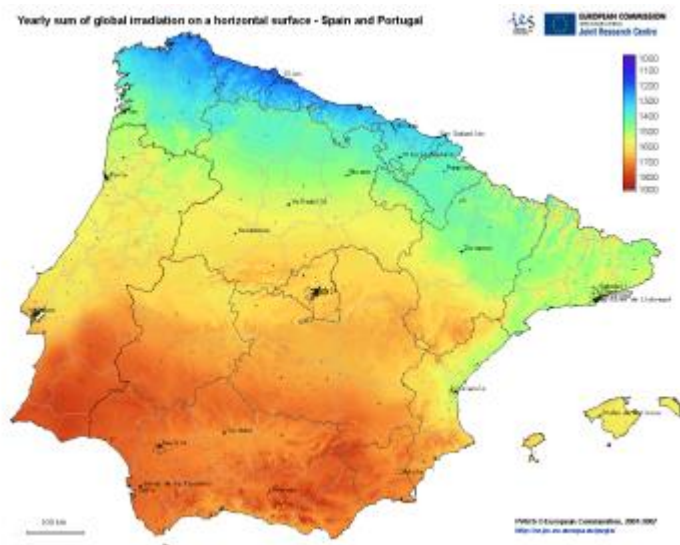


Figura 3 - Mapa da irradição solar global na Península Ibérica [11].

3.1.1. Tipos de radiação solar

A radiação solar é composta por três componentes distintas:

- Radiação direta (S) – constituída pelos raios solares recebidos diretamente do Sol, sem quaisquer interferências no seu percurso até à superfície terrestre. Este tipo de radiação é a que dá o maior contributo para a conversão da luz solar em eletricidade num sistema fotovoltaico no verão, pois o céu apresenta-se limpo com mais frequência.
- Radiação difusa (D) – constituída pelos raios solares não diretos e dispersos pela atmosfera, através da ação das nuvens, nevoeiro, poeiras e outros obstáculos. Este tipo de radiação é a que dá o maior contributo para a conversão da luz solar em eletricidade num sistema fotovoltaico no inverno, pois os dias são mais nublados, podendo ainda haver dias em que a energia é originada só pela radiação difusa.
- Radiação refletida ou Albedo (L) – resulta da reflexão da radiação direta e difusa nos edifícios, na vegetação e no solo [8].

Em termos práticos, por cada 100 W provenientes do Sol que chegam às camadas exteriores da atmosfera, cerca de 21 W atingem diretamente a superfície da Terra ou um painel fotovoltaico, esta é a radiação direta. Dos mesmos 100 W, cerca de 19 W são absorvidos pelas nuvens, 31 W são refletidos pelas nuvens para o espaço e os restantes 29 W são difundidos pelas nuvens para a Terra, sendo esta a radiação difusa e a refletida é o

albedo. Então, sobre um módulo fotovoltaico montado na superfície terrestre incidem estas três componentes de radiação, como podemos ver na figura 4.

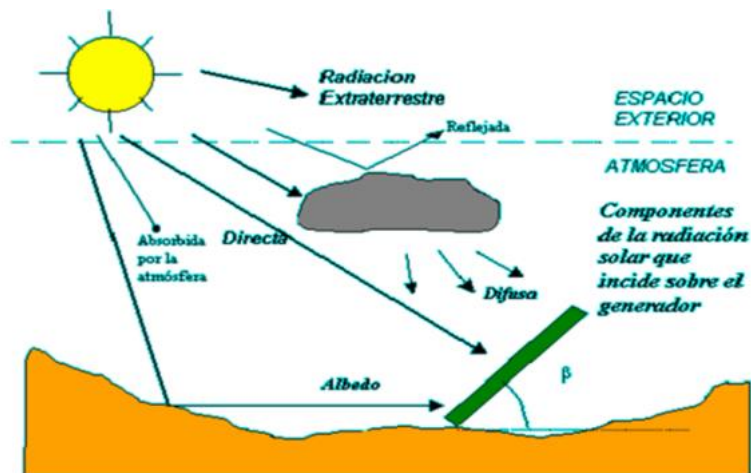


Figura 4 - Componentes da radiação solar sobre um painel fotovoltaico [9].

A radiação global (G) que incide sobre uma superfície é dada por:

$$G = S + D \quad (1)$$

A irradiação (I) de uma superfície é a soma das três componentes, dada por:

$$I = S + D + L \text{ ou } I = G + L. \quad (2)$$

3.2. Posição do sol

Para sabermos a localização exata do Sol precisamos de conhecer o valor da altura solar (h_a) e do azimute solar (Az) para saber com exatidão a localização do Sol, representadas na figura seguinte [9].

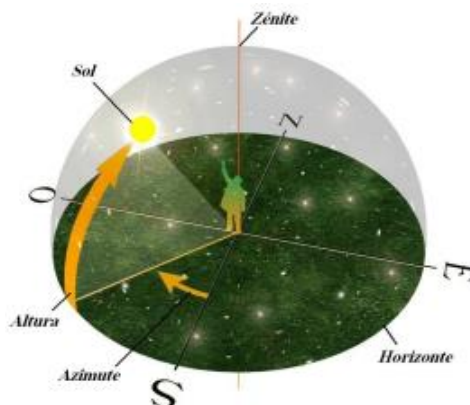


Figura 5 - Determinação da localização do Sol [9].

O azimute solar é o ângulo, medido sobre o horizonte celeste, formado entre a posição sul e a projeção da linha Sol-Terra. O Sul é referido como $Az = 0^\circ$, no ponto cardeal este o $Az = -90^\circ$ e no ponto cardeal oeste $Az = 90^\circ$. Assim sendo, o azimute solar varia de 0° a 180° (positivos) para oeste e de 0° a 180° (negativos) para este.

A altura solar é o ângulo compreendido entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre um plano horizontal. Este ângulo varia ao longo do dia, devido ao movimento do Sol, tomando o valor nulo ao amanhecer e ao pôr-do-sol e o valor máximo (90°) ao meio-dia [8] [12].

Sabendo a localização exata do Sol a cada momento em relação ao observador podemos definir uma inclinação mais adequada de modo a maximizar a performance dos mesmos [9].

3.3. Posição dos painéis fotovoltaicos em relação ao Sol

A quantidade de energia elétrica que um painel solar fotovoltaico produz está relacionada com a radiação solar que nele incide, isto é, quanto maior for a intensidade solar maior será o potencial da produção elétrica [12]. Assim, torna-se uma evidência que a instalação dos painéis fotovoltaicos deve ser feita segundo a direção dos raios solares e numa posição perpendicular em relação aos mesmos para que a produção de eletricidade seja máxima. Mas uma vez que a altura e o azimute solar mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar também varia. Assim, a integração destes sistemas em edifícios adotando a inclinação dos mesmos implica uma distribuição de radiação solar bem inferior ao valor ótimo o que conduz a uma produção de eletricidade menor. Para contrariar este efeito foram criados sistemas que fazem o seguimento solar, apresentando um ou dois eixos de rotação, o que leva a um aumento de produção de energia [9].

Contudo, podemos conhecer a inclinação mais favorável de um painel fotovoltaico fixo para otimizar a sua produção. A inclinação do painel (β) é descrita em graus e para ser determinado recorre-se, em primeiro lugar, à declinação. A declinação (δ) é também um ângulo definido entre o plano do equador e a direção Sol-Terra, em graus. Quando o Sol passa pelos equinócios, ou seja, 21 de março e 22 de setembro a declinação é nula. Quando o Sol passa pelo solstício de verão, que ocorre a 21 de junho, a declinação toma o valor de $23,45^\circ$ e quando passa pelo solstício de inverno, que ocorre a 21 de dezembro, toma o valor de $-23,45^\circ$ [12]. A fórmula matemática da declinação segundo o dia do ano (n) é a seguinte:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(2\pi \cdot \frac{284 + n}{365}\right), \quad (3)$$

sendo δ a declinação e n corresponde ao dia do ano e varia entre 1 a 365.

Por fim, sabendo já a latitude do local em questão (φ) e a declinação (δ) e chamando a inclinação do painel de β , temos que a inclinação ótima para cada dia do ano é dada por:

$$\beta = \varphi - \delta. \quad (4)$$

Quando se instala um sistema fotovoltaico, este vai ser instalado com um declive próximo do valor da latitude do local. Enquanto que no hemisfério norte os painéis vão ser colocados com a face virada para o sul, no hemisfério sul verifica-se o contrário. Ainda, o declive do painel deveria ser superior à latitude do local no Inverno e inferior no verão para o hemisfério norte, já para o hemisfério sul volta-se a verificar o inverso. Estes parâmetros podem ser constatados na figura 6 [12] [10].

Em Portugal, a orientação ótima de uma instalação é a direção Sul, com um ângulo de inclinação de aproximadamente $\beta = 35^\circ$, uma vez que este ângulo de inclinação permite aumentar o nível de irradiação em cerca de 15% do que numa área horizontal ($\beta=0^\circ$) [9].

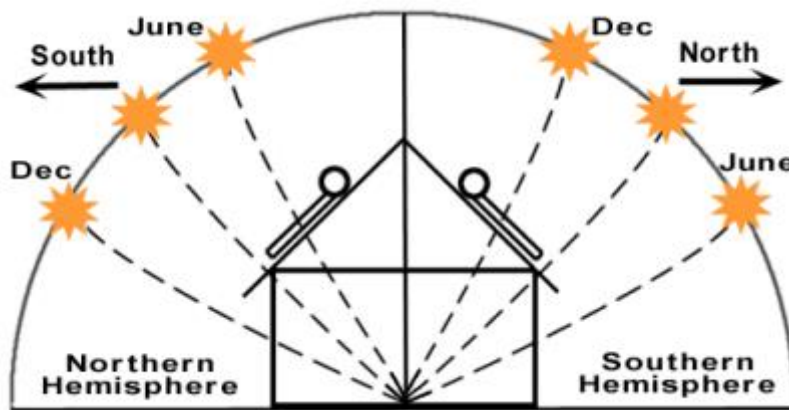


Figura 6 - Altura do Sol nos diferentes hemisférios [10].

4. Sistemas fotovoltaicos

Nesta parte da dissertação serão abordados vários conceitos indispensáveis para a compreensão desta tecnologia. Começa-se por explicar o que é uma célula fotovoltaica, no que se baseia o seu funcionamento e que tipos de células podem encontrar. De seguida, passa-se para a formação dos módulos fotovoltaicos onde se faz uma análise das curvas características corrente/tensão e potência/tensão em função da variação da temperatura e irradiância incidente. Também serão brevemente descritos os equipamentos adicionais do sistema e a caracterização de um sistema ligado à rede elétrica. Todos os pontos focados neste capítulo são necessários para compreender o caso de estudo abordado mais à frente, tanto o dimensionamento como o estudo da viabilidade económica.

4.1. Células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são a parte mais importante e mais elementar do sistema, pois é nelas que se origina a corrente elétrica através do efeito fotovoltaico. Este efeito foi descoberto nos laboratórios do físico francês Alexandre Edmond Becquerel no ano de 1839 e também foi nesse mesmo laboratório que nasceu a primeira célula fotovoltaica. Esta nova tecnologia despertou o interesse de variadas indústrias e uma delas foi a indústria espacial, talvez seja por isso que a primeira aplicação deste sistema tenha sido num satélite [3].

4.1.1. Princípio de funcionamento

O efeito fotovoltaico consiste na transformação da energia solar em energia elétrica, sendo que este fenômeno é conseguido através das células fotovoltaicas. Estas células são semicondutores e são compostas por silício, telurieto de cádmio ou disseleniuto de cobre e índio, dependendo do seu tipo, mas todas elas com o mesmo fim, a produção de energia elétrica [3].

Estas células consistem na junção de duas camadas semicondutoras e para que haja corrente elétrica é preciso que exista um campo elétrico, ou seja, uma diferença de potencial entre as duas camadas. Para que isso aconteça faz-se a dopagem das camadas da célula, em que uma delas é dopada positivamente (camada tipo p) e a outra negativamente (camada tipo n). Na junção p-n cria-se um campo elétrico. Assim, os elétrons, excitados pelos fótons com energia suficiente para excitar elétrons da banda de valência para a banda de condução, são acelerados para o terminal negativo. Por outro lado, os buracos circulam para um terminal positivo. Ligando os terminais a um circuito exterior que está fechado através de uma carga, circulará corrente elétrica [8] [13].

4.1.2. Modelo matemático da célula e curva característica

Em termos de modelo matemático simplificado, uma célula pode ser descrita através do circuito elétrico equivalente representado na figura 7.

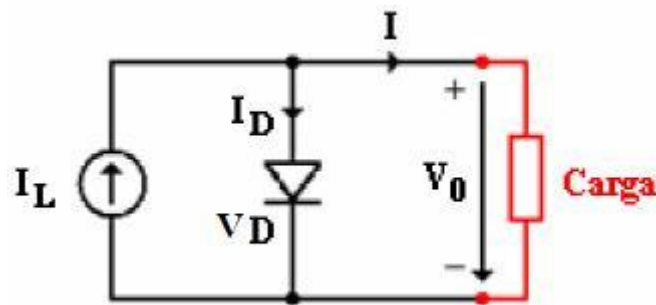


Figura 7 - Circuito ideal de uma célula fotovoltaica [9].

A fonte de corrente I_L representa a radiação luminosa que incide na superfície da célula, esta corrente unidirecional é constante para uma dada radiação incidente. Assim temos que o circuito ideal será uma fonte de corrente em paralelo com um díodo. O díodo representa a junção p-n e é atravessado por uma corrente interna unidirecional I_D , que depende da tensão V_0 aos terminais da célula.

Na figura estão representadas várias correntes e tensões, sendo elas, V_0 a tensão aos terminais da carga ou célula, V_D a tensão aos terminais do díodo, I_L a corrente gerada através do efeito fotovoltaico, I_D a corrente do díodo e I a corrente fornecida à rede [13].

Fazendo uma análise da figura anterior, conclui-se que:

$$V_0 = V_D \text{ e } I = I_L - I_D.$$

A corrente I_D é dada por:

$$I_D = I_0 \cdot \left(e^{\left(\frac{V_0}{mV_T} \right)} - 1 \right), \quad (5)$$

sendo que:

I_0 – corrente inversa máxima de saturação do díodo,

V_0 – tensão aos terminais da célula,

m – fator de idealidade do díodo (díodo ideal: $m = 1$; díodo real: $m > 1$),

V_T – potencial térmico, dado por $V_T = \frac{kT}{q}$

- k – constante de Boltzmann ($k = 1,38 \times 10^{-23}$ J/oK)

- T – temperatura absoluta da célula em K

- q – carga elétrica do eletrão ($q = 1,6 \times 10^{-19}$ C)

Ainda, podemos obter a equação:

$$I = I_L - I_0 \cdot \left(e^{\left(\frac{V_0}{mV_T} \right)} - 1 \right). \quad (6)$$

O esquema anterior é simplesmente um circuito ideal, pois na realidade existem perdas associadas ao sistema. O circuito elétrico equivalente detalhado está representado na figura 8 [9] [13].

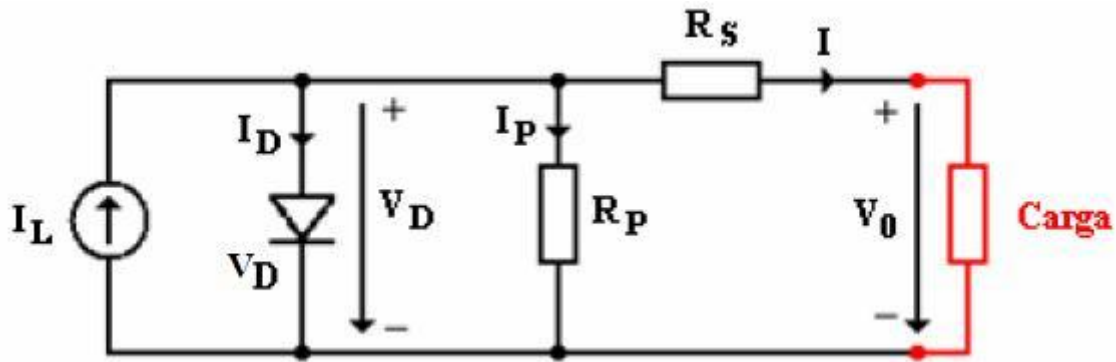


Figura 8 -Circuito real de uma célula fotovoltaica [9].

A resistência R_S representa a queda de tensão no circuito até aos contactos exteriores, sendo o seu valor na ordem nos miliohms. A resistência R_P representa as correntes de fuga, tendo normalmente um valor superior a 10 ohm [9].

Pode-se concluir através da figura que a corrente I é dada por:

$$V_0 = V_D - R_S \cdot I \quad (7)$$

$$I = I_L - I_D - I_P = I_L - I_0 \cdot \left(e^{\left(\frac{V_D - R_S \cdot I}{mV_T} \right)} - 1 \right) - \frac{V_0 + R_S \cdot I}{R_P}, \quad (8)$$

sendo que:

V_0 – tensão aos terminais da célula,

V_D – tensão aos terminais do díodo,

R_S – resistência em série com o díodo,

R_P – resistência em paralelo com o díodo,

I – corrente fornecida à rede,

I_L – corrente gerada através do efeito fotovoltaico,

I_D – corrente do díodo,

I_0 – corrente inversa do díodo,

m – fator de idealidade do díodo,

V_T – potencial térmico.

A curva característica de uma célula fotovoltaica é muito importante, pois ajuda-nos a definir quais as melhores condições de funcionamento dos sistemas. As curvas que caracterizam as células fotovoltaicas são de dois géneros, corrente/tensão (I/V) e potência/tensão (P/V).

