



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR

Faculdade de Engenharia

Viabilidade tecno-económica de telhas fotovoltaicas

Estudo de Caso

Constantino Dário Justo

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

(2º ciclo de estudos)

Orientadora: Prof^a. Doutora Maria do Rosário Alves Calado

Covilhã, Junho de 2018

Dedicatória

Dedico este trabalho a minha família, de forma mais restrita aos meus pais e irmãos que mesmo distante nunca deixaram de prestar-me apoio emocional.

Agradecimentos

Durante o meu percurso académico no curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores - Mestrado, vários foram os desafios enfrentados, e felizmente ao terminar não poderia deixar de agradecer a todos que puderam incentivar a continuar e seguir lutando.

Em primeiro lugar agradeço a Deus pela sua proteção, pois somos seres incapazes de atingir quaisquer patamares se Ele não estender a Sua mão.

A Prof^a. Doutor^a Maria do Rosário Alves Calado, que aceitou o desafio de ser a minha orientadora, permitindo que eu pudesse alargar o meu leque de conhecimento nessa área de estudo, os meus sinceros agradecimentos.

Agradeço ao Eng. José Álvaro Nunes Pombo que se mostrou disponível para nos acompanhar e apoiar durante a escrita da dissertação, partilhando seu conhecimento e experiência, bem como aos demais colegas de laboratório.

Estendo ainda os meus especiais agradecimentos aos meus colegas e amigos que sempre se fizeram presente em todos momentos sejam bons e maus. Seu companheirismo permitiu que pudéssemos concluir esta árdua tarefa.

A todos os meus mais sinceros agradecimentos.

Resumo

A energia elétrica está na base do desenvolvimento das sociedades, por isso, a busca por novos recursos energéticos é atualmente uma incessante tarefa. Por conta disto, investigações focadas na exploração da energia solar têm assistido a um crescimento considerável, por se tratar de uma fonte limpa e renovável. Evidencia-se, no entanto, a produção fotovoltaica por meio de sistemas fotovoltaicos de pequena ou grande dimensão, garantindo uma redução significativa a nível global da exploração dos combustíveis fósseis. Assim, a investigação nesta área deverá ser potenciada para que estes sistemas possam ser cada vez mais eficientes, permitindo avaliar diferentes possibilidades de exploração do recurso solar, tanto a nível doméstico como industrial.

Esta dissertação visa apresentar uma análise sobre a possibilidade de instalação de um sistema BIPV em ambiente doméstico, mais concretamente, um sistema fotovoltaico baseado em telhas fotovoltaicas, sendo elaborados estudos de viabilidade energética e económica do mesmo.

Para tal, em primeira instância, é apresentada uma visão geral sobre o interesse mundial na exploração do recurso solar, levando a um desenvolvimento cada vez mais crescente das tecnologias de conversão - as células fotovoltaicas. Este interesse tem suscitado a análise de diversas facetas desta tecnologia, entre elas, a BIPV. Assim sendo, foram abordadas as vantagens e as barreiras relativas à sua implementação, bem como os vários tipos de tecnologias inerentes a ela. Neste seguimento, com o intuito de poder simular esta tecnologia num caso prático, são primeiramente estudadas as condições veladas pela legislação portuguesa no que concerne à geração de eletricidade por meio de fontes renováveis, com maior destaque para a energia solar, sendo abordados os pressupostos legais necessários para a implementação de uma unidade de produção fotovoltaica.

Depois, após ter sido apresentada a metodologia teórica para a implementação de um sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica, é simulado sob condições e dados reais, dentro da categoria BIPV, um sistema que garante a geração de energia por meio de telhas fotovoltaicas.

Palavras-chave

Células, módulos e telhas fotovoltaicas, recurso e energia solar, efeito fotovoltaico, sistema fotovoltaico, viabilidade técnica e económica, BIPV, unidades de produção.

Abstract

Electric energy is at the base of the development of societies, so the search for new energy resources is currently an incessant task. Because of this, investigations focused on the exploration of solar energy have seen a considerable growth, since it is a clean and renewable source. However, there is evidence of photovoltaic production by means of photovoltaic systems of small or large size, ensuring a significant global reduction in the exploitation of fossil fuels. Thus, research in this area should be enhanced so that these systems can be increasingly efficient, allowing to evaluate different possibilities of exploitation of the solar resource, both domestically and industrially.

This dissertation aims to present an analysis about the possibility of installing a BIPV system in a domestic environment, more specifically, a photovoltaic system based on photovoltaic tiles, being elaborated studies of the energy and economic viability of the same.

To do this, in the first instance, an overview is presented on the world interest in the exploitation of the solar resource, leading to an ever increasing development of conversion technologies - photovoltaic cells. This interest has led to the analysis of several facets of this technology, among them, the BIPV. Thus, the advantages and barriers related to its implementation, as well as the various types of technologies inherent to it, were addressed. Following this, in order to simulate this technology in a practical case, we first studied the conditions covered by Portuguese legislation regarding the generation of electricity through renewable sources, with a greater emphasis on solar energy, and the legal assumptions necessary for the implementation of a photovoltaic production unit.

Then, after presenting the theoretical methodology for the implementation of a grid-connected photovoltaic system, a system that guarantees the generation of energy through photovoltaic tiles is simulated under real conditions and data within the BIPV category.

Keywords

Photovoltaic cells, modules and tiles, solar energy and resource, photovoltaic effect, photovoltaic system, technical and economic feasibility, BIPV, production units.

Índice

Dedicatória.....	iii
Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract.....	ix
Lista de Figuras.....	xv
Lista de Tabelas.....	xix
Lista de Acrónimos.....	xxi
1. Introdução	3
1.1. Enquadramento	5
1.2. Motivação	6
1.3. Objetivos do trabalho.....	7
1.4. Estrutura da dissertação	7
2. Estado da Arte da tecnologia fotovoltaica	11
2.1. Introdução	11
2.2. Células Fotovoltáicas	14
2.2.1. Efeito Fotovoltaico	17
2.2.2. Tipos de Células.....	18
2.2.3. Curvas características das células fotovoltaicas	21
2.2.4. Fatores que influenciam o desempenho de uma célula fotovoltaica	23
2.2.5. Modelos matemáticos das células fotovoltaicas.....	25
2.2.5.1. Modelo ideal.....	26
2.2.5.2. Modelo de um díodo.....	27
2.2.5.3. Modelo de dois díodos	29
2.2.5.4. Outros modelos das células fotovoltaicas	29
2.2.6. Eficiência e Fator de Forma	29
2.3. Painéis/Módulos Fotovoltaicos	31
2.3.1. Ligações série e paralelo em painéis fotovoltaicos	31
2.3.2. Efeito de sombreamento, díodos bypass e díodos de bloqueio	32
2.4. Sistemas solares fotovoltaicos	34
2.4.1. Sistemas isolados ou autónomos	34
2.4.2. Sistemas híbridos	35
2.4.3. Sistemas ligados à rede elétrica	35
2.5. Inversores Solares	37
2.5.1. Inversores on-grid.....	37
2.5.2. Inversores off-grid	39

2.5.3.	Inversores híbridos.....	40
3.	Estado da arte dos sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios	45
3.1.	Introdução	45
3.1.1.	Aspetos arquiteturais	46
3.2.	Tipos de tecnologias BIPV.....	47
3.2.1.	Folhas fotovoltaicas	47
3.2.2.	Telhas fotovoltaicas.....	48
3.2.3.	Módulos BIPV	49
3.2.4.	Vidros fotovoltaicos	49
3.3.	Desafios da tecnologia BIPV	50
3.3.1.	Barreiras institucionais	51
3.3.2.	Aceitação pública.....	52
3.3.3.	Barreiras económicas	53
3.3.4.	Barreiras técnicas.....	54
4.	Legislação e Normas Aplicáveis à Unidades de Produção (UP).....	59
4.1.	Evolução histórica da legislação em Portugal	59
4.2.	Legislação vigente.....	61
4.2.1.	Diferenças entre as unidades de produção.....	62
4.2.2.	Direitos e deveres do produtor.....	63
4.2.2.1.	Direitos UPAC	63
4.2.2.2.	Direitos UPP	63
4.2.2.3.	Deveres UPAC e UPP	63
4.2.3.	Condições de acesso e de exercício da atividade.....	64
4.2.4.	Tarifas	65
4.2.4.1.	Tarifário relativo à UPAC	65
4.2.4.2.	Tarifário relativo às UPP	66
5.	Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede.....	71
5.1.	Introdução	71
5.2.	Avaliação do local de instalação.....	71
5.3.	Seleção dos equipamentos.....	72
5.3.1.	Módulos fotovoltaicos	72
5.3.2.	Inversores	74
5.4.	Configuração da matriz fotovoltaica.....	75
5.4.1.	Número máximo e mínimo de módulos em série.....	76
5.4.2.	Número máximo de fileiras em paralelo.....	76
5.5.	Estimativa da produção de energia	77
5.6.	Dimensionamento das cablagens	78
5.6.1.	Cabo de fileira	79
5.6.2.	Cabo DC principal.....	80

5.6.3.	Cabo de ligação AC	80
5.7.	Dimensionamento das proteções	81
5.7.1.	Fusíveis de fileiras	81
5.7.2.	Interruptor DC	82
5.7.3.	Disjuntor AC	82
6.	Estudo de Caso	85
6.1.	Introdução	85
6.2.	Local da instalação	85
6.2.1.	Potencial solar	85
6.2.2.	Sombreamentos	88
6.3.	Seleção dos equipamentos	89
6.3.1.	Telha Fotovoltaica	89
6.3.2.	Inversor	90
6.4.	Implementação computacional PVSYST v.6.68	90
6.5.	Dimensionamento das cablagens	96
6.5.1.	Cabos de fileiras	96
6.5.2.	Cabo DC principal	96
6.5.3.	Cabo AC	97
6.6.	Dimensionamento das proteções	97
6.6.1.	Fusíveis de fileiras	97
6.6.2.	Interruptor DC	97
6.6.3.	Disjuntor AC	98
6.7.	Avaliação económica	98
6.7.1.	VAL	99
6.7.2.	TIR	100
6.7.3.	Payback	100
7.	Conclusão	107
8.	Referências Bibliográficas	113
9.	Anexos	123
	Anexo nº1 - Especificações técnicas do inversor solar Pseries da Solarmax	123
	Anexo nº2 - Orçamento do sistema fotovoltaico instalado na Faculdade de Engenharia - UBI	124
	Anexo nº3 - Previsão orçamental para um sistema fotovoltaico de 2,6 kWp	125
	Anexo nº4 - Simulação em PVsyst v6.68 de um sistema fotovoltaico de 2 kWp com base em painéis solares	126
	Anexo nº5 - Evolução do preço da eletricidade em Portugal desde 1991 a 2017	130
	Anexo nº6 - Consumo elétrico da Faculdade de Engenharia-UBI, 2017	131
	Anexo nº7 - Curvas de corrente-tensão e potência-tensão da GTFV100 tile para distintos valores de radiação e temperatura	132

Anexo nº8 - Alçado principal da Faculdade de Engenharias - UBI	133
Anexo nº9 - Principais perdas influentes no sistema fotovoltaico	134

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Balanço da produção de eletricidade de Portugal Continental (Janeiro de 2018) [2]	4
Figura 1.2 - Evolução da produção de eletricidade por fonte em Portugal Continental (Janeiro 2016 a Janeiro de 2018) [2]	5
Figura 1.3 - Potencial solar de Portugal. (a) Módulos montados horizontalmente (b) Módulos montados com inclinação otimizada [3]	5
Figura 2.1 - Capacidade global em PV e adições anuais, 2006 - 2016 [6].....	12
Figura 2.2 - Potencial solar a nível global [7].....	12
Figura 2.3 - Capacidade global PV por país, 2016 [6]	13
Figura 2.4 - Capacidade global PV e adição para os 10 melhores países, 2016 [6].....	13
Figura 2.5 - Constituição de uma célula fotovoltaica de silício [11]	14
Figura 2.6- Gap de energia nos semicondutores [13].....	15
Figura 2.7 - Cristal de silício puro [13].....	15
Figura 2.8 - Cristal de silício dopado com fósforo [13].....	16
Figura 2.9 - Cristal de Silício dopado com boro fonte [13]	16
Figura 2.10 - Junção pn ilustrando onde ocorre a acumulação de cargas	17
Figura 2.11 - Efeito Fotovoltaico [15]	17
Figura 2.12 - Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica [21]	22
Figura 2.13 - Parâmetros de potência máxima de uma célula fotovoltaica [24]	22
Figura 2.14 - Curvas características P-V de um painel fotovoltaico típico em função da radiação solar [21].....	23
Figura 2.15 - Variação da curva I-V com a radiação incidente de uma célula típica de silício cristalino [25].....	24
Figura 2.16 - Rendimento de uma célula fotovoltaica vs radiação solar [4]	24
Figura 2.17 - Variação da curva I-V com a temperatura de uma célula típica de silício cristalino [25].....	25
Figura 2.18 - Circuito equivalente para o modelo ideal [30].....	26
Figura 2.19 - Modelo de um diodo [30]	28
Figura 2.20 - Modelo com dois diodos [30]	29
Figura 2.21 - Definição do fator de forma [39]	30
Figura 2.22 - Distinção entre célula, painel e arranjo fotovoltaico [40].....	31
Figura 2.23 - Composição de um painel [41].....	31
Figura 2.24 - Ligação em série de células fotovoltaicas [24]	32
Figura 2.25 - Ligação em paralelo de células fotovoltaicas [24]	32
Figura 2.26 - Diodo bypass em um agrupamento de células [24].....	33
Figura 2.27 - Diodo de bloqueio [24]	34
Figura 2.28 - Sistema solar PV isolado com armazenamento [42].....	35

Figura 2.29 - Sistema solar PV híbrido com armazenamento [43]	35
Figura 2.30 - Sistema solar PV ligado à rede elétrica de distribuição de energia [44]	36
Figura 2.31 - Inversor central [47]	38
Figura 2.32 - Configuração de inversor de fileiras [47]	39
Figura 2.33 - Micro-inversor [48]	39
Figura 2.34 - Esquema de funcionamento de um inversor híbrido [51]	41
Figura 3.1 - Arco curvo com implementação de telhas solares [52]	46
Figura 3.2 - Telhado de vidro com módulos BIPV transparentes [52]	46
Figura 3.3 - Exemplo de folhas fotovoltaicas da Alwitra GmbH & Co. usando células de silício amorfo [57]	47
Figura 3.4 - Exemplos de telhas fotovoltaicas. a) Solardachstein, p-Si; b) SRS Energy, a-Si; c) Lumeta, m-Si; d), Solar Century, m-Si; e) Suntegra, m-Si e f) Dyaqua, m-Si.	48
Figura 3.5 - Exemplo de módulos BIPV. a) módulos instalados em fachada; b) módulos instalados na cobertura.....	49
Figura 3.6 - Vidro fotovoltaico. a) produto da OnyxSolar; b) produto da Vidursolar	50
Figura 3.7 - Instalação BIPV global e previsão de sua taxa de expansão [68]	52
Figura 4.1 - UPP [90]	62
Figura 4.2 - UPAC [90]	63
Figura 4.3 - Processo de licenciamento de uma UPAC com potência superior a 1,5 kW [91] .	64
Figura 4.4 - Processo de licenciamento de uma UPP [91]	65
Figura 4.5 - Diagrama de produção e consumo de uma UPAC ligada à RESP (sem baterias de armazenamento) [91]	66
Figura 5.1 - Especificações elétricas e térmicas do módulo JS YL150P-17b da Gain Solar	73
Figura 5.2 -Especificações mecânicas do módulo JS YL150P-17b da Gain Solar	73
Figura 5.3 - Especificações técnicas do inversor SIW600T020-44 da WEG	75
Figura 5.4 - Distribuição horária da radiação incidente sobre a superfície da Terra, adaptado de [95]	78
Figura 6.1 - Vista superior da Faculdade de Engenharia - UBI [96]	86
Figura 6.2- Radiação horizontal vs Radiação normal direta para a cidade da Covilhã ao longo do ano, adaptado de PVGIS (2001 - 2012)	87
Figura 6.3 - Relação entre radiação difusa e global para a Covilhã, adaptado de PVGIS (2001 - 2012)	87
Figura 6.4 - Temperaturas médias diárias ao longo do ano na Covilhã, adaptado de PVGIS (2001 - 2012)	88
Figura 6.5 - Local de instalação das telhas solares. Fonte: Próprio autor	88
Figura 6.6 - Layout da GTFV100 Tile. Fonte: Catálogo do fabricante	89
Figura 6.7 - Esquema inversor central. Fonte: PVSYST	90
Figura 6.8 - Configuração global do sistema. Fonte: PVSYST	91
Figura 6.9 - Energia incidente de referência no plano do coletor. Fonte: PVSYST	92
Figura 6.10 -Produções normalizadas. Fonte: PVSYST	93

Figura 6.11 - Produção normalizada e fatores de perdas. Fonte: PVSYST	93
Figura 6.12 - Taxa de desempenho do sistema. Fonte: PVSYST	94
Figura 6.13 - Diagrama de perdas ao longo de todo ano. Fonte: PVSYST	95
Figura 6.14 - Energia do arranjo fotovoltaico vs energia injetada na rede	96
Figura 6.15 - Consumo elétrico da Faculdade de Engenharia da UBI (2017) vs energia injetada na rede pelo sistema PV	99
Figura 6.16 - Gráfico do payback do sistema fotovoltaico proposto.....	103
Figura 9.1 - a) Curva I-V para valores diferentes de radiação; b) Curva I-V para valores diferentes de temperatura; c) Curva P-V para distintos valores de temperatura; d) Curva P-V para distintos valores de radiação	132
Figura 9.2 - Alçado principal da Faculdade de Engenharias - UBI	133

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Comparação das características dos diferentes tipos de células [4].....	21
Tabela 3.1 - Características de dois produtos BIPV (folhas fotovoltaicas) [52].....	47
Tabela 3.2 - Características de produtos de alguns fabricantes de telhas fotovoltaicas [58]..	48
Tabela 3.3 - Caraterísticas de produtos de alguns fabricantes de módulos fotovoltaicos	49
Tabela 3.4 - Caraterísticas de produtos de alguns fabricantes de vidros fotovoltaicos	50
Tabela 3.5 - Dados elétricos do módulo fotovoltaico de vidro da OnyxSolar, tendo em consideração o nível de transparência das células	50
Tabela 4.1 - Tarifário relativo à UPP [88]	66
Tabela 4.2 - Percentagens por fonte primária utilizada [88]	67
Tabela 5.1 - Parâmetros para o dimensionamento do cabo de fileira.....	79
Tabela 5.2 - Parâmetros para o dimensionamento do cabo DC principal.....	80
Tabela 5.3 - Parâmetros para o dimensionamento do cabo de ligação AC	81
Tabela 6.1 - Radiação global incidente para a cidade da Covilhã, fonte: PVGIS (2001 - 2012)	86
Tabela 6.2 - Especificações técnicas telha solar GTFV100 Solarteg. Fonte: datasheet do fabricante	89
Tabela 6.3 - Resultados obtidos. Fonte: PVSYST	91
Tabela 6.4 -Balanços e principais resultados. Fonte: PVSYST	95
Tabela 6.5 - Custo associado à instalação do sistema fotovoltaico proposto	98
Tabela 6.6 - Estudo económico do sistema fotovoltaico proposto	101
Tabela 6.7 - Estudo económico do sistema fotovoltaico proposto [continuação]	102
Tabela 6.8 - Resultados dos indicadores económicos	103
Tabela 9.2 - Evolução do preço da eletricidade em Portugal 1991 - 2017. Fonte: [98].....	130
Tabela 9.3 - Consumo elétrico da Faculdade de Engenharia - UBI, 2017. Fonte: Serviços técnicos UBI.....	131
Tabela 9.1- Principais perdas influentes no sistema fotovoltaico [99].....	134

Lista de Acrónimos

BOS	Balance-of-system
BIPV	Building Integrated Photovoltaics
BT	Baixa Tensão
CO ₂	Dióxido de Carbono
CdTe	Telureto de Cádmio
CIS	Disseleneto de cobre-índio
CIGS	Disseleneto de cobre-índio-gálio
CUR	Comercializador de Último Recurso
DSSC	Células solares sensibilizadas por corante
ER	Energia Renovável
FER	Fontes de Energia Renováveis
FF	Fator de Forma
FIT	Feed-in-Tariff
GEE	Gases de Efeito Estufa
GWh	Gigawatts hora
GW	Gigawatts
HPS	Horas de Pico Solar
IEA	International Energy Agency
MW	Megawatts
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MT	Média Tensão
MVA	Megavolts amperes
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PV	Photovoltaics
PQs	Pontos Quânticos
PER	Promoção de Energias Renováveis
PSO	Particle Swarm Optimization
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SWE	Efeito Staebler-Wronski
STC	Standar Test Conditions
SPP	Small Power Producer
SEP	Sistema Elétrico Português
SEN	Sistema Elétrico Nacional

TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UBI	Universidade da Beira Interior
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
UE	União Europeia
UP	Unidades de Produção
VAL	Valor Atual Líquido

CAPÍTULO

1

Introdução

1. Introdução

Desde os tempos primitivos, o homem desenvolve técnicas para o aproveitamento das fontes de energia disponíveis na natureza, desde o controlo do fogo, a força dos ventos, dos mares, etc., aproveitando essas diversas formas de energia para se aquecer, afastar predadores, preparar alimentos, obter água para consumo, entre outras. As fontes de energia passaram a ser vitais para a sobrevivência e evolução do homem. Desta forma, devido à grande importância da energia para a humanidade nos dias de hoje, pesquisas incessantes têm sido feitas, no sentido de desenvolver e melhorar as técnicas de obtenção de energia, com o objetivo principal de conciliar grande capacidade de geração, custo reduzido e um mínimo impacto ao meio ambiente.

A mais importante fonte de energia do nosso planeta é o Sol. É uma fonte de energia inesgotável e limpa. Com capacidade suficiente para mitigar toda a demanda energética do planeta. Parte desta demanda corresponde incontornavelmente à energia elétrica, que é a forma de energia mais importante podendo ser transportada ininterruptamente a longas distâncias, distribuída em simultâneo a diversos pontos e convertida nas mais diversas formas de energia como luminosa, mecânica, química e térmica.

O Efeito Fotovoltaico que transforma de forma direta a energia dos raios solares em eletricidade concilia a fonte mais importante, o Sol, com a principal forma de energia, a elétrica. Este efeito pode ser explicado como o aparecimento de uma diferença de potencial aos terminais de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. Essas estruturas de material semicondutor são denominadas de Células Fotovoltaicas.

As células correspondem à unidade básica de um sistema de geração de energia; podendo ser ligadas entre si, formando os painéis/módulos fotovoltaicos, que são os dispositivos utilizados para geração de energia em maior escala. As primeiras aplicações dos mesmos dispositivos foram para colmatar a necessidade de geração de energia no espaço, em satélites artificiais, sondas, naves e estações espaciais. Entretanto, com a redução do custo de produção dos painéis, do sistema de balanço e da instalação, o seu uso estendeu-se a aplicações terrestres, inicialmente em locais isolados distantes da rede elétrica, e depois em sistemas de maior ou menor porte ligados à rede elétrica.

Porém, embora seja possível o aproveitamento do recurso solar por meio dessa tecnologia, o custo da produção de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos ainda é muito elevado em comparação com outros métodos de geração de energia elétrica (por meio de combustíveis fósseis) o que inviabiliza muitas vezes a sua aplicação perante a crescente

demanda energética necessária no planeta (aplicações residenciais e industriais). Esta característica leva a que o retorno de investimento de sistemas fotovoltaicos demore muito mais tempo.

Face aos inúmeros problemas ambientais causados pela produção de energia por meio de combustíveis fósseis, nos últimos anos vários esforços foram sendo empregues no sentido de alavancar as fontes de energia renováveis (FER), em particular a solar. Presentemente, a maior parte da humanidade está familiarizada com os gases de efeito estufa (GEE) como consequência da poluição ambiental. O rápido crescimento populacional e industrial, resultará numa maior produção de eletricidade e conseqüente maior emissão de CO₂.

Assim, espera-se que todas as fontes de energia renováveis, devam ser implantadas e desenvolvidas para o nosso consumo e mitigar os problemas ambientais. Para ilustrar isto, em 2006 cerca de 12% da energia necessária na Alemanha foi suprida por fontes de energia renováveis e conduziram a uma redução de mais de 100 milhões de toneladas de emissões de CO₂ [1]. Em Janeiro de 2018, a quota da produção de eletricidade renovável para Portugal Continental, como se vê na Figura 1.1, centrou-se nos 47,7% equivalente a 2.341 GWh [2].

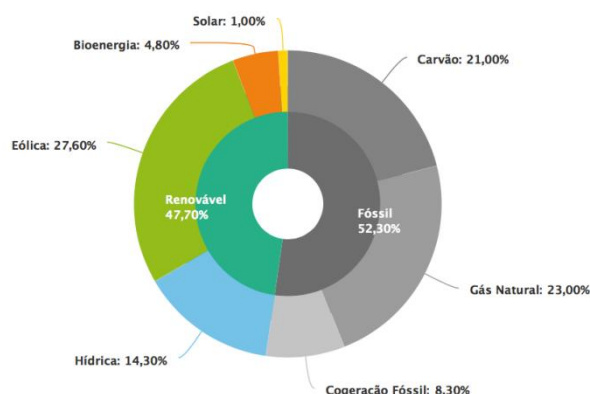


Figura 1.1 - Balanço da produção de eletricidade de Portugal Continental (Janeiro de 2018) [2]

Atualmente, como resultado de políticas, e estratégias governamentais, a utilização da energia fotovoltaica nas mais diversas áreas, tem sofrido um aumento considerável. Isto está aliado as vantagens como: simplicidade de instalação, facilidade de expansão, aumento gradual da confiabilidade do sistema, redução das perdas por transmissão de energia devido à proximidade entre geração e consumo e pouca necessidade de manutenção. Além disso, e mais importante, os sistemas de geração fotovoltaica são fontes silenciosas e não poluentes.

Contudo, o grande desafio das fontes de energia renováveis, incluindo a solar, é a sua regularidade. Por serem fontes externas, tais como a radiação solar, a velocidade dos ventos, a força dos mares, as precipitações, entre outras, o seu controlo não depende da influência humana. Este facto, naturalmente afeta a produção de eletricidade. Na Figura 1.2, é apresentado um estudo comparativo da evolução da produção de eletricidade por fonte em

Portugal Continental (Janeiro 2016 a Janeiro de 2018), onde constata-se a irregularidade das FER.

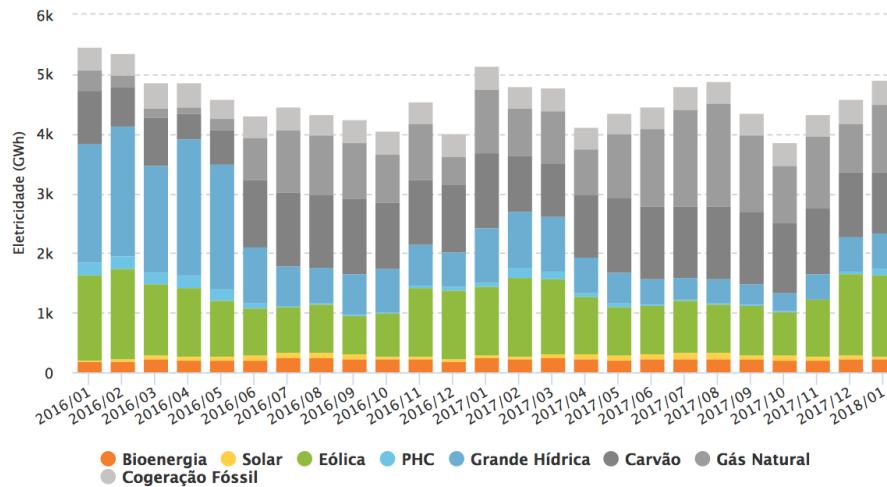


Figura 1.2 - Evolução da produção de eletricidade por fonte em Portugal Continental (Janeiro 2016 a Janeiro de 2018) [2]

A análise da produção mensal de eletricidade, por fonte, ao longo dos últimos dois anos, permite constatar um aumento da produção térmica convencional, nos últimos meses, face aos valores de 2016, como resultado da baixa pluviosidade [2]. É ainda notável, a fraca participação da fonte solar nos últimos três anos.

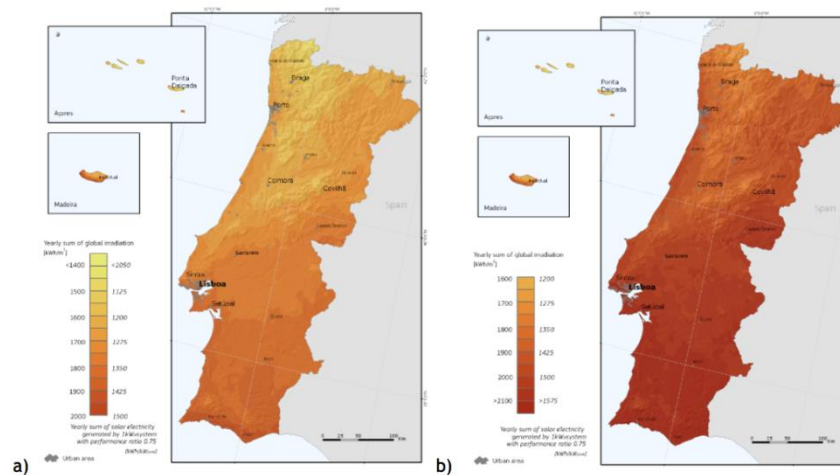


Figura 1.3 - Potencial solar de Portugal. (a) Módulos montados horizontalmente (b) Módulos montados com inclinação otimizada [3]

1.1. Enquadramento

De todas as fontes de energia renováveis disponíveis, a energia solar é a mais abundante, inesgotável e limpa. Estima-se que a energia solar recebida em menos de uma hora seja suficiente para cobrir um ano do orçamento mundial de energia [4]. Porém, o grande desafio, é o aproveitamento desta energia disponível com custos razoavelmente aceitáveis.

Uma das formas mais comuns para o aproveitamento da energia solar, é a tecnologia fotovoltaica, que consiste na conversão direta dos raios solares incidentes na superfície terrestre em eletricidade através das células fotovoltaicas ou agrupamento de células - os painéis fotovoltaicos. O custo das células solares tem declinado muito nos últimos anos, tornando a utilização dos painéis fotovoltaicos, muito vulgarizada, fruto dos grandes avanços tecnológicos e também da produção destes em grande escala. Porém, mais da metade do custo dos sistemas PV não está relacionado com o custo das células em si, mas com o custo do sistema de balanço (BOS, balance-of-system) tais como inversores, baterias, quadros, trabalho civil de instalação e a cablagem [5]. Esforços estão sendo feitos para reduzir os custos do BOS.

Por este facto, surgem os sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios, ou mais conhecidos pelo acrónimo BIPV (*Building Integrated Photovoltaics* do inglês), que visam colmatar diversos problemas enfrentados pelos sistemas fotovoltaicos convencionais, relativamente ao peso dos painéis, as estruturas metálicas de suporte, o espaço requerido para instalação, bem como suplantar o desafio com a estética dos edifícios. Esta tecnologia tem se tornado numa aposta cada vez mais crescente para o aproveitamento da energia solar.

Na verdade, como o próprio nome sugere, são dispositivos com capacidade de produção de energia elétrica fotovoltaica, ao serem diretamente instalados como parte da estrutura dos edifícios durante ou após a construção. Diferente dos sistemas fotovoltaicos convencionais (os painéis fotovoltaicos), estes, substituem elementos tradicionais como telhados, fachadas, paredes, janelas, para produzir eletricidade e garantir de igual forma a função de proteção contra intempéries.

Porém, por ser uma tecnologia emergente e em constante crescimento, ainda há muito estudo por se fazer, tais como a eficiência do sistema, a resistência a intempéries, o tempo de retorno do investimento (playback time), bem como transpor barreiras de índole política, governamental, arquitetónica, técnica e outras que serão abordadas.

1.2. Motivação

Com o intuito de acompanhar as tendências tecnológicas no campo da energia solar fotovoltaica, mas concretamente os sistemas BIPV, nos propusemos neste trabalho, a elaborar um esboço claro sobre as possibilidades de instalação da mesma tecnologia.

Tendo como foco principal a simulação do referido sistema, permitindo organizar um estudo de viabilidade energética e económica. Sendo que, devido a grande divulgação dos sistemas fotovoltaicos usando painéis solares, pretende-se trazer com este trabalho, o conhecimento das vantagens que os sistemas BIPV acarretam e suscitar o interesse nesta tecnologia.

1.3. Objetivos do trabalho

A energia renovável pode ser gerada a partir de uma larga variedade de fontes, como o vento, o sol, a água, a geotermia e a biomassa. Através da crescente utilização destas fontes de energia, reduz-se significativamente a dependência dos combustíveis fósseis importados e aumenta-se a sustentabilidade da produção energética.

Para além das estratégias de adoção nacional de planos energéticos a partir das renováveis, incluindo os sectores industriais e de transporte, é cada vez maior a aposta na utilização doméstica de parcelas de energia de origem renovável com geração doméstica. Nesta última situação, a energia fotovoltaica assume particular importância, enquadrando-se numa filosofia de *smarthome/greenhome*.

É objetivo principal deste trabalho o estudo dos sistemas de geração de energia a incluir em sistemas de geração fotovoltaica doméstica por telhas fotovoltaicas ou solares. Pretende-se analisar e propor um sistema de geração capaz de entregar a energia gerada à rede caso seja possível, ou suprir uma parcela da demanda requerida. Especial ênfase será dada ao estudo da viabilidade energética e económica das novas soluções baseadas em telhas solares.

A simulação sob condições reais, mas especificamente na Faculdade de Engenharias da Universidade da Beira Interior (UBI), visa analisar o sistema para diferentes circunstâncias meteorológicas, que permitam a produção de energia ao longo de todo ano.

1.4. Estrutura da dissertação

O trabalho está repartido em diversos capítulos, porém conectados. Desde a introdução até aos anexos são no todo nove secções.

É apresentada na introdução um estudo geral sobre a necessidade energética mundial, bem como os esforços para diminuir a dependência relativa aos combustíveis fósseis. Sendo que a solução visada, passa pela exploração cada vez mais acirrada das FER.

No capítulo dois, que aborda o estado da arte da tecnologia fotovoltaica, é exibido uma análise sobre os componentes que formam os sistemas fotovoltaicos e sua implicação no sistema. Apresenta-se ainda, uma descrição sobre os diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos.

O estado da arte dos sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios é estudado no capítulo três, onde se infere as implicações relativas a esta tecnologia, bem como a apresentação dos

distintos tipos de tecnologias inerentes aos BIPV. Faz-se ainda uma elucidação, sobre as barreiras enfrentadas por esta, assim como os mecanismos necessários para suplanta-las.

As disposições legais, para a exploração das FER em Portugal, são estudadas no capítulo quatro, sendo em primeiro lugar mostrada a evolução histórica do interesse de Portugal quanto a exploração das FER. É posteriormente, analisada a legislação em vigor, que visa regular a exploração da energia solar por meio de unidades de produção, conhecidas mais especificamente como UPAC e UPP.

A metodologia para a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica é estudada no capítulo cinco, com o título “Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede”. Nesta secção é abordada os fatores inerentes a implementação, dimensionamento para a instalação tanto de uma UPAC como para uma UPP.

Apegando-se na metodologia elucidada pelo capítulo cinco e levando em consideração vários pressupostos estudados nos demais capítulos anteriores a ele, é apresentado no capítulo seis um estudo de caso. Elaborou-se a implementação simulada de um sistema BIPV a base de telhas fotovoltaicas no telhado da Faculdade de Engenharias - UBI. Consistindo esta simulação, na análise da viabilidade energética deste sistema. É também apresentado um estudo de viabilidade económica, com o desígnio de avaliar se sua implementação é viável.

Os resultados obtidos, são organizados no capítulo sete, onde acredita-se, poder apresentar conclusões satisfatórias. O capítulo oito apresenta as referências bibliográficas citadas ao longo do trabalho servindo de base para toda esta investigação. Finalmente é visto pelo capítulo nove, diversos anexos uteis para compreensão dos diversos assuntos abordados.

CAPÍTULO

2

**Estado da arte da
tecnologia
fotovoltaica**

2. Estado da Arte da tecnologia fotovoltaica

2.1. Introdução

O recurso solar, pode ser aproveitado de diversas formas para diversas aplicações, todavia a mais comum é a produção de eletricidade. A maneira convencional de converter a radiação solar em eletricidade de forma direta é através de células fotovoltaicas. Estas são constituídas por materiais semicondutores que apresentam uma característica peculiar - o aumento do nível de condução com o aumento da temperatura.

Os fótons, minúsculas partículas da radiação solar, ao incidirem sobre a superfície da célula, transferem a sua energia para os eletrões nela contidos, desencadeando um fluxo de eletrões para a banda de condução. Este fenómeno é denominado de efeito fotovoltaico.

