

Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Susana Sofia Alves Freitas

Relatório de projecto para obtenção do grau de Mestre em

Engenharia Industrial

Ramo **Engenharia Electrotécnica**

Projecto realizado sob a orientação de

Professora Doutora Fernanda Resende, do Departamento de Electrotecnia

Novembro de 2008

Agradecimentos

Agradeço especialmente a minha orientadora, Professora Doutora Fernanda Oliveira Resende, pelas suas valiosas indicações, sugestões, críticas e correcções que contribuíram ao desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

Ao Professor Doutor Américo Vicente Leite, pelas suas aulas de incentivo ao estudo inicial dos sistemas fotovoltaicos.

À Mestre Ângela Paula Ferreira e ao Professor Doutor João Paulo Teixeira pela compreensão e incentivo à conclusão deste trabalho.

Aos colegas de trabalho pelo apoio técnico e amizade.

Aos meus pais que sempre me incentivaram e apoiaram.

Um agradecimento especial ao Pedro pelo afecto e apoio.

Resumo

No presente trabalho é feita uma descrição e análise dos componentes principais que constituem os sistemas fotovoltaicos autónomos e ligados à rede. Foram também sistematizados os passos que, no seu conjunto, constituem uma metodologia adequada para efectuar o dimensionamento de ambos os tipos de sistemas fotovoltaicos.

Com base na metodologia identificada foi desenvolvida uma aplicação computacional em linguagem Hypertext Preprocessor (PHP) para a Internet, a qual foi utilizada em dois casos de estudo: Dimensionamento de um sistema fotovoltaico autónomo e de um sistema fotovoltaico ligado à rede.

Palavras-chave: energia solar, sistemas fotovoltaicos autónomos, sistemas fotovoltaicos ligados à rede, dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Abstract

In this work, the main components of photovoltaic systems both stand alone and grid connected, are described and analysed. It was also presented the sequence of the main tasks, which constitutes a methodology suitable to carry out the sizing procedure of both stand-alone and grid connected photovoltaic systems.

Based on this methodology, a computational application was developed under Hypertext Preprocessor (PHP) language for the Internet, which was used on two study cases: Sizing of a stand-alone photovoltaic system and grid connected photovoltaic system.

Keywords: solar energy, stand-alone photovoltaic systems, grid connected photovoltaic systems, sizing of photovoltaic systems.

Índice

1. Introdução.....	11
1.1. Objectivos.....	13
1.2. Estrutura do relatório.....	13
2. Sistemas de energia solar fotovoltaica.....	14
2.1. Radiação solar	14
2.1.1. Geometria Sol/Terra	15
2.1.2. Condicionantes meteorológicas	17
2.2. Tecnologias de painéis fotovoltaicos.....	18
2.2.1. Célula fotovoltaica.....	19
2.2.1.1. Modelo matemático da célula fotovoltaica.....	20
2.2.1.2. Corrente de curto-circuito e tensão em circuito aberto.....	21
2.2.1.3. Factor de forma e rendimento.....	22
2.2.1.4. Potência eléctrica.....	23
2.2.1.5. Efeito da radiação	23
2.2.1.6. Efeito de temperatura	24
2.2.1.7. Tecnologias das células fotovoltaicas.....	24
2.2.2. Módulos e painéis fotovoltaicos	27
2.2.2.1. Associação de células	27
2.2.2.2. Pontos quentes, díodos de derivação e sombreamento	28
2.2.2.3. Características técnicas dos módulos.....	29
2.2.2.4. Aspectos a ter em conta na escolha do módulo	30
2.2.2.5. Potência produzida, ângulo de inclinação e orientação	31
2.3. Tecnologias dos conversores electrónicos.....	31
2.3.1. Configurações de inversores para sistemas ligados à rede	32
2.3.1.1. Inversor central.....	33
2.3.1.2. Inversor de fileira	34
2.3.1.3. Inversor de várias fileiras	34
2.3.1.4. Inversor com módulo integrado ou módulo CA	35
2.3.1.5. Especificações técnicas dos inversores ligados à rede.....	36
2.3.2. Inversores para sistemas autónomos.....	37
2.4. Baterias, requisitos de carga e carregadores	38
2.4.1. Tipos de baterias.....	38
2.4.1.1. Bateria chumbo-ácido.....	39
2.4.1.2. Bateria níquel-cádmio	39
2.4.2. Requisitos de carga e carregadores.....	40
2.5. Outros equipamentos	41
2.5.1 Condutores de ligação ao gerador	41
2.5.2. Condutor principal CC	41