Antes de mostrar a curva de uma célula fotovoltaica é necessário compreender três pontos importantes de funcionamento: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e o ponto de máxima potência.

A tensão de circuito aberto (U_{OC}) corresponde a uma circulação nula de corrente elétrica, ou seja, quando a célula não possui nenhuma carga ligada a si ($I=0$) e varia de 0,5 V a 0,6 V, independentemente da sua dimensão. A tensão de funcionamento é inferior à tensão de circuito aberto devido à resistência elétrica proveniente da junção p-n.

A corrente de curto-circuito (I_{SC}) é o valor da corrente máxima que uma célula pode ceder a uma carga sob determinadas condições de irradiância e temperatura correspondentes a um valor de tensão nula ($V=0$) e, claro, de potência nula ($P=0$).

O ponto de potência máxima é o ponto de funcionamento da célula em que a potência elétrica atinge o seu pico e corresponde ao ponto da curva no qual o produto da tensão pela corrente ($U_{MPP} \times I_{MPP}$) é máximo. Também é com este ponto que podemos obter a melhor eficiência do sistema [9].

A figura 9 apresenta as curvas características de uma célula fotovoltaica.

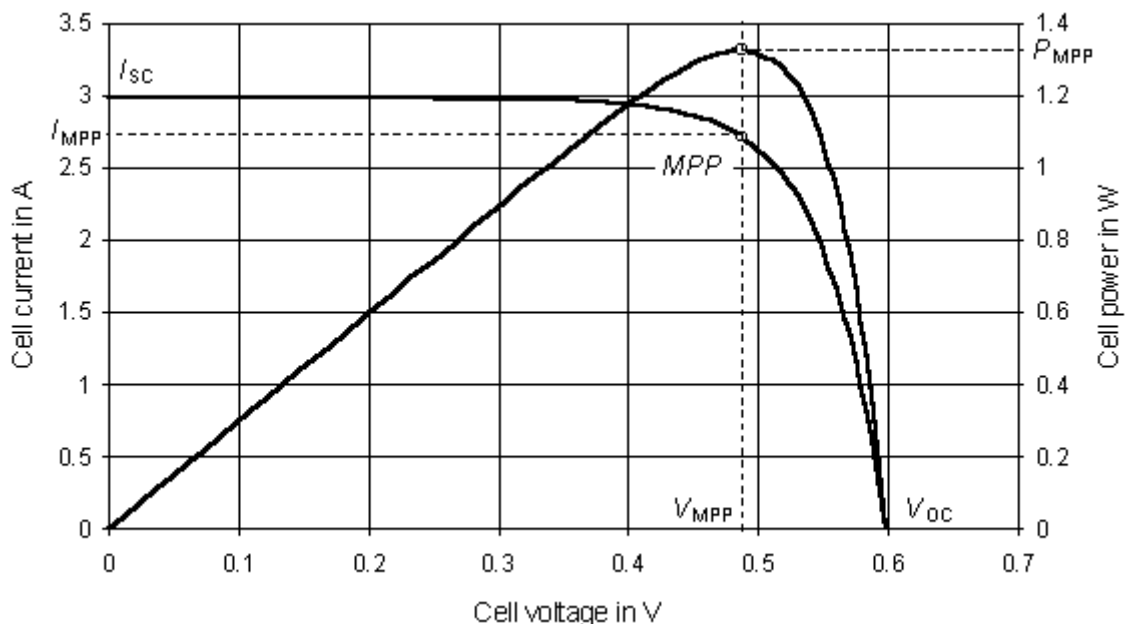


Figura 9 - Curvas características de uma célula fotovoltaica [9].

Os dois pontos do limite da curva de funcionamento corrente/tensão da célula são a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito e como já vimos esta tensão varia de 0,5 a

0,6 V e a corrente é medida através da ligação dos dois terminais da célula. Para se obter a curva completa faz-se a variação da carga ligada à célula, através de um ensaio. O ponto MPP quer dizer *Maximum Power Point* e é o ponto da curva I/V que corresponde à máxima potência produzida. Os valores da tensão e corrente que originam este valor máximo de potência são U_{MPP} e I_{MPP} . O V_{MPP} é a tensão a máxima potência e é utilizada como tensão nominal do módulo fotovoltaico. O I_{MPP} é a corrente a máxima potência e é utilizada como corrente nominal do mesmo [9].

4.1.2.1. Comportamento da curva característica I/V em função da irradiância incidente

A curva característica I/V varia com a irradiância incidente e a figura 10 pretende demonstrar essa variação.

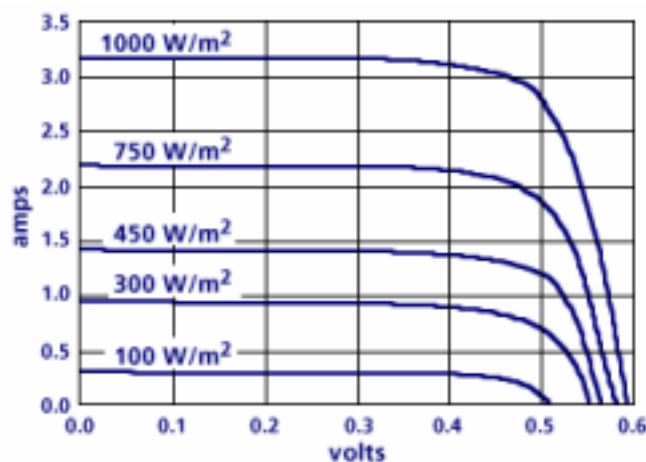


Figura 10 - Variação da curva I/V com a irradiância incidente [12].

Pela imagem podemos constatar que a corrente de curto-circuito varia linearmente com a radiação e a tensão de circuito aberto varia muito pouco, isto leva a que a potência de saída aumente com o aumento da radiação incidente [13].

4.1.2.2. Comportamento da curva característica I/V em função da temperatura

A figura 11 apresenta o comportamento da curva I/V em função da temperatura.

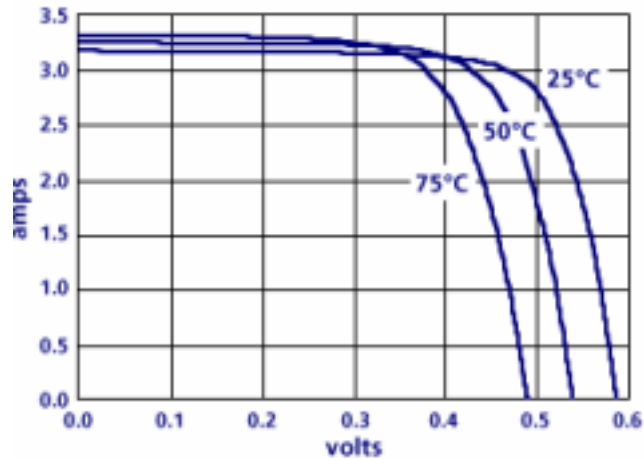


Figura 11 - Variação da curva I/V com a temperatura [13].

Pela imagem podemos constatar que a tensão de circuito aberto decresce com a temperatura, cerca de $-2,3 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$, e a corrente de curto-circuito varia muito pouco, isto leva a que a potência de saída decresça com o aumento da temperatura.

Assim, podemos concluir que a potência máxima produzida pela célula varia constantemente. Essa variação é provocada pelas dependências que existem entre a corrente e a radiação incidente e entre a tensão e a temperatura de funcionamento da célula. Torna-se assim necessário fazer um ajuste constante do ponto de funcionamento, sendo este conseguido através da variação da resistência da carga. Na prática, este ajuste é feito de forma automática pelo controlador da carga ou inversor, caso este possua essa função [13].

4.1.3. Tipos de células

As células solares fotovoltaicas estão divididas em três gerações. A primeira geração é constituída por células feitas em silício, tanto do tipo monocristalino e como do tipo policristalino, e apresentam um rendimento que ronda os 15 a 20%. Este tipo de células solares domina o mercado e são estas que vimos nos telhados das casas, usualmente. O alto rendimento, comparado com os outros tipos de células, e a alta estabilidade são os benefícios principais desta geração. Contudo, estas células solares requerem muita energia na sua produção e contêm materiais tóxicos.

A segunda geração é composta por células solares constituídas por silício amorfo, disseleneto de cobre e índio (CIS) ou telureto de cádmio (CdTe) e apresentam um rendimento entre 10 a 15%. Se compararmos esta geração com a primeira, estas possuem

um menor consumo de material, tornando possível reduzir os custos de produção e, ainda, podem ser produzidas de modo a que tenham alguma flexibilidade. No entanto, como a produção de células solares de segunda geração incluem processos de vácuo e tratamentos de alta temperatura, faz com que haja um grande consumo de energia associado à sua produção e os elementos da sua constituição apresentam uma certa toxicidade. Além disso, as células solares de segunda geração constituídas por elementos relativamente escassos apresentam preços mais altos e todas elas são muito instáveis.

As células solares de terceira geração são constituídas por materiais orgânicos, como por exemplo, polímeros ou pequenas moléculas. Sendo as células solares de polímeros uma subcategoria das células solares orgânicas. Este tipo de células solares são finas e flexíveis, podem ser produzidas em grande escala, de uma forma simples, rápida e de baixo custo, o seu impacto ambiental é menor, não utilizam materiais tóxicos, são produzidas a baixas temperaturas e ainda utilizam materiais facilmente disponíveis e baratos. Contudo, apresentam baixa estabilidade e rendimento em comparação com a primeira e a segunda geração [3].

4.2. Características dos módulos fotovoltaicos

As células solares fotovoltaicas são comercializadas em módulos, pois as células solares isoladas são vulneráveis e não produzem muita energia elétrica. Os módulos fotovoltaicos são, assim, uma solução compacta, simples, resistente e de fácil manuseamento. As células solares são ligadas em série e/ou paralelo num módulo fotovoltaicos de modo a satisfazer os níveis de tensão e corrente pretendidos [8].

As células solares são agrupadas em série formando ramos e os ramos são agrupados em paralelo formando um módulo. A ligação dos módulos em série produz uma tensão igual à soma da tensão individual de cada um, sendo que a corrente permanece igual, como podemos ver na figura 12. Os módulos ligados em série constituem as fileiras. O número máximo de módulos por fileira é definido pela tensão máxima de entrada do inversor.

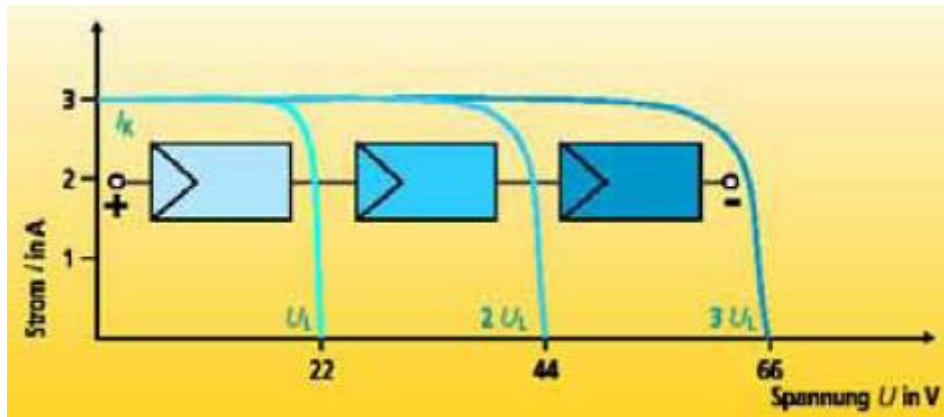


Figura 12 - Associação de módulos em série [14].

A ligação dos módulos em paralelo produz uma corrente igual à soma da corrente individual de cada um, sendo que a tensão permanece igual, como podemos ver na figura 13. O número máximo de fileiras é definido pela corrente máxima de entrada do inversor.

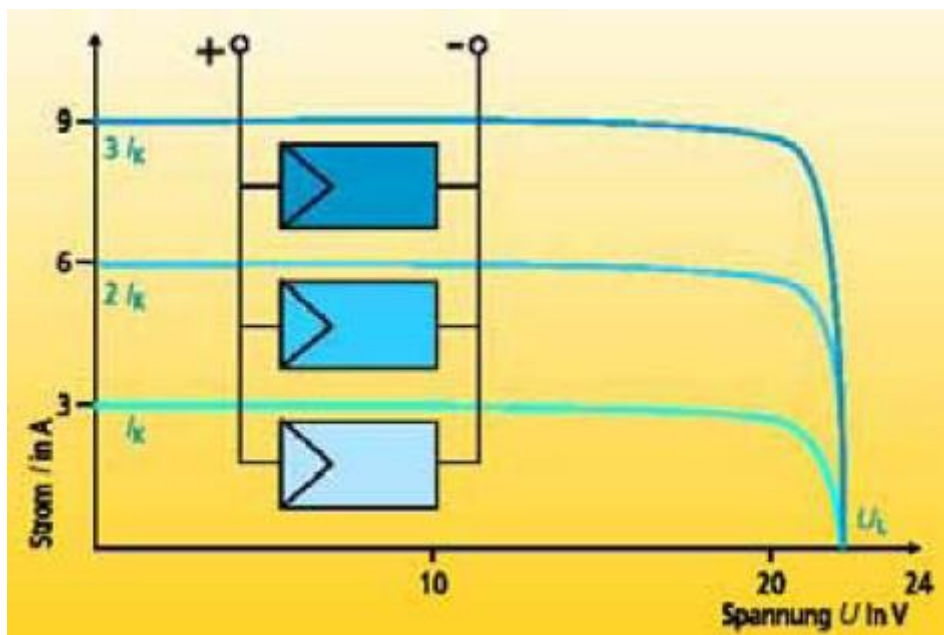


Figura 13 - Associação de módulos em paralelo [14].

Quando é atingida a tensão de entrada do inversor, teremos que ligar as fileiras em paralelo até atingir a corrente de entrada do mesmo, como podemos ver na figura 14. Para isso, é necessário que os módulos sejam iguais e que apresentem as mesmas características (tensão, corrente e potência) [8] [14].

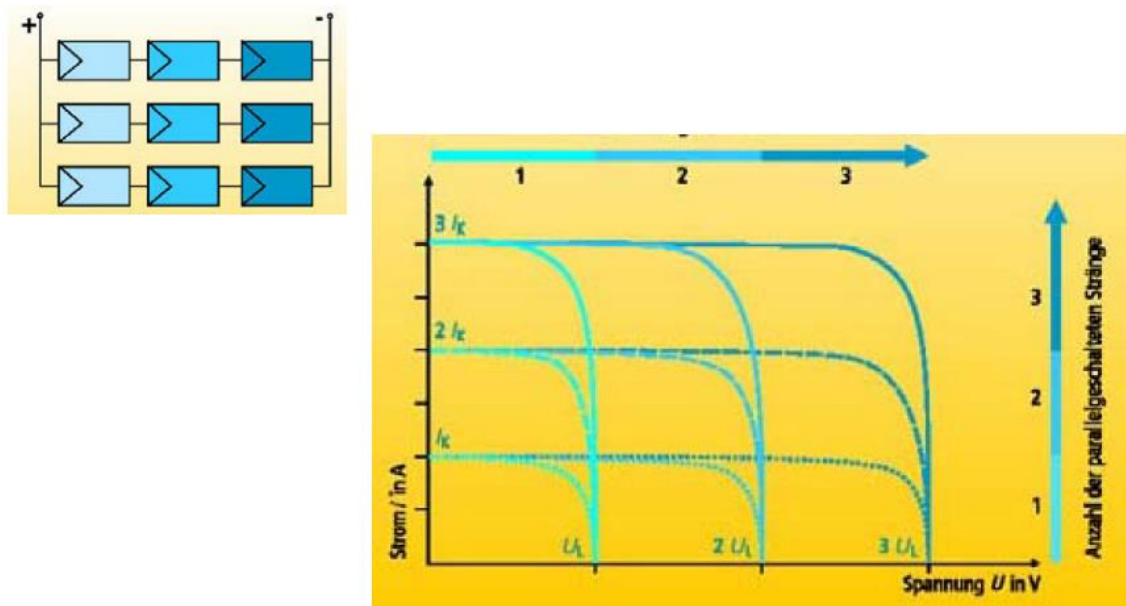


Figura 14 - Associação de módulos em série e paralelo [14].

4.3. Equipamentos de um sistema fotovoltaico

Os componentes de um sistema fotovoltaico dependem do tipo de aplicação a que se destinam, podendo ser uma aplicação isolada ou com ligação à rede elétrica. De seguida é feita uma breve descrição dos diversos componentes.

4.3.1. Módulos fotovoltaicos

É a fonte de energia neste tipo de sistemas, ou seja, é onde se faz a captação da radiação solar gerando energia elétrica DC. Como já vimos anteriormente, estes módulos são constituídos por células solares, todas com as mesmas características, ligadas em série e em paralelo perfazendo a corrente e tensão máxima admitida à entrada do inversor. Possuem uma vida útil de 20 a 25 anos. O conjunto de módulos ligados entre si formam um painel fotovoltaico [8].

4.3.2. Inversor

O facto de a maioria das cargas elétricas necessitam de corrente alternada para funcionarem, bem como a ligação dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, obriga à presença de um inversor. Este equipamento tem como função transformar a corrente contínua em alternada.

Os inversores dividem-se em duas categorias: inversores independentes, para sistemas autónomos e inversores de sincronização exterior, para sistemas ligados à rede. Os

inversores com sincronização exterior podem ser bidirecionais, ou seja, permitem a passagem de corrente elétrica em qualquer sentido, sendo esta uma característica chave caso se trate de um sistema que produza energia para o consumidor e o excedente para a rede. Estes inversores são, normalmente, dotados de controlos e proteções adequados para assegurar a segurança do sistema.