A produção de eletricidade por meios de células, é na ordem de alguns volts (0,5 - 0,6 V), por este motivo, para a produção em grande escala seja de corrente ou de tensão faz-se o agrupamento de células em série ou paralelo, dependendo da necessidade (conforme estudado mais adiante) ao que chamamos de painel/módulo fotovoltaico. Este, pode ser considerado como uma unidade básica de uma instalação de grande porte. Cada painel é ligado de forma a fornecer as tensões em corrente continua adequadas ao sistema. Para sistemas com baterias, as tensões típicas de trabalho são 12 V, 24 V e 48 V enquanto para sistemas ligados à rede variam entre 200 V e 600 V.

A energia solar fotovoltaica (PV) tem vindo nos últimos anos a tornar-se uma alternativa para a produção de energia elétrica no futuro. A sua produção tem tido um crescimento de tal dimensão a nível global, que, acredita-se, poderá ser um dos principais recursos energéticos do planeta nos próximos anos.

Este crescimento tem sido cada vez mais visível. Segundo a REN21, durante o ano 2016, pelo menos 75 GW foi adicionado da capacidade de energia solar fotovoltaica em todo o mundo, o equivalente a instalação de mais de 31.000 painéis solares a cada hora. Maior capacidade de PV solar foi instalado em 2016 (até 48% em relação a 2015) do que a capacidade cumulativa do mundo até cinco anos antes. No final do ano, a capacidade de PV solar global atingiu pelo menos 303 GW [6]. A Figura 2.1, ilustra esta realidade. Este incremento da produção de energia PV é justificável, pois, o potencial solar a nível global é bastante elevado, como claramente se constata na Figura 2.2, sendo as zonas sinalizadas com cores quentes, as que apresentam maior potencial energético.

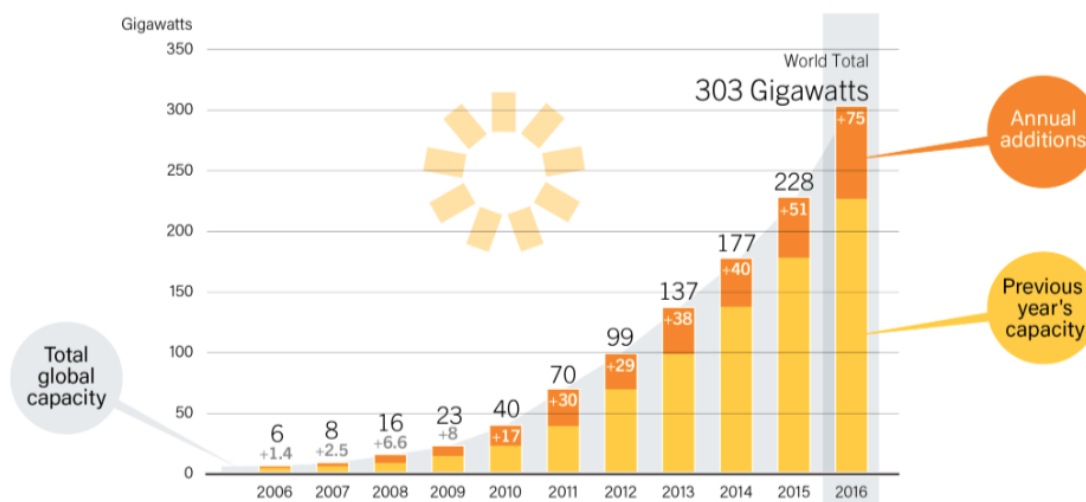


Figura 2.1 - Capacidade global em PV e adições anuais, 2006 - 2016 [6]

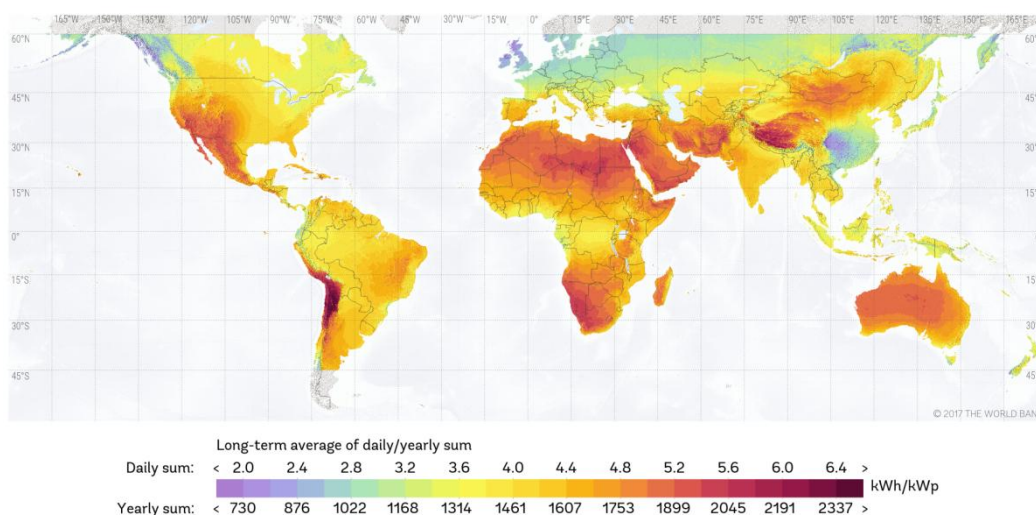


Figura 2.2 - Potencial solar a nível global [7]

Em 2016, pelo quarto ano consecutivo, a Ásia eclipsou todos os outros mercados, sendo responsável por cerca de dois terços das adições globais. Os cinco principais mercados, nomeadamente a China, Estados Unidos, Japão, Índia e Reino Unido, representaram cerca de 85% das adições, como ilustram as Figuras 2.3 e 2.4 respetivamente. Enquanto a China continuou a dominar tanto o uso como o fabrico de PV solar, mercados emergentes em todos os continentes começaram a contribuir significativamente para o crescimento global. Salienta-se que em 2016, todos os continentes tinham instalados, pelo menos 1 GW, aproximadamente 24 países tinham 1 GW ou mais de capacidade, e, pelo menos, 114 países tinham mais de 10 MW [6].

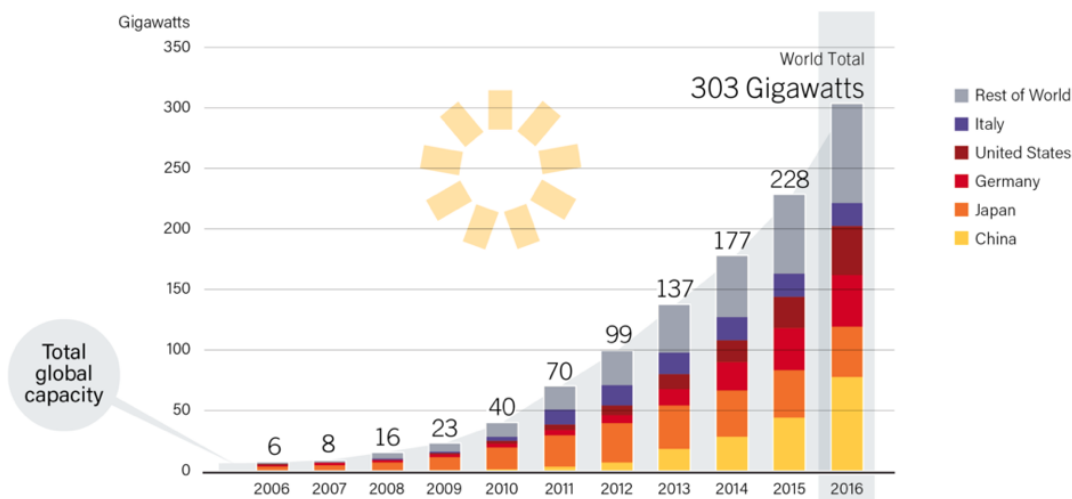


Figura 2.3 - Capacidade global PV por país, 2016 [6]

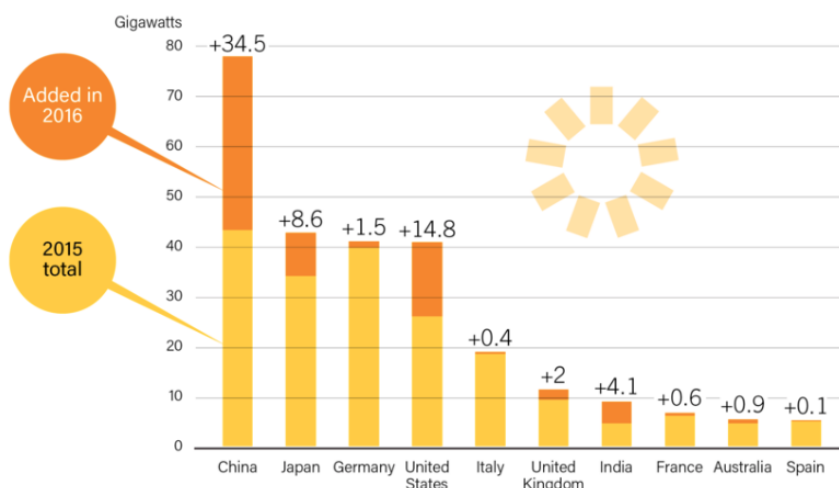


Figura 2.4 - Capacidade global PV e adição para os 10 melhores países, 2016 [6]

A energia PV desempenha um papel importante na geração de eletricidade em vários países. Em 2016, representou 9,8% da geração líquida nas Honduras e supriu 7,3% da procura de eletricidade na Itália, 7,2% na Grécia e 6,4% na Alemanha. Pelo menos 17 países (incluindo Austrália, Chile, Honduras, Israel, Japão e vários na Europa) tinham capacidade fotovoltaica solar suficiente no final de 2016 para atender a 2% ou mais de sua demanda de energia elétrica.

Mesmo com o crescimento da demanda em 2016, o ano trouxe reduções de preços sem precedentes para os módulos, inversores e estruturas do sistema. Devido a aumentos ainda maiores na capacidade de produção, o preço do módulo baixou consideravelmente. No entanto, os desafios permanecem, com a exploração da energia solar fotovoltaica ainda vulnerável às

mudanças políticas ou medidas para proteger os combustíveis fósseis em alguns países [6]. A seguir, é estudado, a tecnologia por detrás da exploração da energia proveniente do sol.

2.2. Células Fotovoltaicas

A célula fotovoltaica é a unidade básica de um sistema fotovoltaico. É responsável pela conversão da radiação solar em eletricidade [8]. Em contraste com a geração solar térmica-elétrica, a energia solar é diretamente convertida em energia elétrica [9], através da sua utilização.

As células fotovoltaicas convencionais consistem, em essência, de uma junção entre duas camadas finas de materiais semicondutores análogos, conhecidos respetivamente como semicondutor tipo p , e semicondutor tipo n [10], como se ilustra na Figura 2.5.

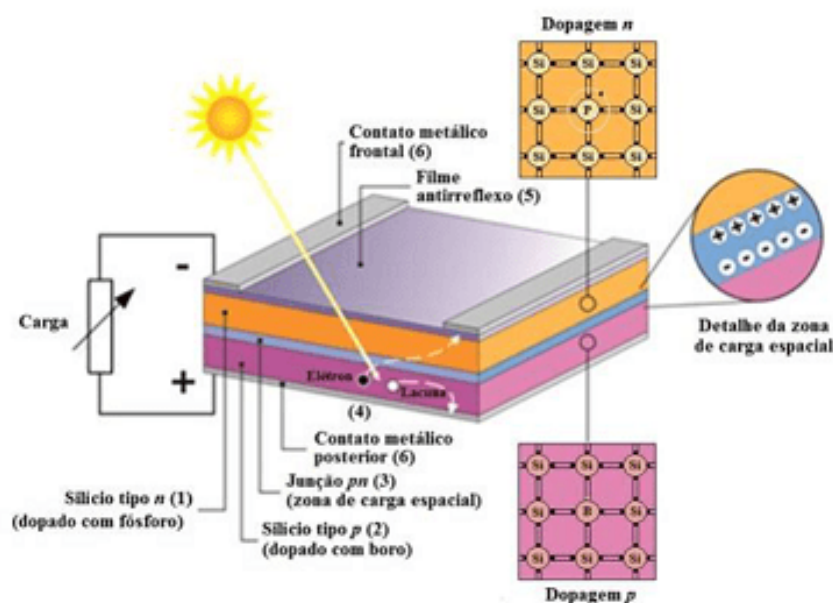


Figura 2.5 - Constituição de uma célula fotovoltaica de silício [11]

Os materiais classificados como semicondutores, caracterizam-se por terem uma banda de valência totalmente preenchida por eletrões e uma banda de condução totalmente vazia a temperaturas muito baixas [12], como ilustra a Figura 2.6. Estas duas bandas de energia são separadas por uma zona chamada de gap de energia (banda proibida), com valor em torno de 1 eV nos semicondutores e vários eV nos materiais isolantes [8][9].

Isto dá aos semicondutores características especiais. Uma delas é o aumento de sua condutividade com o aumento da temperatura, devido à excitação térmica dos portadores, havendo passagem de mais eletrões da banda de valência para a banda de condução.

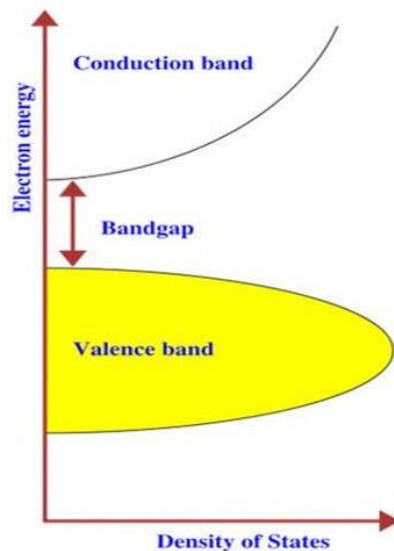


Figura 2.6- Gap de energia nos semicondutores [13]

As células fotovoltaicas são constituídas por semicondutores como: silício, arseneto de gálio, telureto de cádmio ou disseleneto de cobre e índio [8]. Entretanto, a tecnologia mais difundida e comercializada atualmente é a de silício.

Os átomos de silício caracterizam-se por terem quatro elétrons de valência que interagem com os átomos vizinhos, formando uma rede cristalina; neste caso não existem elétrons livres, ou seja, não há passagem de corrente elétrica. Para que ocorra a circulação de elétrons é necessário introduzir o conceito de dopagem - processo de inserir no cristal puro de silício minúsculas quantidades de impurezas.

Os semicondutores do tipo-n são formados através da dopagem do cristal de silício com impurezas que possuam 5 elétrons na sua camada de valência, tais como os elementos arsênio e fósforo (mais usado [10]). Nessa interação, um desses elétrons ficará livre, permitindo que este salte para a banda de condução, à custa de pouca energia térmica. O excesso de elétrons torna o semicondutor carregado negativamente. As Figuras 2.7 e 2.8, ilustram a diferença entre as ligações do cristal puro e o cristal dopado com fósforo.

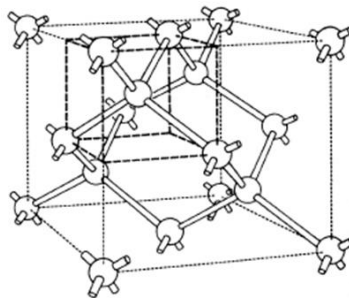


Figura 2.7 - Cristal de silício puro [13]

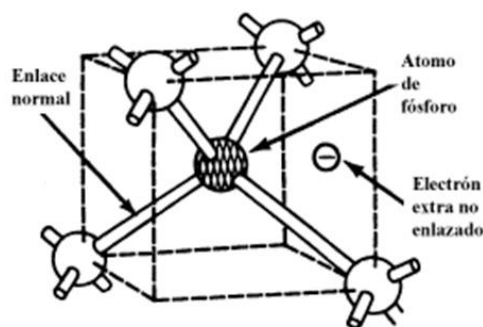


Figura 2.8 - Cristal de silício dopado com fósforo [13]

De forma semelhante, os semicondutores do tipo-p, são formados através da dopagem do cristal de silício com materiais como o alumínio ou boro (mais usado), que possuem 3 elétrons de valência. Na interação entre os materiais faltará um elétron para criar uma ligação covalente. Esta falta de elétrons são chamadas de lacunas, que podem ser consideradas como equivalentes a partículas carregadas positivamente [10], já que com pouca energia um elétron vizinho pode ocupar o espaço, deixando uma lacuna na sua posição anterior, fazendo com que haja movimentação da lacuna. O déficit de elétrons torna o semicondutor carregado positivamente. Tal fenómeno é ilustrado na Figura 2.9.

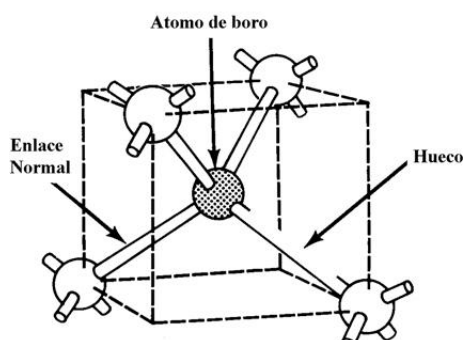


Figura 2.9 - Cristal de Silício dopado com boro fonte [13]

À temperatura ambiente, existe energia térmica suficiente para que praticamente todos os elétrons livres em excesso dos átomos de fósforo estejam livres, bem como as lacunas criadas pelos átomos de boro estejam aptas a deslocar-se.

Entretanto, a união de ambos os tipos de semicondutores (tipo-n e tipo-p), forma aquilo a que se chama de junção pn. Nesta junção, os elétrons livres do lado *n* passam para o lado *p* onde encontram as lacunas preenchendo-as; isso provoca uma acumulação de elétrons no lado *p*, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado *n*, que o torna eletricamente positivo (como se vê na Figura 2.10). O aprisionamento das cargas origina um campo elétrico permanente *E* perpendicular a junção e que dificulta a passagem dos elétrons remanescentes do lado *n* para o lado *p*.

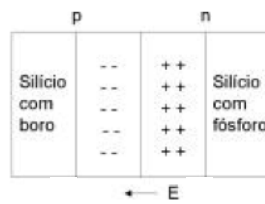


Figura 2.10 - Junção pn ilustrando onde ocorre a acumulação de cargas

O processo descrito, cria uma região, chamada de região de depleção, cuja largura depende da quantidade de dopagem aplicada [9].

2.2.1. Efeito Fotovoltaico

Uma propriedade fundamental para as células fotovoltaicas é a possibilidade de existência de fótons, na faixa visível do espectro da radiação eletromagnética, com energia superior ao gap do material, que possam excitar elétrons para a banda de condução [8][9].

Quando a luz incide sobre a célula fotovoltaica, os fótons chocam com outros elétrons da estrutura do silício fornecendo-lhes energia e transformando-os em condutores, Figura 2.11. Por meio de um condutor externo, ligando a camada negativa à positiva, gera-se um fluxo de elétrons (corrente elétrica). Enquanto a luz incidir na célula, manter-se-á este fluxo. A intensidade da corrente elétrica gerada variará proporcionalmente com a intensidade da luz incidente [14].

É importante ressaltar que uma célula fotovoltaica não armazena energia elétrica. Apenas mantém um fluxo de elétrons num circuito elétrico enquanto houver incidência de luz sobre ela [14].

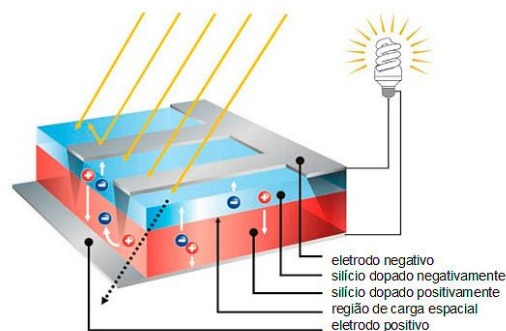


Figura 2.11 - Efeito Fotovoltaico [15]

Entretanto, alguns dos elétrons libertados são recombinados, se não forem capturados. Além disso, nem todo o espectro da radiação é aproveitado. Os fótons com energia superior ou inferior àquela que é necessária geram calor desnecessário, que diminui a eficiência da célula fotovoltaica.

2.2.2. Tipos de Células

A tecnologia das células PV tem sido classificada em três gerações, tendo em conta o material de base utilizado, o tempo de vida e, conseqüentemente, a sua maturidade no mercado.

A primeira geração, dividida em duas categorias, de acordo com as tecnologias de produção das células, o silício policristalino (p-Si) e o silício mono-cristalino (m-Si), são consideradas tecnologias estabelecidas e confiáveis e têm a melhor eficiência de conversão, comercialmente disponível. A segunda geração, também conhecida como filme fino, é mais difícil de ser encontrada no mercado, tendo uma baixa participação, quando comparada com os modelos de primeira geração. Inclui normalmente três famílias principais: 1) silício amorfo (a-Si); 2) telureto de cádmio (CdTe); 3) disseleneto de cobre-índio (CIS) e disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS). Embora apresentem menor rendimento, possuem diversas vantagens, tais como o baixo custo de instalação e a flexibilidade física que este tipo de material apresenta, o que permite a sua fácil aplicação em materiais flexíveis [16].

Na terceira geração existe uma certa ambigüidade na definição de quais as tecnologias são englobadas, embora haja uma tendência de incluir tecnologias orgânicas, pontos quânticos (PQs), células tandem/multijunção, células de portadores quentes (hot carriers) e células solares sensibilizadas por corantes (DSSC). Uma definição útil para a terceira geração de células solares é a seguinte: são células que permitem uma utilização mais eficiente da luz solar do que as células baseadas num único band-gap eletrónico. De forma geral, a terceira geração deve ser altamente eficiente, possuir baixo custo/watt e utilizar materiais abundantes e de baixa toxicidade. Estas células de terceira geração, embora ainda careçam de uma maior eficiência de conversão, exibem grande potencial e diversas vantagens sobre as tecnologias já estabelecidas [17].

Os semicondutores mais apropriados à conversão da luz solar são os mais sensíveis, ou melhor, aqueles que geram o maior produto corrente-tensão para a luz visível, já que a maior parcela da energia fornecida pelos raios solares está dentro da faixa visível do espectro [12]. A seguir, são distinguidos os principais tipos de células fotovoltaicas, que correspondem à primeira e à segunda geração.

i) Silício monocristalino (m-Si)

É o material mais usado na composição das células fotovoltaicas, também utilizado na fabricação de circuitos integrados para a microeletrônica. As células feitas com este material são historicamente as mais utilizadas e comercializadas como conversores diretos de energia solar em eletricidade [12], atingindo cerca de 60% do mercado. A uniformidade da estrutura

molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potencializar o efeito fotovoltaico [18][19].

Uma das formas de se obter o cristal único de silício é através do método Czochralski¹. Durante esse processo, uma semente de cristal de silício é inserida, através de uma haste, numa caldeira com silício policristalino fundido e, enquanto o conjunto gira lentamente, essa haste com a semente puxada lentamente. Os átomos vão sendo orientados e cristalizados numa única formação cristalina, e por isso o nome: monocristal [8].

O facto do processo ser já bastante conhecido e a pureza do material, garante alta confiabilidade e alta eficiência no produto obtido [12]. O rendimento máximo atingido em laboratório ronda os 24%, o qual em utilização prática se reduz para cerca de 15% [18][20]. Devido às quantidades de material utilizado e à energia envolvida no fabrico, esta tecnologia apresenta sérias barreiras para a redução de custos, mesmo em grandes escalas de produção [12][18].

ii) Silício policristalino (p-Si)

Estas células são fabricadas a partir do mesmo material que as descritas anteriormente, porém, ao invés de formarem um único grande cristal, o material solidificado obtém-se em forma de um bloco composto de muitos pequenos cristais. A partir deste bloco são obtidas fatias e fabricadas as células [12]. As várias interfaces ou descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de eletrões e encorajam a recombinação com as lacunas, o que reduz a potência de saída. Em contrapartida, o processo de fabrico é mais barato do que o processo para a obtenção do silício monocristalino [18], usando menos energia. Na prática, os produtos disponíveis alcançam eficiências muito próximas das oferecidas em células monocristalinas [12][20].

iii) Células de silício amorfo (a-Si)

São obtidas pela deposição de finas camadas de silício microcristalino sobre vidro, plásticos ou metal. A sua eficiência na conversão da luz solar em eletricidade varia entre 6 à 8%, sendo as células de silício as com rendimento mais baixo. Entretanto, para temperaturas elevadas, são células que menos variam a sua eficiência [20][21]. Apresentam uma composição diferente das demais estruturas cristalinas, devido ao alto grau de desordem que apresentam na estrutura dos átomos.

¹ Czochralski, é um método de cultura de cristais, utilizado na produção industrial de monocristais de uma diversidade de materiais cristalinos os quais se desejam elevada pureza e cristais isentos de defeitos. Foi descoberto pelo cientista polaco Jan Czochralski em 1916, e dado o nome em sua homenagem.

Este tipo de células já é utilizado há bastante tempo em equipamentos como calculadoras, relógios e outros produtos onde o consumo elétrico é baixo, uma vez que a sua eficiência de conversão é baixa comparadas com células monocristalinas ou policristalinas. Além disso estas células são, em regra geral, afetadas por um processo de degradação induzida pela luz logo nos primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, o que reduz de forma acentuada (15% a 35%) a sua eficiência ao longo da sua vida útil [22], devido ao Efeito Staebler-Wronski², até atingir um valor estável. Porém, por outro lado, o silício amorfo apresenta vantagens que compensam as deficiências acima citadas, sendo elas:

- Processo de fabrico relativamente simples e barato;
- Possibilidade de fabrico de células com grandes áreas;
- Baixo consumo de energia na produção.

iv) Células de Telureto de Cádmio (CdTe)

Este é um elemento de grande interesse no fabrico de células solares de filmes finos. Em grande escala, apresentam um custo de produção mais atraente que as células de silício, embora a sua disponibilidade na natureza esteja bem aquém à do silício.

Tem como vantagem a alta absorção de luz, funcionando bem com radiação difusa, ideal para regiões com muita nebulosidade. Porém, esta tecnologia tem levantando problemas dada a toxicidade do cádmio, que pode apresentar um risco para o ambiente e para a saúde quando em estado gasoso [8].

v) Células de Disseleneto de Cobre-Índio (CIS)

Comparadas com outras células de filmes finos (a-Si e CdTe), estas apresentam maior eficiência, não sendo tão suscetíveis a deterioração por indução da luz como as células de silício amorfo, no entanto, apresentam problemas de estabilidade quando instaladas em ambientes quentes e húmidos. Por isso, os painéis fabricados com este tipo de célula devem apresentar uma boa selagem.

Os preços destes painéis podem-se tornar mais atrativos com a produção em massa se comparadas com os de silício amorfo. Porém, esta tendência pode estar condicionada ao facto das reservas de índio, estarem a ser mais exploradas para a produção dos touch-screen dos smartphones e tablets, comprometendo o uso desse material para a indústria fotovoltaica.

² O conhecido Efeito Staebler-Wronski (SWE) é referente as modificações induzidas pela luz nas propriedades do silício amorfo. A densidade de defeito, aumenta com a exposição à luz, desencadeando um aumento na corrente de recombinação, reduzindo desta feita, a eficiência da conversão dos raios solares em eletricidade. Em homenagem a David L. Staebler e Christopher R. Wronski, pela descoberta em 1977.

vi) Células de Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS)

As células de CIGS são muito parecidas com as de CIS, constituídas pelos mesmos elementos, mas com a particularidade de o índio formar uma liga com o gálio, o que permite obter melhores desempenhos. Devido à sua boa aparência, estas células e as anteriores são atrativas para a aplicação em edifícios. No entanto, estas duas apresentam problemas com a toxicidade e a pouca abundância dos componentes. Permitem obter um bom desempenho quando comparadas com as CIS, chegando aos 12% de eficiência de conversão [23].

A Tabela 2.1 apresenta um resumo comparativo das características dos diferentes tipos de células fotovoltaicas. Nota-se facilmente que as células monocristalinas lideram na eficiência, entretanto, devido ao custo elevado relativo ao seu processo de fabrico, outros tipos de células têm-se tornado úteis, principalmente a policristalina.

Tabela 2.1 - Comparação das características dos diferentes tipos de células [4]

Células	Eficiência Módulo (%)	Área/ 1 kWp (m ²)	Vantagens	Desvantagens
m-Si	15 - 18	7 - 9	Mais eficiente; facilmente disponível no mercado; altamente padronizado	Muito cara; muita quantidade de silício no processo produtivo
p-Si	13-16	8 - 9	Menor energia e tempo necessário para a produção; custo reduzido; facilmente disponível no mercado; altamente padronizado	Um pouco menos eficiente que os módulos monocristalinos
a-Si	6 – 8	13 - 20	As temperaturas altas e sombreamento afetam pouco o seu desempenho; necessita menos silício para a produção.	Mais área requerida para a mesma saída de potência
CdTe	9 – 11	11 - 13	As temperaturas altas e sombreamento afetam pouco o seu desempenho; necessita menos silício para a produção.	Mais área requerida para a mesma saída de potência
CIS	10 - 12	9 - 11	As temperaturas altas e sombreamento afetam pouco o seu desempenho; maior potencial de corte de custos.	Mais área requerida para a mesma saída de potência
CIGS	12 - 13	9 - 10	As temperaturas altas e sombreamento pouco afetam o seu desempenho; maior potencial de corte de custos.	Mais área requerida para a mesma saída de potência

2.2.3. Curvas características das células fotovoltaicas

O correto dimensionamento de um sistema de produção fotovoltaico depende extremamente do conhecimento das curvas características das células fotovoltaicas fornecidas pelos fabricantes. Estas curvas são importantes para se definirem as melhores condições de funcionamento do sistema.

A representação típica da característica de saída de um equipamento fotovoltaico (célula, painel) denomina-se de curva de corrente-tensão [20]. A Figura 2.12 mostra uma curva I-V típica de uma célula. Para cada condição de carga acoplada aos terminais da célula, obtém-se um par de valores I-V. Unindo-se os pontos traça-se a curva I versus V.

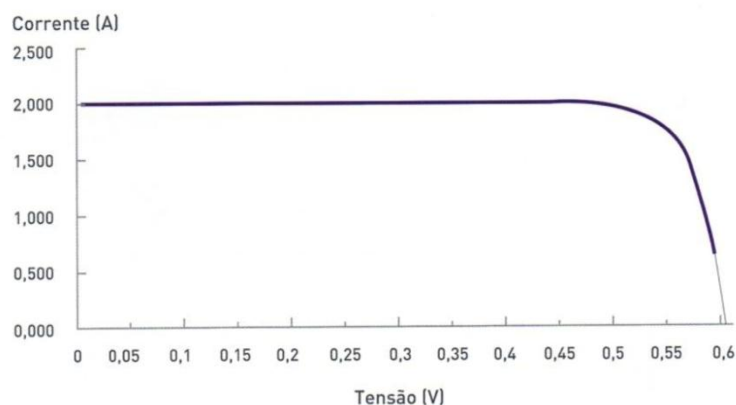


Figura 2.12 - Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica [21]

Analisando a curva, verifica-se que a corrente se mantém constante desde o curto-circuito ($U=0$ V), até um determinado valor da resistência da carga, diminuindo o valor da corrente. Em circuito aberto a corrente é nula e a tensão máxima ($U=0,6$ V) [20][21]. Recorrendo a uma resistência variável (potenciômetro), pode-se determinar os restantes valores da curva.

O ponto da curva I-V onde o produto destas duas grandezas é máximo, chama-se MPP (Maximum Power Point), tal como apresentado na Figura 2.13, e corresponde à máxima potência produzida pela célula/painel. Os valores da corrente e tensão que originam este valor de potência máxima são designados, respetivamente, por I_{MPP} e U_{MPP} [20].

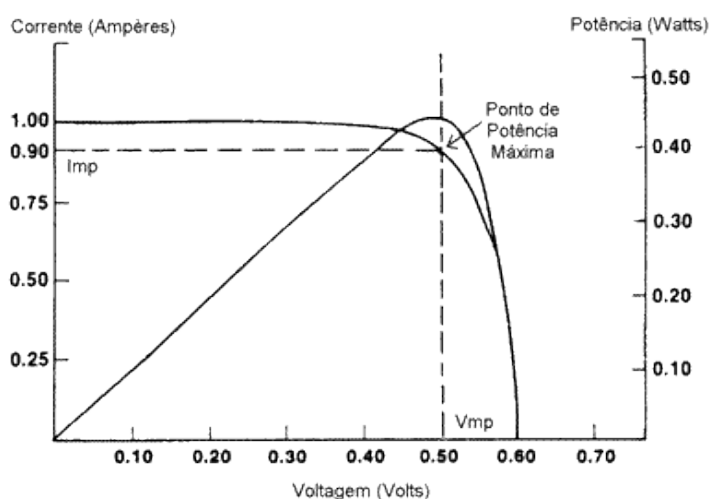


Figura 2.13 - Parâmetros de potência máxima de uma célula fotovoltaica [24]

O sistema produtor fotovoltaico a funcionar sempre no ponto ótimo de máxima potência (MPP), para cada valor de radiação solar, conduz sempre à maior eficiência do sistema. De referir que quanto maior for a radiação solar ao longo do dia, maior será a curva de máxima potência, geralmente verificada em dias de Verão.

A Figura 2.14 a seguir, apresenta as curvas P-V, de um painel fotovoltaico típico, em função das diferentes radiações incidentes.

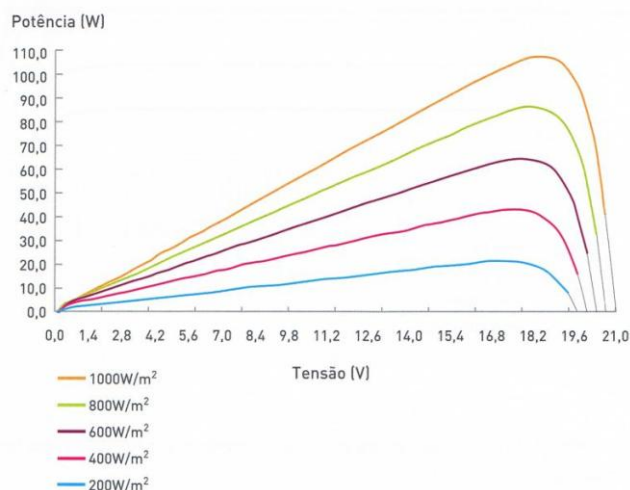


Figura 2.14 - Curvas características P-V de um painel fotovoltaico típico em função da radiação solar [21]

2.2.4. Fatores que influenciam o desempenho de uma célula fotovoltaica

Os principais fatores que influenciam diretamente o desempenho de uma célula ou painel fotovoltaico, são:

- Intensidade da radiação solar incidente;
- Temperatura de operação.

i) Intensidade da radiação solar incidente

A intensidade da radiação solar muda a cada instante em função da rotação da terra e da sua translação à volta do sol. Quando se adquire um painel fotovoltaico de, por exemplo, 58 Wp, significa que este painel disponibilizará 58 Watts quando na superfície da terra incidirem 1000 W/m² (valor de referência). A corrente gerada pelo painel será máxima quando a incidência de radiação for máxima [20].

Com menores intensidades de radiação solar (dias nublados, por exemplo), a corrente produzida diminuirá na mesma proporção. A redução na tensão de circuito aberto (V_{oc}), no entanto é pequena. A Figura 2.15, apresenta a curva característica I-V de uma célula ou painel fotovoltaico para diversas intensidades de radiação solar incidente [4].

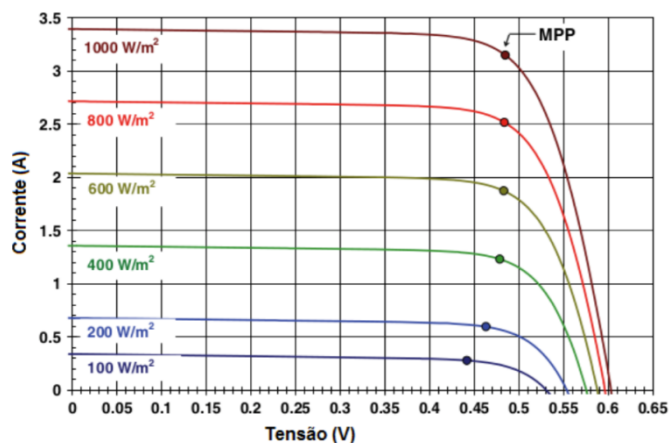


Figura 2.15 - Variação da curva I-V com a radiação incidente de uma célula típica de silício cristalino [25]

A eficiência de conversão de uma célula ou painel fotovoltaico varia muito pouco com a radiação solar. A Figura 2.16, por exemplo, mostra a eficiência de uma célula em função do nível de radiação solar. Observa-se que para uma ampla faixa de radiação solar a eficiência é praticamente constante [4].