2.5.3. Condutor de ligação CA	41
2.5.4. Interruptor principal CC	42
2.5.5. Equipamento de protecção CA	42
2.6. Tipos de sistemas fotovoltaicos	43
2.6.1. Sistemas Autónomos	43
2.6.2. Sistemas ligados à rede	44
2.6.3. Sistemas híbridos	45
2.7. Normas legais em vigor	45
2.7.1. Regimes de Remuneração de microprodução	49
3. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos	51
3.1. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos	51
3.2. Sistemas fotovoltaicos ligados à rede	56
3.3. Programas de simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos	60
3.3.1. SolTerm	60
3.3.2. PV F-CHART	61
3.3.3. Fdim 1.0	61
3.3.4. FV-Expert	61
3.3.5. SolSim 1.0	61
3.3.6. Homer 2.0	61
3.3.7. RETScreen 2000	62
3.3.8. PVS 2001	62
3.3.9. SIDIM	62
3.3.10. SolEm 2.14	62
3.3.11. Design Pro 5.0	63
3.3.12. Sol Pro	63
3.3.13. PVSYST	63
3.3.14. SolarPro	63
3.3.15. Hybrid2	64
3.3.16. Inseldi 7.0	64
3.3.17. MODES	64
3.3.18. Comparação dos softwares apresentados	65
4. Metodologia para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos	66
4.1. Algoritmo para o dimensionamento de sistemas autónomos	66
4.2. Sistemas ligados à rede	69
4.3. Implementação da metodologia de dimensionamento	71
4.3.1. Servidor Apache	72
4.3.2. Base de dados MySQL	73
4.3.3. Linguagem de programação PHP	74
5. Casos de estudo e resultados	75
5.1. Sistemas autónomos	75

5.1.1. Avaliação das necessidades energéticas	75
5.1.2. Selecção da localização, tensão do sistema e número de dias de autonomia.....	76
5.1.3. Selecção do módulo fotovoltaico, do inversor, do controlador e da bateria	77
5.1.4. Apresentação da configuração do sistema	79
5.1.5. Caso de estudo: habitação isolada localizada em Bragança	80
5.2. Sistemas ligados à rede.....	85
5.2.1. Definição da área disponível ou do valor de potência do sistema	85
5.2.2. Selecção do módulo fotovoltaico e do inversor	86
5.2.3. Apresentação da configuração do sistema	88
5.2.4. Caso de estudo: Produção de 3.68 kW para injectar na rede eléctrica.....	89
6. Conclusões e perspectivas de evolução futura.....	93
Bibliografia.....	94
Anexo 1 - Listagem de módulos fotovoltaicos	I
Anexo 2 - Listagem de inversores fotovoltaicos	III
Inversores para sistemas fotovoltaicos ligados à rede	III
Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos.....	IV
Anexo 3 - Listagem de baterias	V
Anexo 4 - Listagem de controladores.....	VII
Anexo 5 - Listagem de localidades.....	IX