A eficiência destes equipamentos é bastante boa, normalmente próxima dos 95%, podendo mesmo ser superior dependendo da potência debitada pelo inversor [9].

4.3.3. Outros elementos

Encontram-se neste ponto os disjuntores, terminais para interligação da cablagem e os cabos elétricos, os quais devem possuir um bom isolamento e secções adequadas para minimizar as perdas.

4.4. Sistemas ligados à rede (*Grid-Connected*)

Os sistemas ligados à rede pública não necessitam de baterias. Estes podem ser sistemas integrados em edifícios ou então centrais fotovoltaicas, através de ligações de baixa tensão ou média tensão. O seu propósito passa por injetar toda a energia produzida na rede, sendo que o produtor é remunerado por esse facto, e ainda serve de apoio à mesma.

São sistemas mais simples, com menos manutenção e mais baratos, em comparação com os sistemas isolados. Outra vantagem é a aproximação da produção de energia aos locais de consumo, diminuindo as perdas associadas à distribuição e transporte. Os picos de consumo não representam um problema, pois estes sistemas estão permanentemente ligados à rede elétrica. Sempre que não existir capacidade de produção para satisfazer o consumo, a energia em falta é fornecida pela rede [9].

Na figura 15 está representada a constituição típica de um sistema deste tipo. As proteções AC e DC não se encontram especificadas na imagem.



Figura 15 - Sistema ligado à rede elétrica [15].

5. Legislação em vigor em Portugal

A mini e microprodução são atividades de produção de energia elétrica descentralizada de pequena escala, baseadas numa só tecnologia de produção (como é o exemplo da energia solar) por intermédio de instalações de pequena potência.

A microprodução de eletricidade, como atividade de produção de eletricidade em baixa tensão, com possibilidade de entrega de energia elétrica à rede pública, é regulada pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, com o objetivo de incentivar o recurso à microprodução de eletricidade e criar tarifas mais atraentes através da simplificação de processos. Este último foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, onde são simplificadas as regras para a produção de eletricidade por particulares e define, entre outros, as condições para ser produtor de eletricidade, os direitos e os deveres dos produtores, as competências da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), que empresas podem instalar as unidades de microprodução e o preço que é pago pela eletricidade produzida. O Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, procede à terceira alteração do primeiro decreto e estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução.

A miniprodução é regulada pelo Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência. Este decreto é alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 16 de fevereiro. A portaria n.º 178/2011, de 29 de abril, fixa o valor das taxas a cobrar nos pedidos de registo, de reinspeção da unidade de miniprodução e de averbamento de alterações ao registo da miniprodução, com e sem emissão de novo certificado de exploração. A portaria n.º 285/2011, de 28 de outubro, fixa a percentagem de redução anual da tarifa de eletricidade aplicável às unidades de miniprodução e ainda a portaria n.º 430/2012, de 31 de dezembro, estabelece a percentagem de redução anual da tarifa de referência para a produção de eletricidade a partir de fonte solar com utilização de tecnologia fotovoltaica.

A 20 de Outubro surge o Decreto-Lei n.º. 153/2014, no qual são criados os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção.

Existem dois regimes de remuneração contemplados na lei tanto para a miniprodução como para a microprodução, estes são:

- Regime bonificado e
- Regime geral.

A tabela 1 sintetiza o regime de remuneração bonificado tanto na miniprodução como na microprodução, com as tarifas válidas para 2014:

Tabela 1 – Comparação entre a microprodução e miniprodução no regime bonificado [18].

	Microprodução	Miniprodução
Potência máxima a instalar	3,68 kW para particulares e 11,04 kW para condomínios	Escalão I: > 3,68 e até 20 kW; Escalão II: > 20 e até 100 kW; Escalão III: > 100 e até 250 kW
Acesso à atividade	Potência instalada igual ou inferior a 50% da contratada	Potência instalada \leq a 50% da contratada e consumo no local de instalação \geq a 50% da energia produzida pela unidade
Produtor e local de instalação	O produtor tem também de ser o consumidor. Instalação apenas no local de consumo	O consumidor ou entidades terceiras devidamente autorizadas pelo titular da instalação de consumo. Instalação no local servido pela instalação elétrica
Acesso ao regime bonificado (durante período de 15 anos)	Coletor solar térmico com um mínimo de 2 m ² de área útil ou caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente no local de instalação, no caso de particulares. Para condomínios é necessária a realização de uma auditoria energética.	É necessária a realização de uma auditoria energética e implementação das medidas de eficiência energética identificadas nessa autoria, com período de retorno de 2, 3 ou 4 anos (Escalão I, II e III, respetivamente).
Potência a alocar anualmente	11,45 MW para 2014. Valor atualizado anualmente mediante despacho.	30,35 MW, não podendo ser superior a 25% daquele valor no Escalão I. Distribuição da potência pelos escalões é estabelecida mediante despacho.
Duração do contrato e tarifa de venda	15 anos, dos quais 8 são remunerados a 0,218 €/kWh ou 0,066 €/kWh (tarifa de referência solar) e 7 anos remunerados a 0,115 €/kWh ou 0,145 €/kWh. Valores atualizados anualmente mediante despacho. No fim dos 15 anos, a tarifa de venda passa a tarifa em regime geral.	Tarifa de referência: 0,159 €/kWh, Tarifa de referência-Solar: 0,106 €/kWh Pode ser atualizada por despacho. O contrato vigora durante 15 anos a remuneração constante: Escalão I: Tarifa de referência Escalão II e III: tarifa mais alta que resultar das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência
Tarifa a aplicar consoante a fonte de energia primária	Solar: 100% Eólica: 80% Hídrica: 40% Cogeração a Biomassa: 70%	Solar: 100% Eólica: 80% da tarifa de referência Hídrica: 50% Biogás e Biomassa: 60%

No regime geral são considerados todos os produtores que não obtenham acesso ao regime bonificado. A remuneração dada pela energia produzida no regime geral numa instalação de microprodução está expressa no Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro e é dada por:

$$Rem_m = W_m \times P_{ref} \times \frac{IPC_{n-1}}{IPC_{ref}}, \quad (9)$$

sendo que:

Rem_m – é a remuneração do mês m , em €;

W_m – é a energia produzida no mês m , em kWh;

P_{ref} – é o valor da parcela de energia da tarifa simples entre 2,30 e 20,7 kVA aplicada no ano de 2012 pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo;

IPC_{n-1} – é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro do ano $n-1$, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I.P. e

IPC_{ref} – é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística, I.P..

A remuneração dada pela energia produzida no regime geral numa instalação de miniprodução é expressa por:

$$Rem_m = \sum_{i=1}^2 [W_i \times OMIE_m \times C_i \times f_p], \quad (10)$$

sendo que:

Rem_m – é a remuneração do mês m , em €;

i – é o período horário de entrega de energia elétrica (em vazio ou fora de vazio), de acordo com o ciclo (semanal ou diário) aplicado à instalação de consumo;

W_i – é a energia produzida no mês m no período i , em kWh;

$OMIE_m$ – é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês anterior ao mês m , em €/kWh;

C_i – é o coeficiente de ponderação do período tarifário i e

f_p – são os fatores de ajustamento para perdas do período tarifário i , desde o barramento de produção em muito alta tensão até ao nível de tensão de ligação da unidade de miniprodução [17].

A entidade que queira investir num projeto de mini ou micro produção, deve efetuar o registo na plataforma eletrónica Sistema de Registo da Microprodução (SRM) e pagar a taxa de inscrição que tem um valor de 500€ + IVA (tarifa de 2014). Após o registo e instalação do sistema solar é feita uma inspeção à unidade de produção por parte da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), onde é dado um certificado de exploração. De seguida, é celebrado um contrato pela EDP para a venda da eletricidade e, por fim, é feita a ligação da unidade produtora à rede pública [18].

6. Metodologia de projeto de um sistema fotovoltaico ligado à rede

Para se efetuar um dimensionamento de um sistema fotovoltaico é necessário cumprir alguns passos essenciais para que este seja feito de uma forma correta e eficaz. Isto permite que no futuro não haja complicações que eram previsíveis na altura da elaboração do projeto.

De seguida serão abordados cuidadosamente cada um dos passos para a elaboração de um dimensionamento de um sistema fotovoltaico fixo ligado à rede elétrica.

6.1. Análise do local

Em primeiro lugar, para ser feito um correto dimensionamento é preciso conhecer o local de implementação do sistema fotovoltaico e realizar uma avaliação prévia sobre as condições do mesmo. Uma visita a esse local pode revelar aspetos favoráveis ou desfavoráveis para a instalação do sistema, caso o local apresente demasiados aspetos desfavoráveis é aconselhável que a instalação seja feita num local alternativo.

Os aspectos que devemos ter em atenção para realizar a avaliação do local devem ser: o espaço disponível de instalação, a orientação e inclinação dos painéis; tipo de montagem; a localização do inversor e das baterias, caso sejam necessárias; por onde irá passar a rede de cablagem do sistema; quais os trabalhos necessários a efetuar para a alteração da caixa do contador e a existência de sombreamentos no local onde serão instalados os painéis [19].

6.2. Escolha dos equipamentos

6.2.1. Módulos fotovoltaicos

Após a avaliação do local, devem ser escolhidos os módulos fotovoltaicos mais apropriados. Esta escolha é feita através do tipo de módulo e tipo de material pretendido.

Existem vários tipos de material no mercado: silício monocristalino, policristalino e amorfo; telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CIS) e células orgânicas. As características dos mesmos já foram referidas no capítulo anterior.

Quanto ao tipo de módulo, este pode ser: *standard* com ou sem armação, semitransparente, telha fotovoltaica, etc.

A escolha tradicional é o módulo *standard* com armação de silício policristalino.

Feita a escolha dos dois parâmetros é determinado o número de módulos que podem ser instalados na área disponível, através dos consumos efetuados.

6.2.2. Inversor

Para se proceder ao dimensionamento do(s) inversor(es) é necessário saber o número de inversores, a potência e nível de tensão de cada um. Todos os inversores do mercado têm especificações técnicas que dão informações muito importantes para o correto funcionamento do sistema e estas devem ser respeitadas integralmente.

A configuração do sistema FV determina o número, o nível de tensão e a classe de potência dos inversores. Atendendo a que os inversores são fabricados para vários níveis de potência, e que a potência total do sistema fotovoltaico é determinada pela área útil disponível, é utilizada uma razão entre as potências do gerador fotovoltaico e do inversor de 1:1. Qualquer eventual desvio deverá ser considerado com base nesta razão, e é definido para o seguinte intervalo de potência:

$$0,7 \times P_{FV} < P_{max}^{INV} < 1,2 \times P_{FV}, \quad (11)$$

Onde P_{FV} é a potência máxima (nominal) dos módulos fotovoltaicos e P_{max}^{INV} é a potência DC máxima (nominal) do inversor.

Determinação da tensão

Como vimos no capítulo anterior, a tensão aos terminais dos painéis fotovoltaicos depende da configuração e da quantidade dos mesmos. Caso os painéis estejam ligados em série, a tensão aos terminais será igual à soma da tensão de cada um. Ainda, a tensão dos painéis depende da temperatura, exigindo que o seu dimensionamento seja realizado para a situação mais desfavorável, tanto no inverno como no verão.

Ao dimensionar o sistema, o intervalo de operação do inversor deve ser ajustado em função da curva característica I/V dos painéis, de modo a que o inversor incorpore os pontos MPP da curva para diferentes temperaturas de funcionamento. Outras características a ter em conta é a tensão limite de funcionamento e a tensão máxima admissível do inversor, estando estas relacionadas com o número mínimo e máximo de painéis por fileira, respetivamente.

Número máximo de módulos por fileira

Para temperaturas baixas, a tensão de funcionamento do painel aumenta até ao limite máximo da tensão de circuito aberto. Para calcular o número de módulos por fileira, teremos que ter em atenção a tensão DC máxima do módulo. A soma das tensões dos módulos ligados em série não poderá ultrapassar a tensão máxima de entrada do inversor, caso contrário, o inversor poderá danificar-se. Portanto, o número máximo de painéis ligados em série obtém-se do quociente entre a máxima tensão DC admissível pelo inversor e a tensão de circuito aberto do painel, para uma temperatura de -10°C .

O número máximo de módulos em série é calculado pela expressão:

$$n_{max} = \frac{U_{maxINV}}{U_{oc(-10^{\circ}\text{C})}}. \quad (12)$$

Onde,

n_{max} é o número máximo de módulos por fileira;

U_{\max} INV é a tensão máxima DC admissível pelo inversor e

$U_{oc(-10^{\circ}\text{C})}$ é a tensão de circuito aberto do módulo à temperatura de -10°C .

A tensão de circuito aberto dos módulos à temperatura de -10°C nem sempre é especificada pelos fabricantes. No seu lugar, é especificada a variação de tensão (ΔU) em % ou em mV, em função da temperatura, expressa em $^{\circ}\text{C}$. Este coeficiente de temperatura é sempre acompanhado de um sinal negativo.

Dependendo dos dados fornecidos, as expressões seguintes permitem calcular a tensão de circuito aberto para uma temperatura de -10°C a partir das condições de referência (STC). As STC apresentam uma temperatura de 25°C e irradiância média de 1000 W/m^2 .

Para ΔU em $\%/^{\circ}\text{C}$:

$$U_{oc(-10^{\circ}\text{C})} = \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \times \Delta U}{100}\right) \times U_{oc(STC)} \quad (13)$$

Para ΔU em $\text{mV} / ^{\circ}\text{C}$:

$$U_{oc(-10^{\circ}\text{C})} = -35^{\circ}\text{C} \times \Delta U \quad (14)$$

Onde,

$U_{oc(-10^{\circ}\text{C})}$ é a tensão de circuito aberto do módulo,

$U_{oc(STC)}$ é a tensão em circuito aberto do módulo para as condições de referência e

ΔU é a variação de tensão por $^{\circ}\text{C}$.

Número mínimo de módulos por fileira

A tensão mínima de funcionamento verifica-se normalmente para a temperatura máxima de funcionamento que é prevista para 70°C , no verão.

A tensão aos terminais dos módulos será menor no verão face às condições de referência, devido às temperaturas altas a que está exposto. Se a tensão de funcionamento dos módulos for inferior à tensão MPP mínima do inversor, a eficiência global será inferior e pode mesmo provocar o corte do inversor. Esta é a razão para que o sistema seja dimensionado de forma que o número mínimo de módulos ligados em série numa fileira

seja o quociente entre a tensão mínima MPP de entrada do inversor e a tensão MPP do módulo à temperatura de 70°C, sendo a expressão:

$$n_{min} = \frac{U_{MPPmin\ INV}}{U_{MPP\ (70^{\circ}C)}} \quad (15)$$

Onde,

$U_{MPPmin\ INV}$ é a tensão mínima MPP de entrada do inversor,

$U_{MPP\ (70^{\circ}C)}$ é a tensão MPP do módulo à temperatura de 70°C.

Se a tensão do módulo para o MPP a 70°C não for especificada pelo fabricante, deverá ser calculada a partir da tensão MPP para as condições de referência. Este cálculo pode ser realizado a partir do coeficiente de variação da tensão (ΔU) em % ou em mV, por cada °C. As expressões seguintes permitem calcular esta tensão:

Para ΔU em %/°C:

$$U_{MPP\ (70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{45^{\circ}C \times \Delta U}{100}\right) \times U_{MPP\ (STC)} \quad (16)$$

Para ΔU em mV / °C:

$$U_{MPP\ (70^{\circ}C)} = U_{MPP\ (STC)} + 45^{\circ}C \times \Delta U \quad (17)$$

Onde,

$U_{oc\ (70^{\circ}C)}$ é a tensão MPP do módulo para uma temperatura de 70°C,

$U_{MPP\ (STC)}$ é a tensão MPP do módulo para as condições de referência e

ΔU é a variação de tensão por °C.

Determinação do número máximo de fileiras

A corrente máxima suportada pelo inversor não deve ser excedida em momento algum, sob pena de danificar o inversor. A corrente máxima do inversor impõe restrições relativamente ao número de fileiras que podem ser ligadas ao mesmo. Assim, o número máximo de fileiras deverá ser igual ao quociente entre o valor máximo da corrente do inversor e da fileira de módulos, ou seja:

$$n_{\max fil} = \frac{I_{\max INV}}{I_{n fil}}. \quad (18)$$

Onde,

$n_{\max fil}$ é o número máximo de fileiras;

$I_{\max INV}$ é a corrente máxima DC admissível pelo inversor e

$I_{n fil}$ é a corrente nominal de cada fileira.

6.2.3. Caixa de junção

Cada fileira de painéis tem o respetivo cabo de fileira e assim torna-se necessário realizar as ligações elétricas entre os vários cabos e o cabo principal DC. Estas ligações são feitas através de uma caixa de junção. Esta contém terminais, aparelhos de corte e, caso necessário, fusíveis de proteção dos cabos de fileira e díodos de bloqueio das fileiras.

A caixa de junção deve assegurar um grau de proteção de classe II, isto significa que tem de estar protegida contra as condições climáticas do local de instalação.

6.2.4. Interruptor principal DC

A função do interruptor principal DC consiste em isolar o conjunto de painéis fotovoltaicos do restante circuito elétrico. Este interruptor é essencial durante a instalação, manutenção ou reparação do sistema.