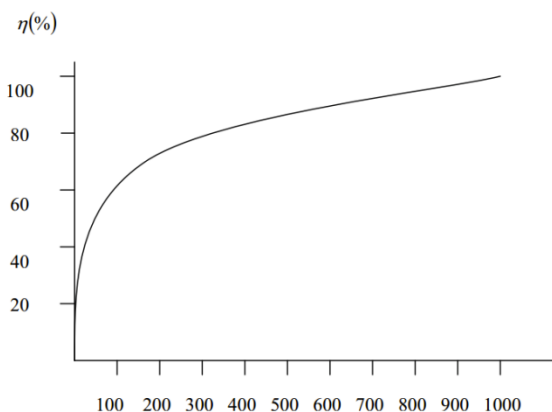


Figura 2.16 - Rendimento de uma célula fotovoltaica vs radiação solar [4]

ii) Temperatura de operação

A temperatura é um parâmetro importante uma vez que, estando as células expostas aos raios solares, o seu aquecimento é considerável. Além disso, boa parte da incidência solar absorvida não é convertida em energia elétrica, mas sim dissipada sob a forma de calor [20].

As células fotovoltaicas que compõem um painel sofrem variações de temperatura em função do nível de radiação solar incidente e da temperatura ambiente, Figura 2.17. Com o aumento da temperatura da célula, a corrente de curto-circuito I_{cc} aumenta, enquanto a tensão de circuito aberto V_{oc} diminui, o que provoca consequentemente uma alteração na potência entregue pelo painel [20].

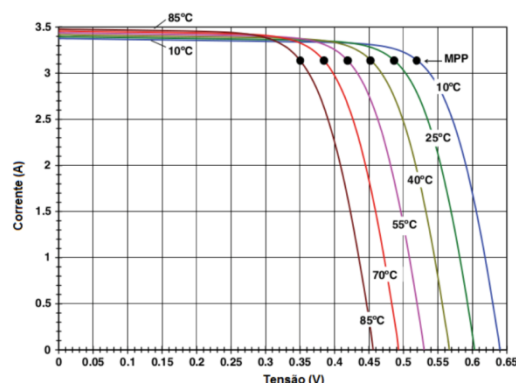


Figura 2.17 - Variação da curva I-V com a temperatura de uma célula típica de silício cristalino [25]

Da Figura 2.17 podemos concluir que [26]:

- A potência de saída decresce com o aumento da temperatura.
- A tensão de circuito aberto decresce com o aumento da temperatura
- A corrente de curto-circuito varia muito pouco com a temperatura, sendo esta variação habitualmente desprezada nos cálculos.

2.2.5. Modelos matemáticos das células fotovoltaicas

No domínio do estudo dos equipamentos fotovoltaicos, é habitual representar os equipamentos através de circuitos equivalentes, com o objetivo de estudar o comportamento dos mesmos. Para se perceber o comportamento de um módulo fotovoltaico, é imprescindível conhecer o modelo matemático de uma célula, já que normalmente o módulo é composto por várias células ligadas em série sob diferentes condições de funcionamento. Uma célula PV é na forma mais básica, uma junção pn, com a particularidade, de que, na ausência da radiação solar se comporta como um diodo. No entanto, considerando a existência da radiação solar surge a necessidade de somar uma outra corrente - a corrente fotovoltaica, I_{pv} , dependente da radiação incidente e da temperatura operacional da célula. A seguir são tidos em consideração os modelos mais comuns da literatura. Sendo, o modelo de um diodo o mais utilizado por garantir o compromisso entre simplicidade e precisão, porém, para alguns autores, o modelo de dois diodos é o modelo adotado, com o objetivo de se obter melhor precisão.

2.2.5.1. Modelo ideal

O modelo elétrico que representa uma célula fotovoltaica ideal é mostrado na Figura 2.18, onde a fonte de corrente I_{pv} representa a corrente elétrica unidirecional gerada pelo feixe de radiação luminosa, constituída por fótons, ao atingir a superfície ativa da célula (efeito fotovoltaico), cuja amplitude depende da radiação incidente. A junção pn funciona como um díodo que é atravessado por uma corrente interna unidirecional I_D , que depende da tensão V aos terminais da célula [18][27][28].

A curva caraterística corrente-tensão (I-V) deste circuito depende do valor de I_{pv} e da densidade de corrente I_D que flui internamente através da junção semicondutora da célula ideal, para uma determinada temperatura T e uma tensão V aos seus terminais [29]. A expressão (2.1) resulta da aplicação das leis de Kirchoff ao circuito da Figura 2.18.

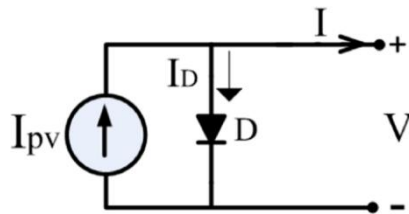


Figura 2.18 - Circuito equivalente para o modelo ideal [30]

$$I = I_{pv} - I_D \quad (2.1)$$

A corrente I_D que circula pelo díodo é expressa em (2.2). A tensão térmica V_t , é dada pela expressão (2.3).

$$I_D = I_s \left[\exp\left(\frac{V}{a \cdot V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

$$V_t = \frac{K \cdot T}{q} \quad (2.3)$$

onde V é a tensão do circuito, I_s é a corrente de saturação do díodo, a é o fator de idealidade do díodo (ideal: $a=1$; real: $a > 1$), q é a carga elétrica do eletrão ($1,6 \times 10^{-19}$ C), K é a constante de Boltzmann ($K = 1,38 \times 10^{-23}$ J/K) e T a temperatura absoluta da célula em kelvin ($0 \text{ } ^\circ\text{C} = 273,16$ K). A corrente inversa de saturação do díodo I_s é expressa em (2.4).

$$I_s = C \cdot T^3 \cdot \exp\left(-\frac{E_{\text{gap}}}{K \cdot T}\right) \quad (2.4)$$

sendo E_{gap} a banda proibida do material semiconductor e C o coeficiente de temperatura. Para o silício cristalino $E_{gap} = 1.124 \text{ eV} = 1.8\text{E-}19 \text{ J}$ e para o silício amorfo $E_{gap} = 1.7 \text{ eV} = 2.72370016\text{E-}19 \text{ J}$.

A corrente gerada (I_{PV}), a tensão de circuito aberto (V_{OC}), a tensão (V_{MPP}) e corrente (I_{MPP}) na máxima potência são funções da temperatura (T) e da radiação solar (G), e podem ser representadas pelas seguintes expressões (2.5) a (2.8) [30]:

$$I_{PV}(T, G) = \left(I_{PV,STC} + \alpha_i(T - T_{STC}) \right) \frac{G}{G_{STC}} \quad (2.5)$$

$$V_{OC}(T, G) = V_{OC,STC} + \alpha_v(T - T_{STC}) + V_t \ln \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \quad (2.6)$$

$$V_{MPP}(T, G) = V_{MPP,STC} + \alpha_v(T - T_{STC}) + V_t \ln \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \quad (2.7)$$

$$I_{MPP}(T, G) = \left(I_{MPP,STC} + \alpha_i(T - T_{STC}) \right) \frac{G}{G_{STC}} \quad (2.8)$$

onde $I_{PV,STC}$, T_{STC} e G_{STC} representam respetivamente os valores da corrente gerada, da temperatura e da radiação nas condições padrão de teste (Standard Test Conditions - STC). Nestas condições a temperatura é 25°C , a radiação é 1000 W/m^2 e a massa do ar é $1,5 \text{ kg/m}^3$. Os símbolos T e G representam respetivamente a temperatura e radiação no instante de produção da corrente, α_i é o coeficiente de variação da corrente com a temperatura e, α_v representa o coeficiente de variação da tensão com a temperatura [30].

Substituindo (2.2) em (2.1), obtém-se a característica I-V do modelo ideal da célula fotovoltaica representada pela expressão (2.9) [18][30].

$$I = I_{PV} - I_S \left[\exp \left(\frac{V}{a \cdot V_t} \right) - 1 \right] \quad (2.9)$$

Este modelo apresenta três parâmetros I_{PV} , a e I_S . Entretanto, o modelo ideal da célula fotovoltaica é apenas usado para explicar os conceitos fundamentais, mas não é utilizado na simulação do comportamento real das células fotovoltaicas.

2.2.5.2. Modelo de um díodo

Para introduzir um modelo das células fotovoltaicas mais próximo da realidade, a resistência dos elétrodos e a resistência ao fluxo da corrente são tidas em consideração e modeladas como uma resistência em série denotada por R_s na saída, caracterizando as perdas de

condução [30][31]. Afim de considerar as correntes de fuga da junção pn, uma resistência em paralelo R_p com o diodo é também incluída neste modelo. O modelo resultante é mais comumente usado graças à sua relação entre precisão e simplicidade. Não obstante, para baixos valores de radiação, não se considera ser suficiente a sua precisão.

Assim, a célula fotovoltaica é modelada por uma fonte de corrente I_{pv} , cujo valor depende da variação da radiação solar e da temperatura do painel, por um diodo D em paralelo com a fonte de corrente cuja característica varia em função da temperatura da célula e da carga aplicada, por uma resistência R_p em paralelo com o diodo que caracteriza as correntes de fuga e, finalmente, por uma resistência R_s na saída que caracteriza as perdas de condução [27][31] [32].

A figura 2.19 apresenta o circuito equivalente deste modelo e sua característica I-V é dada na expressão (2.10), sendo um modelo de cinco parâmetros: I_{pv} , a , I_s , R_s e R_p .

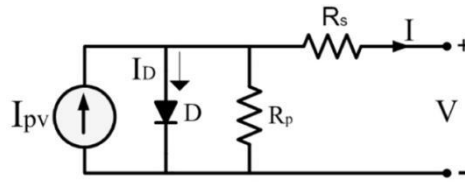


Figura 2.19 - Modelo de um diodo [30]

$$I = I_{pv} - I_s \left[\exp \left(\frac{V + R_s I}{a \cdot V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.10)$$

Deve-se notar que todos os parâmetros do modelo da célula fotovoltaica são dependentes das condições ambientais. A dependência da I_{pv} já foi enunciada na expressão (2.5). A dependência dos outros parâmetros pode ser representada pelas expressões (2.11) a (2.14) [30][33]:

$$I_s(T, G) = I_{s,STC} \left(\frac{T}{T_{STC}} \right)^3 \exp \left(\frac{E_{gap}}{K} \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (2.11)$$

$$R_s(T, G) = R_{s,STC} \frac{T}{T_{STC}} \left(1 - 0,217 \ln \frac{G}{G_{STC}} \right) \quad (2.12)$$

$$R_p(T, G) = R_{p,STC} \frac{G_{STC}}{G} \quad (2.14)$$

$$a(T) = a_{STC} \frac{G}{G_{STC}} \quad (2.15)$$

onde $I_{S,STC}$, $R_{S,STC}$, $R_{P,STC}$ e a_{STC} são respectivamente a corrente de saturação do díodo, a resistência em série, a resistência em paralelo e o fator de idealidade do díodo nas condições padrão de teste.

2.2.5.3. Modelo de dois díodos

Este modelo descreve com maior exatidão os fenômenos físicos ao nível da junção *pn*. Um díodo (D_1) representa a corrente de difusão na junção, enquanto o outro díodo (D_2) é adicionado para representar o efeito de recombinação na região de depleção. A vantagem deste modelo é permitir uma melhor precisão para baixos valores de radiação, diferindo do anterior em apenas mais um díodo. Caracteriza-se por sete parâmetros I_{PV} , R_S , R_P , a e I_S do primeiro díodo, a e I_S do segundo díodo. O modelo é apresentado na Figura 2.20, e a sua característica I-V é dada pela expressão (2.16) [28][30][34].

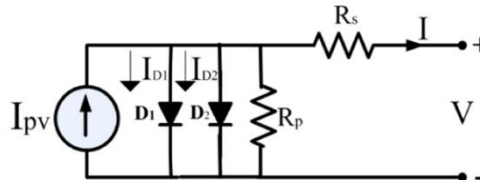


Figura 2.20 - Modelo com dois díodos [30]

$$I = I_{PV} - I_{S1} \left[\exp \left(\frac{V + R_S I}{a_1 \cdot V_t} \right) - 1 \right] - I_{S2} \left[\exp \left(\frac{V + R_S I}{a_2 \cdot V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (2.16)$$

A corrente de saturação I_{S2} , é dada pela expressão (2.17). A expressão para calcular a corrente de saturação I_{S1} é dada em (2.4).

$$I_{S2} = C_2 \cdot T^{\frac{5}{2}} \cdot \exp \left(-\frac{E_{gap}}{2 \cdot K \cdot T} \right) \quad (2.17)$$

2.2.5.4. Outros modelos das células fotovoltaicas

Além dos modelos anteriormente mencionados, existem ainda outros modelos para as células fotovoltaicas que têm sido introduzidos, tais como: modelo de três díodos [35][36], modelo multidíodo [37], modelo bishop [38], entre outros. Entretanto devido à grande complexidade destes modelos, a sua aplicação para a simulação de células fotovoltaicas é muito limitada.

2.2.6. Eficiência e Fator de Forma

Um dos parâmetros muito importante das células fotovoltaicas é a sua eficiência. Esta representa o quociente entre a energia fornecida pela célula e a radiação solar incidente na célula. É dada pela expressão (2.18), e expressa em percentagem (%):

$$(2.18)$$

$$\eta = \frac{P_{\max}}{A \cdot G}$$

em que:

A - Área da célula em m²

G - Radiação solar incidente por unidade de superfície em W/m²

A eficiência pode ser influenciada por alguns fatores, tais como:

- Perdas causadas pelas resistências internas;
- Perdas por recombinação dos elétrons e lacunas;
- Eficiência termodinâmica, resultante das perdas por efeito de Joule que ocorrem do fluxo de corrente na célula no processo de conversão de energia. Por consequência, a energia obtida num período de tempo é reduzida;
- Perdas por reflexão.

Outro parâmetro que se deve ter em consideração, é o fator de forma (FF), que é o quociente entre a potência máxima da célula e o produto de V_{OC} e I_{CC} . É um parâmetro que nos indica a qualidade da célula solar, e calcula-se através da expressão (2.19) [20][28].

$$FF = \frac{P_{MPP}}{I_{CC} \cdot V_{OC}} = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{CC} \cdot V_{OC}} \quad (2.19)$$

O FF tem valor inferior à unidade, normalmente entre 0,7 e 0,8 para células de silício cristalino e entre 0,5 e 0,7 para células de silício amorfo [8]. Sendo que nem sempre este dado é fornecido pelo fabricante. A Figura 2.21 ilustra o cálculo do fator de forma.

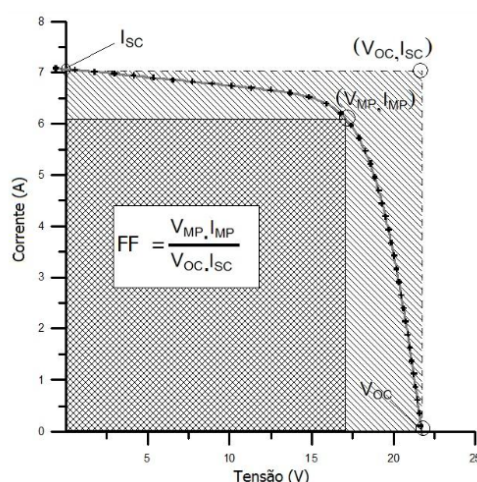


Figura 2.21 - Definição do fator de forma [39]

Quanto melhor a qualidade das células no painel, mais próxima da forma retangular será sua curva I-V. A área a tracejado simples corresponde ao produto $V_{OC} \times I_{SC}$, valor sempre acima da

potência que o painel pode alcançar. A área duplamente tracejada representa o produto $V_{MPP} \times I_{MPP}$, ou seja, P_{MPP} , a potência máxima do painel. A relação entre as áreas é o valor de FF [39].

2.3. Painéis/Módulos Fotovoltaicos

Na secção anterior, foram descritas as características das células fotovoltaicas e o modo de conversão da energia solar em eletricidade. Entretanto, uma única célula, gera entre 0,5 a 0,6 V, equivalente a 2 - 3 W, para células de silício. Para a obtenção de maiores valores de potência, as células fotovoltaicas são ligadas em série ou em paralelo, formando-se um painel fotovoltaico. As Figuras 2.22 e 2.23 ilustram a composição de um painel por várias células, sendo que os painéis são ligados em paralelo. A ligação em paralelo dos painéis (ou módulos), formando um arranjo (*array* do inglês) fotovoltaico, permite aumentar a corrente aos terminais da associação, mantendo a mesma tensão.

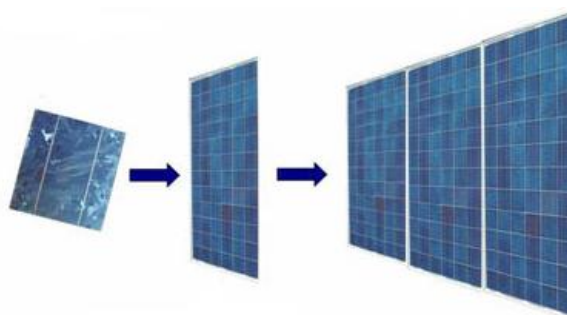


Figura 2.22 - Distinção entre célula, painel e arranjo fotovoltaico [40]



Figura 2.23 - Composição de um painel [41]

2.3.1. Ligações série e paralelo em painéis fotovoltaicos

Os painéis com células fotovoltaicas ligadas em série são fabricados para possibilitar um aumento na tensão de saída, mantendo o valor de corrente igual ao de uma única célula. Os contactos frontais de cada célula são soldados aos contactos posteriores da célula seguinte, por forma a ligar o polo negativo (parte frontal) da célula com o polo positivo (parte traseira) da célula seguinte. Os terminais de início e de fim da fileira (strings) de células são estendidos para o exterior, tendo em vista a posterior ligação elétrica. Na associação em

série, devem ser utilizadas células do mesmo tipo, de forma a minimizar as perdas de potência no sistema.

Quanto maior o número de células maior será a tensão produzida e conseqüentemente a potencia do painel. Os painéis convencionais de silício são formados por 36, 60 ou 72 células, podendo produzir até 21,6 V, 36 V ou 44 V respetivamente, em circuito aberto. A ligação das células é ilustrada na Figura 2.24, sendo a tensão do sistema igual ao somatório das tensões individuais das células.

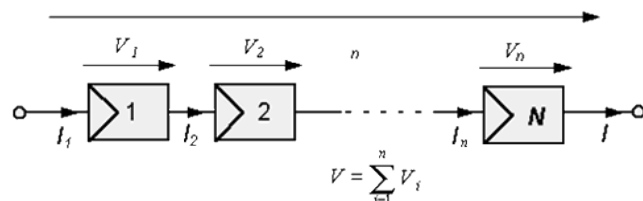


Figura 2.24 - Ligação em série de células fotovoltaicas [24]

Ao ligar as células em paralelo, as correntes de cada célula somam-se e a tensão do painel é exatamente a tensão da célula. Na Figura 2.26 ilustra-se a ligação das células em paralelo. Pelas características típicas das células, este arranjo não é utilizado salvo em condições muito especiais. Em ambas as ligações, em série ou em paralelo, têm-se em consideração os limites de tensão e de corrente impostos pelo fabricante.

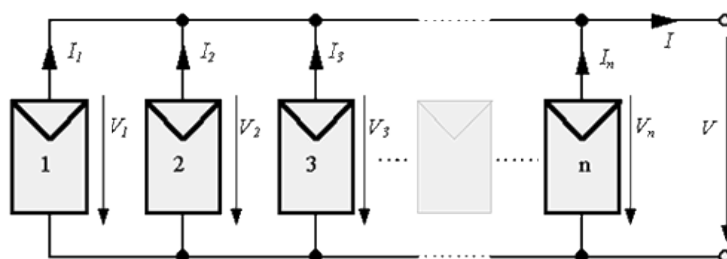


Figura 2.25 - Ligação em paralelo de células fotovoltaicas [24]

2.3.2. Efeito de sombreamento, díodos bypass e díodos de bloqueio

As instalações fotovoltaicas, enfrentam diversos problemas de sombreamento, que são classificados em: i) *sombreamento temporário*, que advém geralmente da presença de neve, nuvens, folhas, poeiras ou dejetos de pássaros. Este tipo de sujidade provoca sombras constantes que têm maior ou menor permanência conforme o ângulo de inclinação dos módulos; ii) *sombreamento inerente à localização*, compreende todo o sombreamento produzido pela envolvente do edifício da instalação, desde outros edifícios, árvores, cabos

aéreos, entre outros e iii) *sombreamento produzido pelo edifício*, resulta de sombras constantes causadas por elementos pertencentes ao edifício da instalação, como chaminés ou antenas.

Quando uma célula fotovoltaica dentro de um painel, por algum motivo, estiver sombreada, esta funcionará como uma carga, dissipando a corrente de entrada, fazendo com que a potência de saída do painel caia drasticamente que, por estar ligada em série, comprometerá todo o funcionamento das demais células no painel. Isto significa que o MPP irá ser desviado, havendo assim uma redução da potência comparativamente com um painel não sombreado. Este efeito pode ter consequências graves tanto na eficiência como na segurança do painel.

Para que toda corrente de um painel não seja limitada por uma célula com pior desempenho (no caso de estar encoberta), usa-se um diodo de desvio (*bypass* em inglês). Este diodo serve como um caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de calor na célula defeituosa (tal como se ilustra na Figura 2.26). Geralmente, a colocação do diodo *bypass* é feito por agrupamentos de células o que torna a configuração muito mais barata, se comparada com o custo da ligação de um diodo em cada célula. Na prática, os diodos *bypass* são colocados em antiparalelo com um conjunto de 18 a 20 células [8].

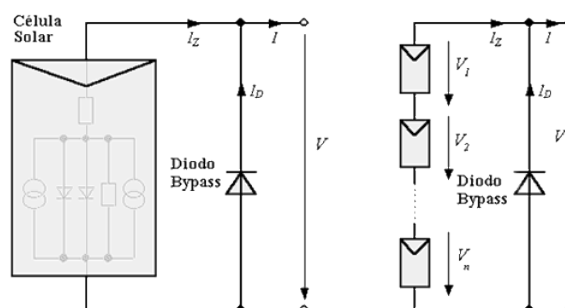


Figura 2.26 - Diodo *bypass* em um agrupamento de células [24]

Um outro problema que pode acontecer é quando surge uma corrente negativa fluindo pelas células ou seja, ao invés de gerar corrente, o painel passa a receber muito mais do que produz. Esta corrente pode causar queda na eficiência das células e, em caso mais drástico, a célula pode ser desligada do arranjo, causando assim a perda total do fluxo de energia do painel. Para evitar esses problemas, usa-se um diodo de bloqueio, como mostra a Figura 2.27, impedindo assim correntes inversas que podem ocorrer caso o painel seja ligado diretamente a um acumulador ou bateria. Para painéis fotovoltaicos, constituídos por células com as mesmas características, recomenda-se o uso de fusíveis de proteção em vez de diodos.

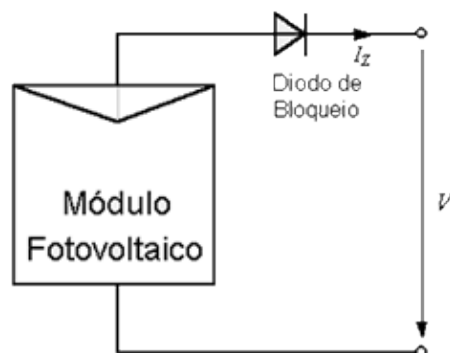


Figura 2.27 - Diodo de bloqueio [24]

2.4. Sistemas solares fotovoltaicos

Os sistemas solares fotovoltaicos podem ser categorizados em três principais grupos, nomeadamente, sistemas isolados ou autónomos, sistemas híbridos e sistemas ligados à rede elétrica. É apresentada a seguir uma descrição dos mesmos.

2.4.1. Sistemas isolados ou autónomos

Os sistemas isolados ou autónomos, também conhecidos como sistemas *Off-Grid*, são sistemas interessantes para situações onde a rede elétrica de serviço público (RESP) não existe, quer seja por razões técnicas e/ou económicas ou para aplicações em países com baixo desenvolvimento, onde as infraestruturas elétricas são praticamente nulas. Em menor escala também podem ser aplicadas em aparelhos eletrónicos, como relógios, calculadoras, telefones, etc. Os sistemas isolados constituíram o primeiro campo de operação económica da tecnologia PV.

Estes sistemas podem incorporar o armazenamento ou não da energia. Quando possuem armazenamento são constituídos normalmente por um conjunto de módulos PV, um controlador de carga, uma ou mais baterias e um inversor. Os controladores de carga realizam o controlo da carga das baterias (evitam a sobrecarga e a descarga profunda), as quais devem ter capacidade suficiente para alimentar a carga na ausência de radiação solar. A presença de baterias, que podem ser em grande número, aumenta consideravelmente o custo da instalação. A Figura 2.28 exhibe a configuração de um sistema deste género.

Contudo, quando não têm sistemas de armazenamento, a energia produzida pelo sistema PV é imediatamente consumida pelas cargas em corrente contínua (DC) ou em corrente alternada (AC). É comum utilizar esta topologia para bombeamento de água, por exemplo. Como não utilizam baterias para armazenar energia possibilitam custos mais reduzidos e menor manutenção.



Figura 2.28 - Sistema solar PV isolado com armazenamento [42]

2.4.2. Sistemas híbridos

Um sistema híbrido consiste na conjugação de um sistema fotovoltaico com outro tipo de sistema de produção de energia, como é o caso de um sistema com motor-gerador diesel, ou gás ou mesmo eólico, que se destinam a assegurar a alimentação da carga em situação de radiação solar insuficiente ou inexistente. A combinação destes sistemas permitirá potencializar o aproveitamento energético do local como também, caso se justifique, a diminuição dos painéis fotovoltaicos tornando a solução mais económica. O acoplamento de distintos sistemas permitirá uma maior fiabilidade e continuidade, podendo estes ter ou não sistemas de armazenamento. No entanto, estes sistemas têm de possuir equipamentos com sistemas de controlo mais eficientes quando comparados com os sistemas isolados, o que poderá tornar a solução inviável. A Figura 2.29, ilustra a configuração deste tipo de sistema.



Figura 2.29 - Sistema solar PV híbrido com armazenamento [43]

2.4.3. Sistemas ligados à rede elétrica

Estes sistemas, normalmente conhecidos como sistemas *On-Grid*, estão geralmente associados a unidades de produção para autoconsumo (UPAC), no qual o excesso de produção é injetado na RESP, bem como a unidades de pequena produção (UPP), as quais injetam a totalidade de produção na RESP. Em ambas as situações, pretende-se obter uma receita adicional do maior valor que é pago por cada unidade de energia elétrica injetada. Nos casos da produção

centralizada, as centrais fotovoltaicas, encontram-se por norma em áreas desertas e afastadas dos centros urbanos, dada a necessidade de grandes áreas, e por norma a energia é entregue em média tensão junto à rede de distribuição MT. Na produção descentralizada os sistemas são normalmente integrados em edifícios ou junto a estes, pois a instalação deve-se encontrar junto do consumo e a entrega, apesar de ser possível em média tensão, é na grande generalidade feita em baixa tensão na rede de distribuição BT. A Figura 2.30, ilustra uma configuração básica deste tipo de sistemas.

Para um local de consumo inerente a uma UPP, toda a energia elétrica necessária provém da RESP. No entanto, no local de consumo relacionado com uma UPAC, parte da energia elétrica necessária, ou mesmo a sua totalidade, pode ser proveniente da RESP, caso o sistema PV não conseguida satisfazer a demanda da carga imposta localmente.



Figura 2.30 - Sistema solar PV ligado à rede elétrica de distribuição de energia [44]

Quer na aplicação para pequena produção de energia quer para a grande produção, os elementos constituintes que encontramos são de uma forma genérica os mesmos, variando apenas em quantidade. Esta realidade permite distinguir as pequenas produções das grandes produções pela sua dimensão, ou seja, pela área de terreno que ocupam. Considera-se em algumas situações a implementação de um transformador elevador, nomeadamente para potências de produção consideráveis.

Apesar deste tipo de sistema, em geral, não incluir banco de baterias, estas podem ser instaladas, bem como um gerador de apoio, de forma a criar um sistema de backup para garantir o fornecimento de energia à carga caso ocorra insuficiência da radiação solar e/ou corte da energia fornecida pela RESP. Para os casos em que o excedente de energia é vendido a rede, é indispensável, nesta topologia, um contador para registar a energia elétrica vendida, podendo ser ou não ser bidirecional, dependendo de se para além do fornecimento também for adquirida energia elétrica.

2.5. Inversores Solares

O inversor solar estabelece a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede AC ou as cargas. A sua principal tarefa consiste em converter o sinal elétrico DC do gerador fotovoltaico num sinal elétrico AC e ajustá-lo para a frequência e o nível de tensão da rede a que está ligado, para que possa ser utilizada pelos aparelhos elétricos [45]. Existem essencialmente dois tipos de inversores, nomeadamente inversores ligados à rede (on-grid) e inversores autónomos (off-grid) que diferem de acordo com o seu funcionamento em relação à forma como fornecem energia elétrica aos aparelhos consumidores. A seguir, são descritas, as diferentes configurações dos inversores on-grid e off-grid.

2.5.1. Inversores on-grid

Estes inversores são especificamente construídos para operar na rede e, de forma automatizada, comportando-se como unidades de controlo do sistema fotovoltaico on-grid. Como estão permanentemente ligados à rede, devem ser capazes de fornecer a corrente alternada da maneira mais perfeita possível, além de detetar qualquer anomalia que ocorra na rede, como flutuações de tensão ou de frequência, e principalmente quedas de tensão [45].

Como o MPP é variável ao longo do dia, principalmente em função das condições ambientais, tais como a radiação e a temperatura, os inversores ligados diretamente ao painel fotovoltaico possuem um seguidor do MPP conhecido como MPPT (Maximum Power Point Tracking) para maximizar a transferência de energia.

Em sistemas on-grid, os módulos fotovoltaicos são geralmente ligados em série, formando fileiras (*strings* em inglês), sendo que, a tensão máxima produzida pela fileira não deve exceder o valor máximo de tensão do inversor [46]. Este é um fator importante para determinar a quantidade de strings a acoplar a um inversor. Neste contexto, podem ser definidas as seguintes configurações de inversores on-grid:

i) Inversor Central

Neste tipo de configuração, todos os módulos que constituem o arranjo fotovoltaico estão ligados a um único inversor, como apresentado na Figura 2.31. São modelos de grande dimensão, utilizados somente em grandes centros de produção e que incluem arranjos fotovoltaicos compostos por um grande número de módulos.

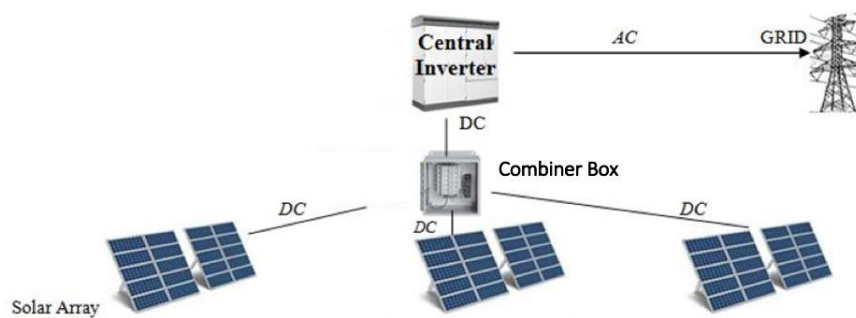


Figura 2.31 - Inversor central [47]

Os inversores centrais oferecem uma alta eficiência. No entanto a sua utilização é restrita a módulos com iguais características elétricas e sujeitos a condições de sombreamentos semelhantes. Por outro lado, a fiabilidade do sistema fotovoltaico está limitada pelo facto de este depender de um inversor que em caso de falha compromete toda a instalação.

ii) Inversor de fileira

Nos sistemas fotovoltaicos de grandes dimensões, compostos por várias fileiras com diferentes orientações ou sujeitos a diferentes condições de sombreamento, a instalação de um inversor por cada fileira de módulos permite uma melhor adaptação do MPP às condições de radiação. Assim, os módulos sujeitos a condições de funcionamento semelhantes (radiação e sombreamento) devem estar ligados na mesma fileira e esta, por sua vez, ao inversor de fileira. Em comparação com a configuração de inversores centralizados, apresentam vantagens como [46]:

- A adaptação individual do MPP de cada fileira permite o aumento da eficiência do sistema;
- O efeito de ligações defeituosas é reduzido, assim como o efeito associado às questões de sombreamento (redução de potência máxima do sistema pelo facto de apenas uma parte se encontrar sombreada);
- Em caso de avaria de uma fileira, a energia produzida nas restantes continua a ser entregue à rede.

Estes modelos são de baixa potência, com capacidade para operar com até algumas dezenas de módulos fotovoltaicos, sendo os mais utilizados em aplicações de pequeno porte, como são as aplicações domésticas. A Figura 2.32, ilustra a configuração de um sistema com inversor de fileiras.

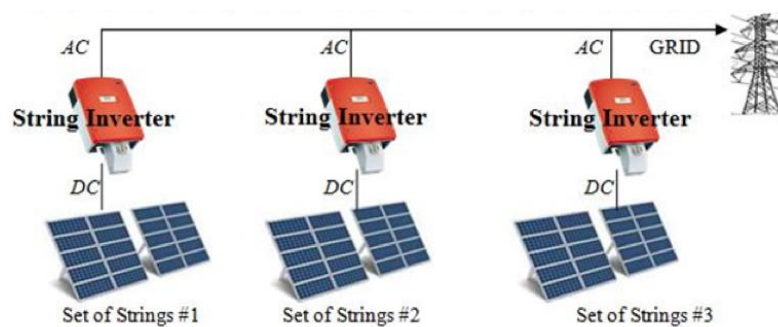


Figura 2.32 - Configuração de inversor de fileiras [47]

iii) Micro-inversor

A eficiência global de um sistema fotovoltaico será maior se for garantido o funcionamento permanente e individual de cada módulo no seu MPP. Assim o módulo fotovoltaico e o inversor são diretamente ligados, tal como se pode verificar na Figura 2.33. São utilizados apenas para sistemas de muito baixa potência, entre 50 a 400 W.

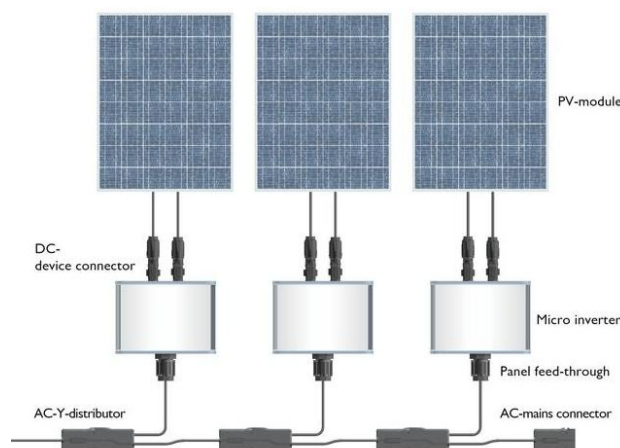


Figura 2.33 - Micro-inversor [48]

Esta configuração apresenta a vantagem concernente da sua modularidade, permitindo a expansão simples do sistema. Apesar do pequeno tamanho, o micro-inversor deve possuir todas as características de um inversor de fileira, a única diferença é somente o valor da sua potência. Porém, a grande desvantagem está relacionada com o incremento no custo global do sistema.

2.5.2. Inversores off-grid

Nos sistemas fotovoltaicos autónomos, off-grid, os inversores são utilizados para possibilitar o uso de aparelhos eléctricos convencionais que requerem alimentação em AC a partir da rede em DC. Os inversores utilizados nos sistemas autónomos possuem características bastante diferentes dos inversores utilizados em sistemas ligados à rede e são, por vezes, conhecidos como inversores para baterias ou inversores autónomos.

A escolha de um inversor para um sistema deste tipo é feita tendo em conta que a potência nominal do inversor deve ser suficiente para alimentar as cargas de forma contínua. Estes inversores devem apresentar características específicas, tais como [49]:

- Gerar uma onda de tensão em AC estável;
- A tensão DC de entrada deve acautelar as variações de tensão na bateria;
- Ser dimensionado de modo a ter capacidade de alimentar continuamente todas as cargas;
- Capacidade de fornecer correntes de arranque elevadas;
- Elevada eficiência para diferentes condições de carga;
- Fiabilidade elevada;
- Baixa interferência eletromagnética;
- Baixo consumo quando não há carga a ser alimentada.

2.5.3. Inversores híbridos

Os inversores híbridos são aqueles que se usam em instalações fotovoltaicas de autoconsumo e a sua função principal reside em transformar a corrente contínua em corrente alternada, ao mesmo tempo que se encarregam de armazenar a energia obtida dos painéis solares nas baterias. Combinam a tecnologia da energia solar com a rede elétrica integrando da melhor forma possível ambas as fontes de energia e dando prioridade a cada uma de acordo as necessidades. Estes sistemas são dotados de grande versatilidade para instalação numa habitação. São uma grande aposta no futuro das instalações solares de autoconsumo com baterias.