Índice de figuras

Figura 1.1 - Central fotovoltaica da Amareleja	12
Figura 2.1 - Ângulo Zênite, inclinação do plano, superfície azimutal e ângulo solar azimutal para superfícies inclinadas	15
Figura 2.2 - Relação entre as dimensões do Sol e da Terra	16
Figura 2.3 - Órbita da Terra em torno do Sol, com o seu eixo N-S inclinado num ângulo de 23,5°	16
Figura 2.4 - Luz solar no seu percurso através da atmosfera.....	17
Figura 2.5 - Posição do painel solar	18
Figura 2.6 - Variação da inclinação dos painéis solares ao longo do ano.....	18
Figura 2.7 - Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica (efeito fotovoltaico)	19
Figura 2.8 - Circuito eléctrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z.....	20
Figura 2.9 - Curva I-V de uma célula solar fotovoltaica	22
Figura 2.10 - Efeito causado pela variação de intensidade luminosa	23
Figura 2.11 - Efeito causado pela temperatura na célula	24
Figura 2.12 - Células monocristalinas	25
Figura 2.13 - Células policristalinas	25
Figura 2.14 - Células amorfas.....	26
Figura 2.15 - Células de película fina	26
Figura 2.16 - Associação de células em série	27
Figura 2.17 - Associação de células em paralelo.....	28
Figura 2.18 - Célula solar com ponto quente	28
Figura 2.19 - Módulo fotovoltaico sombreado com díodos de derivação	29
Figura 2.20 - Características técnicas de um módulo fotovoltaico	30
Figura 2.21 - Eficiência dos módulos monocristalinos, policristalinos, de película fina e amorfos.....	31
Figura 2.22 - Inversor central	33
Figura 2.23 - Inversor de fileira.....	34
Figura 2.24 - Inversor de várias fileiras.....	35
Figura 2.25 - Inversor com módulo integrado ou módulo CA	36
Figura 2.26 - Sistema autónomo com inversor autónomo	37
Figura 2.27 - Interruptor principal DC.....	42
Figura 2.28 - Diagrama de sistemas fotovoltaicos em função da carga utilizada	44
Figura 2.29 - Sistema ligado à rede	44
Figura 2.30 - Exemplo de sistema híbrido.....	45
Figura 4.1 - Organograma do algoritmo para o sistema autónomo	66
Figura 4.2 - Organograma do algoritmo para o sistema ligado à rede.....	69
Figura 4.3 - Estrutura da aplicação computacional.....	72
Figura 5.1 - Tabela de avaliação das necessidades energéticas	76
Figura 5.2 - Opção “Continuar” activa.....	76
Figura 5.3 - Especificações do sistema: localidade, número de dias de autonomia e tensão do sistema.....	77

Figura 5.4 - Selecção do módulo fotovoltaico para um sistema autónomo	78
Figura 5.5 - Selecção do inversor para o sistema autónomo.....	78
Figura 5.6 - Selecção da bateria e do controlador.....	79
Figura 5.8 - Apresentação da configuração do sistema para o sistema autónomo.....	80
Figura 5.9 - Tabela de análise de consumos	81
Figura 5.10 - Valores de potência.....	81
Figura 5.11 - Selecção da localização, autonomia e tensão	82
Figura 5.12 - Selecção do módulo fotovoltaico para o sistema autónomo	82
Figura 5.13 - Selecção do inversor para o sistema autónomo.....	83
Figura 5.14 - Selecção do controlador.....	83
Figura 5.15 - Selecção da bateria.....	83
Figura 5.16 - Apresentação da configuração do sistema (dimensionamento de uma habitação isolada) ...	84
Figura 5.17 - Selecção da forma de dimensionamento área/potência.....	85
Figura 5.18 - Definição da área disponível.....	86
Figura 5.19 - Definição do valor potência	86
Figura 5.20 - Selecção do módulo fotovoltaico para um sistema ligado à rede.....	87
Figura 5.21 - Selecção do inversor para um sistema ligado à rede.....	87
Figura 5.22 - Compatibilidade inversor-módulo fotovoltaico	88
Figura 5.23 - Apresentação da configuração do sistema ligado à rede.....	89
Figura 5.24 - Selecção da potência do sistema ligado à rede.....	90
Figura 5.25 - Selecção do módulo fotovoltaico para um sistema ligado à rede de 3.68kW	90
Figura 5.26 - Selecção do inversor com mensagem de advertência	91
Figura 5.27 - Selecção do inversor para um sistema ligado à rede.....	91
Figura 5.28 - Verificação da compatibilidade painel-inversor	91
Figura 5.29 - Apresentação do resultado do dimensionamento do sistema fotovoltaico de 3.68 kWp ligado à rede.....	92