A Norma Europeia EIC 60364-7-712 exige a instalação de um dispositivo de corte geral entre o gerador fotovoltaico e o inversor. Este interruptor de corte deve ser dimensionado para a tensão máxima de circuito aberto do gerador fotovoltaico, à temperatura de -10°C e para 125% da corrente de curto-circuito do gerador. Isto é:

$$I_{DC} = 1,25 \times I_{sc}. \quad (19)$$

Onde,

I_{DC} é a corrente DC que o interruptor deverá ser capaz de interromper e

I_{sc} é a corrente de curto-circuito do gerador FV [19].

6.3. Dimensionamentos de cabos e proteções

6.3.1. Cabos

O dimensionamento dos cabos do sistema é um aspeto importante para o seu correto funcionamento. Estes devem ser capazes de suportar as condições climáticas, térmicas e mecânicas do local onde serão instalados, bem como as tensões e correntes máximas a que estão sujeitos. Num sistema fotovoltaico existem 3 tipos de cabos diferentes: os cabos de fileira, o cabo principal DC e o cabo AC.

Dimensionamento dos cabos de fileira

O cabo de fileira estabelece a ligação entre os diversos painéis fotovoltaicos da fileira e a caixa de junção. Deve respeitar a Norma Europeia IEC 60364-7-712, expressa pela seguinte fórmula:

$$I_{cabo\ fil} = 1,25 \times I_{sc}. \quad (20)$$

Onde,

$I_{cabo\ fil}$ é a corrente que o cabo terá de suportar e

I_{sc} é a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico.

Determinada a corrente que o cabo terá de ser capaz de transportar, procede-se à escolha da secção do mesmo, em função da corrente máxima admissível. A corrente que o cabo terá de transportar, deve ser menor ou igual à corrente máxima suportada pelo cabo escolhido, isto é:

$$I_{cabo\ fil} \leq I_z. \quad (21)$$

Onde,

$I_{cabo\ fil}$ é a corrente que o cabo terá de suportar e

I_z é a corrente máxima suportada pelo cabo.

Assumindo o mesmo comprimento para todos os cabos da fileira, a expressão seguinte permite calcular a secção do cabo de fileira, respeitando a queda de tensão admissível de 1%:

$$S_{cabo\ fil} = \frac{2 \times L_{cabo} \times I_{FI}}{0,01 \times U_{MPP} \times \kappa} \quad (22)$$

Onde,

$S_{cabo\ fil}$ é a secção do cabo,

L_{cabo} é o comprimento do cabo,

I_{FI} é a corrente nominal da fileira,

U_{MPP} é a tensão para o MPP e

κ é a condutividade elétrica do material (56 para o cobre e 43 para o alumínio).

A secção do cabo obtida deve ser aproximada para as secções dos cabos normalizados (2,5 mm²; 4 mm² e 6 mm²).

Dimensionamento do cabo principal DC

O cabo principal DC estabelece a ligação entre a caixa de junção e o inversor e deve também respeitar a Norma Europeia IEC 60364-7-712.

$$I_{cabo\ principal\ DC} = 1,25 \times I_{sc} \quad (23)$$

Onde,

$I_{cabo\ principal\ DC}$ é a corrente que o cabo terá de suportar e

I_{sc} é a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico.

Determinada a corrente que o cabo terá de ser capaz de transportar, procede-se à escolha da secção do mesmo em função da corrente máxima admissível. A corrente que o cabo terá de transportar deve ser menor ou igual à corrente máxima suportada pelo cabo escolhido. A expressão para obter a secção deste cabo é a seguinte:

$$S_{cabo\ principal\ DC} = \frac{2 \times L_{cabo\ DC} \times I_n^2}{(FP \times P_{FV} - P_M) \times \kappa} \quad (24)$$

Onde,

$S_{\text{cabo principal DC}}$ é a secção do cabo DC,

$L_{\text{cabo DC}}$ é o comprimento do cabo DC,

I_n é a corrente nominal do gerador fotovoltaico,

FP é o fator de perdas,

P_{FV} é a potência nominal do gerador fotovoltaico,

P_M é a potência de perdas e

κ é a condutividade elétrica do material.

Dimensionamento do cabo AC

O cabo AC estabelece a ligação entre o inversor e a rede elétrica. Para o cálculo da secção deste cabo, a queda de tensão máxima admissível é de 3%, relativamente à tensão nominal da rede. Geralmente, para sistemas fotovoltaicos com potências até 5 kWp, são utilizadas secções normalizadas até 6 mm². A secção do cabo para uma ligação monofásica é determinada através da expressão seguinte:

$$S_{\text{cabo AC}} = \frac{2 \times L_{\text{cabo AC}} \times I_{n \text{ AC}} \times \cos \varphi}{0,03 \times U_{\text{ns}} \times \kappa} \quad (25)$$

Onde,

$S_{\text{cabo AC}}$ é a secção do cabo AC,

$L_{\text{cabo AC}}$ é o comprimento do cabo AC,

$I_{n \text{ AC}}$ é a corrente nominal em AC,

$\cos \varphi$ é o fator de potência do inversor,

U_{ns} é a tensão nominal simples e

κ é a condutividade elétrica do material.

6.3.2. Proteções

A proteção do sistema de cablagem é normalmente assegurada por fusíveis. Para os cabos de fileira deve-se ter em consideração que a corrente nominal da fileira se encontra próxima da corrente de curto-circuito. Os cabos de corrente alternada são protegidos por disjuntores, os quais devem respeitar as normas impostas pelas R.T.I.E.B.T..

6.3.3. Ligação à terra

A ligação à terra garante que qualquer parte metálica associada ao sistema permanece sem tensão. Todas as partes metálicas devem ser ligadas ao condutor de proteção que deve estar separado dos restantes cabos elétricos, devido aos riscos de descargas laterais e de indução. A secção deve ser a mesma do cabo principal DC, com um mínimo de 4 mm².

6.4. Ligação à rede elétrica

Os critérios de ligação de um sistema fotovoltaico à rede elétrica encontram-se regulamentados. A compatibilidade entre o sistema fotovoltaico e a rede irá depender de parâmetros como: potência de instalação, capacidade da linha e da impedância do ponto de ligação.

A ligação de um sistema fotovoltaico à rede elétrica obrigará à existência de um contador de energia capaz de medir a eletricidade produzida que é entregue à rede. Este equipamento deve estar protegido num invólucro com índice de proteção adequado e instalado num local previamente estabelecido com o distribuidor. O contador escolhido deve estar normalizado e pode ser encontrado na listagem disponível online [19].

7. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico com ligação à rede. Caso de estudo: ISEP

Neste capítulo será desenvolvido o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, com ligação à rede pública, localizado no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP).

Este estudo será realizado através do *software PVsyst* versão 6.3.0.

Para que este dimensionamento seja efetuado corretamente é necessário utilizar a metodologia explicada no capítulo anterior, tomando em linha de conta as etapas seguintes:

- Análise do local;
- Escolha dos equipamentos;
- Configuração do sistema;
- Dimensionamento de cabos e proteções e

- Ligação à rede elétrica.

O sistema fotovoltaico em estudo será do tipo fixo com inclinação adicional com uma potência nominal de 250 kWp, sendo este o valor máximo de instalação para um sistema de miniprodução fotovoltaica e cumpre com todos os requisitos impostos pela legislação em vigor, mencionado no capítulo 5 desta dissertação.

7.1. Software PVsyst

Este programa foi desenvolvido com vista a ajudar no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos fornecendo resultados sob a forma de um relatório completo, gráficos e tabelas específicas, bem como dados de exportação. É constituído por várias ferramentas:

- Ferramenta de projeto preliminar: onde é feita uma estimativa rápida de produção para um estudo inicial de sua instalação.
- Ferramenta de conceção de projeto: onde é realizado um estudo detalhado, dimensionamento e simulação de hora em hora, resultando daí um relatório completo.
- Base de dados: onde estão disponíveis bases de dados meteorológicos e de componentes.
- Ainda existem várias ferramentas educacionais e de comparação das simulações com resultados medidos.

Todas as simulações realizadas neste programa podem ser feitas para vários tipos de sistemas, tais como, isolados, ligados à rede, bombagem de água e ligados a uma rede de distribuição em corrente contínua (DC).

7.2. Dimensionamento do sistema

7.2.1. Análise do local

A primeira etapa passa pela seleção do local onde o sistema vai ser implementado. O sistema fotovoltaico será instalado no ISEP, localizado no Porto, região norte de Portugal.

O ISEP não dispõe de uma área extensa para que o sistema possa ser instalado como uma única central. A solução viável é seccionar a central, distribuindo-a por vários edifícios. A

figura 16 apresenta o mapa do instituto com os diferentes edifícios especificados, com vista satélite. Como podemos constatar pela imagem, o edifício B apresenta um telhado plano, enquanto os edifícios G e I têm uma inclinação de 20° e são voltados para sul.



Figura 16 – Interface do Google Maps: Vista de satélite do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

As áreas dos edifícios escolhidos para a instalação da central de miniprodução totalizam cerca de 1330m², correspondendo 490m² ao edifício B, 480m² ao edifício G e os restantes 360m² ao edifício I. A instalação das minicentrals destinam-se a esses edifícios, perfazendo a potência de 250 kW de potência.

Para não haver repetição de conteúdos, ao longo do capítulo será demonstrada a simulação da instalação no edifício B, que apresenta uma área plana de 490m². Para as restantes simulações o procedimento é o mesmo, só diferem os dados de localização, a área e a orientação dos módulos. Neste dimensionamento não são considerados sombreamentos nos módulos fotovoltaicos, devido à não existência de vegetação alta junto do local de instalação.

O *software PVsyst* inclui uma base de dados meteorológica (Meteonorm 6.1 ou NASA-SSE), como já tinha sido referido anteriormente, que nos pode fornecer as características mais específicas do local e importar dados meteorológicos, através da utilização de um mapa interativo com a localização exata do local de implementação do sistema, como podemos ver na figura 17.

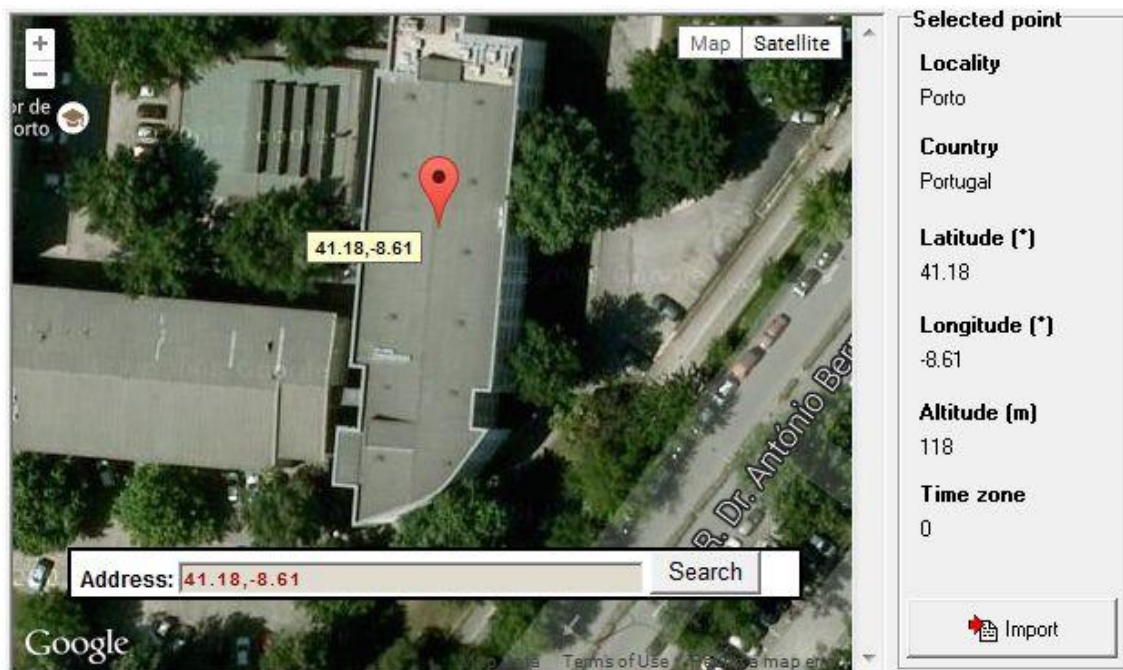


Figura 17 - Interface (parcial) do PVsyst: Parâmetros de localização geográfica, mapa interativo.

Através dos dados fornecidos é possível obter os valores médios mensais e anuais da irradiação global, irradiação difusa, temperatura ambiente e velocidade do vento. A figura 18 apresenta os valores referidos através do programa.

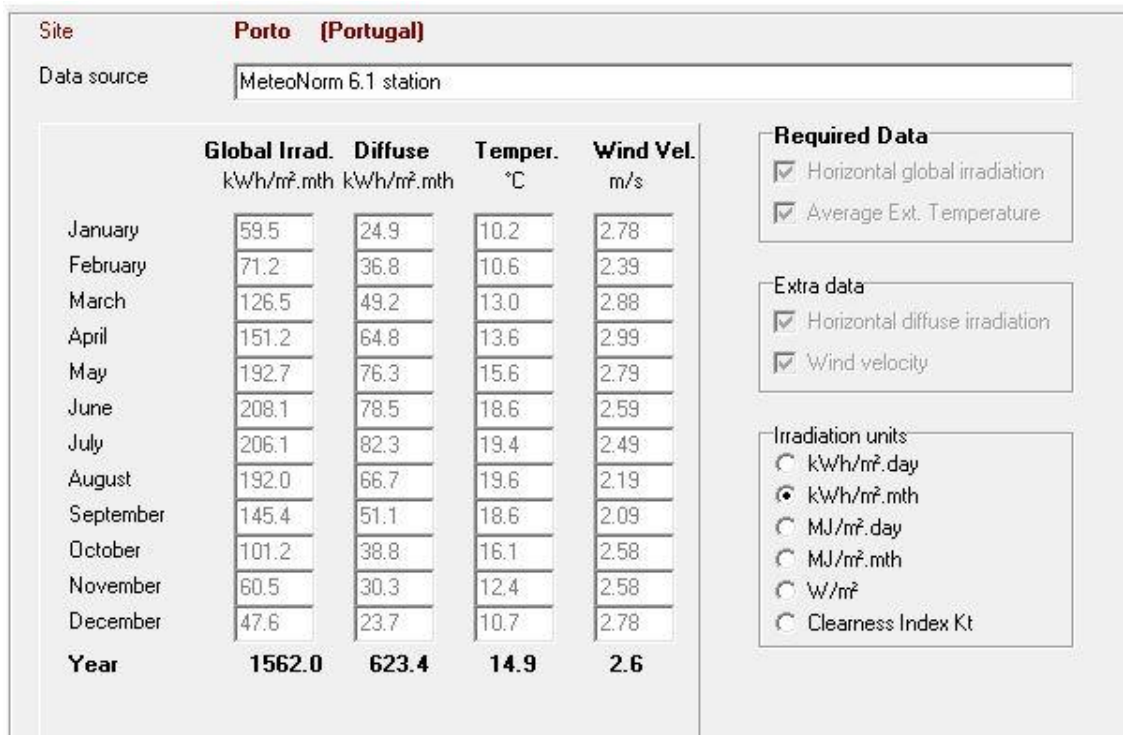


Figura 18 - Interface (parcial) do PVsyst: Parâmetros da localização geográfica, meteorologia mensal.

Fazendo uma análise da figura acima podemos verificar que a irradiação global é superior nos meses de verão, sendo que o mês que apresenta o maior valor é o mês de junho com 208,1 kWh/m², e é inferior nos meses de inverno, sendo que o mês que apresenta o menor valor é dezembro com 47,6 kWh/m², apresentando uma média anual de 1562 kWh/m². A irradiação difusa média anual é de 623,4 kWh/m² e a temperatura média anual é de 14,9° C.

7.2.2. Escolha dos equipamentos

7.2.2.1. Seleção dos módulos fotovoltaicos

Depois da avaliação do local de implementação do sistema é necessário escolher os módulos fotovoltaicos que serão utilizados, sendo que estes são escolhidos segundo o tipo de material e o tipo de módulo.

Neste caso de estudo, os módulos usados serão do tipo *standard* com armação, pois é a configuração mais simples, mais acessível no mercado e a que confere maior proteção contra o meio envolvente. Quanto ao tipo de material será usado o silício monocristalino, isto porque apresentam rendimentos muito interessantes e existe uma larga oferta no mercado.

Também existem outros aspetos importantes na seleção de um módulo fotovoltaico, tais como:

- A eficiência – quanto maior for a eficiência de um módulo fotovoltaico, maior é a energia produzida, o que significa que a área disponível será inferior.
- A certificação – o módulo escolhido deve conter uma certificação credível, garantindo que foi construído segundo as normas. A marca do fabricante dos módulos também é um fator importante que pode influenciar a escolha do mesmo.
- O coeficiente térmico – é a alteração de parâmetros elétricos pela variação da temperatura. Se o valor do coeficiente térmico for reduzido permite que o módulo possa obter potências mais elevadas a altas temperaturas.

Tendo em conta os parâmetros acima mencionados, o módulo escolhido foi o modelo SPR-E20-435-COM da marca SunPower, na sua constituição está presente o silício monocristalino e apresenta uma potência nominal de 435 Wp e um rendimento de 20%. Na figura 19 estão especificados todos os parâmetros mencionados e ainda o valor da tensão no MPP à temperatura de 60°C ($U_{MPP(60^{\circ}C)}$) que é de 62 V e o valor da tensão em circuito aberto à temperatura de -10°C ($U_{oc(-10^{\circ}C)}$) que corresponde a 94,9 V. Este é o módulo usado para todas as instalações, nos diferentes edifícios.