O inversor híbrido aproveita ao máximo todos os recursos disponíveis e tenta que o excedente de energia na rede elétrica seja o menor possível, acumulando nas baterias para que se obtenha consumo mais eficientes.

A principal característica deste tipo de inversores é a sua grande versatilidade e a existência de um banco de baterias que alimenta este inversor. De facto, é possível ao utilizador parametrizar com relativa facilidade a gestão das fontes de energia que estão ligadas ao inversor, (fotovoltaica, baterias, RESP, gerador, etc) e definir a sua prioridade de utilização. Por exemplo pode definir que quando a energia produzida através do gerador fotovoltaico for suficiente, o inversor alimenta as cargas e se houver excedente de energia, esta será canalizada para armazenamento nas baterias e se estas estiverem carregadas o excesso de energia é injetado na RESP. Pelo contrário se houver ausência de produção fotovoltaica ou se esta for insuficiente para alimentar as cargas, poder-se-á usar energia armazenada nas baterias ou alimentar essas cargas com energia da rede elétrica, como se pode perceber pelo esquema da Figura 2.34 [50].

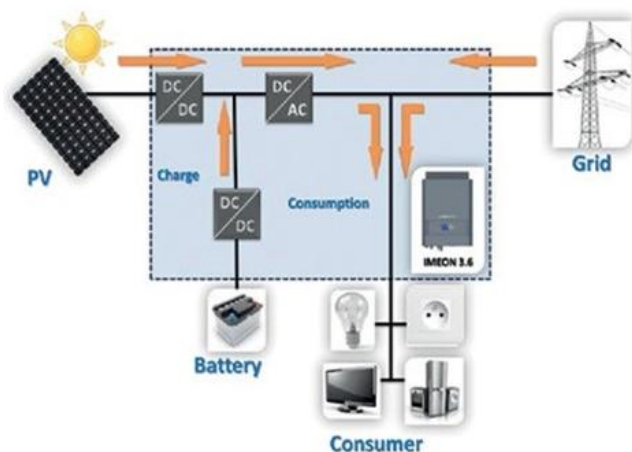


Figura 2.34 - Esquema de funcionamento de um inversor híbrido [51]

No capítulo seguinte, apresentar-se-á um estudo sobre o estado da arte das tecnologias fotovoltaicas que são integradas em edifícios, onde espera-se conhecer e aprofundar o conceito BIPV (Building Integrated Photovoltaics), suas vantagens e limitações.

CAPÍTULO

3

**Estado da arte dos
sistemas fotovoltaicos
integrados em edifícios**

3. Estado da arte dos sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios

3.1. Introdução

O desenvolvimento combinado de células solares em materiais de edifícios elimina a necessidade de estruturas e materiais de telhado convencionais, enquanto a permutabilidade facilita sua introdução em casas comuns, bem como aumenta a eficiência do uso do espaço [5]. São os chamados sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios (BIPV - Building Integrated Photovoltaic, em inglês) que seguem a evolução das tecnologias das células fotovoltaicas em geral [52].

No estado da arte do desenvolvimento dos sistemas PV, os BIPV têm-se tornado na mais promissora e potente tecnologia. Comparados com os sistemas PV tradicionais (não integrados), os BIPV não só não requerem espaços de alocação extra, suportes e trilhos para instalação, mas também oferecem instantaneamente eletricidade aos edifícios para alimentar eletrodomésticos tais como aparelhos de ar condicionado e iluminação [53].

Os BIPV são materiais fotovoltaicos que substituem os materiais convencionais do edifício tais como telhados e fachadas. São considerados como uma parte funcional da estrutura do edifício, ou são arquiteturalmente integrados no design do edifício. É uma tecnologia que transforma edifícios, de consumidores para produtores de energia [54]. Funcionam como um material que fornece cobertura ao mesmo tempo que produz eletricidade. Além disso, a parte sombreada de um sistema BIPV pode também ser usada como sombra para os raios solares, reduzindo a absorção de calor pelo edifício e assim, diminuir o consumo de energia e a temperatura interna [53]. Isto pode possibilitar a economia nos materiais de construção, mas obviamente aumenta a preocupação sobre penetrações de água e a durabilidade do produto BIPV.

Os sistemas integrados podem incluir as propriedades de um elemento de cobertura ou vários, pois o uso de PV pode substituir uma camada de vidro ou telha que se encontra na fachada ou telhado do edifício. No entanto, a falta de fluxo de ar por baixo do módulo pode ser um desafio, para diminuir a temperatura [52].

Embora, as principais zonas do edifício a serem aproveitadas pelo BIPV sejam o telhado e as fachadas, as áreas a serem cobertas por módulos PV variam de caso para caso. Esta dependência deve-se, em grande parte, ao facto de as áreas que em geral são pouco

iluminadas ao longo do dia serem evitadas, privilegiando as zonas com maior incidência de raios solares. Se o projeto for subsidiado, os subsídios podem ser concedidos para um determinado nível de energia produzido e, portanto, o tamanho da área coberta de PV pode depender disso. Isso pode levar a soluções com apenas alguns módulos fotovoltaicos distribuídos na estrutura, e, portanto, alguns fabricantes disponibilizam módulos falsos para possibilitar uma estética consistente no telhado ou na fachada.

3.1.1. Aspectos arquiteturais

Os sistemas BIPV oferecem muitas oportunidades para um design arquitetônico inovador e podem ser esteticamente atraentes. Os BIPVs podem atuar como dispositivos de sombreamento e também formar elementos semitransparentes de fenestração [55][56]. As telhas de silício amorfo podem ser usadas para fazer um telhado BIPV muito parecido com um telhado de telhas padrão (como mostrado na Figura 3.1), enquanto que, por outro lado, módulos semitransparentes podem ser usados em fachadas ou telhados de vidro para criar diferentes efeitos visuais (como mostrado na Figura 3.2). Alguns arquitetos gostam de apresentar de forma evidente o telhado BIPV, enquanto outros querem que o telhado BIPV tenha tanto quanto possível o aspecto de um telhado convencional.



Figura 3.1 - Arco curvo com implementação de telhas solares [52]



Figura 3.2 - Telhado de vidro com módulos BIPV transparentes [52]

3.2. Tipos de tecnologias BIPV

Existe uma grande variedade de produtos BIPV diferentes, que podem ser categorizados de diferentes maneiras. A principal forma de categorizar é feita com base na forma como o fabricante descreve o produto, e de acordo com o tipo de material utilizado para ser combinado com este. As principais categorias são: folhas fotovoltaicas, telhas fotovoltaicas (ou telhas solares), módulos e vidros fotovoltaicos [57]. Os módulos podem normalmente ser usados em combinação com vários tipos de material de cobertura. Os vidros fotovoltaicos podem ser integrados em fachadas, telhados ou em equipamentos de fenestração (ex. janelas) e oferecem várias soluções estéticas.

3.2.1. Folhas fotovoltaicas

As folhas fotovoltaicas dos BIPV são produtos leves e altamente flexíveis, que permitem facilmente a instalação em diferentes locais, bem como suprir constrangimentos relacionados com o peso que a maioria dos telhados normalmente têm. As suas células fotovoltaicas são frequentemente feitas de filmes finos para manter a flexibilidade e obter maior rendimento a altas temperaturas. Isso é importante quando se deseja utilizar esta tecnologia em telhados não ventilados [52][57][58].

Estes produtos apresentam baixo FF devido à sua baixa eficiência e às altas resistências elétricas das células solares dos filmes finos [58]. Contudo, devido à sua flexibilidade e peso relativamente baixo, podem ser facilmente aplicados em diferentes superfícies de edifícios. A Tabela 3.1 apresenta um exemplo de dois produtos de um fabricante, mostrando algumas características técnicas. Na figura 3.3 pode ver-se exemplos de folhas fotovoltaicas.

Tabela 3.1 - Características de dois produtos BIPV (folhas fotovoltaicas) [52]

Fabricante	Produto	η (%)	U_{oc} (v)	I_{sc} (A)	P_{max} (W)	FF	Área (mm x mm)
Alwitra GmbH & Co.	Evalon V Solar 408	138.6	5.1	408/módulo	0.58	1550 x 6000	
	Evalon V Solar 136	46.2	5.1	136/módulo	0.58	1050 x 3360	

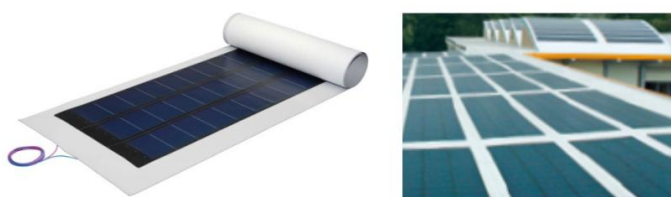


Figura 3.3 - Exemplo de folhas fotovoltaicas da Alwitra GmbH & Co. usando células de silício amorfo [57]

3.2.2. Telhas fotovoltaicas

As telhas fotovoltaicas podem cobrir todo o telhado ou apenas algumas partes selecionadas. Geralmente, são agrupadas em módulos com a aparência e propriedades das telhas normais e substituem um certo número das telhas tradicionais, permitindo assim, uma fácil instalação nos telhados [52][57][58]. As telhas podem apresentar formatos variados, desde as telhas mais planas (shingles), até às mais curvadas (tiles). Entretanto, as telhas com características curvas, embora garantindo a estética, não oferecem a mesma área efetiva para aproveitamento energético.

As telhas podem ter incorporadas células monocristalinas, policristalinas, de silício amorfo, dependendo dos níveis de eficiência e flexibilidade desejados. A Tabela 3.2 apresenta algumas características de produtos de distintos fabricantes. Percebe-se que os produtos da maior parte dos fabricantes apresentados exibem alto FF, isso porque, as telhas usam células monocristalinas e policristalinas. A exceção é o produto da SRS Energy que usa células de silício amorfo, para garantir maior flexibilidade, como se observa na Figura 3.4b).

Tabela 3.2 - Características de produtos de alguns fabricantes de telhas fotovoltaicas [58]

Fabricante	Produto	η (%)	U_{oc} (v)	I_{sc} (A)	P_{max} (W)	FF	Área (mm x mm)
Solardachstein	STEPdesign		23.15	2.40	1.36/célula	0.76	8 unid 100x100
SRS Energy	Solé Powertile		6.3	4.6	15.75/módulo	0.54	868x457.2
Lumeta	Solar Flat Tile		7.4	5.2	28/módulo	0.73	432x905
Solar Century	C21e Tile	20/célula	12	5.55	52/módulo	0.78	1220x420
Suntegra	STT 70	15.1	8.30	9.09	70		16 unid 520x160
Dyaqua	Invisible solar	9.7/célula	7.48	0.76	4.5/módulo	0.79	6 unid 455x180

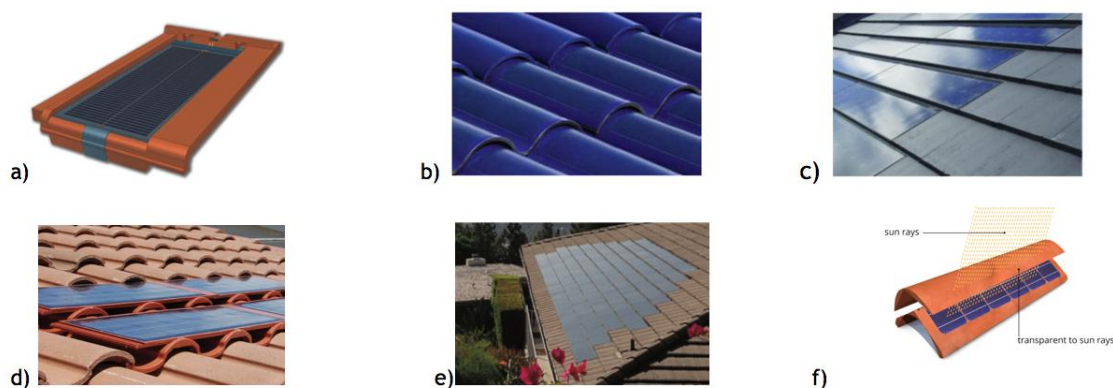


Figura 3.4 - Exemplos de telhas fotovoltaicas. a) Solardachstein, p-Si; b) SRS Energy, a-Si; c) Lumeta, m-Si; d), Solar Century, m-Si; e) Suntegra, m-Si e f) Dyaqua, m-Si.

3.2.3. Módulos BIPV

Esta tecnologia é utilizada nas coberturas ou fachadas dos edifícios em substituição dos materiais convencionais. São apresentados no mercado com algumas semelhanças com os módulos PV convencionais, porém com a diferença de serem melhor preparados para lidar com as intempéries que afetam a cobertura e fachada dos edifícios.

Estes, são uma forma inovadora de incorporar a tecnologia solar nos edifícios, combinando de forma coerente design e tecnologia, sem esquecer a parte ecológica. Fornecem um excelente isolamento acústico e térmico, produzindo ao mesmo tempo energia solar, sendo ainda feitos à medida e incorporados no projeto de forma vertical, horizontal ou angular, aumentando assim a facilidade de instalação. Na Tabela 3.3 está exibida as características de alguns módulos BIPV de três fabricantes. O FF para estes módulos é alto, por se tratar de tecnologias monocristalinas e policristalinas. As Figuras 3.5a) e 3.5b) mostram exemplos de aplicação destes módulos.

Tabela 3.3 - Características de produtos de alguns fabricantes de módulos fotovoltaicos

Fabricante	Produto	η (%)	U_{oc} (V)	I_{sc} (A)	P_{max} (W)	FF	Área (mm x mm)
Solar Innova	GG-M125-36	13.92	22.28	5.23	90	0.73	1189x535x25
Suntech	MSZ-190J-D		45.2	5.62	190	0.75	1641x834.5x33
Creaton AG	Creaton Solesia		13.86	8.46	90	0.77	1778x355

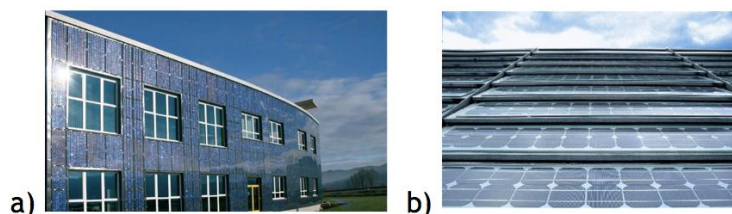


Figura 3.5 - Exemplo de módulos BIPV. a) módulos instalados em fachada; b) módulos instalados na cobertura

3.2.4. Vidros fotovoltaicos

Os produtos fabricados com estes materiais providenciam uma grande variedade de opções para janelas, fachadas ou telhados. Os vidros fotovoltaicos, além de produzirem eletricidade, permitem a entrada da luz solar para o interior do edifício, ao mesmo tempo que impedem a entrada dos nocivos raios ultravioletas (UV) e infravermelhos (IV). A passagem de luz através das estruturas pode ainda ser controlada através da adequação das dimensões, e do ajuste do número e espaço entre células no caso da tecnologia de silício cristalina. Para módulos de películas finas, o nível de transparência pode ser controlado pela alteração no processo de fabrico. Quanto mais transparente o módulo, menos eficiente será [4].

A Tabela 3.4 ilustra as características de dois vidros fotovoltaicos. Porém, importa referenciar que não se pode avaliar por completo as características elétricas deste tipo de produto sem levar em consideração o nível de transparência da célula. Este detalhe é nitidamente perceptível na Tabela 3.5, onde se apresenta o mesmo produto da OnyxSolar da Tabela 3.4, mas considerando agora o seu nível de transparência. Na Figura 3.6 é possível observar diferentes formas de aplicação desta tecnologia.

Tabela 3.4 - Características de produtos de alguns fabricantes de vidros fotovoltaicos

Fabricante	Produto	η (%)	U_{oc} (V)	I_{sc} (A)	P_{max} (W)	FF	Área (mm x mm)
OnyxSolar	034_N12000600		47	1.45	41		1200x600
Vidursolar	VS16 C36 P135		22.2	8.12	135		1600x720

Tabela 3.5 - Dados elétricos do módulo fotovoltaico de vidro da OnyxSolar, tendo em consideração o nível de transparência das células

Fabricante	Produto	Transparência (%)	U_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)	U_{oc} (V)	I_{sc} (A)	P_{max} (W)
		0	32	1.29	47	1.45	41
OnyxSolar	034_N12000600	10	32	0.90	47	1.11	29
		20	32	0.76	47	0.93	24
		30	32	0.63	47	0.74	20

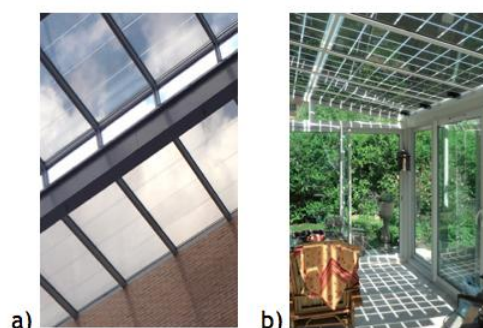


Figura 3.6 - Vidro fotovoltaico. a) produto da OnyxSolar; b) produto da Vidursolar

3.3. Desafios da tecnologia BIPV

A tecnologia BIPV apresenta inúmeras vantagens, pois a radiação solar é um recurso abundante e sem custos, infinito, acessível e sem quaisquer efeitos negativos para o ambiente. Além disso, a instalação, operação e manutenção dos painéis solares são relativamente fáceis e baratos [59]. Ademais, uma vez que os geradores de energia solar estão normalmente localizados perto dos clientes, não há necessidade de construir outras linhas de transmissão. Portanto, os recursos financeiros podem ser economizados e as perdas de energia nas redes de distribuição e os riscos de segurança são minimizados. Sendo também

desnecessário construir mais grandes centrais produtoras de energia devido ao fato de que fontes renováveis podem ser utilizadas como fornecedores de emergência. Além disso, a energia solar pode ajudar a rede principal durante as horas de pico de carga e contribuir para a partilha do fornecimento de energia [60][61].

A geração de energia por meio do sol ainda é relativamente insignificante comparada com outros tipos de tecnologias de produção, mas o recente crescimento é inquestionável e não pode ser ignorado [62]. A International Energy Agency (IEA) prediz que os sistemas fotovoltaicos produzirão um quinto de toda a energia global em 2050 e antecipa um crescimento de 60% para o final deste século [63]. Este crescimento, tem sido claramente visto ao redor do mundo, com a implementação cada vez mais alargada de células fotovoltaicas em diversas instalações. Mas para que esta tendência seja cada vez maior, ter-se-ão que resolver um conjunto de problemas associados. Em [1] é apresentada uma classificação destes desafios/barreiras em quatro grupos principais:

- 1- Barreiras institucionais
- 2- Aceitação pública
- 3- Barreiras económicas
- 4- Barreiras técnicas

3.3.1. Barreiras institucionais

Os programas, políticas e planos governamentais têm um papel muito importante para alavancar as tecnologias das energias renováveis. Alguns artigos descrevem estas políticas, como a chave principal para revolucionar e abrir as portas para o desenvolvimento dos sistemas BIPV [64][65][66]. Como exemplo, a política de incentivo às energias renováveis em Espanha teve início a partir de 1999, só a grande evolução apenas aconteceu em 2005 quando a promoção de energias renováveis (PER) foi planeada. Como consequência disso, a Espanha obteve a segunda posição no ranking das energias renováveis no ano de 2009, logo a seguir à Alemanha [64].

A adoção de tarifas como o FIT ³ (*Feed-in-Tariff*), em sistemas ligados à rede elétrica (*On-Grid*), tem se tornado numa política fundamental para planejar e facilitar os investimentos em energia renováveis. Especialmente para BIPV, o FIT é um dos fatores mais importantes.

As tarifas FITs são a política mais utilizada em muitos países para acelerar a instalação da energia renovável (ER), representando uma maior participação no desenvolvimento de ER do

³ FIT é um mecanismo de incentivo de adoção de energias renováveis por meio da criação de uma legislação que obrigue as concessionárias regionais e nacionais a comprarem eletricidade renovável em valores acima do mercado, estabelecidos pelo governo. É também conhecido como Tarifa Renovável Avançada ou Pagamento da Energia Renovável.

que os incentivos fiscais ou outras políticas padrão. Os FITs provocaram uma significativa implantação da ER, ajudando a catapultar os países que os adotaram para a vanguarda do setor global de ER. Na União Europeia (UE), as políticas de FIT levaram à instalação de mais de 15.000 MW de energia solar fotovoltaica (PV) e mais de 55.000 MW de energia eólica entre os anos de 2000 e 2009. No total, os FITs são responsáveis por cerca de 75% do PV global e 45% das instalações de energia eólica. Particularmente, países como a Alemanha, demonstraram que os FITs podem ser usados como uma poderosa ferramenta política para impulsionar a instalação de ER e ajudar a atingir os objetivos combinados de segurança energética e redução de emissões de dióxido de carbono (CO₂) [67].

A definição de padrões aplicáveis e adequados e a remoção de medidas burocráticas desnecessárias também devem ser consideradas como fatores importantes no sucesso das BIPVs e essas decisões estão também contempladas na jurisdição dos governos [1]. É apresentado na Figura 3.7 o estado do mercado BIPV bem como uma previsão da sua evolução até 2020.

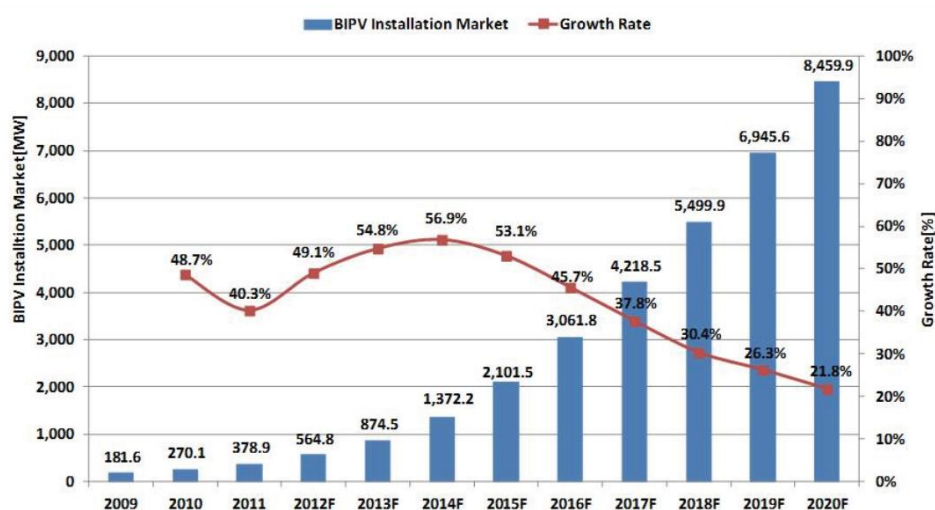


Figura 3.7 - Instalação BIPV global e previsão de sua taxa de expansão [68]

3.3.2. Aceitação pública

O sucesso e fracasso dos projetos BIPV dependem totalmente da cooperação dada pela sociedade. O esclarecimento das pessoas acerca da importância da utilização de energia renovável e dos perigos que advêm da utilização de combustíveis fósseis, como o petróleo e o carvão, para nós e para o nosso planeta, é fundamental.

Devido à baixa eficiência dos painéis e também à baixa quantidade de energia produzida, esses projetos precisam de mais tempo para se tornarem populares. Portanto, os cidadãos

precisam ser pacientes e os governos têm de investir tempo e recursos para aumentar o conhecimento e provocar ideias inovadoras. Também as normas e os regulamentos devem ser simplificados o suficiente para se tornarem mais compreensíveis para o público em geral [1].

A visão e aceitação pública, no que concerne à transição de tecnologias antigas para as novas, como a microgeração, incluindo células fotovoltaicas em edifícios, segundo [69] ainda é insuficiente. Em [1], considera-se que, ao melhorar a divulgação por parte dos órgãos de comunicação social, dos benefícios económicos e ambientais das fontes renováveis, potencia-se o desenvolvimento da ER, tal como aconteceu entre 2004 e 2010 na Espanha. Importa salientar que, mesmo com o apoio governamental, sem a aceitação pública, todo o projeto estará seriamente ameaçado.

3.3.3. Barreiras económicas

As barreiras económicas serão talvez as mais importantes para impedir o cumprimento dos objetivos energéticos já descritos. Sem colaborações governamentais, os projetos definitivamente falharão. A importante influência da formulação de políticas fortes e os incentivos e apoios financeiros, tais como empréstimos a longo prazo com baixas taxas de juro, subsídios e redução de impostos para a realização de projetos progressivos de BIPV, são relevantes.

O investimento em sistemas BIPV é de longo prazo e os seus resultados somente poderão ser visíveis apenas muito tempo depois. Assim, convencer empresas e pessoas a trabalhar nesse investimento depende do poder político e das preocupações governamentais. Muitos estudos tentaram comparar a viabilidade económica das energias renováveis com a dos métodos convencionais de geração de eletricidade. Neles, alguns fatores económicos importantes, como o prazo do empréstimo, os custos iniciais do sistema e o custo do financiamento foram avaliados minuciosamente. Foi concluído que os programas e as políticas devem ser de longa data e que os governos devem definitivamente conceder incentivos sustentáveis.

Em [70] considerou-se o financiamento como uma enorme barreira para alavancar o programa Small Power Producer (SPP) na Tanzânia. Uma vez que os bancos da Tanzânia não estavam familiarizados com as vantagens do aproveitamento de energias renováveis, a SPP não encontrou apoio financeiro suficiente, com empréstimos a altas taxas de juro e tempos de retorno curtos, o que resultou na impossibilidade de estes serem realmente úteis.

As inúmeras questões técnicas levantadas quando se consideram os sistemas BIPV ligados à rede, sendo que, às vezes, a rede local possui uma capacidade específica e finita para a aceitação de novos sistemas BIPV, resultam numa maior atenção dedicada aos sistemas com

autoconsumo. Também para estes, os suportes financeiros e os incentivos são importantes para a sua competitividade.

No entanto, à medida que os custos dos sistemas de energia baseados em energias renováveis diminuem, a questão económica está perdendo lentamente a sua importância.

3.3.4. Barreiras técnicas

A seguir, são mencionadas algumas barreiras técnicas, sendo que certas barreiras são comuns aos sistemas BIPV e a outros sistemas PV ligados à rede, tais como as perdas de energia e a escassez de componentes da célula, ao passo que outros são específicos do BIPV, como as considerações arquitetónicas. Os fatores abaixo descritos são importantes para avaliar a viabilidade técnica dos sistemas BIPV, sejam eles ligados à rede ou não.

i) Perdas de energia

A alteração das condições normais de funcionamento do sistema provoca perdas de energia. Estas condições podem ser por exemplo quedas de tensão em cabos DC e díodos de proteção, partículas poluentes no ar, nuvens, sujidade, sombreamento (por árvores e edifícios), variação na radiação solar ou ângulo de orientação dos painéis [61][71][72]. Uma nuvem passageira pode impedir parcial ou totalmente a geração solar no caso de sombrear uma grande área de células fotovoltaicas.

O sombreamento parcial é responsável por 5% a 10% das perdas de energia em sistemas BIPV. Isto poderia ainda danificar as células fotovoltaicas. Este fenómeno é chamado de ponto quente (*hot spot* em inglês) e ocorre quando a célula sombreada não pode operar como as outras células do mesmo módulo. Então, ao invés de gerar energia, dissipa energia, o que pode danificar o módulo todo. Os díodos bypass podem ser usados para proteger as células desse fenómeno, como foi referenciado no capítulo anterior.

Devido à facilidade de manutenção e baixo custo inicial, geralmente os sistemas BIPV são painéis fixos com uma determinada inclinação, o que afeta o desempenho do sistema.

ii) Qualidade da energia

Para os sistemas BIPV, ligados à rede, é muito importante avaliar a qualidade da energia produzida. Esta qualidade pode ser definida através de diferentes parâmetros como por exemplo o valor da tensão e as variações na frequência.

A qualidade da energia pode ser posta em causa principalmente em situações com alta penetração de ER. A ligação à rede de diferentes pequenos produtores pode diminuir a qualidade do fornecimento e coloca em risco o equilíbrio dos sistemas de energia, especialmente nos pontos de ligação.

Os inversores são a maior causa de harmónicas em sistemas fotovoltaicos. Porém, utilizando filtros e sistemas de condicionamento de potência, pode-se remover a maior parte das harmónicas à saída das instalações PV. As harmónicas que resultam da geração de energia fotovoltaica podem também ser influenciadas por outros sistemas fotovoltaicos. Assim, durante o projeto do sistema, é importante avaliar a presença de todos os geradores que estão ligados à rede.

iii) Análise dos Inversores

Talvez o equipamento mais crítico nos sistemas fotovoltaicos seja o inversor. A eficiência do Maximum Power Point Tracking (MPPT) é normalmente o fator utilizado para avaliar a função do inversor. Esta função é difícil de medir porque depende das características internas dos inversores e dos parâmetros externos, tais como as características das células fotovoltaicas, a radiação incidente e o clima.

Em situações críticas, especialmente durante a condição de sombreamento parcial, o que considerando a natureza do BIPV tem uma alta probabilidade de acontecer, é crucial ter um forte algoritmo MPPT. Em [73], os autores discutiram diferentes algoritmos, de entre os mais comuns em MPPT. Concluíram que, especialmente durante o sombreamento parcial, um método combinado de diferentes algoritmos evolutivos, como o PSO e as redes neuronais artificiais (para escolher o tamanho adequado da população, etc.), poderia ser a melhor solução.

iv) Considerações arquiteturas

Atualmente têm surgido uma série de investigações sobre os parâmetros que devem ser considerados pelos arquitetos durante a fase de projeto para que se possam obter edifícios cada vez mais económicos em termos energéticos. A ideia é ter edifícios que não sejam apenas eficientes em termos de energia, mas também capazes de gerar a sua própria energia, tanto quanto possível, através de sistemas solares.

Estudos anteriores realizados sob a salvaguarda da Agência Internacional de Energia (IEA), sediada em Paris, identificaram vários obstáculos que impedem a aplicação de estratégias de energia solar nas práticas de construção convencional.

Para enfrentar essas questões, foi estabelecida por esta agência, em 2009, a *Tarefa 41: Energia Solar e Arquitetura*, Programa de Aquecimento Solar e Arrefecimento. A Tarefa envolveu arquitetos, investigadores e educadores de 14 países: Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, Alemanha, Itália, Noruega, Portugal, Coreia do Sul, Singapura, Espanha, Suécia e Suíça. O objetivo final desta tarefa de três anos consistiu em fazer da arquitetura uma força motriz para o uso de energia solar em edifícios e ajudar a promover uma arquitetura inspiradora de alta qualidade baseada em estratégias solares ativas e passivas, identificando obstáculos que os arquitetos enfrentam na implementação dessas estratégias, propondo estratégias para superá-las e aprimorando as qualificações e as interações dos arquitetos com engenheiros, fabricantes e clientes [74].

A “Sub-tarefa B” da IEA SHC Tarefa 41, intitulada *Ferramentas e métodos para design solar* foca em ferramentas e métodos de design atualmente disponíveis para arquitetos que podem auxiliar e apoiar decisões de design no desenvolvimento da arquitetura solar, particularmente na fase inicial de projeto. A justificativa para este estudo consagra a estimativa de que a maioria das decisões de design que podem influenciar o desempenho energético do edifício, como a forma, a orientação, o design de fachada, os materiais, as superfícies envidraçadas, etc., são tomadas na fase inicial de projeto, e durante a qual os arquitetos têm um papel dominante. A integração de estratégias passivas e tecnologias solares ativas só pode realmente ser eficaz se esta for considerada desde os primeiros estágios do processo de design e no estágio do design conceitual [75]. Porém, tais ferramentas (principalmente softwares de design e simulação) não estão acessíveis à maioria dos arquitetos, correspondendo a um forte problema para a implementação e eficiência desta tecnologia.

Podemos, no entanto, afirmar que, embora, exista um longo percurso a percorrer para que BIPV se possa tornar uma tecnologia atraente, não só do ponto de vista estético, mas também económico, assiste-se a esforços consideráveis para que se possa tornar esta tecnologia vulgar e acessível, permitindo a produção de eletricidade por parte dos próprios consumidores. É previsível que nos próximos anos se assista a muitos mais desenvolvimentos.

No próximo capítulo, apresentam-se as preocupações do governo português ao longo dos últimos anos, no que diz respeito às FER. Serão abordadas as legislações, decretos e normas que foram sendo elaboradas com o intuito de incentivar a exploração das FER por meio das Unidades de Produção.

CAPÍTULO

4

**Legislação e Normas
aplicáveis à Unidades de
Produção (UP)**

4. Legislação e Normas Aplicáveis à Unidades de Produção (UP)

4.1. Evolução histórica da legislação em Portugal

As tecnologias de exploração de FER têm assistido a um crescimento considerável, sendo cada vez mais premente a criação de políticas no sentido de incentivar a sua utilização. Portugal, tem demonstrado um crescente interesse pelas tecnologias da energia solar fotovoltaica, facilitando através de decretos, e inúmeras normas, o acesso à exploração dos recursos solares. É apresentado a seguir um enquadramento legislativo que mostra este interesse por parte de Portugal, ao longo das últimas décadas.

i) Decreto-Lei nº 189/88, 27 de Maio (Ministério da Indústria e Energia)

Cria normas referentes à atividade de produção de energia elétrica por entidades singulares ou coletivas de direito público ou privado. Pelo presente diploma é revogada a Lei 21/82, de 28 de Julho, e o Decreto-Lei 20/81, de 20 de Janeiro, com a redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei 149/86, de 18 de Junho [76].

ii) Decreto-Lei nº 168/99, 18 de Maio (Ministério da Indústria e Energia)

Revê o regime aplicável à atividade de produção de energia elétrica, no âmbito do Sistema Elétrico Independente, que se baseie na utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, regulando a atividade de produção de energia elétrica que se integre, nos termos do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho [77].

iii) Decreto-Lei nº 312/2001, 10 de Dezembro (Ministério da Economia)

Define o regime de gestão da capacidade de receção de energia elétrica nas redes do Sistema Elétrico de Serviço Público, proveniente: a) da produção de energia elétrica em aproveitamentos hidroelétricos até 10 MVA de potência aparente instalada; b) da produção de energia elétrica a partir de energias renováveis ou de resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, com exceção da energia hídrica, sem prejuízo da alínea anterior; c) da produção de energia elétrica em instalações de cogeração e d) da produção de energia elétrica pelo Sistema Elétrico não Vinculado (SENV) [78].

iv) Decreto-Lei nº 68/2002, 25 de Março

O presente diploma regula a atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão (BT) destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção

excedente a terceiros ou à rede pública, sendo que a potência a entregar à rede pública em cada ponto de receção, não poderá ser superior a 150 kW [79].

v) Decreto-Lei nº 33-A/2005, 16 de Fevereiro (Ministério das Atividades Económicas e do Trabalho)

Procede a alteração do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, revendo os fatores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Elétrico Português (SEP) e definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e prazos para obtenção da licença de estabelecimento para centrais renováveis [80].

vi) Decreto-Lei nº 363/2007, 2 de Novembro (Ministério da Economia e da Inovação)

Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução. Vem simplificar expressivamente o regime de licenciamento existente, substituindo-o por um regime de simples registo, sujeito a inspeção de conformidade técnica, criando o Sistema de Registo da Microprodução (SRM). Prevê ainda dois regimes de remuneração, o regime geral para a generalidade das instalações e o regime bonificado aplicável somente às fontes renováveis de energia [81].

vii) Decreto-Lei nº 118-A/2010, 25 de Outubro (Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento)

Procede a simplificação do regime jurídico aplicável à produção de eletricidade através de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução, e realiza à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, e à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro [82].

viii) Decreto-Lei nº 132-A/2010, 21 de Dezembro (Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento)

Aprova, no âmbito da Estratégia Nacional da Energia 2020, o regime de atribuição de capacidade de receção de 150 MVA na RESP, para energia elétrica proveniente de centrais fotovoltaicas, inclusive a tecnologia solar fotovoltaica de concentração, e pontos de receção associados, mediante iniciativa pública [83].

ix) Decreto-Lei nº 34/2011, 8 de Março (Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento)

Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de miniprodução, definindo “unidade de miniprodução” a instalação de produção de eletricidade, a partir de energias renováveis,

baseada em uma só tecnologia de produção cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW [84].

x) Decreto-Lei n.º 25/2013, 19 de Fevereiro

Procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução, e à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por unidades de miniprodução [85].

4.2. Legislação vigente

Atualmente, os novos projetos de produção renovável a partir de energia solar, são regidos pelo **Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro** [86]. Revogando o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67 -A/2007, de 31 de dezembro, pelo Decreto-Lei n.º 118 -A/2010, de 25 de outubro, e pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro; bem como revoga o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro.