Índice de tabelas

Tabela 1.1 - Previsão futura da capacidade instalada mundial (unidade MW).....	11
Tabela 2.1 - Condições Experimentais	21
Tabela 2.2 - Rendimentos das diferentes tecnologias.....	27
Tabela 3.1 - Principais características dos programas pesquisados	65

Lista de abreviações

BD	Base de Dados
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telurio de Cádmio
CiGs	Indio-Gávio-Silino
CIS	Cobre-Indio-Silinio
DR	Diário da República
FER	Fontes de Energia Renovável
FF	Factor de Forma
IRC	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MySQL	Sistema de gestão de bases de dados relacionais
PHP	Hypertext Preprocessor
PPM	Ponto de Potência Máxima
PWM	Pulse Width Modulation
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SGBD	Sistema de Gestão de Base de Dados
SQL	Structured Query Language
SRM	Sistema de Registo de Microprodução

1. Introdução

O impacto dos problemas ambientais causados pelo aumento da actividade económica e industrial desde a revolução industrial está hoje na ordem do dia. Depois de algumas décadas de incertezas e hesitações, os governos das grandes potências mundiais estão mais do que nunca concentrados na resolução do problema do aquecimento global, unindo esforços para diminuir os efeitos secundários e negativos que a actividade humana tem no nosso planeta. O paradigma da produção de energia eléctrica é aquele que mais rapidamente se está a adaptar à nova realidade, o recurso a combustíveis fósseis é insustentável a médio prazo e o recurso às energias renováveis para produção de energia eléctrica é cada vez mais uma aposta global [1].

No panorama actual das energias renováveis, a electricidade proveniente da energia solar fotovoltaica assume particular relevo. Embora a produção mundial de electricidade recorrendo a sistemas fotovoltaicos seja ainda marginal quando comparada com a produção total, o mercado tem crescido a uma taxa anual de 35%, e o potencial desta tecnologia é teoricamente infundável – a cada hora, a Terra recebe do Sol uma quantidade de energia superior à produzida anualmente no planeta inteiro [2].

Nesta primeira década do século XXI, a energia solar fotovoltaica é aquela que mais está a crescer, em termos relativos. É esperado que em 2010 se alcance uma capacidade instalada no Mundo de 11 GW, dez vezes mais do que a que existia em 2000. Nem mesmo a energia eólica tem uma evolução tão expressiva, embora em termos absolutos os 130 GW de energia do vento esperados superem em doze vezes a previsão para o fotovoltaico [2].

A Europa, encabeçada pela Alemanha, está assim muito bem posicionada no mercado mundial. No entanto, a médio prazo, outros países têm já definidas metas muito ambiciosas de produção eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos. O quadro seguinte mostra as metas dos principais países, até 2025.

Tabela 1.1 - Previsão futura da capacidade instalada mundial (unidade MW). [2]

Região	País	2005	2010	2015	2020	2025
Europa	Alemanha	700	1200	1293	1359	1428
	Japão	291	1038	2451	3129	2975
Ásia	China	44	211	1351	8657	13942
	India	16	100	938	1947	3509
	Islândia	8	82	306	762	1227
	Austrália	8	89	398	989	1412
Oceania	EUA	105	603	2240	3608	5811
América	Brasil	3	62	332	827	2057

Portugal apresenta uma forte dependência energética do exterior, das maiores da União Europeia. Não explorando quaisquer recursos energéticos fósseis no seu território desde 1995 (quando deixou de extrair

carvão), a sua produção própria de energia assenta exclusivamente no aproveitamento dos recursos renováveis, como sendo a água, o vento, a biomassa, e outros em menor escala [9].

Na União Europeia, Portugal é, depois da Grécia e da Espanha, o país com maior potencial de aproveitamento de energia solar. Com mais de 2300 horas/ano de insolação na Região Norte, e 3000 horas/ano no Algarve, o nosso país dispõe de uma situação privilegiada para o aproveitamento deste tipo de energia [3].