Figura 19 - Interface (parcial) do PVsyst: Seleção do módulo fotovoltaico da SunPower para o dimensionamento do sistema em estudo.

Na figura 20 estão disponibilizadas as características mais técnicas, ou seja, a datasheet do módulo escolhido. Esta ficha de dados é fornecida pelos fabricantes e está disponível na base de dados do programa PVsyst. Os valores da figura são obtidos a partir das condições de referência, a uma temperatura de 25°C e irradiância média de 1000 W/m².

Model	SPR-E20-435-COM		Manufacturer	SunPower	
File name	Sunpower_SPR_E20_435_COM		Data source	PVEL meas. B&V Analysis	
	Original PVsyst database			Prod. from 2012	
Nom. Power (at STC)	435.0 Wp	Tol. +/-	-5.0	5.0	% Technology
					Si-mono
Manufacturer specifications or other Measurements					
Reference conditions:	GRef	1000	W/m ²	TRef	25 °C
Short-circuit current	Isc	6.430	A	Open circuit Voc	85.60 V
Max Power Point:	Imp	5.970	A	Vmpp	72.90 V
Temperature coefficient	mulsc	2.5	mA/°C	Nb cells 128 in series	
	or mulsc	0.040	%/°C		
Internal model result tool					
Operating conditions:	GOper	1000	W/m ²	TOper	25 °C
Max Power Point:	Pmpp	435.7	W	Temper. coef.	-0.37 %/°C
	Current Imp	6.05	A	Voltage Vmpp	72.0 V
	Short-circuit current Isc	6.43	A	Open circuit Voc	85.6 V
Efficiency	/ Cells area	22.21	%	/ Module area	20.15 %
Model summary					
Main parameter					
R shunt	754 ohm				
Rsh(G=0)	9948 ohm				
R serie model	0.49 ohm				
R serie max.	0.65 ohm				
R serie apparent	1.03 ohm				
Model parameters					
Gamma	1.040				
IoRef	0.08 nA				
muVoc	-272 mV/°C				
muPMax fixed	-0.38 /°C				

Figura 20 - Interface (parcial) do PVsyst: Características técnicas do módulo escolhido.

Através da ficha de características podemos verificar que o valor do coeficiente térmico do módulo é de $-0,37 \text{ \%}/^\circ\text{C}$, um valor bastante reduzido, ou seja, permite que o módulo possa obter potências mais elevadas a altas temperaturas. Outra característica com relevância para a escolha do módulo fotovoltaico é a eficiência que apresenta um valor de 20,15%, uma das maiores eficiências existentes no mercado. Como o sistema tem uma potência muito alta (250 kWp), vai ser necessária uma vasta área para a sua instalação, por isso, quanto maior for a eficiência dos módulos, menor será o espaço a ser ocupado.

7.2.2.2. Escolha do inversor

Para a potência em causa serão necessários vários inversores e o inversor escolhido é o modelo Sunny Tripower 20000TLEE-10 da SMA, com uma potência nominal de 20 kW, como está descrito na figura 21.

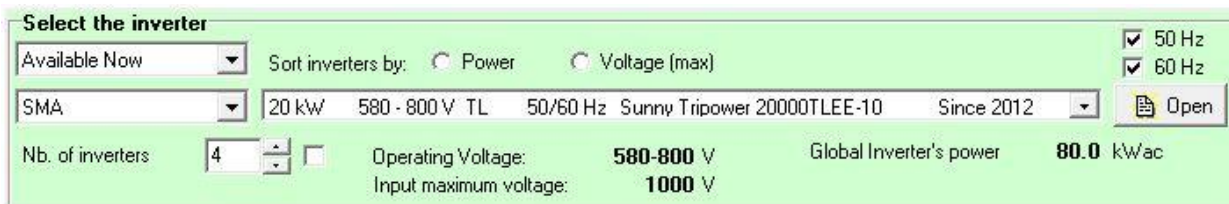


Figura 21 - Interface (parcial) do PVsyst: Seleção do inversor da SMA para o dimensionamento do sistema em estudo.

Também os inversores dispõem de uma ficha de características fornecida pelos fabricantes, como podemos verificar na figura 22. O PVsyst contém todos esses valores na sua base de dados de inversores.

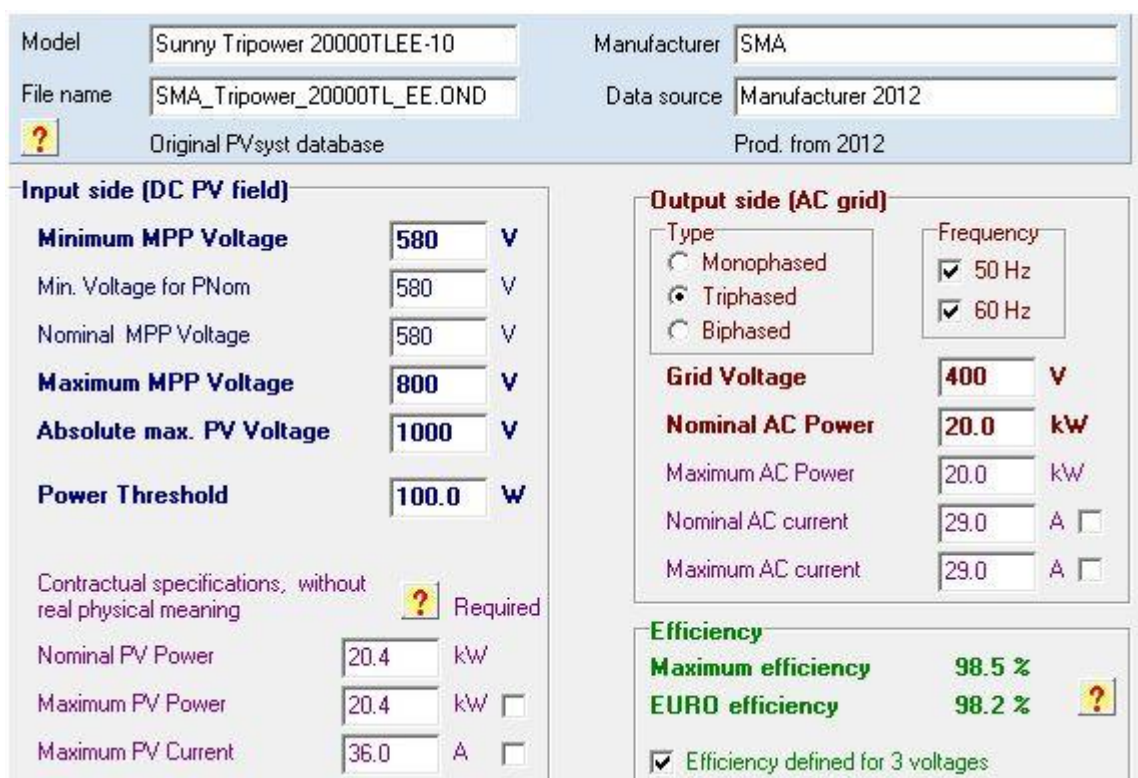


Figura 22 - Interface (parcial) do PVsyst: Características técnicas do inversor escolhido.

Relativamente à entrada do inversor (DC) este admite tensões entre 580 V a 800 V e apresenta uma tensão nominal de 580 V. Quanto ao lado da saída (AC) a corrente nominal e a corrente máxima têm um valor de 29 A por cada fase, pois é um inversor trifásico, e a tensão de saída é de 400 V. Ainda, apresenta uma eficiência máxima de 98,5%, um valor bastante elevado, mas não muito longe da margem de eficiências dos outros inversores presentes no mercado.

É de salientar que este inversor encontra-se abrangido na listagem de inversores para a microprodução e para a miniprodução, disponível no portal Renováveis na Hora, com o certificado nº U12-0458.

7.2.3. Configuração dos sistemas

O sistema do **edifício B** é do tipo fixo com inclinação adicional, sendo necessário um suporte em triângulo, de modo a que haja um maior aproveitamento solar. Para isso, é necessário que o azimute e a inclinação tenham um valor ao qual corresponde a 0% das perdas. Para os restantes edifícios a inclinação é de 15° e o azimute é de 5°.

Segundo a figura 23, a posição dos módulos fotovoltaicos na qual as perdas representam 0% e a irradiação anual é máxima, apresenta uma inclinação de 34° e um azimute de 0°, como era previsto segundo o capítulo 3.

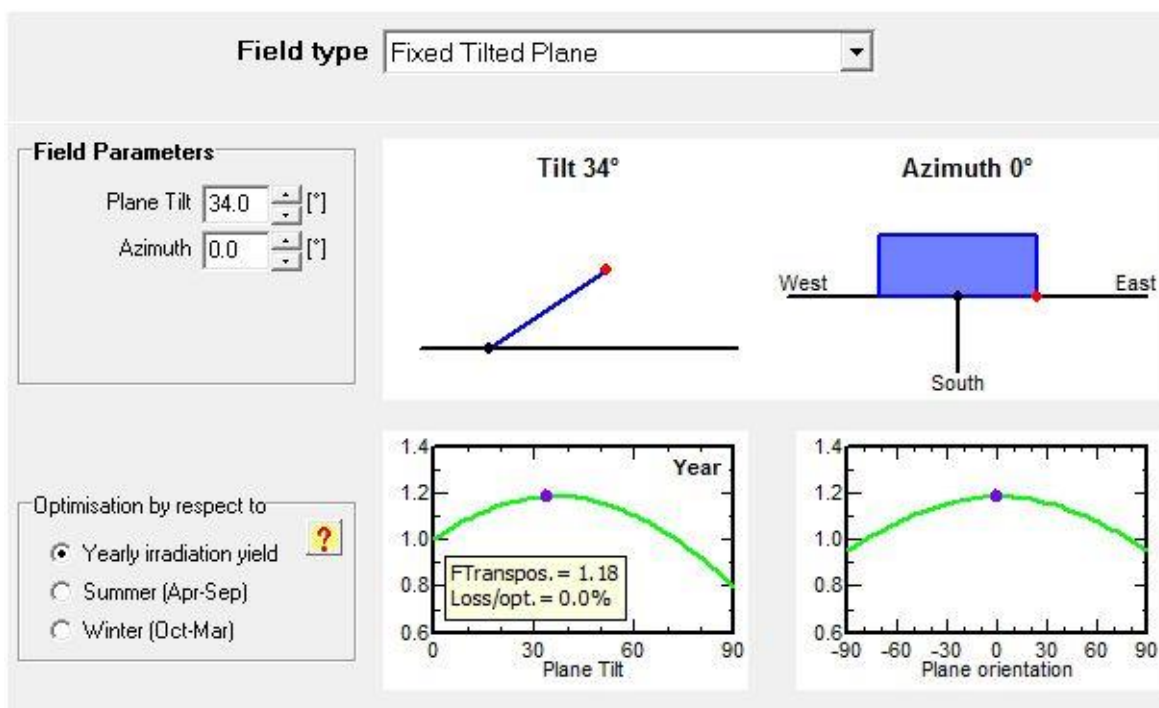


Figura 23 - Interface (parcial) do PVsyst: Posição favorável dos painéis para o sistema fixo com inclinação adicional do edifício B.

A figura 24 mostra o esquema geral dado pelo programa PVsyst com o número de módulos possíveis para a área disponível e o número de inversores, assim como a sua disposição.

Global System configuration		Global system summary			
1	Number of kinds of sub-arrays	Nb. of modules	210	Nominal PV Power	91.3 kWp
		Module area	454 m ²	Maximum PV Power	86.6 kWdc
		Nb. of inverters	4	Nominal AC Power	80.0 kWac

Sub-array name and Orientation		Presizing Help	
Name	PV Array	<input type="radio"/> No Sizing	Enter planned power <input type="text" value="98.7"/> kWp.
Orient.	Fixed Tilted Plane	<input checked="" type="radio"/> or available area	<input type="text" value="490"/> m ²
Tilt	34°		
Azimuth	0°		

Select the PV module					
Available Now	Sort modules	<input checked="" type="radio"/> Power	<input type="radio"/> Technology	Maximum nb. of modules 226	
SunPower	435 Wp 61V	Si-mono	SPR-E20-435-COM	Since 2012	PVEL meas. B&V An <input type="button" value="Open"/>
Sizing voltages : Vmpp (60°C) 62.1 V					
Voc (-10°C) 94.9 V					
<input type="checkbox"/> Use Optimizer					

Select the inverter					
Available Now	Sort inverters by:	<input type="radio"/> Power	<input type="radio"/> Voltage (max)	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz	
SMA	20 kW	580 - 800 V TL	50/60 Hz	Sunny Tripower 20000TLEE-10	Since 2012 <input type="button" value="Open"/>
Nb. of inverters	4	<input type="checkbox"/>	Operating Voltage:	580-800 V	Global Inverter's power 80.0 kWac
		Input maximum voltage:		1000 V	

Design the array		Operating conditions		The Array maximum power is greater than the specified Inverter maximum power. (Info, not significant)	
Number of modules and strings		Vmpp (60°C)	621 V		
Mod. in series	10 <input type="checkbox"/> only possibility 10	Vmpp (20°C)	734 V		
Nbre strings	21 <input type="checkbox"/> between 18 and 22	Voc (-10°C)	949 V		
Overload loss	0.3 %	Plane irradiance	1000 W/m ²	<input type="radio"/> Max. in data	<input checked="" type="radio"/> STC
Pnom ratio	1.14 <input type="button" value="Show sizing"/>	Imp (STC)	127 A	Max. operating power 82.8 kW at 1000 W/m ² and 50°C	
Nb. modules	210	Isc (STC)	136 A	Array nom. Power (STC) 91.3 kWp	
Area	454 m ²	Isc (at STC)	135 A		

Figura 24 - Interface (parcial) do PVsyst: Escolha dos diversos equipamentos, dimensionamento e disposição dos módulos para o edifício B.

O programa indica que são necessários 210 módulos fotovoltaicos dispostos em 21 fileiras com 10 módulos cada e 4 inversores. A disposição dos módulos é um passo muito importante, pois têm que respeitar as tensões de funcionamento dos inversores. Com esta configuração a potência nominal dos módulos fotovoltaicos apresenta um valor de 91,3 kWp, a potência máxima dos mesmos é de 86,6 kWdc e a potência nominal do inversor é de 80 kWac. Com este dimensionamento verifica-se que a potência nominal dos inversores é inferior à potência nominal dos painéis, esta é uma prática usual dos instaladores destes sistemas, pois permite manter os elevados níveis de eficiência dos inversores, mesmo para níveis baixos de irradiância. Esta solução pode ser favorável pelo facto de a eficiência do inversor ser relativamente mais reduzida para as gamas de potência operacionais inferiores a 10% da potência nominal. Na realidade, os níveis de irradiância solar em Portugal raramente são superiores a 850 W/m², o que significa que a potência dos sistemas

fotovoltaicos também é raramente atingida no seu normal funcionamento. Estima-se que a potência operacional destes sistemas é próxima de 50% da potência nominal [19].

Quando se toma a decisão de subdimensionar o inversor é necessário ter em atenção o comportamento do mesmo em caso de sobrecarga, de modo a que sejam asseguradas as condições mínimas de segurança. Assim, para determinar a potência do inversor é definido um intervalo de potência com base na razão $0,7 \times P_{FV} < P_{max}^{INV} < 1,2 \times P_{FV}$, expressa no capítulo 6 (expressão 11). Substituindo a potência nominal dos painéis fotovoltaicos pelo respetivo valor temos que:

$$0,7 \times 91,3kW < P_{max}^{INV} < 1,2 \times 91,3kW \Leftrightarrow 63,9kW < P_{max}^{INV} < 109,6kW.$$

A potência nominal dos inversores é de 80 kWac, ou seja, encontra-se no intervalo definido pela expressão acima. Ainda é necessário cumprir com outra condição, em nenhum momento, poderá ser ultrapassada a tensão máxima de entrada do inversor. Este valor de tensão está expresso na datasheet do inversor escolhido e tem um valor de 1000 V. Para assegurar que esse valor não é ultrapassado é necessário conhecer a tensão em circuito aberto total nas condições de referência ($U_{oc (STC)}$) dos módulos fotovoltaicos ligados em série, que neste caso são 10 módulos. O valor referido é de 85,6 V (figura 20) e se for multiplicado pelos módulos em série temos uma tensão de 856 V, inferior à tensão de entrada do inversor (1000 V). Também é necessário verificar a mesma condição para a situação mais desfavorável que é a tensão de circuito aberto para a temperatura de $-10^{\circ}C$ ($U_{oc (-10^{\circ}C)}$) que toma o valor de 94,9 V, multiplicado pelos módulos em série temos uma tensão de 949 V, cumprindo assim a condição acima referida ($949 V < 1000 V$). Em relação à corrente, a corrente máxima de entrada por *string* é de 36 A e a corrente de curto-circuito dos módulos é de 6,43A em cada *string*, verificando-se que a corrente máxima do inversor não será ultrapassada ($6,43 A < 36 A$). Todas estas verificações sugerem que o dimensionamento realizado irá realmente funcionar caso seja implementado.

No caso do **edifício G**, a configuração é a mesma que a apresentada em cima. O **edifício I** aduz uma área inferior, o que significa que o sistema será menor que os anteriores. O programa indica que para o sistema do edifício I são necessários 160 módulos fotovoltaicos dispostos em 16 fileiras com 10 módulos cada e 3 inversores. Com esta configuração a potência nominal dos módulos fotovoltaicos apresenta um valor de 69,6 kWp, a potência máxima dos mesmos é de 65,2 kWdc e a potência nominal do inversor é

de 60 kWac. A potência nominal dos inversores encontra-se no intervalo definido pela expressão 11 do capítulo 6, isto é, o valor de 60 kWac compreende-se entre 48,72 kW e 83,52 kW. Todas as outras condições existentes verificam-se, pois os valores de tensão, de corrente e o número de fileiras se mantêm.