O presente decreto-lei estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, designadas Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). Estabelece ainda o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por Unidades de Pequena Produção (UPP). A atual legislação é coadjuvada pelas seguintes portarias:

i) **Portaria n.º 14/2015, de 23 de Janeiro**, que define o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo ou da pequena produção para injeção total na rede elétrica de serviço público da energia elétrica produzida, e determina o montante das taxas previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro [87].

ii) **Portaria n.º 15/2015, de 23 de Janeiro**, procede à fixação da tarifa de referência aplicável à energia elétrica produzida através de unidades de pequena produção, nos termos do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, e determina as percentagens a aplicar à tarifa de referência, consoante a energia primária utilizada por aquelas unidades [88].

iii) Portaria n.º 60-E/2015, de 2 de março, procede à alteração dos artigos 9.º e 17.º da Portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, atribuindo-lhes uma nova redação [89].

4.2.1. Diferenças entre as unidades de produção

i) UPP

- A unidade de pequena produção (UPP) injeta a totalidade da energia produzida na RESP;
- A instalação de consumo associada, recebe toda a eletricidade proveniente do respetivo comercializador;
- É instalada no local de consumo;
- A potência de ligação tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e nunca superior a 250kW;
- Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de consumo;
- A configuração típica de uma UPP é ilustrada na Figura 4.1.

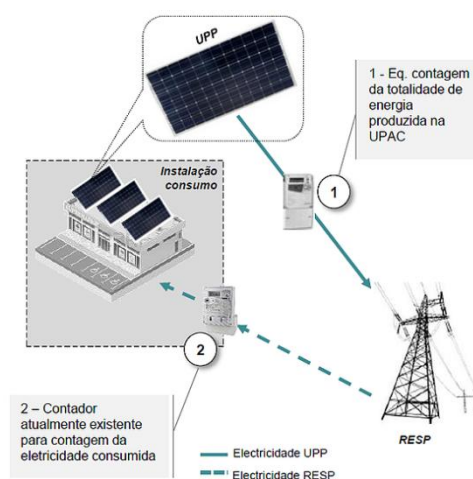


Figura 4.1 - UPP [90]

ii) UPAC

- A unidade de produção para autoconsumo produz preferencialmente para satisfazer necessidades de consumo;
- O excedente produzido é injetado na RESP, evitando o desperdício;
- É instalada no local de consumo;
- A potência de ligação tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo;
- A potência da UPAC não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação;
- A configuração típica de uma UPAC é ilustrada na Figura 4.2.

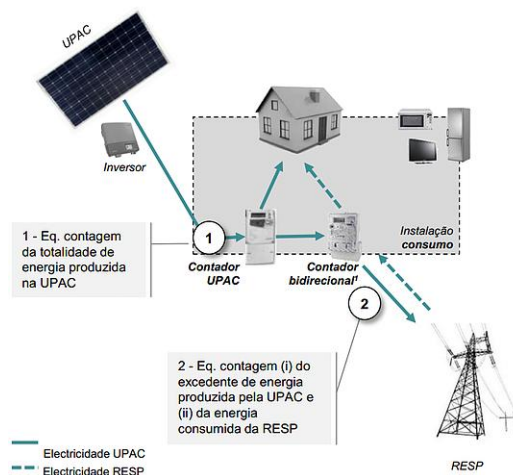


Figura 4.2 - UPAC [90]

4.2.2. Direitos e deveres do produtor

A atual legislação confere os seguintes direitos e deveres aos produtores:

4.2.2.1. Direitos UPAC

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, recorrendo a um qualquer mix de fontes de energia, renováveis e não renováveis, e respetivas tecnologias de produção associadas;
- Quando aplicável, ligar a UPAC à instalação elétrica de utilização após a emissão do correspondente certificado de exploração definitivo, nos termos do disposto no artigo 14º;
- Consumir, na instalação elétrica de utilização a que se encontra associada a UPAC, a eletricidade gerada nesta, bem como exportar eventuais excedentes para a RESP;
- Quando aplicável, celebrar contrato de venda da eletricidade proveniente da UPAC não consumida na instalação elétrica de utilização de eletricidade, nos termos previstos no artigo 23º.

4.2.2.2. Direitos UPP

- Ligar a UPP à RESP, após a emissão do correspondente certificado de exploração definitivo, nos termos do disposto no artigo 14º do presente decreto-lei;
- Celebrar contrato de venda da totalidade da eletricidade proveniente da UPP, recorrendo a apenas uma tecnologia de produção, nos termos previstos no artigo 34º.

4.2.2.3. Deveres UPAC e UPP

- Suportar o custo das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à RESP, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento Técnico e de Qualidade da Produção Elétrica para Autoconsumo;

- b) Suportar o custo associado aos contadores que medem o total da eletricidade produzida pela UPAC, bem como o total da eletricidade injetada na RESP, quando a instalação elétrica de utilização a que se encontra associada se encontrar ligada à rede e a potência instalada da UPAC seja superior a 1,5 kW;
- c) Entregar à RESP a totalidade da energia ativa produzida na UPP, líquida do consumo dos serviços auxiliares;
- d) Dimensionar a UPAC de forma a garantir a aproximação, sempre que possível, da energia elétrica produzida com a quantidade de energia elétrica consumida na instalação elétrica de utilização;
- e) Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados nos termos previstos no presente decreto-lei;

4.2.3. Condições de acesso e de exercício da atividade

A instalação de uma UP está sujeita a um registo prévio e a sua entrada em exploração sujeita à obtenção de certificado de exploração. Refere-se a um processo de registo gerido pelo Sistema Eletrónico de Registo das Unidades de Produção (SERUP).

Para a exploração de uma UPP, é sempre necessário o registo e certificado de exploração. Mas, tratando-se de uma UPAC, existem distintos escalões a seguir descritos, tendo um processo diferente registo para cada:

- $P_{\text{instalada}} \leq 200 \text{ W}$ - é isenta de controlo prévio;
- $200 \text{ W} \leq P_{\text{instalada}} \leq 1.5 \text{ kW}$ - apenas comunicação prévia de exploração;
- $1.5 \text{ kW} \leq P_{\text{instalada}} \leq 1 \text{ MW}$ - obrigatório registo e obtenção do certificado de exploração;
- $P_{\text{instalada}} \geq 1 \text{ MW}$ - licença de produção e licença de exploração.

As instalações de autoconsumo que não estejam ligadas à RESP, estão apenas sujeitas a uma mera comunicação prévia de exploração. As figuras 4.3 e 4.4 apresentam respetivamente um diagrama sequencial para o processo de registo para uma UPAC com potência superior a 1,5 kW e de uma UPP.

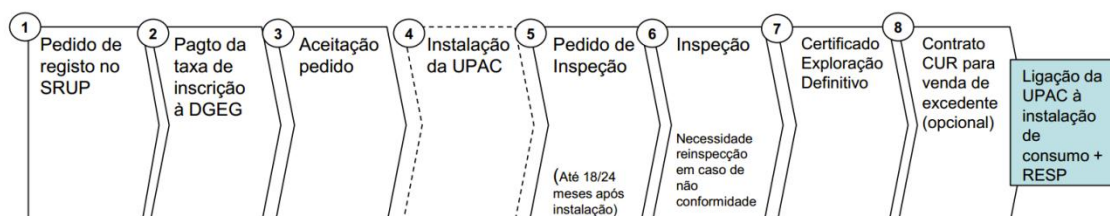


Figura 4.3 - Processo de licenciamento de uma UPAC com potência superior a 1,5 kW [91]

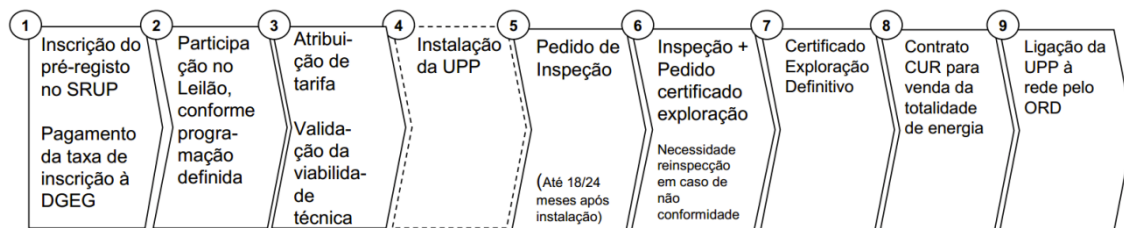


Figura 4.4 - Processo de licenciamento de uma UPP [91]

4.2.4. Tarifas

O decreto-lei nº 153/2014 de 20 de Outubro, introduziu uma nova perspetiva relativamente à produção de energia descentralizada. Para o autoconsumo (UPAC), salienta-se que a energia produzida deve ser consumida junto ao local de produção, sendo, caso haja excedentes bem como um contrato de venda de energia, a injeção deste excedente à RESP. Para as Unidades de Pequena Produção (UPP), a energia produzida é toda injetada na RESP.

4.2.4.1. Tarifário relativo à UPAC

Quando conveniente, o utente de uma UPAC que esteja ligada à rede elétrica, pode, junto ao comercializador de último recurso (CUR), formalizar um contrato de venda da energia que seja produzida e não venha a ser consumida.

O valor dessa energia elétrica fornecida à RESP é calculado de acordo a expressão (4.1). O excedente de produção instantânea é remunerado ao preço da “pool”, deduzido de praticamente 10%, para compensar custos com injeção, sendo igualmente um incentivo ao dimensionamento da UPAC em conformidade com as necessidades de consumo, de modo a que a injeção à rede seja reduzida.

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida, m} \times OMIE_m \times 0.9 \quad (4.1)$$

sendo:

$R_{UPAC,m}$ - A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m , em €;

$E_{fornecida, m}$ - A energia fornecida no mês m , em kWh;

$OMIE_m$ - 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 m , em €/kWh;

m - O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

A Figura 4.5 ilustra o diagrama de produção típico de uma UPAC com injeção de excedentes à RESP. É evidenciado que durante as horas do dia sem presença da luz solar, o abastecimento à carga é dado pela rede elétrica. Porém, espera-se que o dimensionamento da UPAC, venha

suprir as necessidades energéticas durante o dia, evitando excessos de produção, e consequentemente a injeção desses excessos na RESP.

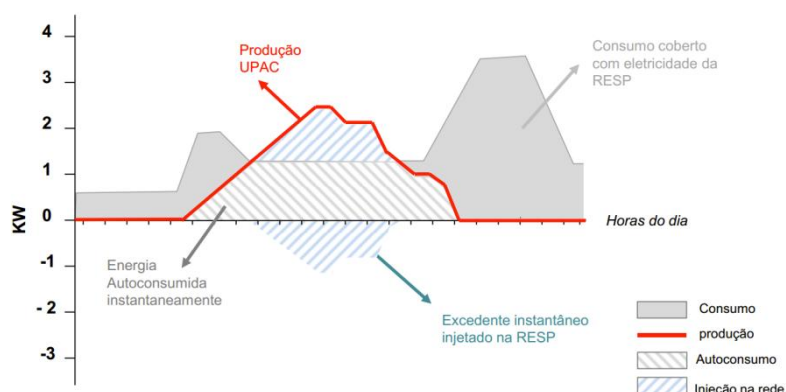


Figura 4.5 - Diagrama de produção e consumo de uma UPAC ligada à RESP (sem baterias de armazenamento) [91]

4.2.4.2. Tarifário relativo às UPP

A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência. Esta tarifa de referência é estabelecida mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, até 15 de dezembro de cada ano [86].

A tarifa de referência para o ano em curso foi publicada na Portaria nº 32/2018 de 23 de janeiro [92], entretanto, o disposto na Portaria nº 15/2015, de 23 de janeiro, é também aplicável ao ano 2018. As condições tarifárias encontram-se definidas na Tabela 4.1, sendo que a *categoria I* faz referência ao produtor que instale apenas uma UPP, a *categoria II*, ao produtor que queira instalar, para além da UPP, um sistema de carregamento de veículos elétricos no mesmo local de consumo e a *categoria III* ao produtor que pretende instalar no local de consumo, associado àquela, coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

Tabela 4.1 - Tarifário relativo à UPP [88]

Categoria	Tarifa €/MWh
I	95
II	105
III	100

A tarifa de referência referida varia também consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das percentagens apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Percentagens por fonte primária utilizada [88]

Energia primária utilizada	Percentagem (%)
Solar	100
Biomassa	90
Biogás	90
Eólica	70
Hídrica	60

A eletricidade vendida é limitada a 2,6 MWh/ano, no caso da utilização de fonte solar e eólica e a 5 MWh/ano no caso da utilização das restantes fontes, por cada quilowatt de potência instalada.

CAPÍTULO

5

**Dimensionamento
de sistemas
fotovoltaicos
ligados à rede**

5. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede

5.1. Introdução

Nos capítulos anteriores foram abordados os aspetos relativos à tecnologia fotovoltaica, averiguando acerca dos fenómenos físicos que permitem a produção de eletricidade por meio células fotovoltaicas. Foram também abordados os contornos legais, mais concretamente em Portugal, que incentivam a exploração do recurso solar.

Na presente secção é apresentada uma descrição metodológica das etapas necessárias para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede elétrica. Para tal, são consideradas as seguintes etapas:

- Avaliação do local de instalação;
- Seleção dos equipamentos;
- Configuração da matriz fotovoltaica;
- Estimativa da produção de energia;
- Dimensionamento de cablagens;
- Dimensionamento das proteções;

5.2. Avaliação do local de instalação

As principais condições que limitam a potência instalada num sistema fotovoltaico são a área disponível para a instalação das estruturas e módulos fotovoltaicos, bem como o valor monetário disponível para o investimento [46]. Porém, importa ressaltar que na fase de projeto importa analisar todas as condições do local onde a instalação será realizada, com vista a obter uma ótima viabilidade técnica do projeto.

No início do projeto devem ser obtidos dados como a localização geográfica (latitude e longitude, com recurso ao Google Maps) e a radiação solar do local da instalação pois são fatores que maior influência têm na determinação da energia produzida e, logo, na rentabilidade do sistema [93]. Evidenciam-se três tipos de radiação solar: a direta (proveniente diretamente do Sol, segundo a sua direção, obtida a céu limpo), a difusa (que não tem uma direção específica e é devida, fundamentalmente, à existência de nuvens que dispersam os raios solares) e aquela que é refletida na superfície terrestre e, de seguida, pode ser aproveitada pelos painéis fotovoltaicos. Esta última é de difícil análise e depende,

obviamente, da refletividade do solo em redor do painel. A soma da radiação direta e difusa é a radiação global [94].

Para a elaboração do projeto, é fundamental o conhecimento das condições climáticas, bem como do relevo do local de instalação. Isto implica conhecer os níveis de radiação solar ao longo do ano, altura mínima e máxima do sol durante o dia nos diferentes meses do ano, frequência de chuvas, neves, altitude, temperatura, etc.

Atualmente existem muitos softwares disponíveis no mercado (grátis ou pagos) que possuem bases de dados, informações de radiação diárias e mensais de diversos locais em todo o mundo, possibilitando fazer um estudo mais preciso do sistema. Neste trabalho usar-se-ão as informações fornecidas pelo software PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), uma ferramenta científica disponibilizada pelos serviços de ciência da Comissão Europeia.

A análise global do projeto debruça-se ainda na identificação da área disponível (limitando a quantidade de módulos a serem instalados) e na tipologia do terreno, ou do edifício, em questão. De forma a obter-se o maior aproveitamento energético possível, avalia-se ainda o grau ótimo de inclinação, bem como o azimute (orientação) adequada para a instalação.

Como referido anteriormente no capítulo 2, o sombreamento em instalações fotovoltaicas provoca perdas consideráveis na produção energética das células, pois afeta diretamente o seu rendimento. Assim, importa que durante a fase de projeto se avalie os possíveis sombreamentos a que a instalação poderá estar sujeita. Vale ressaltar os sombreamentos causados por obstáculos fixos tais como outros edifícios, montanhas, chaminés, árvores, ou até mesmo outros módulos fotovoltaicos, destes importa que a instalação possa ser influenciada o mínimo possível. Existem ainda os sombreamentos temporários, como nuvens, neves, folhas de árvores, poeira ou outros objetos à deriva.

5.3. Seleção dos equipamentos

A seleção dos equipamentos inerentes à instalação é de importância vital para o funcionamento adequado do sistema, bem como garantir fiabilidade à instalação. Num sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica, os principais elementos que merecem uma atenção especial durante o processo de seleção são os módulos fotovoltaicos e os inversores. A seguir é feita uma descrição dos pressupostos necessários para a escolha adequada de ambos os equipamentos.

5.3.1. Módulos fotovoltaicos

A determinação do módulo a instalar é realizada, maioritariamente, por meio de uma análise de mercado das soluções disponíveis para a potência nominal desejada. Contudo, apesar da

vertente económica representar um contributo significativo na escolha do módulo, as características como a qualidade e as especificações técnicas do sistema desempenham também um papel relevante no processo de decisão [93]. Importa analisar os tipos de células que compõem os módulos, se são monocristalinas, policristalinas ou amorfas (já que são as mais abundantes atualmente). As Figuras 5.1 e 5.2 mostram, respetivamente as especificações elétricas, térmicas e mecânicas do módulo fotovoltaico JS Y1150P-17b da Gain Solar, que usa células policristalinas, onde se assinalam os principais parâmetros a ter em conta durante o projeto de uma instalação fotovoltaica.

Parâmetros elétricos para as condições padrões (STC)			
Módulo			JS 150
Tipo de módulo			YLxxxP-17b
Potência de saída	P_{max}	W	150
Tolerância potência saída	ΔP_{max}	W	+/- 5
Eficiência módulo	η_m	%	15.0
Tensão em P_{max}	V_{mpp}	V	18.5
Corrente em P_{max}	I_{mpp}	A	8.12
Tensão em circuito aberto	V_{oc}	V	22.9
Corrente em curto-circuito	I_{sc}	A	8.61

STC: 1000 W / m² irradiância, temperatura do módulo de 25 ° C, AM1.5 distribuição espectral de acordo com a norma EN 60904-3
Redução média de 5 % de eficiência relativa de 200 W / m² de acordo com EN 60904-1

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura nominal da célula	NOCT	°C	46 +/- 2
Coefficiente de temperatura para P_{max}	γ	%/°C	-0.45
Coefficiente de temperatura para V_{oc}	β_{Voc}	%/°C	-0.37
Coefficiente de temperatura para I_{sc}	α_{Isc}	%/°C	0.06

Figura 5.1 - Especificações elétricas e térmicas do módulo JS Y1150P-17b da Gain Solar

CARACTERÍSTICAS GERAIS 1

Dimensões (C / L / A)	1470mm / 680mm / 25mm
Peso	10.8kg
ESPECIFICAÇÕES DA EMBALAGEM	
Número de módulos por palete	2
Dimensões da embalagem (C / L / A)	1485mm / 695mm / 70mm
Número de módulos por palete	26
Dimensões da embalagem (C / L / A)	1520mm / 740mm / 860mm

Figura 5.2 - Especificações mecânicas do módulo JS Y1150P-17b da Gain Solar

Após ter sido selecionado o tipo de módulo que corresponde as especificações do projeto (sejam técnicas ou económicas), é possível obter uma estimativa do número de módulos a

serem instalados, fazendo uso da expressão (5.1), que relaciona a potência total a ser instalada com a potência máxima dos módulos.

$$N_{\text{mód}} = \frac{P_{\text{FV}}}{P_{\text{mód}}} \quad (5.1)$$

Embora não indique um valor definitivo, este parâmetro possibilita ao projetista ter uma perspectiva, não apenas da quantidade de módulos, mas também da área necessária para a sua instalação. As restrições em termos de área disponível podem, muitas das vezes, condicionar o número de módulos que constituem o arranjo e o modo como estes vão ser ligados.

5.3.2. Inversores

A configuração da instalação fotovoltaica é fortemente dependente das especificações técnicas de entrada do inversor, devendo este ser selecionado corretamente. O intervalo de potência deste equipamento, deverá estar compreendido entre 70% a 120% da potência fotovoltaica a instalar, traduzindo-se matematicamente na expressão (5.2).

$$0,7 \cdot P_{\text{FV}} < P_{\text{INV DC}} < 1,2 \cdot P_{\text{FV}} \quad (5.2)$$

A potência do inversor deverá estar de acordo com a gama de valores descritos na expressão (5.2), porque segundo [20]:

- A eficiência do inversor é maior a cargas elevadas;
- O inversor suporta sobrecargas de 20% ou mais;
- Poucas vezes se encontra a potência máxima.

Os sistemas fotovoltaicos ligados à rede e com uma potência instalada de até 5 kWp são normalmente monofásicos. Para estes casos, e onde os módulos estão orientados e inclinados uniformemente sem existirem sombreamentos, deve utilizar-se um único inversor.

Em sistemas com potências instaladas mais elevadas, é frequente utilizarem-se vários inversores, de modo a que a potência global seja o somatório das potências individuais dos inversores [21]. A convergência da potência numa só unidade provoca uma redução da eficiência no inversor, pelo fato de este se encontrar a trabalhar com um baixo valor de carga na maior parte do tempo [20]. A utilização de vários inversores apresenta vantagens na medida em que aumenta a fiabilidade do sistema bem como eleva o rendimento global do sistema, por meio da redução do número de inversores em operação para níveis de radiação inferiores.

A Figura 5.3 apresenta as especificações técnicas do inversor SIW600T020-44 da WEG. Ao avaliar as características do inversor, deve-se ter atenção aos níveis de tensão DC (máximo e

mínimo), pois influenciam na determinação do número de módulos em série, assim como verificar a corrente máxima DC, pois afeta na quantidade de fileiras ligadas em paralelo. É também importante avaliar se o inversor possui sistemas MPPT.

Especificação Técnica	
Código	SIW600T020-44
Performance operacional	
Max. eficiência	98,0 %
Eficiência europeia	97,7 %
Consumo à noite	< 2 W
Entrada DC	
Número de rastreadores de MPPT	2
Tensão máxima	1000 V
Tensão mínima	480 V
Tensão inicial	450 V
Tensão nominal	670 V (tensão de linha 380 Vca) / 766 V (tensão de linha 440 Vca)
Tensão máxima MPP	1000 V
Corrente máxima	2 x 21,5 A
Proteção sobre a tensão entrada para cada MPPT	Varistor
Saída CA	
Número de fases	3
Tensão de rede CA	230V/380V+N+PE 254V/400V+N+PE
Corrente máxima	30.4 A (tensão de linha 380 Vca)/ 26.2 A (tensão de linha 440 Vca)
Potência nominal (cos ϕ =1)	20,6kW
Frequência	60 Hz
Topologia	Transformer-less
Proteção contra inversão de polaridade	sim
Interface de comunicação	RS485, Modbus (futuro: Ethernet, USB)
Condições ambientais	
Temperatura de operação	-10 °C - + 60 °C
Umidade do ar	0...100 %
Barrulho máximo	
Físico	
Grau de proteção	IP65
Aula de proteção	1
Princípio de refrigeração	Convecção natural
Dimensão (W x D x H)	583x620x318
Peso	50kg

Figura 5.3 - Especificações técnicas do inversor SIW600T020-44 da WEG

5.4. Configuração da matriz fotovoltaica

A matriz fotovoltaica é dependente das especificações técnicas à entrada do inversor. A gama de variação da tensão influencia a quantidade de módulos a serem ligados em série. Por outro lado, o número de fileiras ligadas em paralelo é influenciado pela corrente máxima admissível pelo inversor.

A tensão de entrada no inversor, produzida pelo somatório das tensões dos módulos ligados em série, está relacionada com a variação de temperatura. Tem-se em conta que no Inverno, quando se verificam temperaturas mais baixas, a tensão atinge o valor mais elevado, enquanto que no Verão, quando os módulos experimentam temperaturas mais elevadas, a sua tensão regista valores mais baixos. As situações operacionais extremas de inverno e verão, são determinantes para o dimensionamento.

Considerando uma variação média anual da temperatura no plano do painel entre -10°C e 70°C, os desvios absolutos relativamente à temperatura de 25°C (STC) é respetivamente de -35°C e 45°C [46]. Assim, podemos calcular as tensões máxima e mínima possíveis de serem produzidas por um módulo através das expressões (5.3) e (5.4) respetivamente.

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \times \Delta V (\%/^{\circ}C)}{100}\right) \times V_{oc(STC)} \quad (5.3)$$

$$V_{MPP(70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{45^{\circ}C \times \Delta V (\%/^{\circ}C)}{100}\right) \times V_{MPP(STC)} \quad (5.4)$$

em que:

$\Delta V (\%/^{\circ}C)$ - Coeficiente de temperatura da tensão em circuito aberto, fornecido pelo fabricante.

5.4.1. Número máximo e mínimo de módulos em série

A tensão aos terminais das fileiras deve estar compreendida entre os limites máximo e mínimo da tensão correspondente ao ponto de potência máxima do inversor, ou seja, dentro da gama de variação para o qual o inversor se adapta ao ponto correspondente à máxima extração de potência da fileira [46].

O valor máximo da tensão em circuito aberto da fileira, calculada em (5.3), não deve exceder o valor máximo da tensão à entrada do inversor. A expressão (5.5) permite determinar a quantidade máxima de módulos em série.

$$N_{\max_{\text{serie}}} = \frac{V_{\max_{\text{inv}}}}{V_{oc(-10^{\circ}C)}} \quad (5.5)$$

De forma análoga, o valor mínimo da tensão produzida pela fileira, calculada em (5.4), não deve ser inferior ao valor mínimo de tensão admissível pelo inversor. A quantidade mínima de módulos em série é determinada pela expressão (5.6).

$$N_{\min_{\text{serie}}} = \frac{V_{\min_{\text{inv}}}}{V_{MPP(70^{\circ}C)}} \quad (5.6)$$

sendo:

$U_{\max_{\text{inv}}}$ - Tensão máxima à entrada do inversor, fornecida pelo fabricante.

$U_{\min_{\text{inv}}}$ - Tensão mínima à entrada do inversor, fornecida pelo fabricante.

5.4.2. Número máximo de fileiras em paralelo

Para completar os critérios inerentes à configuração da matriz fotovoltaica, importa conhecer a quantidade máxima de fileiras associadas em paralelo, capaz de ser suportada pelo inversor, sendo esse valor limitado pela corrente máxima admissível à entrada do inversor.

O número máximo de fileiras ligadas em paralelo N_{maxfil} resulta do quociente entre a corrente máxima admissível à entrada do inversor I_{maxinv} e a corrente máxima que atravessa cada fileira de módulos I_{maxfil} . Note-se que, a corrente máxima que atravessa cada fileira de módulos é igual à corrente máxima dum módulo. A expressão matemática que traduz o cálculo desse número máximo é dada em (5.7).

$$N_{maxfil} = \frac{I_{maxinv}}{I_{maxfil}} \quad (5.7)$$

5.5. Estimativa da produção de energia

Durante o processo de dimensionamento de uma instalação fotovoltaica, é imprescindível estimar a quantidade de energia possível de ser produzida pelo sistema durante um intervalo de tempo considerável, permitindo avaliar a viabilidade da instalação. Isto é possível, recorrendo-se a inúmeras ferramentas informáticas disponibilizadas na Internet, onde se pode obter para um dado local da superfície terrestre, distintos indicadores importantes, tais como:

- Radiação incidente num plano horizontal;
- Radiação direta num plano horizontal ou num ângulo desejado;
- Ângulo ótimo da inclinação dos painéis;
- Radiação global incidente num plano com orientação e ângulo otimizados;
- Temperaturas médias diárias e mensais, etc.

Após a obtenção dos principais indicadores relativos ao local da instalação, pode-se calcular a energia possível de ser diariamente produzida pelo sistema através da expressão (5.8), onde HPS representa as horas de pico solar, η_{inv} o rendimento do inversor e P_{FV} , a potência nominal do gerador fotovoltaico.

$$E_g = P_{FV} \times HPS \times \eta_{inv} \quad (5.8)$$

O HPS é na realidade o número de horas em que a instalação fotovoltaica fica submetida à irradiância solar de 1000 W/m^2 . O seu valor pode variar entre 3 a 6 horas diárias, dependendo do mês e lugar da instalação fotovoltaica. Salienta-se, entretanto, que nas restantes horas onde há radiação, existe um aproveitamento energético mas de menor quantidade [20], conforme ilustrado na Figura 5.4.

O valor relativo ao HPS é expresso matematicamente em (5.9), sendo o quociente entre o valor médio diário da energia da radiação global incidente G , pelo valor da irradiância solar incidente nas condições de referência G_{STC} (1000 W/m^2). Onde β representa o ângulo de

inclinação do módulo, no qual, qualquer modificação implica uma alteração nos valores de irradiância e número de horas de pico solar.

$$\text{HPS}_{\beta} \text{ (h)} = \frac{G_{\beta} \text{ (Wh/m}^2\text{)}}{G_{\text{STC}} \text{ (W/m}^2\text{)}} \quad (5.9)$$

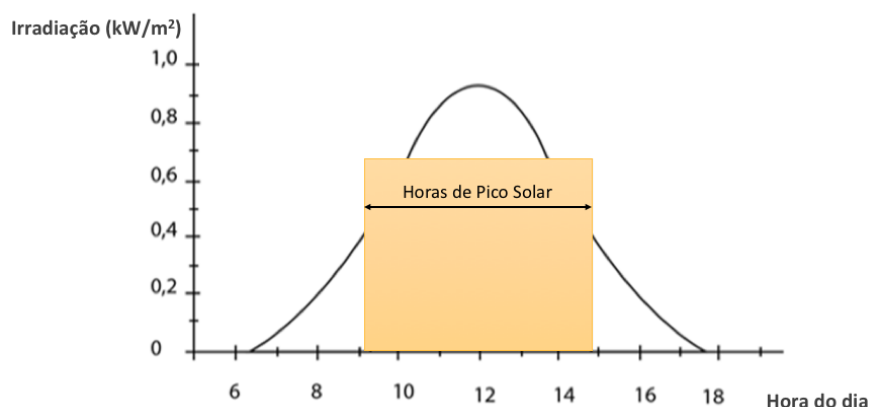


Figura 5.4 - Distribuição horária da radiação incidente sobre a superfície da Terra, adaptado de [95]

A energia mensal possível de ser produzida pelo sistema, depende do número de dias do mês e é expressa matematicamente em (5.10).

$$E_{g\text{mês}} = E_g \times \text{N}^{\circ} \text{ dias do mês} \quad (5.10)$$

Assim, para obter-se a energia anual que uma dada instalação fotovoltaica é capaz de produzir, é necessário perceber que a intensidade da radiação solar e as horas de pico solar variam ao longo dos meses. Então, é importante calcular a possível energia produzida pela instalação nos diferentes meses do ano. A produção anual é dada pelo somatório dos distintos valores de produção mensal, expressa matematicamente em (5.11).

$$E_{g\text{anual}} = \sum_{i=1}^{12} E_{gi} \quad (5.11)$$

5.6. Dimensionamento das cablagens

O dimensionamento dos cabos, corresponde a uma parte de particular importância no dimensionamento das instalações elétricas, já que são eles os responsáveis de transportar toda energia produzida até aos pontos de consumo. Nos sistemas fotovoltaicos ligados à rede elétrica existem três tipos de cabos, a seguir discriminados:

Cabos de fileiras - estabelecem a ligação elétrica entre os módulos individuais de um gerador solar e a caixa de junção do gerador. Estes cabos são geralmente aplicados no exterior. Com o

objetivo de garantir proteção contra a ocorrência de falhas à terra, bem como de curto-circuitos, os condutores positivos e negativos não podem ser colocados lado a lado no mesmo cabo.

Cabo principal DC - este cabo estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor. Se a caixa de junção do gerador estiver localizada no exterior, estes cabos devem ser entubados, uma vez que não são resistentes aos raios ultravioletas. De igual modo, por razões associadas à proteção contra falhas à terra e de curto-circuitos, recomenda-se também que os condutores de polaridade positiva e negativa devem ser independentes e não devem ser agrupados lado a lado no mesmo cabo. Podem também ser utilizados os mesmos tipos de cabos usados para os cabos de fileiras, desde que correspondam a secção correspondente.

Cabo de ligação AC - é o cabo de ligação entre o inversor e a rede elétrica, através de um equipamento de proteção. No caso dos inversores trifásicos, a ligação à rede de baixa tensão é efetuada por um cabo com cinco condutores, enquanto que para os inversores monofásicos é usado um cabo com três condutores.

A seguir, são apresentadas as expressões matemáticas para o dimensionamento da secção dos cabos acima citados. De referir que a metodologia apresentada é baseada em [19].

5.6.1. Cabo de fileira

Os parâmetros necessários para o dimensionamento deste tipo de cabo são exibidos na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Parâmetros para o dimensionamento do cabo de fileira

Parâmetros	Símbolo	Unidade (SI)
Comprimento do cabo de fileira	l_{fil}	m
Perdas na linha em condições de referência STC	P_M	W
Secção transversal do cabo de fileira	S_{fil}	mm ²
Condutividade elétrica do material (Cu = 56; AL = 34)	σ	m/(Ω xmm ²)
Tensão da fileira	V_{MPP}	V
Corrente da fileira	I_{maxfil}	A
Número de fileiras do gerador fotovoltaico	N_{fil}	-

O processo de dimensionamento da secção dos cabos deve também tomar em consideração a necessidade de reduzir o mais possível as perdas resistivas. O esboço da norma Alemã VDE 0100 Parte 712 (1998) sugere que a queda da tensão máxima admissível no circuito condutor não deve ser superior a 1% da tensão nominal do sistema fotovoltaico para as condições de referência STC. Este critério limita a 1% as perdas de potência através dos cabos DC do sistema fotovoltaico. A secção transversal do cabo de fileira é expressa matematicamente em (5.12).

$$S_{fil} = \frac{2 \times l_{fil} \times I_{maxfil}}{1\% \times V_{MPP} \times \sigma} \quad (5.12)$$

As perdas totais nos cabos do sistema fotovoltaico podem ser determinadas através da expressão (5.13).

$$P_M = \frac{2 \times N_{\text{fil}} \times l_{\text{fil}} \times I_{\text{maxfil}}^2}{S_{\text{fil}} \times \sigma} \quad (5.13)$$

Diferentes configurações do sistema fotovoltaico correspondem normalmente a diferentes comprimentos das linhas de cabos. Por forma a reduzir as perdas por efeito de Joule no transporte da energia, corresponderão também a diferentes secções transversais. Nestas situações poderá ser usada a fórmula geral (5.14).

$$P_M = \frac{2 \times I_{\text{maxfil}}^2}{\sigma} \times \left(\frac{l_{\text{fil}_1}}{S_{\text{fil}_1}} + \frac{l_{\text{fil}_2}}{S_{\text{fil}_2}} + \frac{l_{\text{fil}_3}}{S_{\text{fil}_3}} \dots \right) \quad (5.14)$$

5.6.2. Cabo DC principal

Os parâmetros necessários para o dimensionamento do cabo DC principal são mostrados na Tabela 5.2. O cálculo matemático é efetuado através da expressão (5.15).

Tabela 5.2 - Parâmetros para o dimensionamento do cabo DC principal

Parâmetros	Símbolo	Unidade (SI)
Comprimento do cabo DC principal	l_{DC}	m
Perdas na linha do cabo DC principal	P_{DC}	W
Secção transversal do cabo DC principal	S_{DC}	mm ²
Condutividade elétrica do material (Cu = 56; AL = 34)	σ	m/(Ωxmm ²)
Potência nominal do gerador fotovoltaico	P_{FV}	W _p
Corrente nominal do gerador fotovoltaico	I_n	A
Fator de perdas da linha. 1 a 2 para tensões reduzidas	F_p	%

$$S_{DC} = \frac{2 \times l_{DC} \times I_n^2}{(F_p \times P_{FV} - P_M) \times \sigma} \quad (5.15)$$

As respetivas perdas no cabo principal P_{DC} são calculadas para a secção transversal do cabo selecionado, de acordo a expressão (5.16).

$$P_{DC} = \frac{2 \times l_{DC} \times I_n^2}{S_{DC} \times \sigma} \quad (5.16)$$

5.6.3. Cabo de ligação AC

Os parâmetros necessários para o dimensionamento do cabo de ligação AC são apresentados na Tabela 5.3. Para o cálculo da secção transversal do cabo de ligação AC, assume-se uma queda de tensão máxima admissível na linha de 3%, relativamente à tensão nominal da rede.

Tabela 5.3 - Parâmetros para o dimensionamento do cabo de ligação AC

Parâmetros	Símbolo	Unidade (SI)
Comprimento do cabo de ligação AC	l_{AC}	m
Perdas na linha do ramal AC	P_{AC}	W
Secção transversal do cabo AC	S_{AC}	mm ²
Condutividade eléctrica do material (Cu = 56; AL = 34)	σ	m/(Ω xmm ²)
Corrente nominal AC do inversor	$I_{n_{inv}}$	A
Tensão nominal da rede (monofásica: 230 V, trifásica 400 V)	V_n	V
Fator de potência do inversor (entre 0,8 e 1)	$\cos\varphi$	%

Para uma instalação monofásica, a secção transversal é calculada por meio da expressão (5.17).

$$S_{AC} = \frac{2 \times l_{AC} \times I_{n_{inv}} \times \cos\varphi}{3\% \times V_n \times \sigma} \quad (5.17)$$

Já para uma instalação trifásica, a secção transversal é calculada pela expressão (5.18).