Em relação à situação de produção fotovoltaica em Portugal, as últimas estatísticas nacionais conhecidas apontavam para cerca de 2,6 MWp de potência total instalada no final de 2004. Em Março de 2007 foi inaugurada em Brinches, concelho de Serpa, uma central fotovoltaica de 11 MW. Com esta central, a potência fotovoltaica actualmente instalada em Portugal situa-se em cerca de 13,5 MWp. No início de 2008 foi ligada à rede, a título experimental, a primeira fase (2,75 MWp) da central da Amareleja, concelho de Moura. Esta central, com entrada em operação prevista para o final de 2008, terá instalados 46 MWp, num total de 260 mil módulos, ocupando uma área de 250 ha (Figura 1.1) [4].



Figura 1.1 - Central fotovoltaica da Amareleja. [4]

Segundo a Direcção-Geral de Geologia e Energia, foram já aprovados pedidos de informação prévia que totalizam cerca de 128 MWp, o que praticamente esgota a meta de 150 MWp estabelecida pelo Governo para o horizonte temporal de 2010. De entre as instalações já aprovadas merecem destaque, para além de Moura, Ourique (2 MWp), Albufeira (10 MWp), Lisboa (6 MWp) e Freixo de Espada à Cinta (2 MWp) [4].

1.1. Objectivos

Um correcto dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos é um ponto de partida para que a instalação deste tipo de sistemas prolifere cada vez mais e para que o aumento da sua utilização faça com que a investigação em termos de produção de novas tecnologias de células fotovoltaicas seja cada vez maior.

Assim, o trabalho apresentado no âmbito deste projecto teve como objectivos:

- Elaborar a sistematização dos passos que conduzem a uma metodologia adequada para realizar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos e ligados à rede.
- Desenvolver uma aplicação computacional com base na metodologia referida anteriormente capaz de efectuar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos e ligados à rede.

1.2. Estrutura do relatório

O presente trabalho para além da introdução é constituído por mais cinco capítulos. No segundo capítulo são abordadas questões relevantes para um melhor entendimento dos sistemas fotovoltaicos como a radiação solar e as tecnologias dos elementos constituintes. Foi elaborada também uma descrição das normas legais em vigor.

No terceiro capítulo são tratadas as questões relacionadas com o projecto propriamente dito de sistemas solares fotovoltaicos. É apresentado todo o procedimento de cálculo para o dimensionamento dos vários componentes dos sistemas fotovoltaicos, e ainda, um estudo dos programas existentes para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos.

No quarto capítulo é apresentada a metodologia implementada no programa de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. No capítulo seguinte, são apresentados os resultados obtidos de alguns dimensionamentos efectuados pelo programa.

Finalmente no sexto capítulo são apresentadas as conclusões e as perspectivas de desenvolvimentos futuros.

2. Sistemas de energia solar fotovoltaica

Os sistemas de energia solar fotovoltaica convertem a energia proveniente da radiação solar que atinge a superfície terrestre em energia eléctrica. Na maior parte das vezes a energia eléctrica gerada é entregue a rede receptora (baixa tensão ou média tensão) ou utilizada para alimentar cargas em rede isolada. Essa é a principal razão pela qual se distinguem dois tipos de sistemas de energia solar fotovoltaica: sistemas ligados à rede e sistemas autónomos.

Estes dois tipos de sistemas de energia diferem quanto aos requisitos a satisfazer e, em consequência, quanto ao tipo de componentes que integram. Por outro lado os procedimentos relativos ao projecto e ao dimensionamento dos componentes obedece também a requisitos diferentes.

Assim, na secção 2.1 é apresentada uma breve revisão sobre as questões relacionadas com a radiação solar disponível à superfície terrestre e no plano de um painel. Na secção 2.2 é apresentado o modelo da célula solar e efectuado o estudo das diferentes tecnologias dos módulos fotovoltaicos. A secção 2.3 é dedicada às tecnologias dos conversores electrónicos, a secção 2.4 é dedicada aos diferentes tipos de baterias, requisitos de carga e respectivos carregadores e na secção seguinte é efectuada uma descrição dos equipamentos de protecção e dos condutores. Na secção 2.6 é apresentada a distinção entre os sistemas fotovoltaicos ligados à rede e os sistemas fotovoltaicos autónomos. Na secção seguinte são apresentadas as normas legais em vigor relativas ao incentivo, licenciamento e instalação dos sistemas fotovoltaicos.