Juntando as três centrais, temos um total de 252,2 kWdc de potência nominal dos módulos fotovoltaicos e um total de 220 kWac de potência nominal dos inversores.

7.2.4. Ligação à rede elétrica

O contrato que o ISEP celebrou com a empresa de fornecimento de energia elétrica (EDP Comercial, SA) estabelece que a instalação é de média tensão (MT) com uma potência instalada de 800 kVA e uma potência contratada de 673 kVA. A legislação em vigor para a miniprodução afere que os sistemas deste tipo não podem exceder 50% da potência contratada para consumo com o comercializador. Tendo em conta o que foi exposto, a potência máxima a injetar na rede elétrica nacional é de 335,5 kW. A mesma legislação difere os sistemas de miniprodução em 3 escalões de potência de ligação à rede, sendo que a potência máxima é de 250 kW, pelo que foi essa a potência de ligação pretendida para este projeto, respeitando assim a legislação.

Na figura 25 está representado o esquema de ligação para esta central de miniprodução fotovoltaica, disponível no portal Renováveis na Hora. Esta é a solução que mais se adequa, pois a instalação de consumo é de média tensão e a instalação de miniprodução apresenta uma corrente superior a 60 A.

Solução 9

- Instalação de consumo MT
- Contagem de consumo do lado do secundário
- Instalação de miniprodução superior a 60A (contagem de produção indirecta)

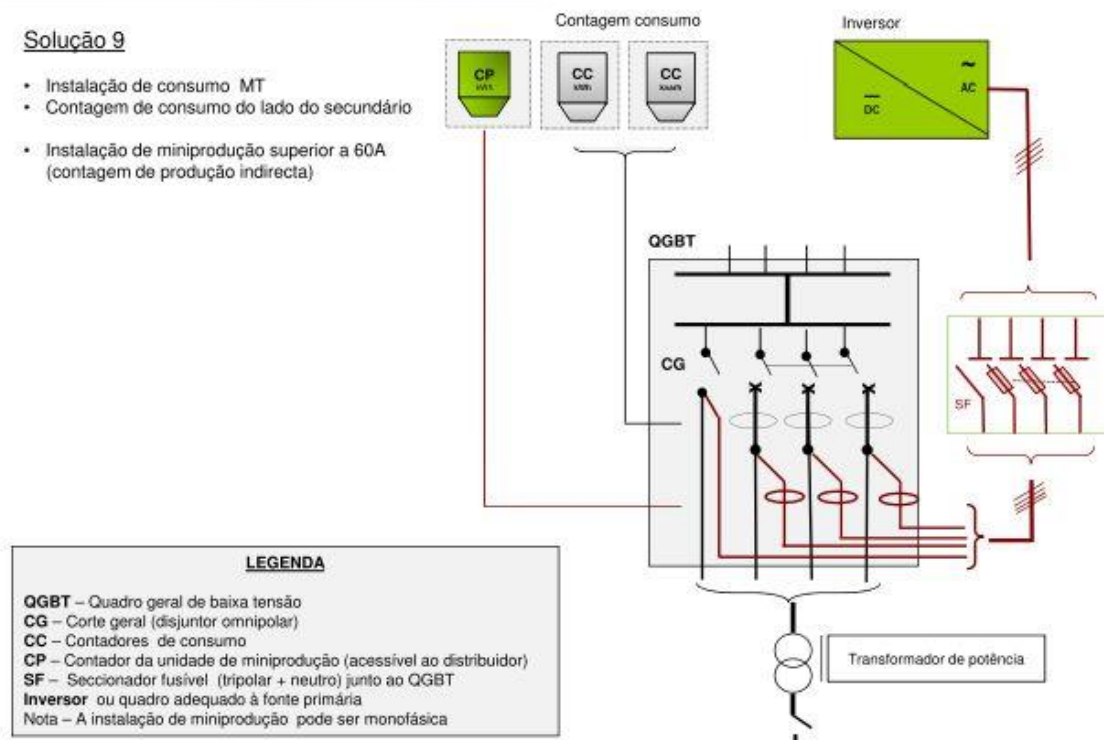


Figura 25 – Esquema de ligação da unidade de miniprodução à rede elétrica [20].

As três instalações devem ser ligadas a um contador único, onde a contagem do consumo corresponde à soma da energia produzida pelas centrais, como se pode contar pela figura 26. Além desse contador, é importante instalar um outro contador em cada central para monitorização da mesma.

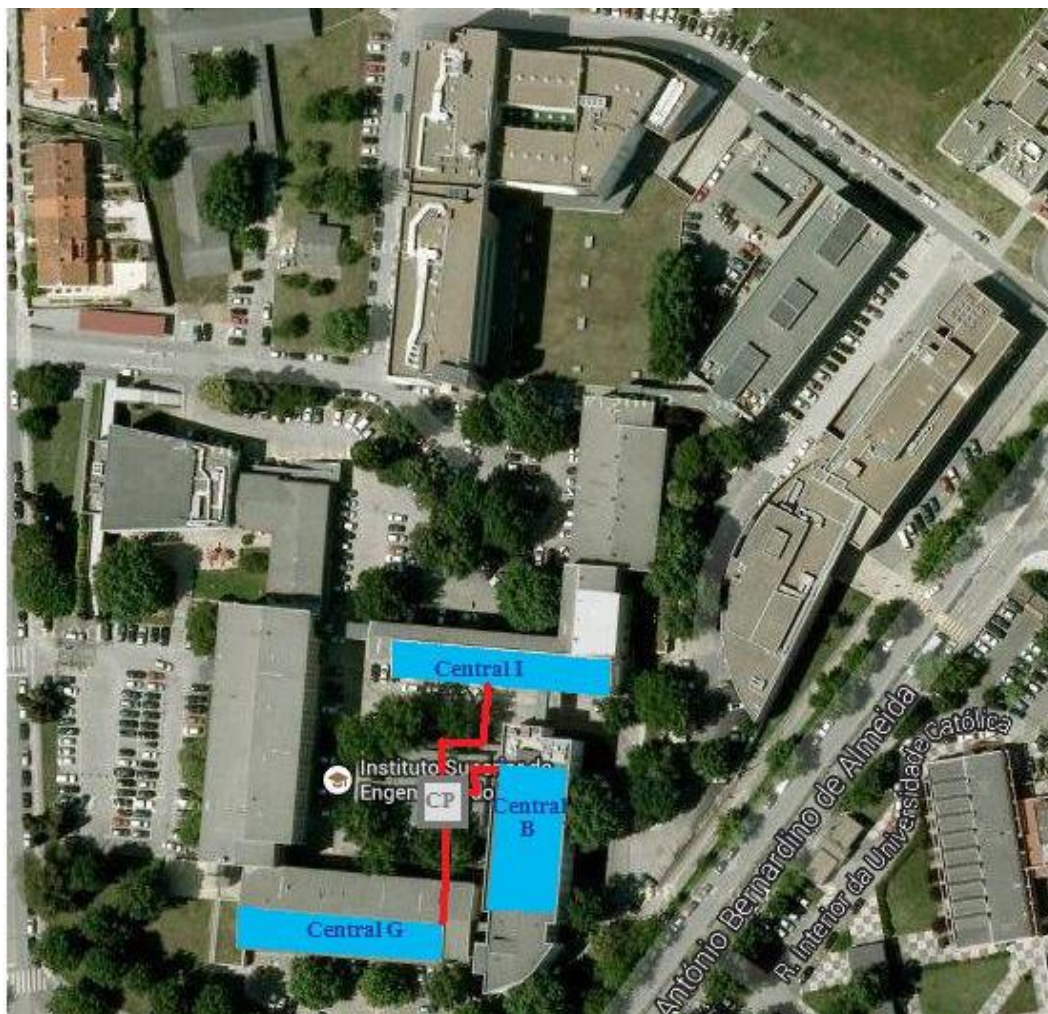


Figura 26 – Ligação das três centrais fotovoltaicas ao contador único da unidade de miniprodução (CP).

7.3. Resultados obtidos da simulação

Mediante todas as escolhas efetuadas para o edifício B o programa PVsyst obteve os seguintes resultados representados na figura 27.

Simulation parameters		System	
Project	Porto-isep-edificioB	PV modules	SPR-E20-435-CDM Inverter Sunny Tripower 20000TLEE-1C
Site	Porto	Nominal Power	91.3 kWp Inv. unit power 20.0 kW
System type	Grid-Connected	MPP Voltage	72.0 V Nb. of inv. 4
Simulation	01/01 to 31/12 (Generic meteo data)	MPP Current	6.1 A
Main results			
System Production	138 MWh/yr	Normalized prod.	4.14 kWh/kWp/day
Specific prod.	1512 kWh/kWp/yr	Array losses	0.73 kWh/kWp/day
Performance Ratio	0.835	System losses	0.09 kWh/kWp/day

Figura 27 - Interface (parcial) do PVsyst: Resultado da simulação efetuada e especificações para o edifício B.

A produção de energia elétrica anual do sistema fotovoltaico especificado na figura acima apresenta um valor de 138 MWh. Para o sistema do edifício G e I a produção de energia elétrica anual é de 135 MWh e 103 MWh, respetivamente, totalizando 376 MWh de energia anual.

Na tabela 2 é feita a síntese dos resultados obtidos nas simulações efetuadas para as três centrais. Em anexo encontram-se os mesmos valores resultantes do *software PVsyst* (Anexo A, B e C).

Tabela 2 – Síntese dos resultados obtidos das três centrais fotovoltaicas.

	Edifício B	Edifício G	Edifício I	Total
Área disponível (m ²)	490	480	360	1330
Área usada (m ²)	454	454	346	1254
Posição dos painéis (β , Az)	(34°, 0°)	(20°, 5°)	(20°, 5°)	
Número de módulos	210	210	160	580
Número de módulos em série	10	10	10	
Número de fileiras (<i>strings</i>)	21	21	16	
Número de inversores	4	4	3	11
Potência Nominal DC (kWp)	91,3	91,3	69,6	252,2
Potência Máxima FV (kWdc)	82,8	82,8	63,1	228,7
Potência Nominal AC (kWac)	80	80	60	220
Produção de energia anual (MWh)	138	135	103	376

8. Estudo de viabilidade económica

Posteriormente à determinação dos equipamentos, dimensionamento e configuração do sistema fotovoltaico é imprescindível a elaboração de um estudo de viabilidade económica, com o objetivo de determinar a rentabilidade do sistema. As conclusões que advêm desse estudo podem influenciar a realização ou não do projeto estudado. A viabilidade de um sistema fotovoltaico está diretamente relacionada com o investimento inicial e a tarifa de venda de energia. O valor do investimento tem reduzido ao longo do amadurecimento desta tecnologia e a tarifa de venda também acompanha essa tendência o que se evidencia a necessidade de realizar um estudo deste tipo.

Neste estudo recorreu-se ao regime remuneratório bonificado, no qual o contrato vigora durante 15 anos com uma tarifa de referência de 0,106 €/kWh para a miniprodução fotovoltaica no escalão III em 2014. Só foi utilizado o regime bonificado devido à não existência do regime remuneratório geral para sistemas de miniprodução.

O investimento necessário para a realização desta central é de 302.640,00 €, pois o preço deste tipo de sistemas ronda os 1.220,00 €/kWp e este sistema apresenta uma potência de 252,2 kWp. As despesas anuais de operação e manutenção são de 15 €/kWp, sendo este um

valor típico para estes sistemas, totalizando 3.750 € ($15 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \times 250 \text{ kWp}$). A energia anual produzida pelo sistema fotovoltaico no primeiro ano de funcionamento fornecida pelo programa de simulação PVsyst é de 376 MWh. Na análise de viabilidade é considerada uma redução anual do rendimento dos módulos fotovoltaicos, conseqüentemente existe uma redução da energia anual produzida com um valor de 0,5% [21]. Quanto ao imposto de valor acrescentado (IVA), este não é contabilizado.

Foi utilizado o *software Microsoft Excel* para realizar todos os cálculos apresentados neste capítulo.

Na análise de viabilidade económica de um projeto de investimento são calculados três critérios essenciais de apoio à decisão, nomeadamente:

- Período de recuperação (PR) ou *payback* (PB) – corresponde ao espaço de tempo necessário para que o investidor recupere o capital investido.
- Valor atual líquido (VAL) – corresponde à diferença dos valores atualizados, para um momento comum, de todos os custos e proveitos inerentes a um determinado projeto de investimento, ao longo do prazo de vida útil do projeto.
- Taxa interna de rentabilidade (TIR) – corresponde à taxa de rendimento do projeto de investimento [22].

7.1 Análise em regime remuneratório bonificado

A taxa de atualização (TA), também conhecida como custo de oportunidade de capital ou taxa mínima de rendibilidade do projeto, é a rendibilidade que o investidor exige para implementar um projeto e serve para atualizar os cash-flows gerados pelo mesmo. Nesta análise recorreu-se à utilização de preços constantes, ou seja, sem inflação. Assim, os parâmetros que entram na escolha desta taxa são o rendimento real, corresponde à remuneração real desejada para os capitais próprios, e o prémio de risco, corresponde à taxa dependente da evolução económica, financeira, global e setorial do projeto, bem como ao montante total envolvido no projeto. A taxa de atualização utilizada neste projeto foi de 4%, que corresponde ao valor típico para este tipo de projetos a preços constantes, com um risco baixo. Esta taxa tem influência sobre o valor do VAL, ou seja, quanto maior for a taxa de atualização, menor será o VAL e vice-versa [23].

De modo a determinar os indicadores económicos acima descritos é realizada uma tabela, onde o tempo de vida útil são 15 anos, sendo o ano 0 referente à instalação do sistema. Nessa mesma tabela estão presentes os valores de energia anual produzida, em kWh, sendo que o valor para o primeiro ano é obtido no *software* PVsyst e os demais valores decrescem 0,5% em cada ano devido à redução do rendimento dos módulos fotovoltaicos. A tarifa do regime bonificado é de 0,106 €/kWh, como descrito anteriormente. O custo de operação e manutenção (O&M) é um valor constante e é inexistente no primeiro ano de exploração. O Cash-flow de investimento (CFI) corresponde ao valor do investimento, representado no ano zero na coluna do Cash-flow global acumulado (CFG acumulado). Através desta tabela podemos obter o período de recuperação do investimento (momento em que se faz a mudança de sinal no Cash-flow global acumulado), o valor atual líquido (montante do Cash-flow global acumulado no último ano de exploração), a remuneração em cada ano e o valor da taxa interna de rentabilidade (taxa à qual o VAL apresenta valor nulo, recorrendo ao Microsoft Excel).

Tabela 3 - Energia produzida e retorno financeiro no regime bonificado para o sistema de miniprodução fotovoltaica.

Ano [n]	Energia produzida (kWh) [E]	Tarifa (€/kWh) [T]	Remuneração anual [E×T]	O&M [Com]	CFE [E×T-Com]	CFE atualizado [(E×T-Com)×((1+TA)⁻ⁿ)]	CFG acumulado [I+(E×T-Com)×((1+TA)⁻ⁿ)]
0							-302.640,00 €
1	376000	0,106	39.856,00 €		39.856,00 €	38.323,08 €	-264.316,92 €
2	374120	0,106	39.656,72 €	3.750,00 €	35.906,72 €	33.197,78 €	-231.119,14 €
3	372249	0,106	39.458,44 €	3.750,00 €	35.708,44 €	31.744,67 €	-199.374,47 €
4	370388	0,106	39.261,14 €	3.750,00 €	35.511,14 €	30.355,07 €	-169.019,40 €
5	368536	0,106	39.064,84 €	3.750,00 €	35.314,84 €	29.026,22 €	-139.993,17 €
6	366694	0,106	38.869,51 €	3.750,00 €	35.119,51 €	27.755,46 €	-112.237,71 €
7	364860	0,106	38.675,17 €	3.750,00 €	34.925,17 €	26.540,26 €	-85.697,46 €
8	363036	0,106	38.481,79 €	3.750,00 €	34.731,79 €	25.378,18 €	-60.319,28 €
9	361221	0,106	38.289,38 €	3.750,00 €	34.539,38 €	24.266,91 €	-36.052,36 €
10	359414	0,106	38.097,94 €	3.750,00 €	34.347,94 €	23.204,23 €	-12.848,13 €
11	357617	0,106	37.907,45 €	3.750,00 €	34.157,45 €	22.188,03 €	9.339,89 €
12	355829	0,106	37.717,91 €	3.750,00 €	33.967,91 €	21.216,26 €	30.556,15 €
13	354050	0,106	37.529,32 €	3.750,00 €	33.779,32 €	20.286,98 €	50.843,13 €
14	352280	0,106	37.341,67 €	3.750,00 €	33.591,67 €	19.398,35 €	70.241,49 €
15	350519	0,106	37.154,96 €	3.750,00 €	33.404,96 €	18.548,59 €	88.790,08 €

Na figura que se segue, 28, está representada a evolução do Cash-flow de exploração atualizado (CFE atualizado) à taxa de atualização e a evolução do Cash-flow global acumulado, ao longo dos 15 anos de exploração.