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times l_{AC} \times I_{n_{inv}} \times \cos\varphi}{3\% \times V_n \times \sigma} \quad (5.18)$$

As perdas P_{AC} , no cabo para a secção transversal escolhida, são determinadas através do seguinte:

- Instalações monofásicas, usa-se a expressão (5.19).

$$P_{DC} = \frac{2 \times l_{AC} \times I_{n_{inv}}^2 \times \cos\varphi}{S_{AC} \times \sigma} \quad (5.19)$$

- Instalações trifásicas, usa-se a expressão (5.20).

$$P_{DC} = \frac{\sqrt{3} \times l_{AC} \times I_{n_{inv}}^2 \times \cos\varphi}{S_{AC} \times \sigma} \quad (5.20)$$

5.7. Dimensionamento das proteções

Como em qualquer sistema eléctrico, as instalações fotovoltaicas, também necessitam de ser protegidas contra picos de correntes, sobretensões, etc. No entanto, as principais proteções a dimensionar nesses sistemas são aquelas cuja função é interromper a operação da instalação no caso de um incorreto funcionamento deste. São nomeadamente, os fusíveis de fileiras, o interruptor DC e o disjuntor AC.

5.7.1. Fusíveis de fileiras

O circuito em DC deverá ter uma protecção com fusíveis. Porém, para sistemas fotovoltaicos com menos de 4 fileiras, é dispensável o uso de fusíveis, sendo recomendável o

dimensionamento adequado dos cabos para suportarem as correspondentes correntes de curto-circuito. Entretanto, em sistemas de mais de 4 fileiras, os fusíveis deverão atuar para valores de corrente dentro do intervalo apresentado na expressão (5.21), onde I_N é a corrente nominal e I_{CC} é a corrente de curto circuito [20].

$$1,25 \times I_{CC} < I_N < 2 \times I_{CC} \quad (5.21)$$

5.7.2. Interruptor DC

A norma IEC 60364-7-712 determina a necessidade da instalação de um aparelho de corte da ligação acessível entre o gerador fotovoltaico e o inversor [20]. A sua função é a redução de ocorrências de contactos diretos durante atos de manutenção. Este deve ser dimensionado para funcionar à tensão máxima do gerador fotovoltaico à temperatura de -10°C , onde a corrente nominal é obtida recorrendo à expressão (5.22), sendo N_p o número de fileiras ligadas ao inversor. No entanto, alguns inversores já vêm com os interruptores instalados.

$$I_N > 1,25 \times N_p \times (1,25 \times I_{CC}) \quad (5.22)$$

5.7.3. Disjuntor AC

No sentido de garantir proteção no ramal que liga o inversor à rede, é instalado um disjuntor AC à saída do inversor. A obtenção do poder de corte do disjuntor AC é efetuada pela expressão (5.23), onde $P_{AC_{inv}}$ é a potência de saída do inversor e V_n a tensão nominal da rede.

$$I_N > \frac{1,25 \times P_{AC_{inv}}}{V_n} \quad (5.23)$$

No capítulo seguinte, será aplicada num caso de estudo a metodologia aqui estudada, com vista a dimensionar um sistema fotovoltaico integrado num edifício. Espera-se assim, obter uma aplicação prática e resultados satisfatórios.

CAPÍTULO

6

Estudo de Caso

6. Estudo de Caso

6.1. Introdução

A Faculdade de Engenharia da Universidade da Beira Interior (UBI), localizada na cidade da Covilhã - Portugal, tem instalado um sistema fotovoltaico de oito módulos com uma potência nominal de 2 kW, sendo que sete módulos fornecem energia à rede e um módulo é usado para experiências no laboratório de Eletrotecnia (sala 8.7). Este sistema foi instalado com o intuito de proporcionar trabalhos de investigação e didáticos na área das instalações fotovoltaicas e, em simultâneo, fazer alguma compensação no consumo de energia demandado pelo laboratório.

Pretende-se, no entanto, com este trabalho, estudar a possibilidade de instalação de um sistema fotovoltaico à base de telhas solares. Substituindo parte do telhado do laboratório enfatizado. Sendo motivados pelas novas tendências tecnológicas, propusemo-nos dimensionar um sistema fotovoltaico integrado em edifício, bem como avaliar a sua viabilidade técnica e económica, como já se fez referência no capítulo 3, relativo a sistemas BIPV.

Para efetuar o dimensionamento do referido sistema, usaremos a abordagem metodológica apresentada no capítulo 5, implicando seguir a sequência ora descrita.

6.2. Local da instalação

6.2.1. Potencial solar

A instalação, tal como se enfatizou, será alocada, na Faculdade de Engenharia da UBI, situada na pequena cidade da Covilhã. De forma mais específica, apresentam-se as suas coordenadas geográficas: latitude de 40° 16' 42.8" N e longitude de 7° 30' 42.3" W, tendo uma elevação em relação ao nível do mar de 639 m de altitude.



Figura 6.1 - Vista superior da Faculdade de Engenharia - UBI [96]

A privilegiada localização geográfica da cidade garante altos índices de intensidade solar ao longo do ano, fator determinante para se instalar um sistema fotovoltaico que possa produzir eletricidade durante todo ano. Na Tabela 6.1 são apresentados os dados relativos aos parâmetros de radiação solar na cidade da Covilhã, para as coordenadas geográficas citadas. Percebe-se claramente, que a cidade tem um potencial de radiação horizontal e direta muito elevados.

Tabela 6.1 - Radiação global incidente para a cidade da Covilhã, fonte: PVGIS (2001 - 2012)

Mês	Hh (Wh/m ² /dia)	DNI (Wh/m ² /dia)	D/G	Td (°C)
Janeiro	1800	2240	0,50	8,4
Fevereiro	2940	3670	0,40	8,3
Março	4430	4430	0,42	11,6
Abril	5450	5320	0,37	14,6
Mai	6590	6290	0,34	18,0
Junho	7740	8130	0,25	22,2
Julho	8100	9350	0,19	26,2
Julho	7040	8210	0,21	25,9
Agosto	5190	6140	0,27	22,4
Setembro	3360	3930	0,39	17,3
Outubro	2080	2580	0,47	11,7
Dezembro	1530	1970	0,52	9,1
Média Anual	4700	5200	0,31	16,3

Hh Radiação no plano horizontal

DNI Radiação normal direta

D/G Relação entre a radiação difusa e a global

Td Temperatura média diária

A época com maior índice de radiação corresponde aos meses de Junho, Julho e Agosto, como se vê na Tabela 6.1 e na Figura 6.2. Tal resultado era de se esperar, pois esta é a estação do verão em Portugal. Usando ângulos otimizados, esses níveis de radiação podem ser ainda maiores.

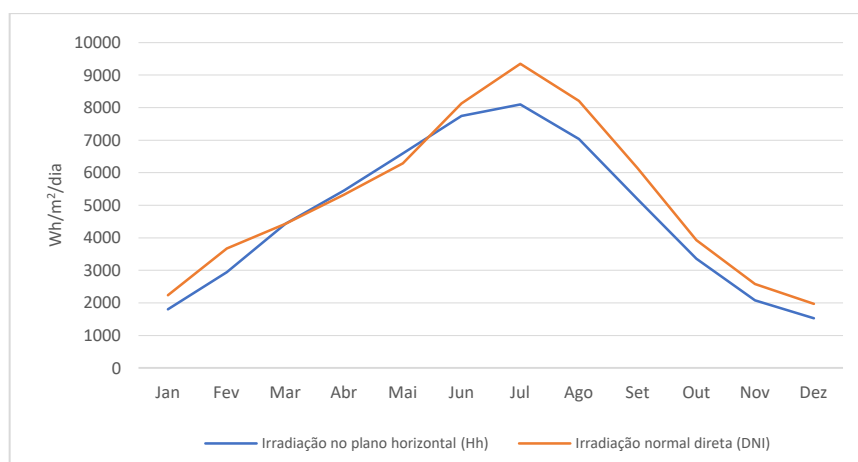


Figura 6.2- Radiação horizontal vs Radiação normal direta para a cidade da Covilhã ao longo do ano, adaptado de PVGIS (2001 - 2012)

Ao longo do ano, regista-se a forte presença de nuvens. A sua presença dispersa os raios solares, reduzindo a intensidade dos mesmos e, conseqüentemente o rendimento dos sistemas fotovoltaicos. Para as coordenadas referidas, observa-se na Figura 6.3 que nos meses de Junho a Setembro, o quociente entre a radiação difusa e a radiação global é baixo, privilegiando a chegada dos raios solares à superfície sem interferências de nuvens (céu limpo). O mesmo não se pode referir relativamente aos meses de Outubro a Maio, já que para estes regista-se a presença considerável de nuvens no céu da Covilhã. Significando, no entanto, ainda a possibilidade de produzir eletricidade, porém em menor quantidade do que nos meses de verão.

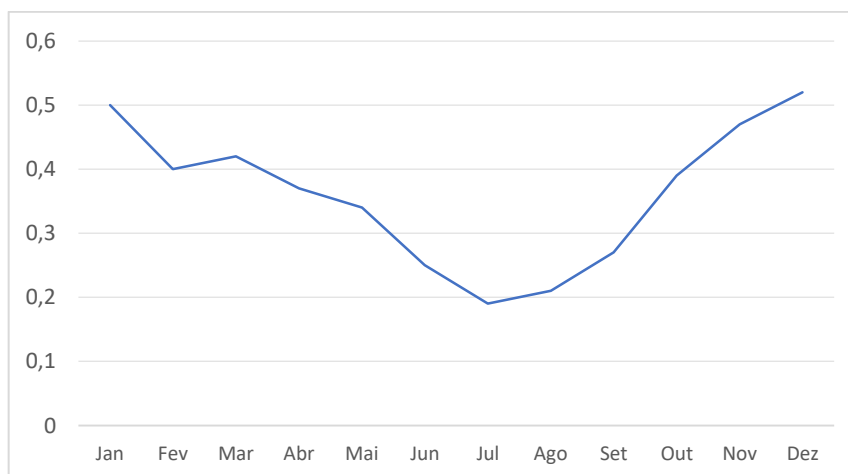


Figura 6.3 - Relação entre radiação difusa e global para a Covilhã, adaptado de PVGIS (2001 - 2012)

A temperatura é um fator importante no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, já que temperaturas ambientes muito altas implicam temperaturas das células ainda mais altas, provocando a redução no rendimento do módulo. As temperaturas médias diárias da cidade da Covilhã, ao longo do ano, são exibidas na Figura 6.4, atingindo-se valores médios acima dos 25° C.

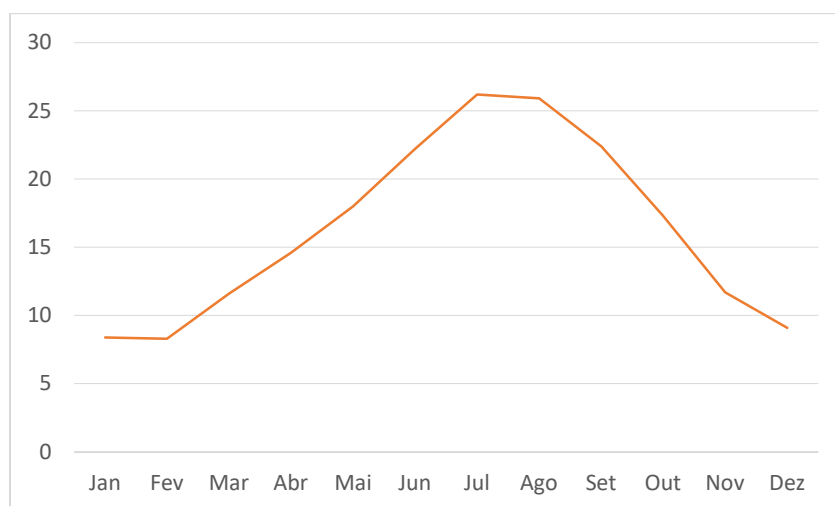


Figura 6.4 - Temperaturas médias diárias ao longo do ano na Covilhã, adaptado de PVGIS (2001 - 2012)

Podemos, então, afirmar que a cidade tem potencial solar capaz de ser aproveitado por um sistema fotovoltaico à base de telhas solares. Para um melhor aproveitamento do recurso solar, as telhas serão orientadas (azimute) para o sul (0°).

6.2.2. Sombreamentos

Concernente aos sombreamentos, refere-se que a área possível de ser usada é suficientemente grande para albergar as telhas solares, descartando-se a possibilidade de sombreamentos provocados pelas próprias células. A presença de outros edifícios, montanhas, árvores, chaminés, ou qualquer outro obstáculo fixo, que possa impedir a chegada dos raios solares às células é inteiramente descartada, já que o sistema estará completamente descoberto. A Figura 6.5 ilustra o local de instalação das telhas, bem como o arranjo fotovoltaico já existente.



Figura 6.5 - Local de instalação das telhas solares. Fonte: Próprio autor

6.3. Seleção dos equipamentos

6.3.1. Telha Fotovoltaica

As telhas fotovoltaicas, ou solares, não são ainda muito populares no mercado, embora existam diversos fabricantes, os seus produtos não estão tão disponíveis quanto os módulos fotovoltaicos. Após uma vasta pesquisa das possíveis ofertas no mercado europeu, escolheu-se a telha solar *GTFV100 Tile*, fabricada pela Solarteg, uma empresa sediada em Milão-Itália, cujo aspeto físico é ilustrado na Figura 6.6.

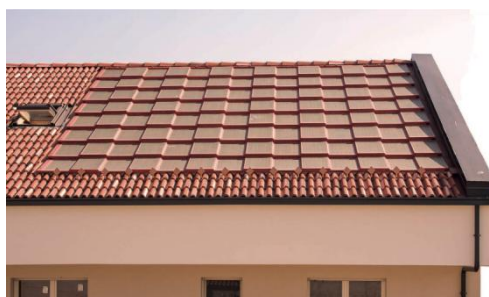


Figura 6.6 - Layout da GTFV100 Tile. Fonte: Catálogo do fabricante

As principais especificações técnicas da mesma são apresentadas na Tabela 6.2, sendo constituída por 24 células policristalinas, produzindo um total 100 Wp de potência em STC. No Anexo nº 7 são apresentadas as principais curvas desta telha, sob diferentes condições de radiação e temperatura.

Tabela 6.2 - Especificações técnicas telha solar GTFV100 Solarteg. Fonte: datasheet do fabricante

Características elétricas (STC)		Caraterísticas físicas	
Nº de células	24	Altura exposta (mm)	712
Potência (Wp)	100	Largura exposta (mm)	1090
V_{OC} (V)	15,4	Altura total (mm)	820
I_{SC} (A)	8,9	Largura total (mm)	1195
V_{MPP} (V)	11,9	Espessura (mm)	40
I_{MPP} (A)	8,45	Peso (kg)	15,8
Eficiência (%)	14,6	Peso específico (kg/m ²)	20,3
Coef. temperatura corrente $I_{sc}/^{\circ}C$	0,05	Inclinação mínima do telhado ($^{\circ}$)	17
Coef. temperatura tensão $V_{oc}/^{\circ}C$	-0,35	Inclinação máxima do telhado ($^{\circ}$)	45
Coef. temperatura potência $W/^{\circ}C$	-0,40	Área de superfície exposta (m ²)	0,78

Aplicando a expressão (5.1) e considerando que a potência instalada do sistema (P_{FV}) é de 2 kWp, podemos determinar a quantidade de telhas necessárias para gerar a potência pretendida. Obtemos assim um total de **20 telhas GTFV100**.

6.3.2. Inversor

Por se tratar de um sistema fotovoltaico de pequena dimensão (inferior a 5 kWp), e tendo em conta que as telhas solares estarão submetidas ao mesmo nível de radiação, escolheu-se usar o esquema de inversor central, Figura 6.7.

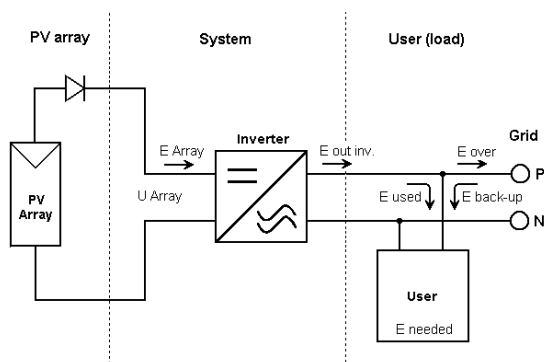


Figura 6.7 - Esquema inversor central. Fonte: PVSYST

Para determinar a potência nominal do inversor, teve-se como base o intervalo de potência da expressão (5.2). Assim, a potência do inversor deverá estar situada entre 1,4 kW e 2,4 kW. Selecionou-se o inversor monofásico **2000P da SolarMax**, cujas especificações técnicas são apresentadas no Anexo nº 1.

6.4. Implementação computacional PVSYST v.6.68

O sistema fotovoltaico referenciado foi dimensionado recorrendo-se ao PVSYST v.6.68. É um software criado para ser usado por arquitetos, engenheiros e investigadores, sendo uma ferramenta muito útil no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede ou isolados. Nele, foram inseridos os dados meteorológicos da Tabela 6.1.

Para a configuração do sistema fotovoltaico, considerou-se o seguinte:

- Potência: 2 kWp
- Inclinação (ver anexo nº 8): 20°
- Orientação (azimute) fixa no plano: Sul (0°)

Após a inserção dos dados no software, é automaticamente devolvida uma série de resultados do sistema. Estes mesmos resultados são obtidos com base nas expressões (5.3) a (5.7). A Figura 6.8 ilustra a interface do PVsyst e a respetiva configuração global do sistema aqui proposto.

Figura 6.8 - Configuração global do sistema. Fonte: PVSYS

Os resultados devolvidos pelo programa são apresentados na Tabela 6.3. Destes, destaca-se o facto de nas condições de operação do sistema (V_{MPP} (70°) e V_{OC} (-10°)), as tensões variarem entre 205 e 338 V, encontrando-se dentro dos limites de tensão admitido pelo inversor escolhido (120 - 480 V). Isto é importante, pois garante que o algoritmo MPPT do inversor possa explorar os pontos de máxima potência de cada curva.

Tabela 6.3 - Resultados obtidos. Fonte: PVSYS

	Nº de telhas em série	20
	Nº de fileiras	1
	Área necessária (m ²)	20
	Máxima potência PV (kWDC)	1,9
	Potência nominal AC (kWAC)	2
Telha	V_{MPP} (70°) (V)	10,2
	V_{OC} (-10°) (V)	16,9
Sistema	V_{MPP} (70°) (V)	205
	V_{OC} (-10°) (V)	338

Para mensurar o rendimento de um sistema PV, alguns índices devem ser considerados. Estes são utilizados com o objetivo de comparar sistemas entre si, além de avaliar o desempenho individual de cada sistema. Neste trabalho são considerados os seguintes [97]:

- *Produtividade de Referência (Yr)* - é numericamente igual à energia incidente no plano dos módulos, expressa em kWh/m². Pode ser entendido como o recurso solar disponível naquele local, com os módulos na orientação definida, representando o número de horas que o sistema funciona sob a radiação de referência.

- *Produtividade final (Yf)* - é a razão entre a energia injetada na rede elétrica E_Grid, e a potência nominal do sistema P_{FV}, representando o número de horas que o sistema precisaria funcionar na potência nominal para fornecer uma determinada quantidade de energia à rede. Este pode ser dado em horas ou em kWh/kWp.

- *Desempenho Global, ou taxa de desempenho (PR)* - trata-se da razão entre o Yf e o Yr, sendo um número adimensional e quantifica a eficiência do sistema como um todo, contabilizando todas as perdas do sistema.

Na Figura 6.9 encontra-se registado o valor de **5,259 kWh/m².dia** como sendo a média da energia incidente nas telhas solares ao longo do ano.

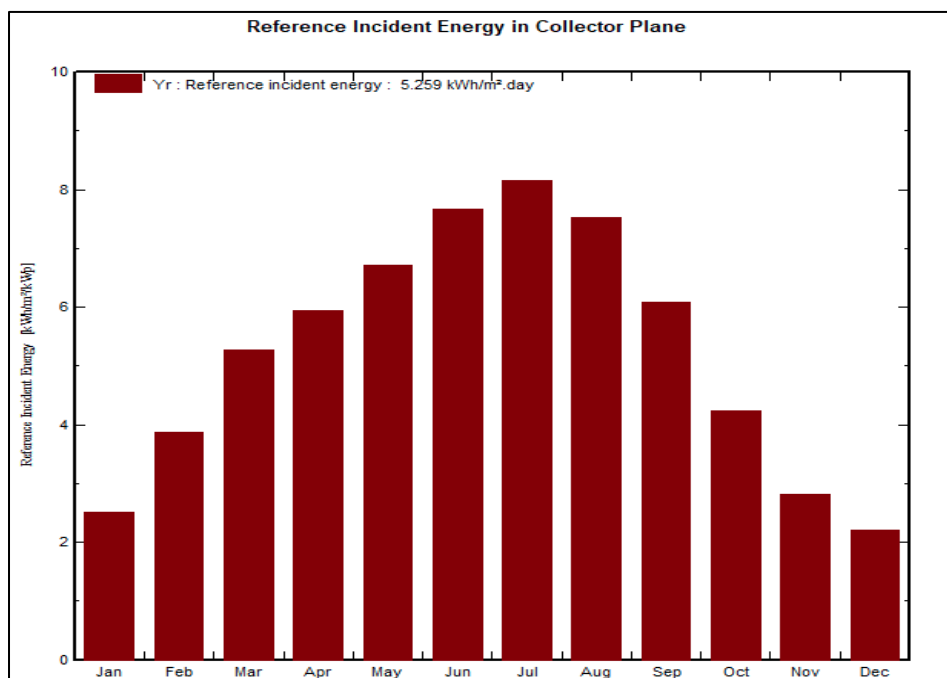


Figura 6.9 - Energia incidente de referência no plano do coletor. Fonte: PVSYST

A produção de energia por parte do sistema é sempre acompanhada de perdas. Estas são intrínsecas às características do arranjo fotovoltaico (desde as células até às telhas), bem

como do próprio inversor. Quanto maior for o nível de incidência da radiação solar, maior serão as perdas registadas, já que aumenta a temperatura das células, reduzindo o rendimento das telhas. Isto é claramente constatado nas Figuras 6.10 (dados absolutos) e 6.11 (dados percentuais).

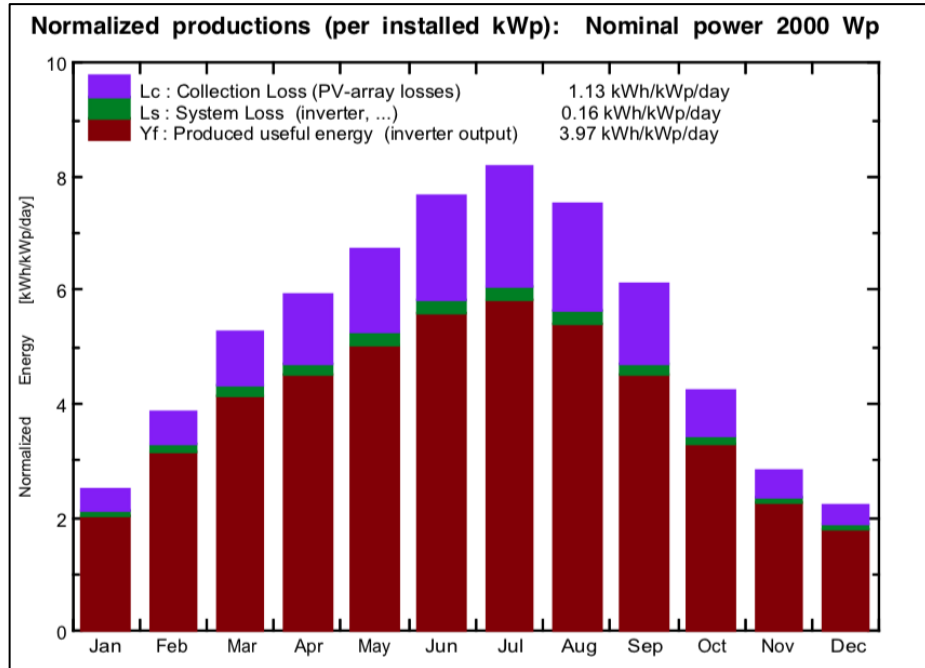


Figura 6.10 -Produções normalizadas. Fonte: PVSYST

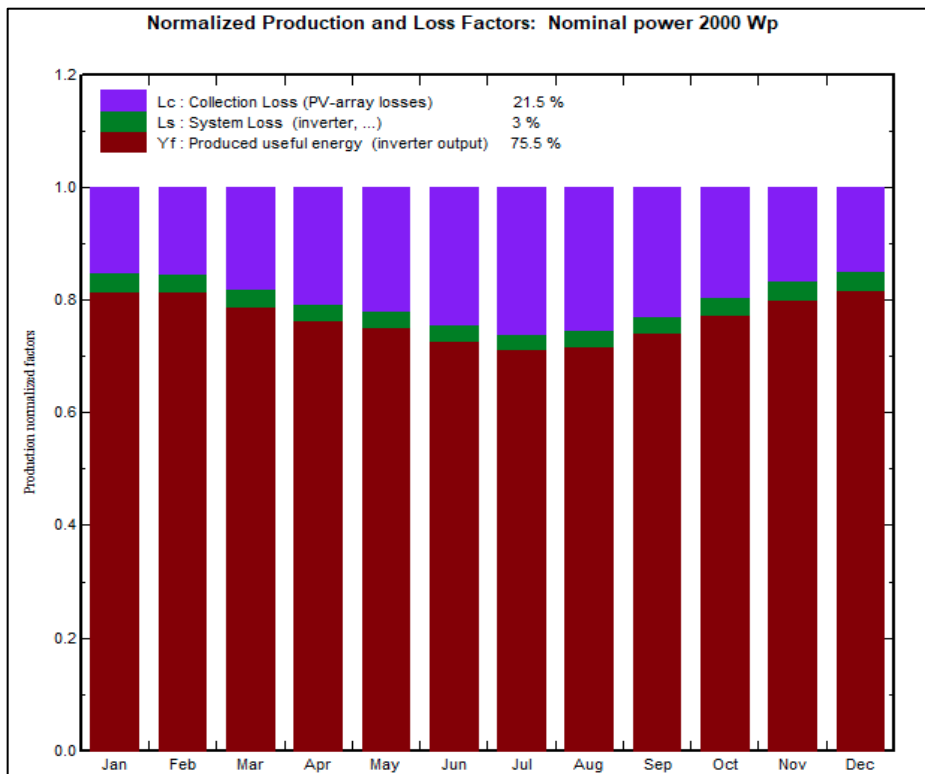


Figura 6.11 - Produção normalizada e fatores de perdas. Fonte: PVSYST

A taxa de desempenho do sistema é de 75%. Este valor é o quociente entre $Y_f = 3,97$ kWh/kWp.dia e $Y_r = 5,259$ kWh.m².dia. Pela Figura 6.12, percebe-se que o sistema apresenta maior rendimento nos meses de menor radiação solar.

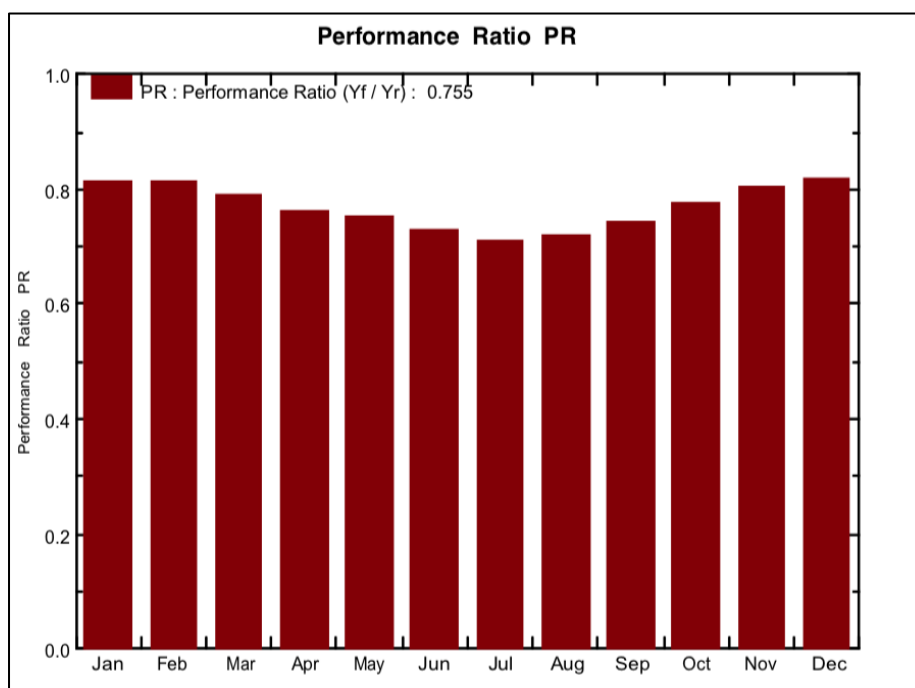


Figura 6.12 - Taxa de desempenho do sistema. Fonte: PVSYSY

A energia produzida pelo sistema fotovoltaico não é a energia injetada na rede, ou seja, à saída do inversor. Isto deve-se ao facto de existirem diversas perdas que influenciam a redução desta energia. As principais perdas que afetam o sistema são apresentadas na Figura 6.13 e descritas no Anexo nº 9.

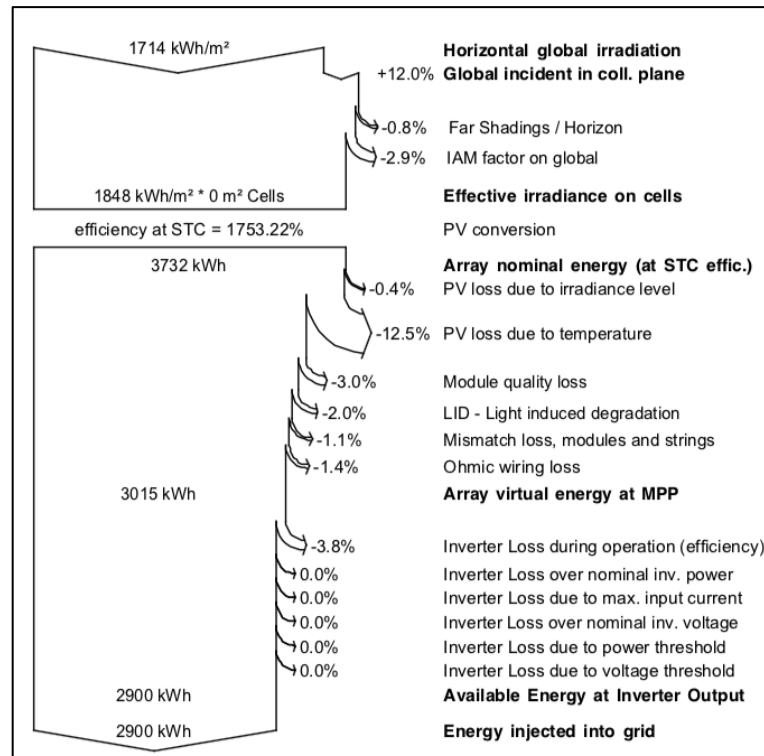


Figura 6.13 - Diagrama de perdas ao longo de todo o ano. Fonte: PVSYST

Através da simulação é possível obter uma previsão da produção anual do sistema. Como tal, obtém-se uma produção de 2 900,3 kWh/ano.

Tabela 6.4 -Balanços e principais resultados. Fonte: PVSYST

Mês	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Janeiro	55,8	27,90	77,7	73,9	131,9	126,6	0,815
Fevereiro	82,3	32,93	108,4	104,0	183,4	176,6	0,815
Março	137,3	57,68	163,2	157,0	267,6	257,8	0,790
Abril	163,5	60,49	178,2	171,5	283,0	272,1	0,763
Mai	204,3	69,46	208,2	200,3	325,7	313,5	0,753
Junho	232,2	58,05	230,2	222,4	348,8	335,4	0,728
Julho	251,1	47,71	253,1	245,0	374,9	360,5	0,712
Julho	218,2	45,83	233,4	225,4	348,5	335,4	0,718
Agosto	155,7	42,04	182,7	176,4	282,0	271,5	0,743
Setembro	104,2	40,62	131,6	126,4	211,9	204,0	0,775
Outubro	62,4	29,33	84,3	80,5	140,8	135,2	0,802
Dezembro	47,4	24,66	68,5	64,7	116,6	111,9	0,817
Ano	1714,5	536,70	1919,6	1847,8	3015,2	2900,3	0,755

GlobHor Radiação global horizontal
 DiffHor Radiação difusa horizontal
 GlobInc Incidência global no plano do coletor
 GlobEff Global efetiva, corrigida pelo IAM e sombreamentos
 EArray Energia na saída do array
 E_Grid Energia injetada na rede
 PR Taxa de desempenho

A Tabela 6.4 apresenta o balanço mensal e anual das principais grandezas avaliadas. É perceptível a influência das perdas. A diferença entre a energia que o arranjo produz e a energia injetada na rede é mostrada na Figura 6.14.

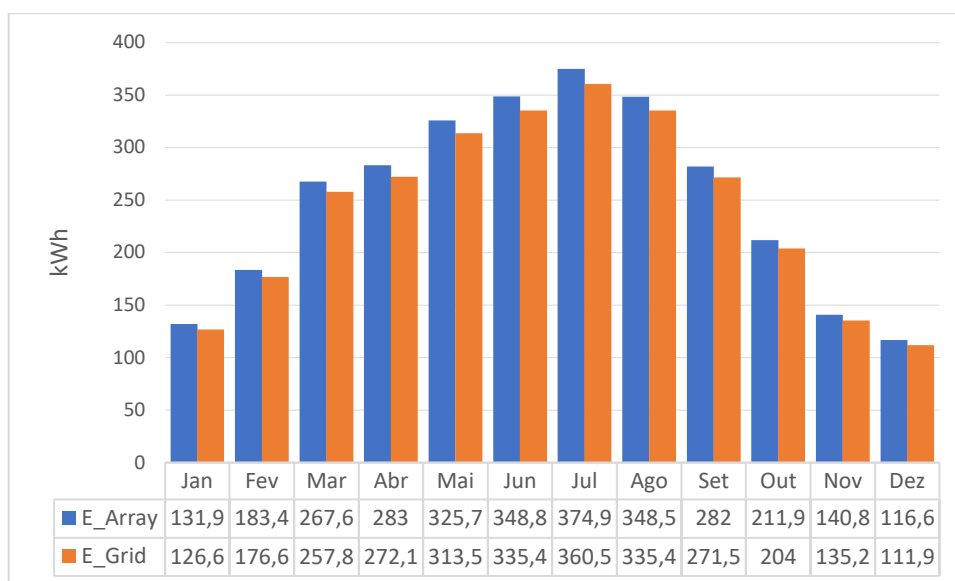


Figura 6.14 - Energia do arranjo fotovoltaico vs energia injetada na rede

6.5. Dimensionamento das cablagens

6.5.1. Cabos de fileiras

O uso da telha GTFV100 dispensa o dimensionamento dos cabos de fileiras pois a ligação elétrica é garantida graças a um ligador de contato patenteado (sem cabo), que une as telhas umas às outras, proporcionando uma instalação simples e rápida no telhado.

Entretanto, como é necessário saber a secção do cabo de fileira para utilizar as expressões (5.13) a 5.20, e tendo em conta que o fabricante apenas fornece o tipo de material condutor (cobre), vamos neste trabalho admitir que o ligador equivale a uma secção de $2,5 \text{ mm}^2$ e com comprimento de $0,1 \text{ m}$.

Assim sendo, podemos calcular pela expressão (5.13) as perdas nos ligadores da fileira. Considerando que temos apenas uma fileira, e sabendo pela Figura 6.8 que a corrente máxima a circular na fileira em STC é $8,9 \text{ A}$, obtemos:

$$P_M = \frac{2 \times 1 \times 0,1 \text{ m} \times (8,9 \text{ A})^2}{2,5 \text{ mm}^2 \times 56 \text{ m}/\Omega \times \text{mm}^2} = 0,11 \text{ W}$$

6.5.2. Cabo DC principal

A secção do cabo DC principal é calculada através da expressão (5.15). Prevendo-se alocar as telhas por cima do laboratório anteriormente citado, considerou-se um comprimento aproximado de 20 m . A corrente nominal I_n é igual à corrente da fileira e escolheu-se um fator de perdas F_p de 1%. Assim, temos:

$$S_{DC} = \frac{2 \times 20 \text{ m} \times (8,9 \text{ A})^2}{(0,01 \times 2000 \text{ Wp} - 0,11 \text{ W}) \times 56 \text{ m}/\Omega \times \text{mm}^2} = 2,84 \text{ mm}^2$$

Padronizando a secção, optou-se por um cabo de **4 mm²**.