2.1. Radiação solar

A quantidade de energia proveniente do sol que atinge a superfície da Terra corresponde, aproximadamente, a dez mil vezes a procura global de energia. Pelo que para satisfazer as necessidades energéticas da humanidade basta utilizar 0,01% desta energia.

A radiação solar é importante nos movimentos de circulação atmosférica (ventos) e oceânica, para a vida vegetal e para a formação de combustíveis fósseis.

Os fenómenos que afectam a radiação solar no seu percurso através da atmosfera são o principal problema para se quantificar a disponibilidade energética. Quando esta energia entra na atmosfera, existem dois tipos de fenómenos que vão influenciar o seu percurso: a geometria Sol-Terra e os factores meteorológicos. Estes serão os responsáveis por uma atenuação na quantidade de energia que poderia chegar até a superfície terrestre.

2.1.1. Geometria Sol/Terra

Conhecer o ângulo de incidência dos raios solares é crucial para quantificar a energia proveniente do Sol. Para tal é necessário conhecer os factores geográficos do local, como a latitude, o ângulo horário, declinação solar, ângulo da superfície em relação ao plano horizontal e a direcção para a qual se vão colocar os elementos conversores de energia (módulos fotovoltaicos). As relações geométricas que definem a geometria Sol/Terra são: a inclinação da superfície, a declinação solar, a latitude do local, o ângulo azimutal e o ângulo horário, conforme a figura 2.1.

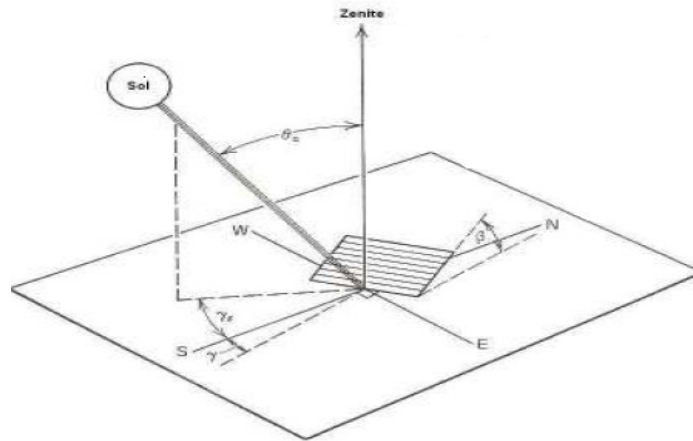


Figura 2.1 - Ângulo Zênite, inclinação do plano, superfície azimutal e ângulo solar azimutal para superfícies inclinadas.

O ângulo de incidência de radiação solar (θ), num plano pode ser obtido através da equação (2.1).

$$\begin{aligned} \cos\theta = & \sin\delta \cdot \sin\phi \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega \\ & + \cos\delta \cdot \sin\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\gamma \cdot \sin\omega \end{aligned} \quad (2.1)$$

Onde:

- β é a inclinação da superfície;
- δ é a declinação solar;
- ϕ é a latitude do local;
- γ é o ângulo azimutal da superfície solar;
- ω é o ângulo horário.

A Terra na sua translação desenha uma trajectória elíptica. A linha do equador tem uma inclinação em relação ao plano descrito por esta translação de aproximadamente 23,5°. O plano que contém esta trajectória é denominado elíptica e a excentricidade desta órbita é tal que a distância da Terra ao Sol varia em +/- 1.7%. Na figura 2.2, está representada a distância entre a Terra e o Sol.

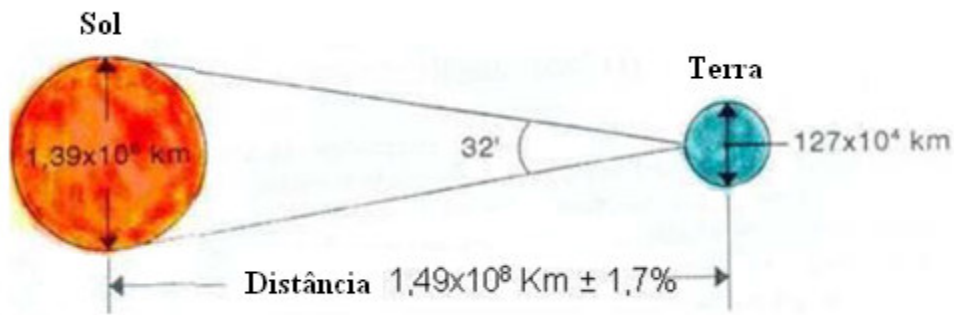


Figura 2.2 - Relação entre as dimensões do Sol e da Terra. [5]