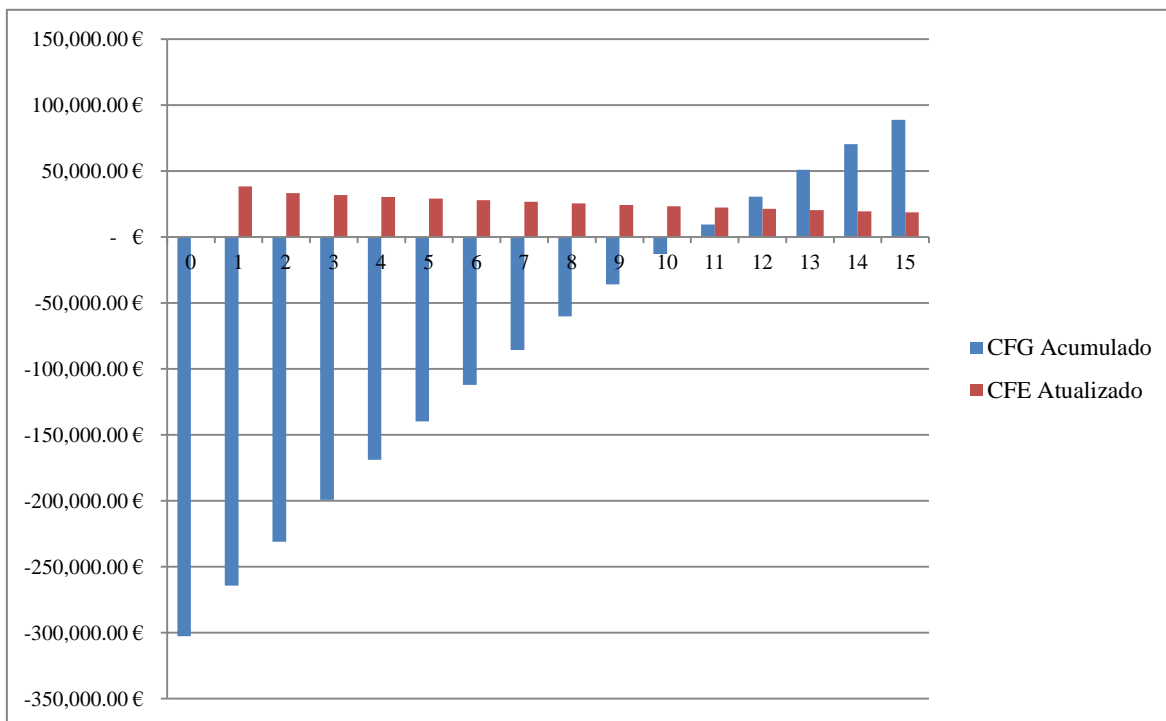


Figura 28 – Cash-flow global acumulado e cash-flow de exploração atualizado em função do ano de instalação para o sistema fotovoltaico em estudo.

Assim, recorrendo à informação adquirida acima temos os indicadores económicos sintetizados na tabela.

Tabela 4 – Indicadores económicos de decisão do sistema fotovoltaico em estudo.

PR	VAL	TIR	TA
10,58	88.790,08 €	8,00%	4%

O valor exato do período de recuperação de capital é obtido pelo ano correspondente ao primeiro ano em que o CFG acumulado é positivo com a soma do quociente entre o último cash-flow acumulado com valor negativo em módulo e pela remuneração anual do ano seguinte. Então, o PR é obtido pela equação (ver tabela 3):

$$10 + \left[\frac{-(-12.848,13)}{22.188,03} \right] = 10,58 \text{ anos} \quad (26)$$

O valor do VAL corresponde ao valor do CFG acumulado no último ano de exploração, correspondendo ao décimo quinto ano.

Por fim, a TIR é calculada recorrendo à função financeira “TIR” do programa Microsoft Excel, inserindo na função o CFI e o somatório dos CFE antes de serem afetados pela taxa de atualização de 4%, como na expressão seguinte.

$$TIR(CFI; \Sigma CFE) \quad (27)$$

Ao analisar a tabela 4, que nos indica os indicadores económicos para o sistema dimensionado, podemos verificar que o investimento é favorável. Essa conclusão é sustentada pelo valor do PR, sendo este superior ao tempo útil de exploração (10,58 anos < 15 anos), o valor do VAL é positivo e a TIR apresenta um valor superior ao da taxa de atualização (8% > 4%).

9. Conclusões

Antes de qualquer conclusão acerca do desenvolvimento efetivo desta dissertação, é necessário verificar que neste estudo optou-se pelo dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica ao invés de uma central de autoconsumo. A solução adotada torna-se a melhor opção para o instituto, pois o consumo do ISEP é elevado e existe uma limitação de área, além disso o consumo não é regular ao longo de um ano, tornando a ideia do autoconsumo menos apelativa.

Através deste estudo comprova-se que é possível implementar um sistema de miniprodução fotovoltaica nas instalações do Instituto Superior de Engenharia do Porto com uma potência de 250 kWp. Contudo, esse sistema não pode ser uma única central. A solução encontrada foi então, seccionar a central em três partes, distribuídas por três edifícios da instituição, sendo eles, os edifícios B, G e I. Os edifícios G e I, voltados a sul, apresentam telhados inclinados, com cerca de 20°, ao contrário do edifício B que é plano, isto leva à instalação de suportes em forma de triângulos para que os módulos adquiram uma inclinação mais favorável à captação dos raios solares, que neste caso é de 34°.

O sistema do edifício B e G apresentam a mesma constituição, pois apresentam uma área semelhante. Estas duas centrais têm valores de produção de energia anual diferentes, mesmo apresentando uma configuração igual, isto deve-se à inclinação dos módulos ser

desigual. Assim sendo, a inclinação dos telhados não é a mais favorável à captação da radiação solar, havendo perdas, influenciando negativamente valor da energia anual produzida. Quanto à constituição do sistema do edifício I, este é inferior às restantes devido à área disponível também ser menor, o que significa que a contribuição da produção da energia elétrica anual seja igualmente inferior.

O sistema geral, composto pelas três centrais, totaliza 1254m² de área usada, 580 módulos fotovoltaicos e 11 inversores. Ainda, apresenta uma potência nominal DC de 252,2 kWp, uma potência nominal AC de 220 kW e uma produção anual de energia elétrica de 376 MWh.

Com a elaboração de uma análise de viabilidade económica pode-se concluir se um projeto de investimento é favorável ou não, para isso é necessário conhecer o valor dos principais indicadores económicos, que são, o período de recuperação do capital, o valor atual líquido e a taxa interna de rentabilidade do sistema.

Neste estudo não foi tomado em linha de conta a duração dos diversos componentes de um sistema deste tipo, como por exemplo o inversor, que apresenta uma durabilidade inferior à dos módulos fotovoltaicos. Assim, é necessário orientar o financiamento e a investigação para todos os equipamentos e não só para os módulos fotovoltaicos.

A análise efetuada, em regime bonificado, corresponde a um período de 15 anos, embora que o tempo de vida útil de um sistema fotovoltaico deste género ronde os 25 anos, querendo isto dizer que existe um período de 10 anos de produção que não foi contabilizado. Assim, este estudo representa um menor risco para o miniprodutor, pois o preço da eletricidade certamente será diferente daqui a 15 anos, tratando-se de uma incógnita.

Do estudo realizado conclui-se que caso o investimento seja realmente implementado será favorável, pois apresenta um período de recuperação de capital menor que o período de exploração (10,58 anos < 15 anos), um VAL positivo (88.790,08 €) e uma TIR superior à taxa de atualização usada (8% > 4%). O investimento, caso seja efetuado, será recuperado e a remuneração que o mesmo irá render ao fim dos 15 anos corresponde ao valor do VAL, sendo esse o lucro puro.

Para finalizar, considera-se que foram atingidos todos os objetivos propostos inicialmente.

10. Trabalhos futuros

Nesta dissertação, o estudo incidiu basicamente no dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica ligada à rede elétrica e na análise de viabilidade económica da mesma. Como trabalho futuro sugere-se a realização do dimensionamento do mesmo sistema, mas com a opção de autoconsumo e posterior análise económica, para comparação.

Por fim, poderia ser realizado um estudo de impacte ambiental associado à central de miniprodução fotovoltaica, no qual se identificassem os impactes ambientais e as respetivas medidas mitigadoras de modo a minimizar esses mesmos impactes.

Referências Documentais

- [1] SOARES, Cláudia; SILVA, Suzana - Direito das energias renováveis [Em linha]. 1ª ed. Coimbra: Edições Almedina, S.A., 2014. [Consult. Agosto 2014] Disponível na internet: <URL: http://www.almedina.net/catalog/product_info.php?products_id=23755>. ISBN 978-972-40-5497-1.
- [2] ENERDATA – Global Energy Statistical Yearbook 2014 [Em linha]. United Kingdom: Enerdata. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL: <http://yearbook.enerdata.net/electricity-domestic-consumption-data-by-region.html#electricity-domestic-consumption-data-by-region.html>>.
- [3] PLASTICPHOTOVOLTAICS.ORG – Solar Cells [Em linha]. Dinamarca: plasticphotovoltaics.org. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL: <http://plasticphotovoltaics.org/lc/lc-solarcells.html>>.
- [4] DIREÇÃO GERAL DE ENERGIA E GEOLOGIA – Estatísticas rápidas [Em linha]. Lisboa: DGEG, 2014. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL:<http://www.dgeg.pt/>>.
- [5] RENOVÁVEIS NA HORA – Dados estatísticos de registos de unidades de microprodução [Em linha]. [Consult. Outubro 2014]. Disponível em WWW:<URL: http://www.renovaveisnadora.pt/c/document_library/get_file?uuid=14edcdab-051b-415e-bf5d-42ff800c0f6b&groupId=13360>.
- [6] RENOVÁVEIS NA HORA– Dados estatísticos de registos de unidades de miniprodução [Em linha]. [Consult. Outubro 2014]. Disponível em WWW:<URL: http://www.renovaveisnadora.pt/c/document_library/get_file?uuid=621d5e09-d0c9-4c2d-8624-f86866a1e40a&groupId=13360>.
- [7] LYNN, Paul – Electricity from Sunlight: An introduction to photovoltaics [Em linha]. 1ª ed. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2010. [Consult. Agosto 2014] Disponível na internet: <URL: <http://dualibra.com/wp-content/uploads/2013/01/Electricity-from-Sunlight.pdf>>. ISBN 978-0-470-74560-1.
- [8] OLIVEIRA, Flávio – Dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para uma exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios [Em linha]. Porto: Departamento de Mecânica do ISEP, 2013. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL: <http://www.rcaap.pt/detail.jsp?id=oai:recipp.ipp.pt:10400.22/4674>>.
- [9] ALVES, Vitor – Dimensionamento de sistemas de produção de eletricidade baseados em energia solar fotovoltaica [Em linha]. Porto: Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da FEUP, 2008. [Consult. Agosto 2014].

- Disponível em WWW:<URL: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/58758/2/Texto%20integral.pdf>>.
- [10] CORTEZ, Ramiro – Sistema de seguimento solar em produção de energia fotovoltaica [Em linha]. Porto: Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da FEUP, 2013. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL: <http://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/66910>>.
- [11] JRC's Institute for Energy e Transport. Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe, November 2012. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur_old.htm>.
- [12] SANTOS, Filipe – Utilização de energia fotovoltaica para a eficiência energética de uma moradia [Em linha]. Porto: Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da FEUP, 2011. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL: <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/59232/1/000146246.pdf>>.
- [13] CASTRO, Rui – Introdução à energia fotovoltaica [Em linha]. Lisboa: Instituto Superior Técnico, 2002. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL: http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Introducao_a_Energia_Fotovoltaica.pdf>.
- [14] ANDRADE, António – Painéis fotovoltaicos (L2) [Projeção visual]. Porto: Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2013. 31 diapositivos.
- [15] ELERGONE– Sistemas ligados à rede [Em linha]. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL: http://elergone.com/epages/A_ELECTRIFICADORA_SA_9249095.sf/pt_PT/?ObjectPath=/Shops/A_ELECTRIFICADORA_SA_9249095/Categories/Servicos/ServSolar_Fotovoltaico/Miniproducao>.
- [16] FFSOLAR – Micro vs. Mini [Em linha]. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL: http://www.ffiolar.com/pdf/micro_vs_mini.pdf>.
- [17] AZEVEDO, Filipe – Microgeração [Projeção visual]. Porto: Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2013. 18 diapositivos.
- [18] FFSOLAR – Do sol à miniprodução [Em linha]. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL: http://www.ffiolar.com/pdf/resumo_do_processo_mini.pdf>.
- [19] GREENPRO – Energia fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projeto e instalação [Em linha]. [Consult. Agosto 2014]. Disponível em WWW:<URL: <file:///C:/Users/Utilizador/Downloads/manual-fotovoltaico.pdf>>.
- [20] RENOVÁVEIS NA HORA – Soluções de ligação da Instalação de Miniprodução à RESP [Em linha]. [Consult. Setembro de 2014]. Disponível em WWW:URL: http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?uuid=82dc7b55-b56a-4393-9bae-8e4e7ca5767e&groupId=13360>.

- [21] PHOTOVOLTAIC DEGRADATION RATES – Na Analytical Review [Em linha]. [Consult. Outubro de 2014]. Disponível em WWW:URL: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>>.
- [22] NEVES, Américo dos Santos – Análise e avaliação de projetos de investimento [Projeção visual]. Porto: Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2013. 81 diapositivos.
- [23] AGÊNCIA PARA A COMPETITIVIDADE E INOVAÇÃO (IAPMEI) – Valor atual líquido [Em linha]. [Consult. Outubro de 2014]. Disponível em WWW:URL: <http://www.iapmei.pt/iapmei-art-03.php?id=576>>.

Anexo A. Resultados da simulação efetuada – central do edifício B

Neste anexo são apresentados os resultados obtidos no programa PVsyst, ou seja, o relatório final da simulação para o sistema escolhido para o edifício B (Figuras 29, 30 e

PVSYST V6.30		24/10/14	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	porto-isep-edificioB		
Geographical Site	Porto	Country	Portugal
Situation	Latitude 41.1°N	Longitude	8.6°W
Time defined as	Legal Time	Time zone	UT
	Albedo	Altitude	54 m
Meteo data:	Porto	Synthetic - Meteonom 6.1	
Simulation variant :	New simulation variant		
	Simulation date	24/10/14 18h32	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	34°	Azimuth 0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Erbs, Meteonom
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	SPR-E20-435-COM
	Manufacturer	SunPower	
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 21 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	210	Unit Nom. Power 435 Wp
Array global power	Nominal (STC)	91.3 kWp	At operating cond. 82.8 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	649 V	I mpp 127 A
Total area	Module area	454 m²	Cell area 412 m²
Inverter			
	Model	Sunny Tripower 20000TLEE-10	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	580-800 V	Unit Nom. Power 20.0 kW AC
Inverter pack	Nb. of inverters	4 units	Total Power 80.0 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	85 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 Param. 0.05	
User's needs :	Unlimited load (grid)		

31).

Figura 29 – Relatório do PVsyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema fotovoltaico para o edifício B.