As respetivas perdas, são dadas de acordo a expressão (5.16).

$$P_{DC} = \frac{2 \times 20 \text{ m} \times (8,9 \text{ A})^2}{4 \text{ mm}^2 \times 56 \text{ m}/\Omega \times \text{mm}^2} = \mathbf{1,58 \text{ W}}$$

6.5.3. Cabo AC

A secção transversal do cabo AC é calculada por meio da expressão (5.17). A corrente nominal e o fator de potência do inversor são, respetivamente, de 10 A e 0,8 e estes valores podem ser vistos nas características do inversor selecionado, no Anexo nº1. Por se tratar de um sistema monofásico, a tensão nominal é de 230 V.

$$S_{AC} = \frac{2 \times 2 \text{ m} \times 10 \text{ A} \times 0,8}{0,03 \times 230 \text{ V} \times 56 \text{ m}/\Omega \times \text{mm}^2} = 0,08 \text{ mm}^2$$

Pelos cálculos, obtém-se uma secção transversal muito reduzida, porém admitimos uma secção de **2,5 mm²**.

As perdas P_{AC} para a secção transversal selecionada, são calculadas através de (5.19):

$$P_{DC} = \frac{2 \times 2 \text{ m} \times (10 \text{ A})^2 \times 0,8}{2,5 \text{ mm}^2 \times 56 \text{ m}/\Omega \times \text{mm}^2} = \mathbf{2,28 \text{ W}}$$

6.6. Dimensionamento das proteções

6.6.1. Fusíveis de fileiras

O uso de fusíveis de fileira é importante para proteger o circuito em DC, porém tal como foi descrito na secção 5.6.1, para sistemas com menos de 4 fileiras é dispensável a sua instalação.

6.6.2. Interruptor DC

O inversor selecionado 2000P da Solarmax já tem integrado um interruptor DC (ver Anexo nº 1) para permitir a ligação entre o gerador fotovoltaico e o inversor, garantindo proteção contra possíveis contactos diretos durante atos de manutenção.

6.6.3. Disjuntor AC

A proteção do ramal que liga o inversor à rede é calculada pela expressão (5.23).

$$I_N > \frac{1,25 \times 2000 \text{ VA}}{230 \text{ V}} > 10,8$$

O poder de corte do disjuntor AC deverá ser superior a **10,8 A**.

6.7. Avaliação económica

Os sistemas fotovoltaicos são de certa forma limitados pelo custo associado a eles. A avaliação económica torna-se num fator de particular importância, pois, através da mesma, pode-se concluir acerca da rentabilidade da instalação.

Segundo os deveres dispostos no Decreto-Lei nº 153/2014, de 22 de Outubro, a potência instalada de uma UPAC deve ser dimensionada de forma a evitar excedentes de produção, e consequente injeção na RESP. Neste estudo, não serão considerados excedentes de produção, pois, podemos observar na Figura 6.15 que o consumo energético da Faculdade de Engenharia da UBI ao longo do ano, pelo menos para 2017, é demasiado superior à potência que é prevista ser produzida pelo sistema fotovoltaico.

O custo associado à instalação do sistema proposto é apresentado na Tabela 6.5, correspondendo a um montante total de investimento estimado de **7.009,93 €**.

Tabela 6.5 - Custo associado à instalação do sistema fotovoltaico proposto

Descrição	Qdt	Preço Unit (€)	IVA (%)	Preço total (€)
Telhas Solarteg GTFV100	20	240	23	4 885,20
Inversor Solarmax 2000P	1	994,90	23	1 223,73
Quadro de proteção AC	1	150	23	184,50
Montagem e outros fornecimentos	1	550	23	676,50
Tarifas de registo - UPAC	1	70		70
Custo total de investimento: 7 009,93 €				

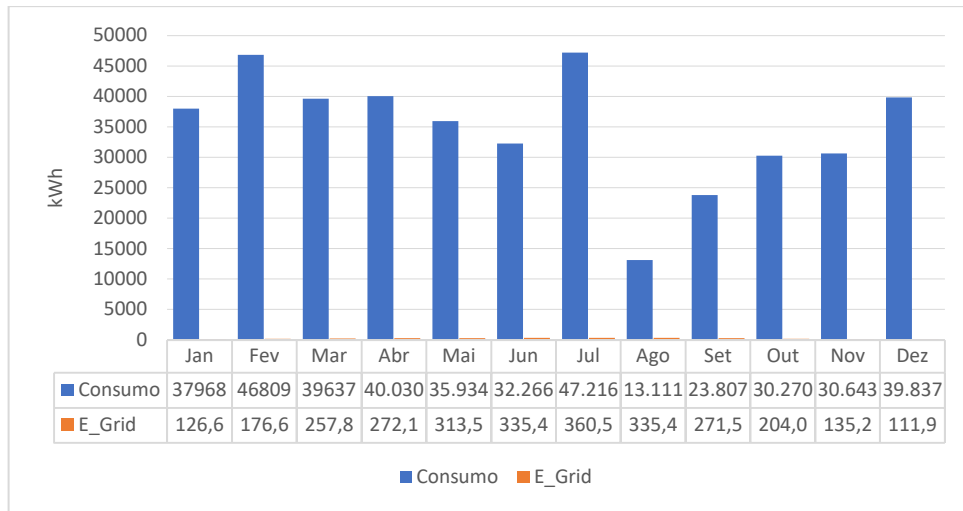


Figura 6.15 - Consumo elétrico da Faculdade de Engenharia da UBI (2017) vs energia injetada na rede pelo sistema PV

No Anexo nº 6, é apresentado o consumo elétrico mensal da Faculdade de Engenharia da UBI para o ano de 2017, bem como a faturação mensal paga. Tomar-se-á como referência o consumo anual e a sua respetiva faturação para os cálculos seguintes.

Nesta secção será feita uma abordagem sobre o VAL, o TIR e o Payback que são os principais indicadores de avaliação da viabilidade económica de um sistema.

6.7.1. VAL

O VAL (Valor Atual Líquido) é um indicador muito utilizado, pois avalia a viabilidade económica de um projeto calculando o valor atual de todos os seus cash-flows. É dado pela expressão (6.1).

$$VAL = -I + (R - C) \times \left(\frac{1 - a^n - 1}{a \times (a + 1)^n} \right) \quad (6.1)$$

em que:

n - Número de anos

I - Valor de investimento

R - Receita (valor anual)

C - Custos (O&M)

a - Taxa de empréstimo em vigor

O seu valor pode ser positivo, negativo ou nulo. Quando é positivo, o projeto é viável e permite cobrir o investimento gerando ainda excedentes financeiros (lucros). Caso o valor seja negativo, o projeto não é economicamente viável. Um VAL nulo significa que o projeto é economicamente viável, porém não gerará excedentes financeiros.

6.7.2. TIR

A TIR (Taxa Interna de Rentabilidade) representa a rentabilidade gerada por uma determinada aplicação financeira, ou seja, representa uma taxa que ao ser usada como taxa de desconto, retorna um VAL nulo.

O critério de decisão sobre determinado investimento nalgum projeto, consiste simplesmente em aceitar os que apresentam uma TIR superior ao custo de financiamento, acrescido de uma determinada taxa mínima de atratividade (TMA) que lhes esteja associada, ou seja, se a TIR for maior que a TMA especificada.

6.7.3. Payback

O Payback é considerado como o período de tempo necessário para que se recupere todo investimento feito nalguma aplicação.

Considerando que a vida útil das telhas solares é de 25 anos, o estudo económico é feito para o mesmo intervalo de tempo. No entanto, admite-se um consumo elétrico fixo ao longo do horizonte temporal evidenciado.

Como as telhas fotovoltaicas sofrem uma diminuição do rendimento ao longo dos anos, admitiu-se um valor de depreciação anual de 0,6 %. Este valor surge por estimativa, já que não dispomos de informação disponibilizada pelo fabricante.

As tarifas de energia não são fixas, variando constantemente (subindo ou descendo), como pode ser conferido na tabela exibida no Anexo nº 5. Essa variabilidade deve ser tida em conta ao apreciar a faturação prevista para o horizonte temporal de 25 anos. Para tal, avaliando o histórico de Portugal, admitimos um crescimento anual de 2% na tarifa de referência em 2017 (0,145 €/kWh).

Para considerar o valor da moeda no tempo, admitiu-se uma TMA anual de 10% sobre o valor total acumulado.

Por se tratar de um sistema de pequena dimensão, e visto que as telhas apresentam uma garantia de 10 a 15 anos, assumiu-se um valor de Operação e Manutenção Anual (O&M) de 100 € a partir do segundo ano de operação, com um crescimento de 5% ao ano.

O cálculo dos indicadores económicos considerados (VAL, TIR e Payback), foi efetuado recorrendo-se ao Excel. Tendo em conta o investimento inicial de **7 009,93 €** e as estimativas de cash-flows ao longo dos anos, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 - Estudo económico do sistema fotovoltaico proposto

Ano		Tarifa (€/kWh)	Consumo s/PV (kWh)	Produção (kWh)	Consumo c/PV (kWh)	Faturação s/ PV (€)	Faturação c/ PV (€)	Valor acumulado (€)	O&M (€)	Valor total acumulado (€)	Valor Atual c/ TMA (€)	Cash-flows c/ TMA (€)
2017	0	0,145	417528	-	-	60 345,3	-	-	-	-	-	-
2018	1	0,147	417528	2900,3	414628	61 552,2	61 124,7	427,6	0	427,6	427,6	-6 582,4
2019	2	0,150	417528	2882,9	414645	62 783,3	62 349,8	861,1	100,00	761,1	691,9	-5 890,5
2020	3	0,153	417528	2865,6	414662	64 038,9	63 599,4	1 300,6	105,00	1 195,6	988,1	-4 902,4
2021	4	0,156	417528	2848,4	414680	65 319,7	64 874,1	1 746,2	110,25	1 635,9	1229,1	-3 673,3
2022	5	0,160	417528	2831,3	414697	66 626,1	66 174,3	2 198,0	115,76	2 082,2	1422,2	-2 251,1
2023	6	0,163	417528	2814,3	414714	67 958,6	67 500,6	2 656,1	121,55	2 534,5	1573,7	-677,4
2024	7	0,166	417528	2797,4	414731	69 317,8	68 853,4	3 120,5	127,63	2 992,9	1689,4	1 012,0
2025	8	0,169	417528	2780,7	414747	70 704,2	70 233,3	3 591,4	134,01	3 457,4	1774,2	2 786,2
2026	9	0,173	417528	2764,0	414764	72 118,2	71 640,8	4 068,8	140,71	3 928,1	1832,5	4 618,7
2027	10	0,176	417528	2747,4	414781	73 560,6	73 076,6	4 552,8	147,75	4 405,1	1868,2	6 486,9
2028	11	0,180	417528	2730,9	414797	75 031,8	74 541,1	5 043,6	155,13	4 888,4	1884,7	8 371,6
2029	12	0,183	417528	2714,5	414813	76 532,5	76 034,9	5 541,2	162,89	5 378,3	1885,0	10 256,6
2030	13	0,187	417528	2698,2	414830	78 063,1	77 558,6	6 045,6	171,03	5 874,6	1871,8	12 128,4
2031	14	0,191	417528	2682,0	414846	79 624,4	79 112,9	6 557,1	179,59	6 377,5	1847,3	13 975,8
2032	15	0,195	417528	2666,0	414862	81 216,9	80 698,3	7 075,7	188,56	6 887,1	1813,6	15 789,4
2033	16	0,198	417528	2650,0	414878	82 841,2	82 315,4	7 601,5	197,99	7 403,5	1772,3	17 561,7
2034	17	0,202	417528	2634,1	414894	84 498,0	83 964,9	8 134,5	207,89	7 926,6	1725,1	19 286,8
2035	18	0,206	417528	2618,3	414910	86 188,0	85 647,5	8 675,0	218,29	8 456,7	1673,1	20 959,9

Tabela 6.7 - Estudo económico do sistema fotovoltaico proposto [continuação]

Ano		Tarifa (€/kWh)	Consumo s/PV (kWh)	Produção (kWh)	Consumo c/PV (kWh)	Faturação s/ PV (€)	Faturação c/ PV (€)	Valor acumulado (€)	O&M (€)	Valor total acumulado (€)	Valor Atual c/ TMA (€)	Cash-flows c/ TMA (€)
2036	19	0,211	417528	2602,5	414925	87 911,7	87 363,8	9 223,0	229,20	8 993,8	1617,6	22 577,5
2037	20	0,215	417528	2586,9	414941	89 670,0	89 114,4	9 778,5	240,66	9 537,9	1559,5	24 137,0
2038	21	0,219	417528	2571,4	414957	91 463,4	90 900,1	10 341,8	252,70	10 089,1	1499,7	25 636,7
2039	22	0,223	417528	2556,0	414972	93 292,6	92 721,5	10 912,9	265,33	10 647,6	1438,8	27 075,5
2040	23	0,228	417528	2540,6	414987	95 158,5	94 579,5	11 492,0	278,60	11 213,4	1377,5	28 453,0
2041	24	0,232	417528	2525,4	415003	97 061,7	96 474,6	12 079,1	292,53	11 786,5	1316,3	29 769,3
2042	25	0,237	417528	2510,2	415018	99 002,9	98 407,7	12 674,3	307,15	12 367,1	1255,6	31 024,9

Nota-se que ao final da vida útil do sistema, este estaria a trabalhar a 66% da sua capacidade, produzindo 2480,2 kWh/ano. Estima-se obter, ao fim dos 25 anos, um valor acumulado de 31 024,9 €.

Pela Figura 6.16 constata-se que, em comparação com a vida útil do sistema, o período de retorno do investimento apresenta um resultado satisfatório. Os resultados dos indicadores económicos são apresentados na Tabela 6.8.

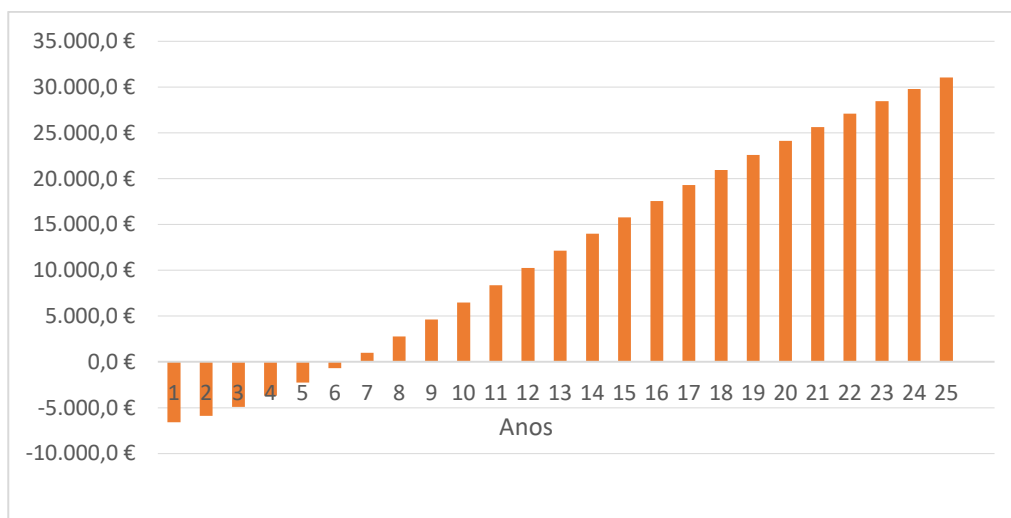


Figura 6.16 - Gráfico do payback do sistema fotovoltaico proposto

Tabela 6.8 - Resultados dos indicadores económicos

Investimento inicial	7 009,93 €
TMA	10%
VAL	31 024,92 €
TIR	19%
Payback (anos)	6,4

Assim sendo, do ponto de vista económico, a implementação de uma UPAC com tecnologia BIPV, usando telhas solares GTFV100 Solarteg, é viável, já que obtemos um VAL positivo, bem como uma TIR superior à TMA estipulada. O tempo de retorno do investimento aplicado é de 6,3 anos (6 anos e 4 meses), permitindo a obtenção de lucros nos anos subsequentes.

CAPÍTULO

7

Conclusão

7. Conclusão

A energia solar fotovoltaica é claramente uma das fontes de energia que apresenta um maior potencial de crescimento nos próximos anos, sendo com certeza a grande esperança para assegurar as inúmeras necessidades energéticas a nível mundial, em particular para Portugal. Referimo-nos a uma tecnologia, relativamente estabelecida, mas que tem suscitado o interesse cada vez maior de muitos investigadores, no intuito de reduzir os custos que envolvem a sua exploração.

As células fotovoltaicas, e o efeito fotovoltaico, estão na base de toda essa exploração e acreditação. Mas para que se produza eletricidade em grande escala, através de células solares, é necessário fazer agrupamentos de células, seja em série ou em paralelo, formando os painéis ou módulos fotovoltaicos. Este agrupamento granjeia o aumento da tensão ou da corrente, dependendo da necessidade do(s) sistema(s).

Podemos agrupar os sistemas fotovoltaicos em três grupos, nomeadamente: sistemas *Off-Grid*, sistemas *On-Grid* e sistemas *Híbridos*, que abarcam todo tipo de instalação fotovoltaica. A escolha do tipo de sistema depende do fim a que se destina a utilização da energia fotovoltaica, devendo fazer-se uma análise criteriosa das necessidades do local. Esta análise envolve também a seleção do(s) inversor(es), a usar na instalação, pois dele(s) depende a conversão da energia de DC para AC.

Relativamente à tecnologia BIPV, vemos que esta tem ganho cada vez mais espaço no campo da exploração da energia solar. Isto, porque ela combina o aproveitamento energético e a estética, um dos grandes desafios da tecnologia fotovoltaica convencional. O telhado, ou as fachadas dos edifícios, constituem os principais locais de aplicação dos sistemas BIPV, o que leva os arquitetos e engenheiros a demonstrarem uma maior preocupação na conceção de novos produtos, já que estes devem ser capazes de resistir às intempéries suportadas pelos elementos convencionais dos edifícios.

Esta tecnologia tem vindo a ser agrupada em diversos tipos, conhecidos como folhas fotovoltaicas, telhas fotovoltaicas, módulos BIPV e vidros fotovoltaicos. A sua aplicação depende da finalidade desejada, se para telhado, fachada ou elementos de fenestração. Portanto, tal como toda a tecnologia inovadora enfrenta desafios, os sistemas BIPV não são diferentes. Vários desafios devem ser superados para que BIPV ganhe cada vez mais espaço no mercado e possa ser uma escolha por parte dos consumidores. Tais desafios podem ser evidenciados como institucionais, de aceitação pública, económicos e técnicos.

A nível local, tem-se assistido a uma preocupação por parte do governo, em potencializar cada vez mais a exploração do recurso solar e a instalação de tecnologias que visem desmotivar a utilização dos combustíveis fósseis. Esta preocupação é justificável, pois Portugal apresenta um potencial solar bastante elevado, podendo, com a aplicação destas tecnologias, diminuir a crescente demanda elétrica por parte dos centros de consumo.

É assim que, desde o Decreto-Lei nº 189/88, 27 de Maio que permitiu a produção de eletricidade por entidades singulares ou coletivas, até ao Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de Outubro, muito tem sido feito, por meio da elaboração de decretos, normas, portarias, etc, para que o fornecimento de eletricidade seja cada vez mais independente dos combustíveis fósseis, valorizando o empenho das entidades defensoras do ambiente e da exploração de energias limpas.

A presente legislação visa incentivar os consumidores a produzirem a própria eletricidade, bem como receber uma remuneração por ela, através da venda ao RESP. Isto garante que o suprimento elétrico não seja apenas garantido pelo SEN, mas sim, nalguns casos, pelo próprio detentor da unidade produtora. Sendo estas unidades consideradas pela legislação vigente de UPAC e UPP.

As unidades produtoras carecem de um correto dimensionamento de todos elementos inerentes ao sistema, para que se propicie um aproveitamento eficaz do recurso solar, por meio de células fotovoltaicas. Abordaram-se os principais fatores implícitos ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede.

Um bom estudo do local onde será instalado o sistema é necessário, pois através dele se poderá conhecer as condições meteorológicas e perceber se a radiação solar permite a instalação de um sistema PV. Os equipamentos a serem selecionados são submetidos a uma análise criteriosa, de modo a dar resposta às exigências de potência.

No que concerne à cidade da Covilhã, somos levados a reconhecer o elevado índice de radiação solar que incide sobre si. Como resultado, muitas instalações fotovoltaicas de pequeno porte e com caráter doméstico têm sido criadas no sentido de suprir a sua demanda energética. Esta tendência foi também acompanhada pela UBI, que instalou um sistema fotovoltaico de 2 kWp à base de painéis fotovoltaicos localizados na Faculdade de Engenharia. A referida localização apresenta um nível de radiação horizontal de 4 700 Wh/m²/dia como média anual, um valor bastante aprazível, para um local onde se deseje instalar um sistema PV.

Foi apresentada neste trabalho uma proposta para instalação de um sistema de geração fotovoltaica baseado em telhas fotovoltaicas. A instalação estaria localizada no telhado da

referida Faculdade e projetada com potência de 2 kWp. A seleção da telha recaiu sobre a GTFV100 Tile fabricada pela Solarteg e foi escolhido o inversor 2000P da Solarmax.

A simulação do sistema foi realizada no PVsyst v6.68, que após o preenchimento dos parâmetros requeridos, retornou que a instalação necessitará de 20 telhas, 1 inversor, podendo ocupar uma área de 20 m².

Numa base anual, pelo menos para o primeiro ano de operação, a instalação produzirá 3 015,2 kWh, sendo que apenas 2 900,3 kWh poderão ser aproveitados devido às diversas perdas inerentes ao funcionamento do sistema. O dimensionamento dos cabos foi realizado baseado nas expressões matemáticas exibidas no capítulo cinco, de onde se pôde calcular a secção de 2,5 mm² para os cabos de fileira, secção de 4 mm² para o cabo DC principal e secção de 2,5 mm² para o cabo AC. O uso de fusíveis de fileira é dispensável, assim como dispensável é o dimensionamento de um interruptor DC, já que o inversor escolhido já o tem instalado. Deverá ser instalado um disjuntor do lado AC, que deverá ter um poder de corte superior a 10,8 A.

No intuito de avaliar o custo envolvido para a implementação deste sistema, bem como conhecer a sua viabilidade económica, foi elaborado um estudo económico. Para tal, foi necessário fazer o levantamento dos preços de todos os equipamentos necessários, bem como da mão de obra envolvida, perfazendo um investimento total de 7 000,93 €. De referir que, foi descartada a possibilidade de empréstimo bancário.

Os resultados obtidos para os indicadores económicos estudados (VAL, TIR e Payback) demonstram a viabilidade económica do sistema. A instalação permitiria obter no final da sua vida útil um valor acumulado de 31 034,9 €, apresentando um período de retorno do investimento de 6,3 anos, valor aceitável comparando com os 25 anos de vida útil das telhas.

No entanto, verdade seja dita, embora tenhamos obtido resultados satisfatórios que nos indicam a viabilidade técnica e económica do sistema fotovoltaico proposto, não nos podemos olvidar de que as telhas solares ainda são muito caras quando comparadas com os painéis fotovoltaicos convencionais, sem contar que elas ainda não estão disponíveis em todos países, (ex. Portugal), encarecendo ainda mais a instalação, já que teriam de ser considerados os custos de transporte e alfândegas.

A escolha do nível de potência a ser instalado foi propositada pois, convinha-nos comparar os custos envolvidos com uma instalação deste género e com os de uma do tipo convencional. O resultado é claro, como se pode ver no Anexo nº 2, percebendo-se que a instalação de um sistema fotovoltaico à base de painéis solares com a mesma potência instalada de 2 kWp, teve um custo total em 2015 de 2 829,00 € e, conseqüentemente, um tempo de retorno de

investimento menor (embora não o tenhamos calculado). De forma adicional, é apresentado no Anexo nº 3, um orçamento para a possível instalação de um sistema de 2,6 kWp, a pedido do autor a empresa portuguesa LOBOSOLAR Lda, sendo que mesmo com o acréscimo de alguns equipamentos, o custo total do sistema seria de 4 555,94 €, valor ainda inferior ao investimento de 7 000,93 €.

Podemos com certeza afirmar que, a instalação de telhas fotovoltaicas é capaz de gerar níveis de energia muito próximos (pois pelo Anexo nº4, nota-se que a produção anual de um sistema fotovoltaico à base de painéis, sob condições semelhantes às telhas, não é muito superior, mostrando uma diferença mínima), ou até mesmo superiores, aos dos painéis fotovoltaicos convencionais. Apresenta vantagens como a redução do peso suportado pelo telhado, a otimização do espaço e a melhoria da estética do edifício. Entretanto, se comparada com a tecnologia convencional, e com os métodos de instalação tradicionais, ela ainda é cara, desmotivando por enquanto a sua aquisição.

Acreditamos que nos próximos anos, com o desenvolvimento cada vez maior desta tecnologia, e a preocupação com a arquitetura, estética e consumo energético dos edifícios, poderemos assistir a uma redução considerável no preço das telhas, tornando o investimento mais atraente. Várias empresas, entre elas a Tesla, têm evidenciado esforços para que num futuro não muito distante se possa financiar a instalação de um telhado fotovoltaico com um custo reduzido ou até mesmo mais barato do que um telhado convencional.

CAPÍTULO

8

**Referências
Bibliográficas**

8. Referências Bibliográficas

- [1] F. Azadian and M. A. M. Radzi, “A general approach toward building integrated photovoltaic systems and its implementation barriers: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 527-538, 2013.
- [2] APREN, “Dados técnicos para as Energias Renováveis em Portugal Continental,” 2018. [Online]. Available: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>. [Accessed: 12-Feb-2018].
- [3] E. Commission, “Photovoltaic Geographical Information System.” [Online]. Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html#! [Accessed: 25-Feb-2018].
- [4] M. Tripathy, P. K. Sadhu, and S. K. Panda, “A critical review on building integrated photovoltaic products and their applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 61, pp. 451-465, 2016.
- [5] T. Matsuoka *et al.*, “A new solar cell roofing tile,” *Sol. Cells*, vol. 29, pp. 361-368, 1990.
- [6] REN21, “Renewables 2017 Global Status Report.” [Online]. Available: http://www.ren21.net/gsr-2017/chapters/chapter_02/chapter_02/. [Accessed: 12-Feb-2018].
- [7] G. S. Atlas, “Photovoltaic Power Potencial.” [Online]. Available: <http://globalsolaratlas.info/?c=43.197167,-8.789063,2&s=-73.327858,-165.9375>. [Accessed: 12-Feb-2018].
- [8] R. di Souza, “Os sistemas de energia solar fotovoltaica,” *BlueSol - Energia Solar*. BlueSol - Energia Solar, São Paulo - Brazil, p. 114, 2016.
- [9] M. Kaltschmitt, W. Streicher, and A. Wiese, *Renewable Energy: Technology, Economics and Environment*. New York: Springer, 2007.
- [10] G. Boyle, *Renewable Energy: Power for a sustainable future*, 3^a. Londres: OXFORD, 2012.
- [11] S. E. Solar, “Célula fotoelétrica.” [Online]. Available: <http://sun7energiasolar.com.br/celula-fotovoltaica/>. [Accessed: 15-Feb-2018].
- [12] E. A. F. A. Fadigas, “Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica,” Universidade de São Paulo- Brazil, 2012.
- [13] B.-S. E. Solar, “Introdução a Sistemas de Energia Fotovoltaica.” [Online]. Available: <https://pt.slideshare.net/LucieneJesusLana/apostila-de-fotovoltaica>. [Accessed: 19-Feb-2018].
- [14] C. A. Do Nascimento, “Princípio De Funcionamento Da Célula Fotovoltaica,” Universidade Federal de Lavras - Minas Gerais, 2004.
- [15] F. S. Engineering, “Energia Fotovoltaica.” [Online]. Available:

- <http://www.fotovoltec.com.br/front/tecnologia>. [Accessed: 19-Feb-2018].
- [16] E. Consciente, “Geração, Tipos e Características de Células Fotovoltaicas,” 2017. [Online]. Available: <http://www.eletricistaconsciente.com.br/pontue/fasciculos/2-celulas-e-modulos-fotovoltaicos/geracao-tipos-e-caracteristicas-de-celulas-fotovoltaicas/>. [Accessed: 12-Feb-2018].
- [17] F. ELY and J. W. SWART, “Energia solar fotovoltaica de terceira geração,” *O Set. Elétrico - Espaço do IEEE*, pp. 138-139, 2014.
- [18] R. M. G. Castro, “Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à Energia Fotovoltaica,” Universidade Técnica de Lisboa, 2007.
- [19] FER- Fontes de Energias Renováveis, *Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. Projecto parcialmente financiado pela Comissão Europeia, através do programa ALTENER, 2004.
- [20] F. A. de S. Pereira and M. Â. S. Oliveira, *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*, 1ª edição. Porto: Publindústria, 2011.
- [21] J. Morais, *Sistemas Fotovoltaicos: Da teoria à prática*. Porto: Engebook, 2009.
- [22] A. J. Sangster, “Solar Photovoltaics,” *Green Energy Technol.*, vol. 194, no. 4, pp. 145-172, 2012.
- [23] J. A. M. Monteiro, “Produção Fotovoltaica : Legislação , tarifas , tecnologia necessária e viabilidade económica para a produção numa perspetiva de chave na mão,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.
- [24] CRESESB, “Centro de Referência para Energia Solar e Eólica.” [Online]. Available: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=331. [Accessed: 19-Feb-2018].
- [25] R. H. Alonso, “Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em plantas solares no ambiente urbano,” Universidade de São Paulo, 2016.
- [26] E. da S. João, “Metodologia de dimensionamento para instalações fotovoltaicas em autoconsumo,” Técnico Lisboa, 2016.
- [27] A. Smets, K. Jager, Ol. Isabella, V. R. Swaaij, and M. Zeman, *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems*. England: UIT Cambridge, 2016.
- [28] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*. CRC Press, 2012.
- [29] S. F. A. C. Viana, “Modelação de Micro-Sistemas Híbridos Fotovoltaicos / Eólicos para Produção Descentralizada,” Instituto Superior Técnico, 2010.
- [30] A. R. Jordehi, “Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 61, no. August, pp. 354-371, 2016.
- [31] J. P. P. T. Marques, “Modelação e Controlo de Conversor DC/AC para interligação de painéis fotovoltaicos à Rede,” FEUP-Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009.
- [32] A. M. Humada, M. Hojabri, S. Mekhilef, and H. M. Hamada, “Solar cell parameters

- extraction based on single and double-diode models: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 494-509, 2016.
- [33] J. Bai, S. Liu, Y. Hao, Z. Zhang, M. Jiang, and Y. Zhang, “Development of a new compound method to extract the five parameters of PV modules,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 79, pp. 294-303, 2014.
- [34] J. A. Gow and C. D. Manning, “Development of a model for photovoltaic arrays suitable for use in simulation studies of solar energy conversion systems,” *Power Electron. Var. Speed Drives, 1996. Sixth Int. Conf. (Conf. Publ. No. 429)*, no. 429, pp. 69-74, 1996.
- [35] V. Khanna, B. K. Das, D. Bisht, Vandana, and P. K. Singh, “A three diode model for industrial solar cells and estimation of solar cell parameters using PSO algorithm,” *Renew. Energy*, vol. 78, pp. 105-113, 2015.
- [36] D. Allam, D. A. Yousri, and M. B. Eteiba, “Parameters extraction of the three diode model for the multi-crystalline solar cell/module using Moth-Flame Optimization Algorithm,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 123, pp. 535-548, 2016.
- [37] L. H. I. Lim, Z. Ye, J. Ye, D. Yang, and H. Du, “A Linear Identification of Diode Models from Single I-V Characteristics of PV Panels,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 7, pp. 4181-4193, 2015.
- [38] J. W. Bishop, “Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits,” *Sol. Cells*, vol. 25, no. 1, pp. 73-89, 1988.
- [39] J. T. Pinho and M. A. Galdino, *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014.
- [40] Rewatt, “Cella Solare.” [Online]. Available: <http://www.rewatt.it/impianti/definizioni/13/36.html>. [Accessed: 19-Feb-2018].
- [41] P. Solar, “Como funciona o painel fotovoltaico - Placas Fotovoltaicas.” [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-o-painel-solar-fotovoltaico.html>. [Accessed: 19-Feb-2018].
- [42] S. S. DO BRASIL, “Sistemas solares fotovoltaicos.” [Online]. Available: <http://www.s4solardobrasil.com.br/sistemas-fotovoltaicos/#>. [Accessed: 13-Feb-2018].
- [43] Agrotecnológica, “Sistemas Híbridos Solar/ Eólico / Diesel/ Gás.” [Online]. Available: <http://www.agrotecnologica.pt/index.php/oferta-comercial/energias-renovaveis/sistemas-hibridos-solar-eolico-diesel-gas.html>. [Accessed: 13-Feb-2018].
- [44] E. S. Genesis, “Sistemas fotovoltaicos On-Grid.” [Online]. Available: <http://www.solarrj.com.br/sistemas-ongrid/>. [Accessed: 13-Feb-2018].
- [45] BlueSol, “Inversor Solar Fotovoltaico: O Que é, como funciona e Tipos,” 2017. .
- [46] S. S. A. Freitas, “Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos,” Instituto Politécnico de Bragança, 2008.
- [47] ATS, “Industry developments: cooling solar power inverters.” [Online]. Available: <https://www.qats.com/cms/2016/11/21/industry-developments-cooling-solar-power->

- inverters/. [Accessed: 01-Mar-2018].
- [48] P. Contact, “Micro Inverters.” [Online]. Available: https://www.phoenixcontact.com/online/portal/za?1dmy&urile=wcm%3Apath%3A/zaen/web/main/solutions/subcategory_pages/Solar_micro_inverter/83508a0d-6f11-42ba-b265-93a514d62170. [Accessed: 01-Feb-2018].
- [49] F. Antony, C. Dürschner, and K.-H. Remmers, *Photovoltaics for Professionals - Solar Electric Systems, Marketing, Design and Installation*. Earthscan, 2013.
- [50] Ipt, “Sistemas de autoconsumo fotovoltaico.” [Online]. Available: https://comum.rcaap.pt/bitstream/10400.26/12577/9/Relatório_Mestrado_Sistemas_de_Autoconsumo_Fotovoltaico_16232.pdf. [Accessed: 13-Mar-2018].
- [51] QKSOL, “Diferenças entre inversores híbrido on-grid e inversores carregadores off-grid.” [Online]. Available: <http://qksol.com/autoconsumo-fotovoltaico-com-baterias/>. [Accessed: 14-Jun-2018].
- [52] B. P. Jelle, C. Breivik, and H. Drolsum Røkenes, “Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 100, no. 7465, pp. 69-96, 2012.
- [53] Y. C. Huang, C. C. Chan, S. J. Wang, and S. K. Lee, “Development of building integrated photovoltaic (BIPV) system with PV ceramic tile and its application for building façade,” *Energy Procedia*, vol. 61, pp. 1874-1878, 2014.
- [54] D. Prasad and M. Snow, *Designing with solar power: a source book for building integrated photovoltaics (BIPV)*. Routledge, 2014.
- [55] B. Norton *et al.*, “Enhancing the performance of building integrated photovoltaics,” *Sol. Energy*, vol. 85, no. 8, pp. 1629-1664, 2011.
- [56] B. P. Jelle, a. Hynd, a. Gustavsen, D. Arasteh, H. Goudey, and R. Hart, *Fenestration of Today and Tomorrow: A State-of-the-Art Review and Future Opportunities*, vol. 96, no. October. 2012.
- [57] B. P. Jelle, “Building integrated photovoltaics: A concise description of the current state of the art and possible research pathways,” *Energies*, vol. 9, no. 1, pp. 1-30, 2016.
- [58] B. P. Jelle and C. Breivik, “State-of-the-art building integrated photovoltaics,” *Energy Procedia*, vol. 20, no. 1876, pp. 68-77, 2012.
- [59] A. W. Bhutto, A. A. Bazmi, and G. Zahedi, “Greener energy: Issues and challenges for Pakistan - Biomass energy prospective,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 6, pp. 3207-3219, 2011.
- [60] F. Chen, S. M. Lu, K. T. Tseng, S. C. Lee, and E. Wang, “Assessment of renewable energy reserves in Taiwan,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 2511-2528, 2010.
- [61] A. Zahedi, “A review of drivers, benefits, and challenges in integrating renewable energy sources into electricity grid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4775-4779, 2011.