Duffie e Beckman propõem a seguinte expressão para corrigir a radiação solar por efeito da excentricidade da elíptica (E_o)

$$E_o = 1 + 0.033 \times \cos\left(\frac{2\pi dn}{365}\right) \quad (2.2)$$

onde dn é o número do dia do ano, que varia de 1 até 365.

O movimento da translação da Terra à volta do sol encontra-se esquematizado na figura 2.3. Pode observar-se o solstício de Verão, em que a duração do dia é máxima, o solstício de Inverno em que a duração do dia é mínima e os equinócios de Primavera e Outono, com igual duração entre o dia e a noite.

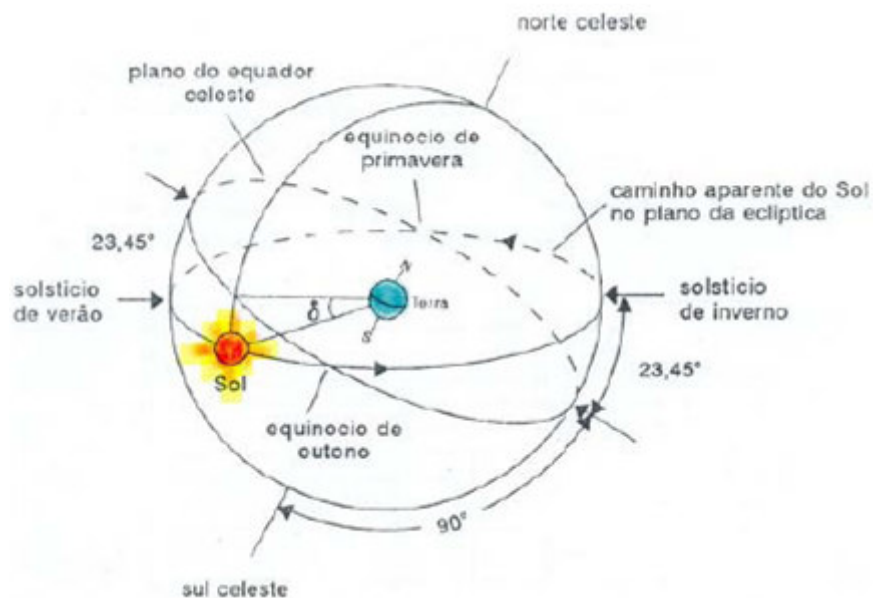


Figura 2.3 - Órbita da Terra em torno do Sol, com o seu eixo N-S inclinado num ângulo de 23,5°. [6]

A posição solar (δ), é definida como sendo a posição angular dos raios solares em relação ao plano do equador variando com o dia do ano de acordo com a equação (2.3).

$$\delta = 23,45 \times \sin \left[360 \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right] \quad (2.3)$$

Onde n é o dia do ano (de 1 a 365).

2.1.2. Condicionantes meteorológicas

A radiação solar é reduzida ao longo da atmosfera por fenómenos de reflexão, absorção e dispersão. Apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre pois a atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção (ozono, vapor de água, oxigénio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição). O nível de radiação na superfície da Terra atinge um total aproximado de 1000W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climatéricas no plano horizontal, independentemente da localização.

A luz solar que atinge a superfície terrestre, é composta por uma fracção directa e por uma fracção difusa tal como apresentado na figura 2.4. A radiação directa vem segundo a direcção do Sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objecto. Por outro lado, a radiação difusa carece de direcção específica.