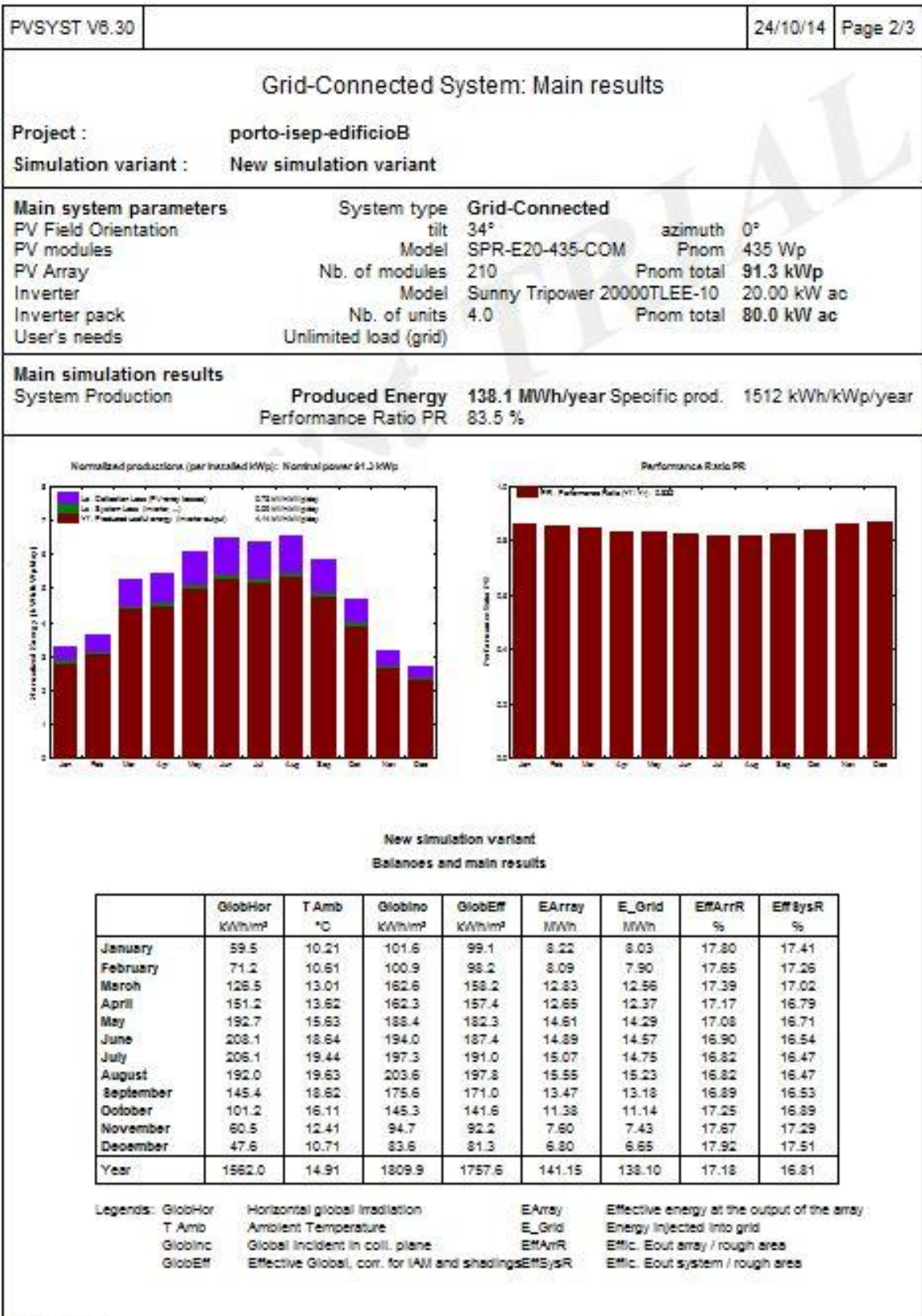


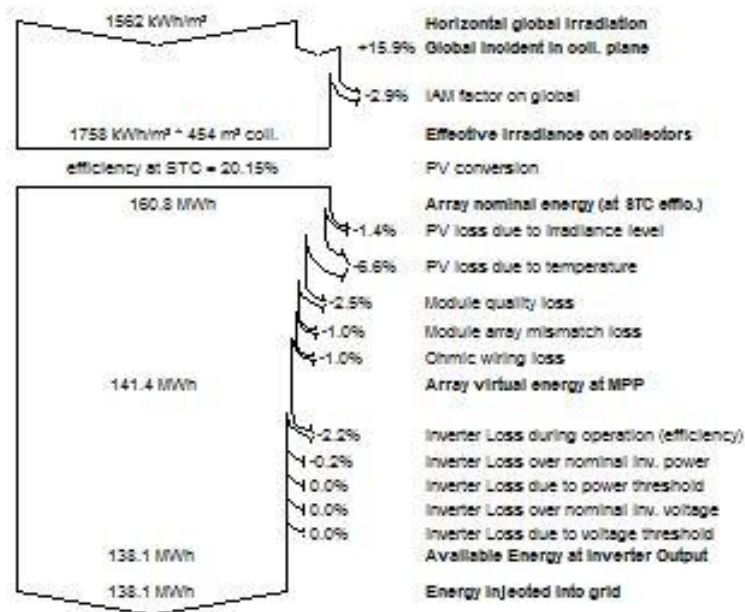
Figura 30 - Relatório do PVsyst (2/3): Resultados principais do sistema fotovoltaico para o edifício B.

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : porto-isep-edificioB
 Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	34°	azimuth 0°
PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp
PV Array	Nb. of modules	210	Pnom total 91.3 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 20000TLEE-10	20.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 80.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



PVsystr Evaluation mode

Figura 31 - Relatório do PVsyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema fotovoltaico para o edifício B.

Anexo B. Resultados da simulação efetuada – central do edifício G

Neste anexo são apresentados os resultados obtidos no programa PVsyst, ou seja, o relatório final da simulação para o sistema escolhido para o edifício G (Figuras 32, 33 e 34).

PVSYST V6.30		30/10/14		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : porto-isep-edificioG					
Geographical Site		Porto		Country Portugal	
Situation		Latitude 41.1°N		Longitude 8.8°W	
Time defined as		Legal Time		Time zone UT	
		Albedo 0.20		Altitude 54 m	
Meteo data:		Porto		Synthetic - Meteornorm 6.1	
Simulation variant : Simulation Porto					
		Simulation date 30/10/14 16h47			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt 20°		Azimuth 5°	
Models used		Transposition Perez		Diffuse Erbs, Meteornorm	
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-mono Model SPR-E20-435-COM			
		Manufacturer SunPower			
Number of PV modules		In series 10 modules		In parallel 21 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules 210		Unit Nom. Power 435 Wp	
Array global power		Nominal (STC) 91.3 kWp		At operating cond. 82.8 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 648 V		I mpp 128 A	
Total area		Module area 454 m²		Cell area 412 m²	
Inverter					
		Model Sunny Tripower 20000TLEE-10			
		Manufacturer SMA			
Characteristics		Operating Voltage 580-800 V		Unit Nom. Power 20.0 kW AC	
Inverter pack		Nb. of inverters 4 units		Total Power 80.0 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 85 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 Param. 0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)			

Figura 32 - Relatório do PVsyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema fotovoltaico para o edifício G.

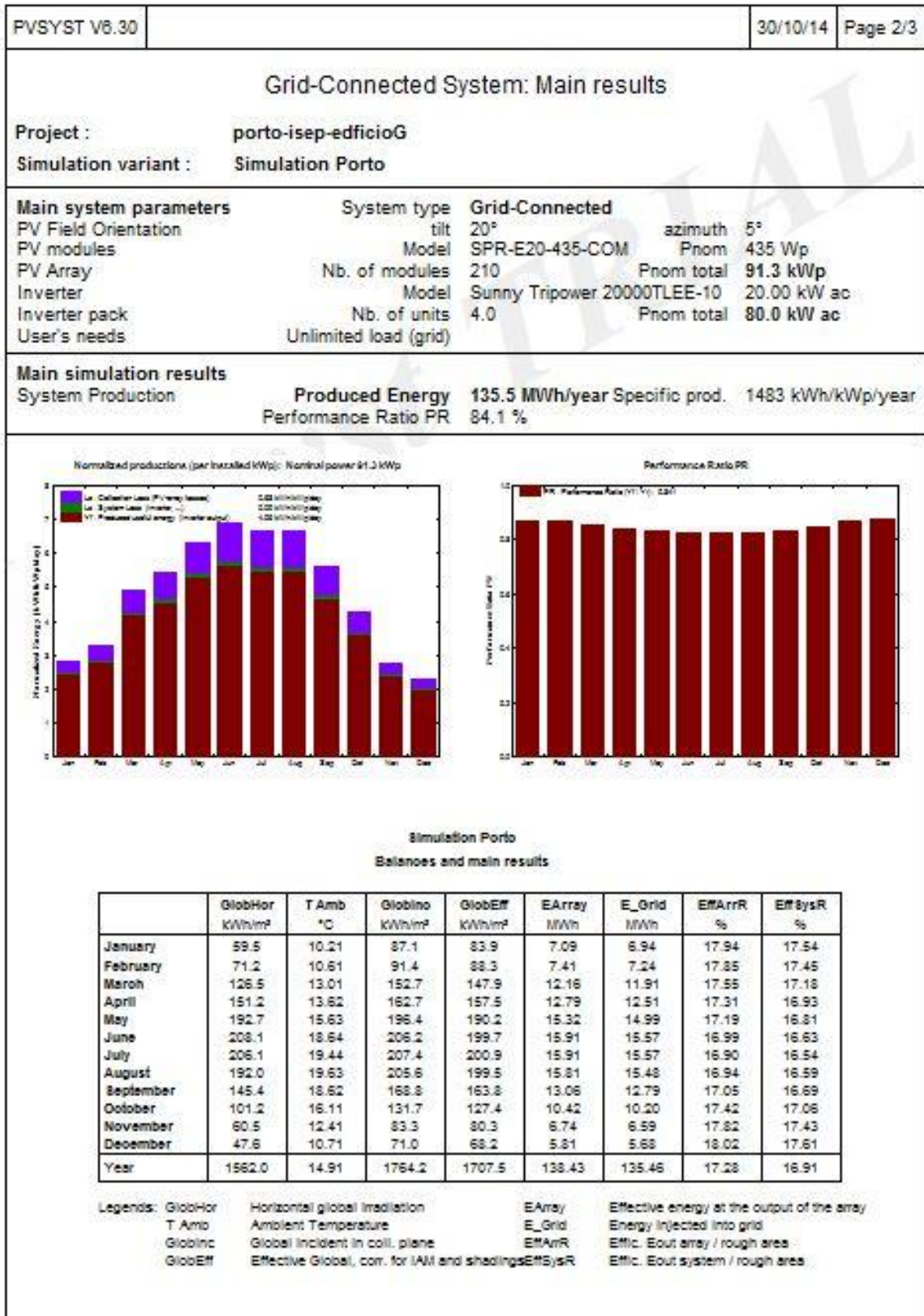


Figura 33 - Relatório do PVsyst (2/3): Resultados principais do sistema fotovoltaico para o edifício G.

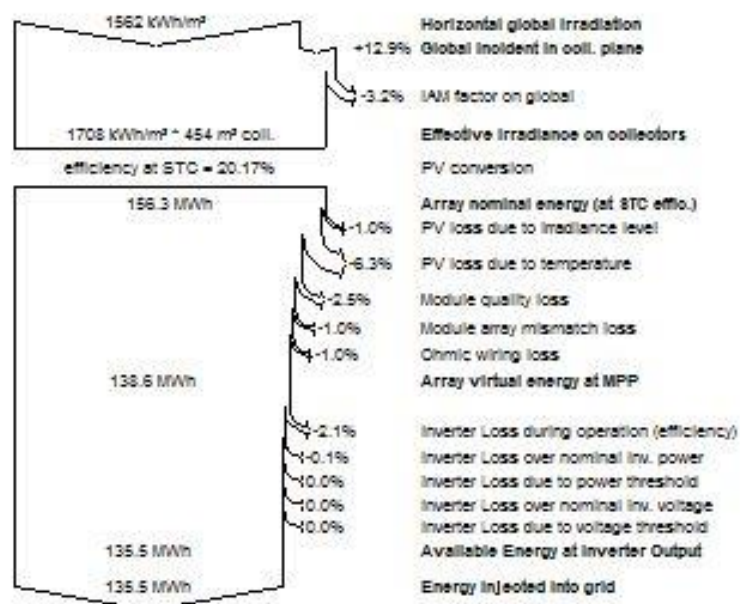
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : porto-isep-edificioG

Simulation variant : Simulation Porto

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth	5°
PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom	435 Wp
PV Array	Nb. of modules	210	Pnom total	91.3 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 20000TLEE-10		20.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	80.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Plyer@simulation mode

Figura 34 - Relatório do PVSyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema fotovoltaico para o edifício G.

Anexo C. Resultados da simulação efetuada – central do edifício I

Neste anexo são apresentados os resultados obtidos no programa PVsyst, ou seja, o relatório final da simulação para o sistema escolhido para o edifício I (Figuras 35, 36 e 37).

PVSYST V8.30		24/10/14		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	porto-isep-edificiol				
Geographical Site	Porto		Country	Portugal	
Situation	Latitude	41.1°N	Longitude	8.6°W	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT	Altitude	54 m	
Meteo data:	Albedo	0.20	Porto Synthetic - Meteonorm 6.1		
Simulation variant :	New simulation variant				
	Simulation date	24/10/14 18h45			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	20°	Azimuth	5°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-mono	Model	SPR-E20-435-COM		
		Manufacturer	SunPower		
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel	16 strings	
Total number of PV modules	Nb. modules	160	Unit Nom. Power	435 Wp	
Array global power	Nominal (STC)	69.6 kWp	At operating cond.	63.1 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	648 V	I mpp	97 A	
Total area	Module area	346 m²	Cell area	314 m²	
Inverter					
		Model	Sunny Tripower 20000TLEE-10		
		Manufacturer	SMA		
Characteristics	Operating Voltage	580-800 V	Unit Nom. Power	20.0 kW AC	
Inverter pack	Nb. of inverters	3 units	Total Power	60.0 kW AC	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	111 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 Param.	0.05	
User's needs :	Unlimited load (grid)				

Figura 35 - Relatório do PVsyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema fotovoltaico para o edifício I.

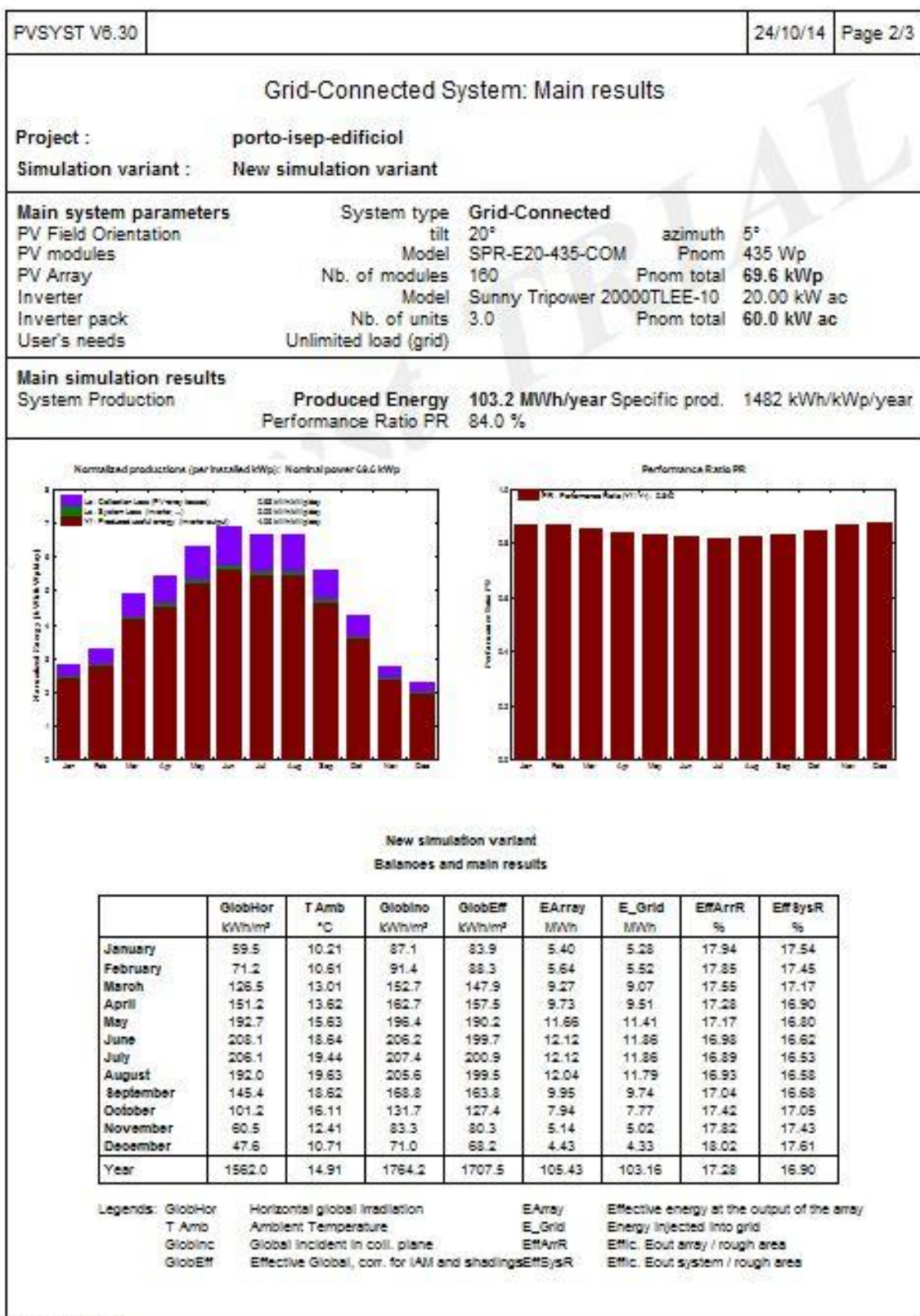


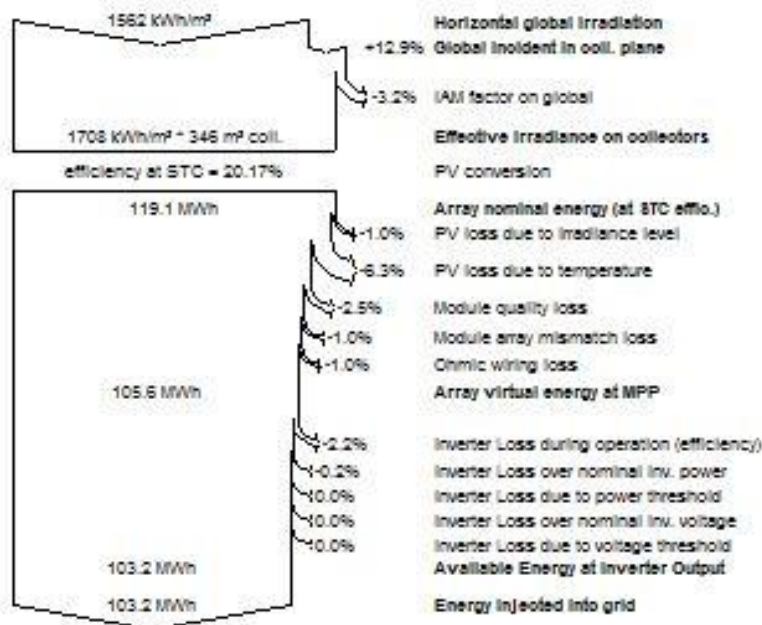
Figura 36 - Relatório do PVsyst (2/3): Resultados principais do sistema fotovoltaico para o edifício I.

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : porto-isep-edificio1
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth 5°
PV modules	Model	SPR-E20-435-COM	Pnom 435 Wp
PV Array	Nb. of modules	160	Pnom total 69.6 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower 20000TLEE-10	20.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 60.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Play/Evaluation mode

Figura 37 - Relatório do PVSyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema fotovoltaico para o edifício I.