- [62] M. G. Pereira, C. F. Camacho, M. A. V. Freitas, and N. F. Da Silva, "The renewable energy market in Brazil: Current status and potential," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 3786-3802, 2012.
- [63] F. Diner, "The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 713-720, 2011.
- [64] I. Heras-Saizarbitoria, E. Cilleruelo, and I. Zamanillo, "Public acceptance of renewables and the media: An analysis of the Spanish PV solar experience," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4685-4696, 2011.
- [65] M. Fischlein Miriam *et al.*, "Policy stakeholders and deployment of wind power in the sub-national context: A comparison of four U.S. states," *Energy Policy*, vol. 38, no. 8, pp. 4429-4439, 2010.
- [66] M. Wolsink, "Contested environmental policy infrastructure: Socio-political acceptance of renewable energy, water, and waste facilities," *Environ. Impact Assess. Rev.*, vol. 30, no. 5, pp. 302-311, 2010.
- [67] T. D. Couture, K. Cory, and E. Williams, "A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design," 2010.
- [68] IEA, "BIPV Technology & market forecast (2009-2020) - 2nd version, Solar & Energy." [Online]. Available: <http://www.ekoconception.eu/en/the-international-energy-agency-launches-task15/>. [Accessed: 19-Feb-2018].
- [69] R. Sauter and J. Watson, "Strategies for the deployment of micro-generation: Implications for social acceptance," *Energy Policy*, vol. 35, no. 5, pp. 2770-2779, 2007.
- [70] W. Rickerson, C. Hanley, C. Laurent, and C. Greacen, "Implementing a global fund for feed-in tariffs in developing countries: A case study of Tanzania," *Renew. Energy*, vol. 49, pp. 29-32, 2013.
- [71] M. A. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 112-129, 2010.
- [72] Y. Rafeeu and M. Z. A. Ab Kadir, "Thermal performance of parabolic concentrators under Malaysian environment: A case study," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 3826-3835, 2012.
- [73] K. Ishaque and Z. Salam, "A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 475-488, 2013.
- [74] M. Horvat and M. C. Dubois, "Tools and methods for solar design - An overview of IEA SHC Task 41, Subtask B," *Energy Procedia*, vol. 30, pp. 1120-1130, 2012.
- [75] J. Kanters, M. Horvat, and M. C. Dubois, "Tools and methods used by architects for solar design," *Energy Build.*, vol. 68, no. PART C, pp. 721-731, 2014.
- [76] "Decreto-Lei nº 189/88, 27 de Maio." [Online]. Available: <https://dre.pt/pesquisa-avancada/>

- /asearch/374244/details/normal?types=SERIEI&numero=189%2F88&tipo=%22Decreto-Lei%22. [Accessed: 02-Mar-2018].
- [77] “Decreto-Lei nº 168/99 de 18 de Maio.” [Online]. Available: [https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/323075/details/normal?q=Decreto-Lei+nº 168%2F99+de+18+de+Maio](https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/323075/details/normal?q=Decreto-Lei+nº+168%2F99+de+18+de+Maio). [Accessed: 02-Mar-2018].
- [78] “Decreto-Lei nº 312/2001, 10 de Dezembro.” [Online]. Available: [https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/576278/details/normal?q=Decreto-Lei+nº 312%2F2001%2C 10+de+Dezembro+](https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/576278/details/normal?q=Decreto-Lei+nº+312%2F2001%2C+10+de+Dezembro+). [Accessed: 02-Mar-2018].
- [79] “Decreto-Lei nº 68/2002, 25 de Março.” [Online]. Available: [https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/300583/details/normal?q=Decreto-Lei+nº 68%2F2002%2C 25+de+Março](https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/300583/details/normal?q=Decreto-Lei+nº+68%2F2002%2C+25+de+Março). [Accessed: 03-Feb-2018].
- [80] “Decreto-Lei nº 33-A/2005, 16 de Fevereiro.” [Online]. Available: [https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/517381/details/normal?q=Decreto-Lei+nº 33-A%2F2005%2C 16+de+Fevereiro+](https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/517381/details/normal?q=Decreto-Lei+nº+33-A%2F2005%2C+16+de+Fevereiro+). [Accessed: 03-Mar-2018].
- [81] “Decreto-Lei nº 363/2007, 2 de Novembro.” [Online]. Available: [https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/629412/details/normal?q=Decreto-Lei+nº 363%2F2007%2C 2+de+Novembro+](https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/629412/details/normal?q=Decreto-Lei+nº+363%2F2007%2C+2+de+Novembro+). [Accessed: 02-Mar-2018].
- [82] “Decreto-Lei nº 118-A/2010, 25 de Outubro.” [Online]. Available: [https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/646164/details/normal?q=Decreto-Lei+nº 118-A%2F2010%2C 25+de+Outubro+](https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/646164/details/normal?q=Decreto-Lei+nº+118-A%2F2010%2C+25+de+Outubro+). [Accessed: 02-Mar-2018].
- [83] “Decreto-Lei nº 132-A/2010, 21 de Dezembro.” [Online]. Available: [https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/397747/details/normal?q=Decreto-Lei+nº 132-A%2F2010%2C 21+de+Dezembro+](https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/397747/details/normal?q=Decreto-Lei+nº+132-A%2F2010%2C+21+de+Dezembro+). [Accessed: 03-Mar-2018].
- [84] “Decreto-Lei nº 34/2011, 8 de Março.” [Online]. Available: [https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/279427/details/normal?q=Decreto-Lei+nº 34%2F2011%2C 8+de+Março+](https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/279427/details/normal?q=Decreto-Lei+nº+34%2F2011%2C+8+de+Março+). [Accessed: 02-Mar-2018].
- [85] “Decreto-Lei nº 25/2013, 19 de Fevereiro.” [Online]. Available: [https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/258540/details/normal?q=Decreto-Lei+nº 25%2F2013%2C 19+de+Fevereiro](https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/258540/details/normal?q=Decreto-Lei+nº+25%2F2013%2C+19+de+Fevereiro). [Accessed: 02-Mar-2018].
- [86] “Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.” [Online]. Available: https://dre.pt/home/-/dre/58406974/details/maximized?p_auth=LDa6wA0. [Accessed: 06-Mar-2018].
- [87] “Portaria nº 14/2015, de 23 de Janeiro.” [Online]. Available: [https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/66321164/details/normal?q=Portaria+nº 14%2F2015%2C de+23+de+Janeiro](https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/66321164/details/normal?q=Portaria+nº+14%2F2015%2C+de+23+de+Janeiro). [Accessed: 06-Mar-2018].
- [88] “Portaria nº 15/2015, de 23 de Janeiro.” [Online]. Available: [https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/66321165/details/normal?q=Portaria+nº 15%2F2015%2C de+23+de+Janeiro](https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/66321165/details/normal?q=Portaria+nº+15%2F2015%2C+de+23+de+Janeiro). [Accessed: 06-Mar-2018].
- [89] “Portaria n.º 60-E/2015, de 2 de março.” [Online]. Available: <https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/66646047/details/normal?q=Portaria+n.º>

- 60-E%2F2015%2C de+2+de+março. [Accessed: 06-Mar-2018].
- [90] Donauer, “O funcionamento do autoconsumo.” [Online]. Available: <http://www.d-solarsystems.com/funcionamento-autoconsumo>. [Accessed: 06-Mar-2018].
- [91] M. do A. O. do T. e Energia, “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída,” 2014.
- [92] “Portaria n.º 32/2018, de 23 de janeiro.” [Online]. Available: <https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/114561705/details/maximized?filterEnd=2018-03-01&filterStart=2018-01-01&q=tarifa+de+referência&perPage=25&fq=tarifa+de+referência>. [Accessed: 07-Mar-2018].
- [93] E. E. R. Andrade, “Metodologia de implementação e avaliação de sistemas solar térmico e fotovoltaico : estudo de caso,” Universidade Nova de Lisboa, 2012.
- [94] P. F. M. Pereira, “A produção fotovoltaica em Portugal (Análise da Legislação em vigor e do Custo/Benefício),” Universidade do Porto, 2015.
- [95] HCC, “Gráfico I - Irradiância Solar.” [Online]. Available: <http://hccengenharia.com.br/a-irradiancia-solar-no-rio-grande-do-sul-e-suficiente-para-gerar-energia-solar/grafico-1-irradiancia-solar/>. [Accessed: 16-Apr-2018].
- [96] “Google Maps.” [Online]. Available: <https://www.google.pt/maps/@40.2785131,-7.5125212,286m/data=!3m1!1e3>. [Accessed: 09-May-2018].
- [97] R. S. Simplicio, R. H. Alonso, S. Shimura, and C. B. De Moura, “Impacto Do Sombreamento Em Um Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede Elétrica,” *VI Congr. Bras. Energ. Solar. (VI CBENS), (04 a 07 abril 2016)*, no. July, 2016.
- [98] Pordata, “Preços da electricidade para utilizadores domésticos e industriais (Euro/ECU).” [Online]. Available: <https://www.pordata.pt/DB/Europa/Ambiente+de+Consulta/Tabela>. [Accessed: 22-May-2018].
- [99] SolarQuarter, “PVSYST Losses & Some Remedies.” [Online]. Available: <http://www.solarquarter.com/index.php/technology/3412-pvsyst-losses-some-remedies>. [Accessed: 10-May-2018].

CAPÍTULO

9

Anexos

9. Anexos

Anexo nº1 - Especificações técnicas do inversor solar Pseries da Solarmax

		2000P	3000P	4000P	4600P	5000P
Input values	MPP-voltage range 1)	210 ... 480 V	310 ... 480 V	210 ... 480 V	240 ... 480 V	260 ... 480 V
	Control range	120 ... 580 V				
	Minimum DC-voltage	120 V				
	Maximum DC-voltage	600 V				
	Maximum DC-current	10 A		10 + 10 A		
	Number of MPP-Trackers	1		2		
	Number of string connections	1		2		
	Connection type	Wieland PST40I1 (identical to MC4)				
Output values	Rated output power 2)	2.000 W	3.000 W	4.000 W	4.600 W	5.000 W
	Maximum apparent output power 2)	2.000 VA	3.000 VA	4.000 VA	4.600 VA	5.000 VA
	Maximum AC current	9 A	13,5 A	17,5 A	22 A	
	Nominal mains voltage	230 V / 184 ... 276 V				
	Mains nominal frequency / range	50 Hz / 45 Hz ... 55 Hz				
	Power factor cos (φ)	Adjustable from 0,8 overexcited to 0,8 underexcited				
	Distortion factor at rated output power	< 3 %				
	Connection type	Terminal (2,5 - 10 mm ²)				
	Grid connection	One phase (L / N / PE)				
	Power input at night	0 W				
	Efficiency	Max. efficiency	97,5 %		98,0 %	
Euro efficiency		97,0 %		97,5 %		
Ambient conditions	Protection class	IP65				
	Ambient temperature range (for rated power output)	-20°C ... + 60°C (+45°C)				
	Relative humidity	0 ... 100 % (condensation)				
	Maximum operating level above sea level	2.000 m				
	Fire protection	According EN 62109-1/ -2				
	Noise emissions (1,5 m)	< 30 dB(A)				
Configuration	Display	LC graphics display with backlighting and status LED				
	Inverter topology	Transformerless				
	DC disconnect	Integrated				
	Data logger	Energy yield, peak output, and operating duration of the last 31 days, 12 months, 10 years. Performance curves of the last 7 days.				
	Fault current monitoring	Internal, AC/DC sensitive				
	Housing / service cover	Aluminium / plastic ASA+PC				
	Overvoltage conductor, DC and AC	Requirement class D (VDE 0675-6) and/or type 3 (EN 61643-11)				
Standard & guidelines	EMC	EN 61000-3-2 / EN 61000-3-3 / EN 61000-3-11 / EN 61000-3-12 / EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3				
	Grid connection	VDE 0126-1-1 A1:2012 / VDE-AR-N 4105 3) / G59/2 / CEI 0-21 / RD 661 / RD 1699 PPC Guide / C10/11 / EN 50438 / G83/2				
	Device safety	EN 62109-1/ -2				
Interfaces	Data communication	RS485 / Ethernet (Plug & Play)				
	Status signaling contact	With optional I/O module				
	Connection ripple control signal receiver					
	Connection external surge protection					
	Connection external grid monitoring					
Weight & Dimensions	Weight	17 kg		19 kg		
	Dimensions (W x H x D)	476 x 360 x 180 mm				
Warranty	Standard warranty	5 years				
	Warranty extensions	to 10, 15, 20 oder 25 years				

Anexo nº2 - Orçamento do sistema fotovoltaico instalado na Faculdade de Engenharia - UBI



Universidade da Beira Interior

Cont. Nº 502 083 514

Requisição n.º 1837
Ano económico de 2015

ORIGINAL

Requisita-se a

Orlando Portinha, Unipessoal, Lda.
Lugar da Gândra Nº 281 Alto do Caçador Rio de Loba
3505-635 Viseu

A factura ou recibo deve ser entregue na Universidade da Beira Interior, Divisão de Contabilidade, Convento de Santo António, 6201-001 Covilhã e documentará a despesa processada.

Os produtos devem ser entregues no Departamento FE - Electromecânica
Na morada: Faculdade de Engenharias Calçada Fonte do Lameiro 6201-001 Covilhã
Ao cuidado de Prof. Sílvio Mariano / Sr. Paulo Guerra

Qt.	Descritivo	P.U.	IVA	Valor
8	Eléctrico(s) - Painéis Fotovoltaicos SHARP - 250W, conforme v/proposta de Orçamento de 21/7/2015.	187,50	23%	1500,00
1	Eléctrico(s) Estrutura terraço para 8 painéis em alumínio	550,00	23%	550,00
1	Eléctrico(s) Instalação e pequenos fornecimentos	250,00	23%	250,00
1) Total sem I.V.A.				2300,00
2) I.V.A.				529,00
Total da requisição (1+2)				2829,00

_____, em _____ de _____ de 20____

O _____,

DOCUMENTO GERADO POR
COMPUTADOR

Esta requisição deve ser devolvida com a factura ou recibo.

Anexo nº3 - Previsão orçamental para um sistema fotovoltaico de 2,6 kWp



Lobosolar, Energias Renováveis, Lda
 Rua Sebastião Mendes Bolas 18 Apartado 332
 7002-506 Évora
 Portugal
 comercial@lobosolar.com
 www.lobosolar.com

07-05-2018

Constantino Dário Justo
 Covilhã

6201-001 Covilhã
 Portugal
 NIF: 289868130
 Condições Pagamento: 30% Encomenda, 70% contra entrega
 Condições Entrega: EX-WORKS Incoterms 2012

Cotação Nº ORC9724 válida até 07-06-2018

Descrição	Quant.	UN	Preço Un.€	Desconto %	Subtotal €	IVA %	Total €
Modulo Open Renewables 265-PM60	10,00	UN	145,75	0,00	1.457,50	23,00	1.792,73
Estrutura Metalizada para Módulos Fotovoltaicos -complanar ao telhado (20°)	1,00	UN	400,00	0,00	400,00	23,00	492,00
Inversor SMA SB 2.5 (SB2.5-1VL-40)	1,00	UN	767,52	0,00	767,52	23,00	944,05
Quadro de Protecção AC	1,00	UN	150,00	0,00	150,00	23,00	184,50
Contador Trifasico Itron ACE SL7000 - SL761Y230	1,00	UN	289,90	0,00	289,90	23,00	356,58
Modem GSM p/Contador ITRON	1,00	UN	139,10	0,00	139,10	23,00	171,09
Montagem Autoconsumo Montagem sistema fotovoltaico de autoconsumo e projecto para licenciamento do mesmo, incluindo cablagens, tubagens e todos os acessórios para uma instalação adequada. - Ao valor apresentado acrescem despesas de deslocação (0.45€+IVA / km)	1,00	Fiat Rate	500,00	0,00	500,00	23,00	615,00

Salvo acordo em contrário e por escrito, os produtos e serviços agora propostos são fornecidos nas seguintes condições :

- Entrega nossas instalações (EX-WORKS Incoterms 2012) após a aceitação e confirmação da encomenda.

- Pagamento antecipado de factura proforma.

- Proposta válida por 30 dias, salvo ruptura de stocks.

Não estão incluídos na proposta :

- Trabalhos de construção civil de qualquer natureza, nas propostas que incluem instalação ou montagem.

- Pagamento de taxas de licenciamento, impostos ou liquidação de quaisquer outro tipo de obrigações legais do cliente.

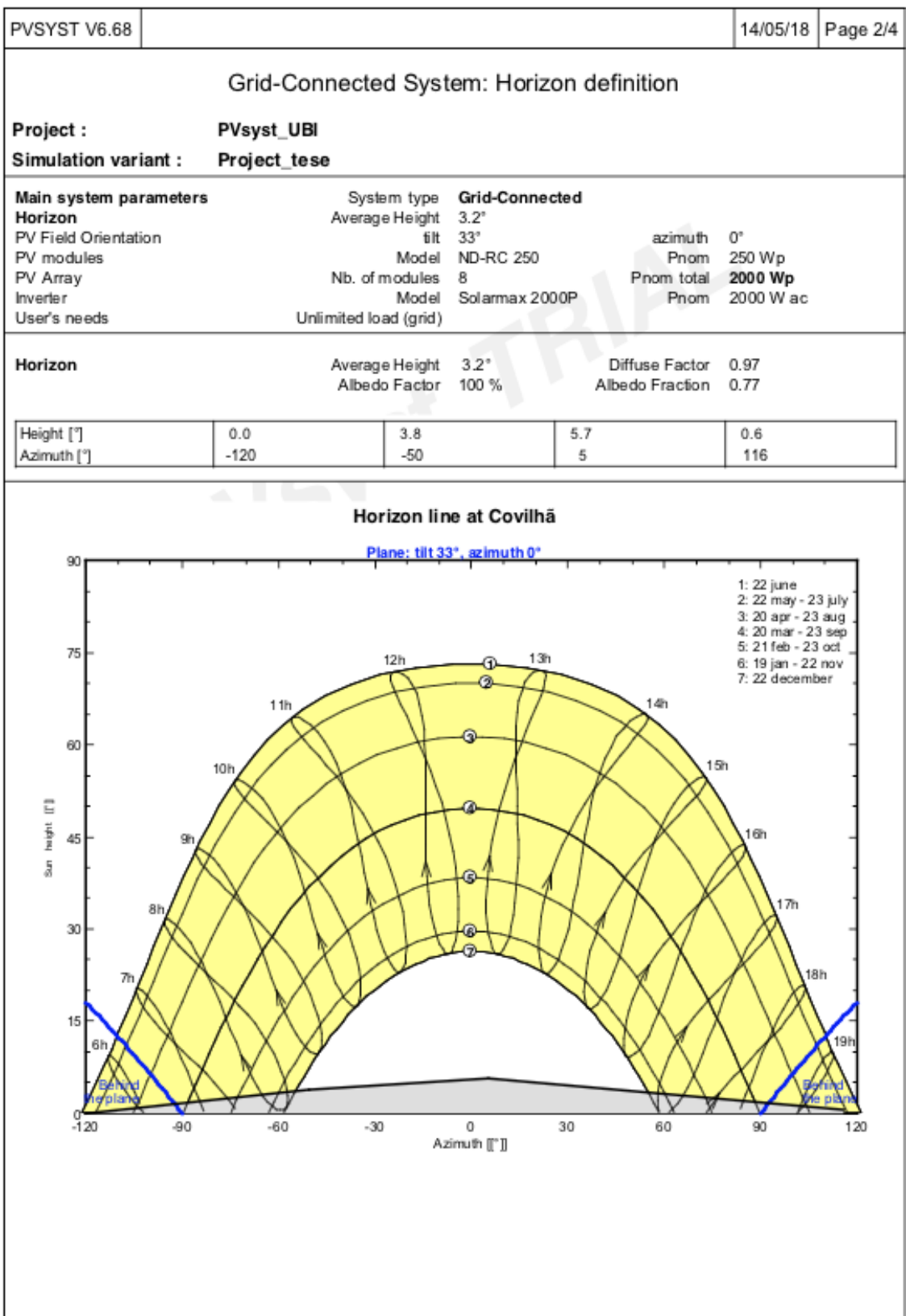
Em caso de litígio o consumidor pode recorrer ao CNIACC - Centro Nacional de Informações e Arbitragem de conflitos de consumo.

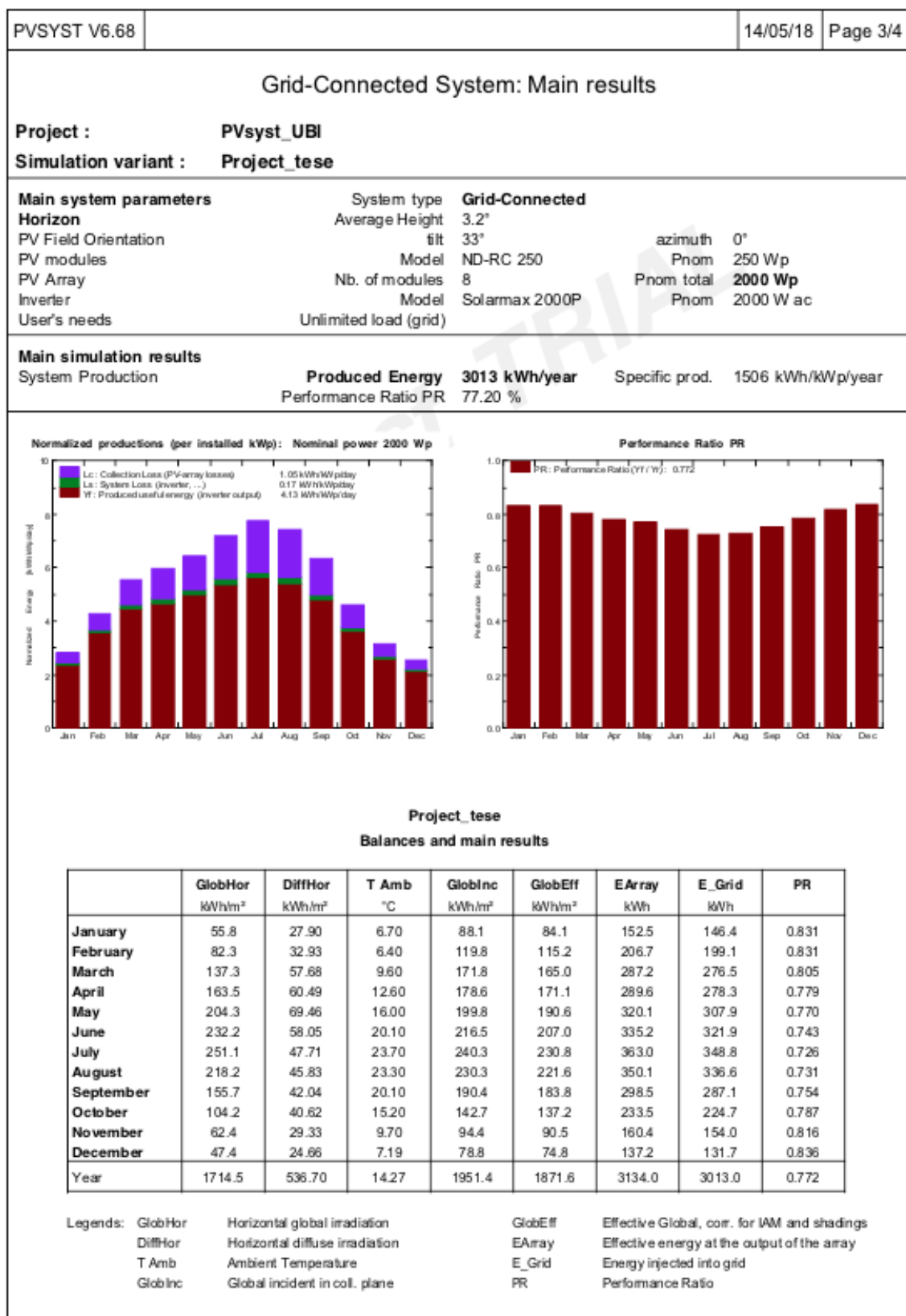
Morada: Faculdade de Direito da Universidade Nova de Lisboa, Campus de Campolide, 1099-032 Lisboa - Contacto: 213485131 - Email: cniacn.pt
 CAE Principal 46900; CAE s Secundários 33200; 42220.

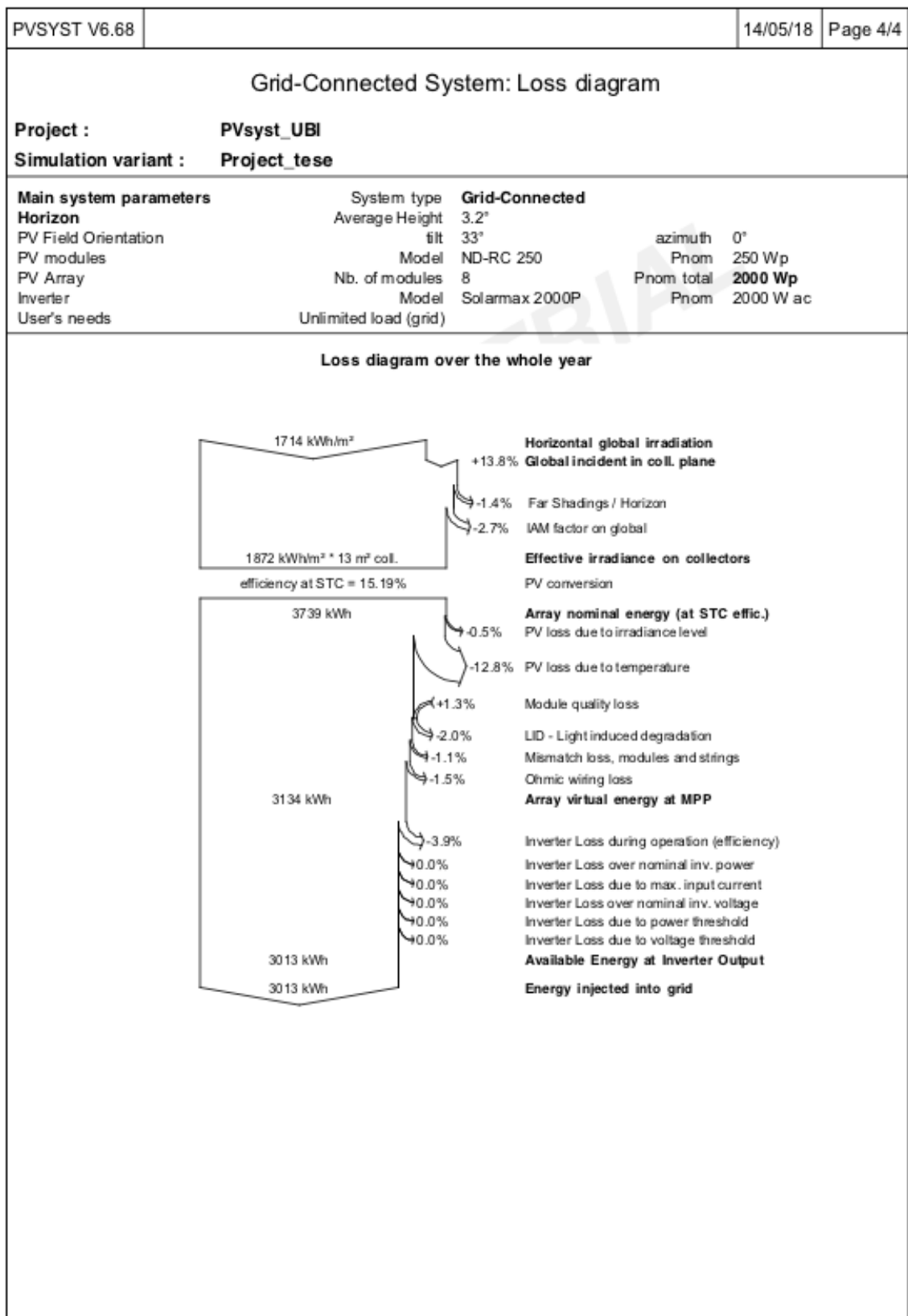
Subtotal	3.704,02
Desconto	
Transporte	0,00
IVA	851,92
Total €	4.555,94

Anexo nº4 - Simulação em PVsyst v6.68 de um sistema fotovoltaico de 2 kWp com base em painéis solares

PVSYST V6.68		14/05/18		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : PVsyst_UBI					
Geographical Site		Covilhã		Country Portugal	
Situation		Latitude	40.27° N	Longitude	-7.50° W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT	Altitude	639 m
Meteo data:		Covilhã		PVGIS CM SAF, satellite 1998-2011 - Synthetic	
Simulation variant : Project_tese					
		Simulation date	14/05/18 11h29		
Simulation parameters		System type	No 3D scene defined		
Collector Plane Orientation		Tilt	33°	Azimuth	0°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon		Average Height	3.2°		
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	ND-RC 250	
Original PVsyst database		Manufacturer	Sharp		
Number of PV modules		In series	8 modules	In parallel	1 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	8	Unit Nom. Power	250 Wp
Array global power		Nominal (STC)	2000 Wp	At operating cond.	1787 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	217 V	I mpp	8.2 A
Total area		Module area	13.1 m²	Cell area	11.7 m²
Inverter					
Original PVsyst database		Model	Solarmax 2000P		
Characteristics		Manufacturer	SolarMax		
		Operating Voltage	120-480 V	Unit Nom. Power	2.00 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	2.0 kWac
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	15.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	443 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Serie Diode Loss		Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.3 % at STC
LID - Light Induced Degradation				Loss Fraction	2.0 %
Module Quality Loss				Loss Fraction	-1.3 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs : Unlimited load (grid)					







Anexo nº5 - Evolução do preço da eletricidade em Portugal desde 1991 a 2017

Tabela 9.1 - Evolução do preço da eletricidade em Portugal 1991 - 2017. Fonte: [98]

Ano	Preços da eletricidade para utilizadores domésticos (por kWh)	Preços da eletricidade para utilizadores industriais (por kWh)
1991	0,1120	0,0836
1992	0,1287	0,0975
1993	0,1428	0,1003
1994	0,1321	0,0888
1995	0,1322	0,0839
1996	0,1324	0,0794
1997	0,1343	0,0787
1998	0,1315	0,0748
1999	0,1263	0,0679
2000	0,1256	0,0675
2001	0,1262	0,0683
2002	0,1286	0,0698
2003	0,1322	0,0706
2004	0,1350	0,0719
2005	0,1381	0,0749
2006	0,1410	0,0858
2007	0,1500	0,0903
2008	0,1482	0,0939
2009	0,1508	0,0984
2010	0,1584	0,0982
2011	0,1654	0,1048
2012	0,1993	0,1403
2013	0,2081	0,1416
2014	0,2175	0,1427
2015	0,2279	0,1402
2016	0,2350	0,1384
2017	0,2284	0,1408

Anexo nº6 - Consumo elétrico da Faculdade de Engenharia-UBI, 2017

Tabela 9.2 - Consumo elétrico da Faculdade de Engenharia - UBI, 2017. Fonte: Serviços técnicos UBI

Mês	Consumo (kWh)	Fatura (€)
Janeiro	37 968	5 392,03
Fevereiro	46 809	6 690,74
Março	39 637	5 642,98
Abril	40 030	5 889,52
Mai	35 984	5 360,11
Junho	32 266	4 855,37
Julho	47 216	6 970,34
Agosto	13 111	1 846,53
Setembro	23 807	3 335,46
Outubro	30 270	4 430,00
Novembro	30 643	4 377,85
Dezembro	39 837	5 554,35
Ano	417 528	60 345,28

Anexo nº7 - Curvas de corrente-tensão e potência-tensão da GTFV100 tile para distintos valores de radiação e temperatura

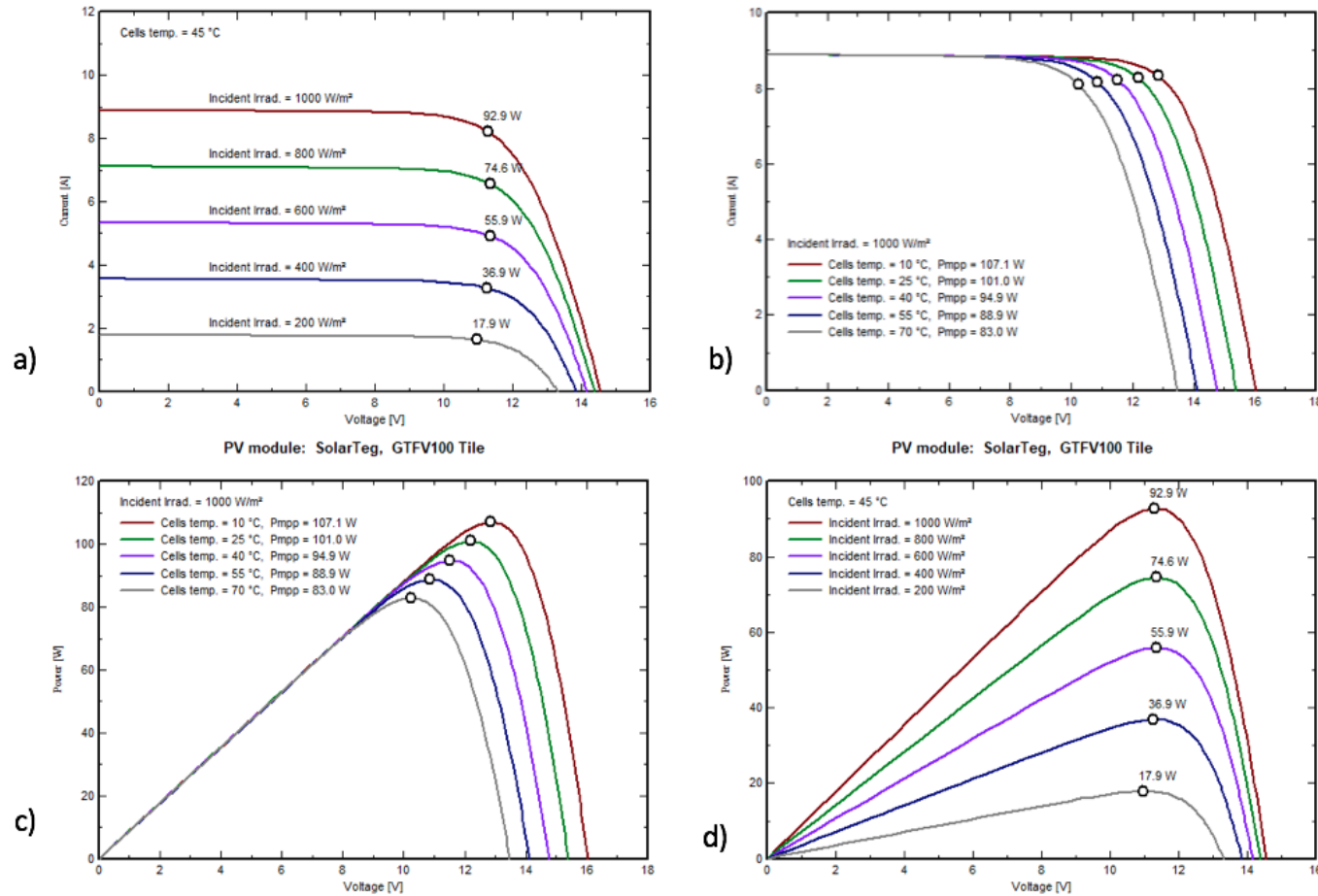


Figura 9.1 - a) Curva I-V para valores diferentes de radiação; b) Curva I-V para valores diferentes de temperatura; c) Curva P-V para distintos valores de temperatura; d) Curva P-V para distintos valores de radiação

Anexo nº8 - Alçado principal da Faculdade de Engenharias - UBI



Figura 9.2 - Alçado principal da Faculdade de Engenharias - UBI

Anexo nº9 - Principais perdas influentes no sistema fotovoltaico

Tabela 9.3- Principais perdas influentes no sistema fotovoltaico [99]

Tipo de perdas	Descrição
Far Shadings/Horizon	Sombreamentos distantes são descritos por uma linha do horizonte. Eles dizem respeito a sombreamentos de objetos suficientemente longe, pois podemos considerar que eles atuam no array fotovoltaico de uma maneira global.
IAM factor on global	O efeito de incidência (o termo designado é IAM, para "Modificador do Ângulo de Incidência") corresponde à diminuição da irradiância que realmente atinge a superfície das células fotovoltaicas, no que diz respeito à irradiância sob incidência normal. Esta diminuição é devida principalmente a reflexões na cobertura de vidro, que aumenta com o ângulo de incidência. Sendo que este valor não é superior a 3%.
PV loss due to irradiance level e PV loss due to temperature	Perda devido ao nível de irradiância e perda devido à temperatura. Ambas as perdas são dependentes do datasheet do fabricante do módulo e também completamente dependentes dos dados meteorológicos do local.
Module quality loss	Perda de qualidade do módulo. Esta perda refere-se às tolerâncias Wp positivas e negativas dos módulos. Os seguintes casos devem ser considerados ao escolher os módulos solares: a. Se ambas as tolerâncias estiverem presentes significa positivo e negativo (ou seja, + -5 Wp), então isso adicionará perda no sistema, de modo que a geração se torne menor. b. Se somente tolerâncias positivas estiverem presentes, a geração será mais alta do que o máximo de +0,4%.
LID-Light induced degradation	Degradação induzida pela luz. Ocorre quando as impurezas de oxigênio nas camadas de silício reagem com o boro dopado (tipo p) nas primeiras horas/semanas de iluminação da célula. O efeito pode reduzir a eficiência da célula de 2 a 4%.
Mismatch loss, modules and strings	Perdas por incompatibilidade da matriz do módulo. Estas, são função da uniformidade elétrica de produção e sua compartimentação. Considera-se este valor até 1%.
Ohmic wiring loss	Perda nos cabos. Como o nome indica, esta perda deve-se à seleção de cabos, representando a perda no lado DC entre o módulo e o inversor através do cabo DC. Isso não deve ser superior a 2%.
Perda do inversor durante a operação	Esta perda depende completamente do datasheet do fabricante do inversor. Ao selecionar inversores através da eficiência, podemos conhecer o valor da perda.