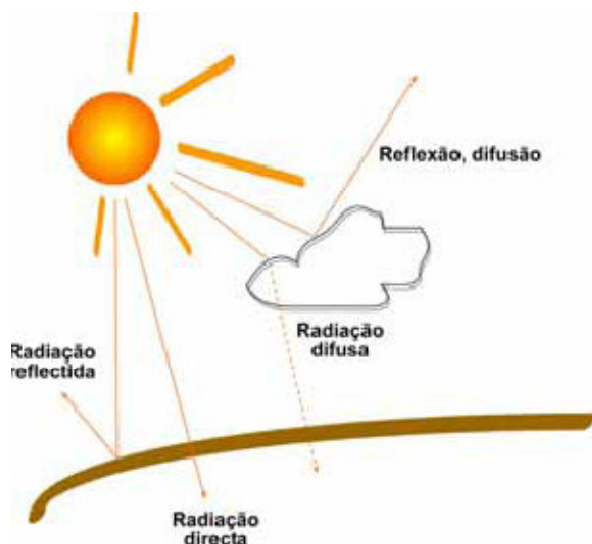


Figura 2.4 - Luz solar no seu percurso através da atmosfera.

Os parâmetros orientação e inclinação de um painel fotovoltaico, são muito importantes porque visam maximizar os níveis de produção eléctrica. No caso de Portugal a orientação que maximiza a quantidade de radiação aproveitável coincide com o Sul geográfico, conforme se pode observar na figura 2.5.

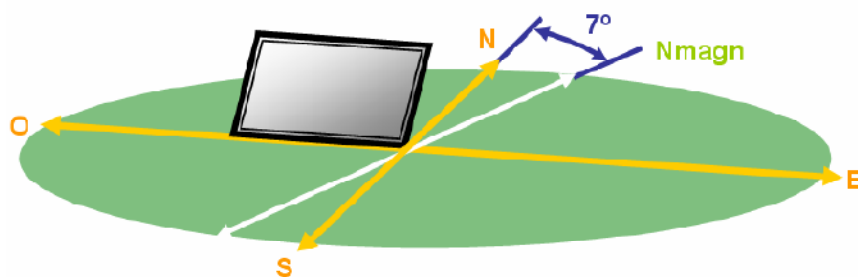


Figura 2.5 - Posição do painel solar. [7]

De modo a captar a máxima radiação solar a inclinação do painel deve variar ao longo do ano (solstício de Verão e de Inverno), tal como ilustrado na figura 2.6.

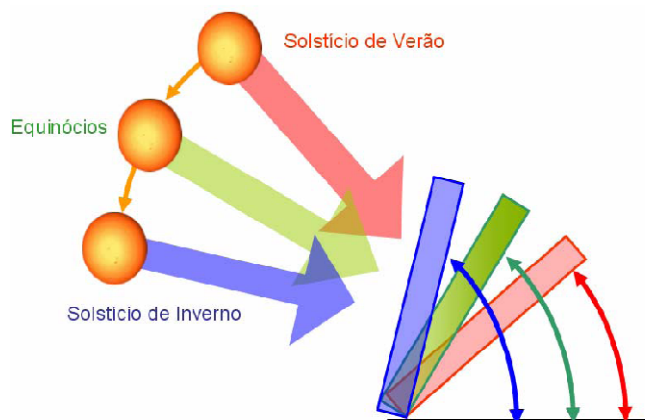


Figura 2.6 - Variação da inclinação dos painéis solares ao longo do ano. [7]

Nas subsecções seguintes é apresentada uma descrição das características das células fotovoltaicas.

2.2. Tecnologias de painéis fotovoltaicos

A função de uma célula solar consiste em converter directamente a energia solar em electricidade. A forma mais comum das células solares o fazerem é através do efeito fotovoltaico [8].

Uma célula individual, unidade de base dum sistema fotovoltaico, produz apenas uma reduzida potência eléctrica, o que tipicamente varia entre 1 e 3 W, com uma tensão menor que 1 Volt. Para disponibilizar potências mais elevadas, as células são integradas, formando um módulo. A maioria dos módulos comercializados é composta por 36 células de silício cristalino, ligadas em série, para aplicações de 12V. Quanto maior for o módulo, maior será a potência e/ou a corrente disponível. Nas subsecções seguintes vai ser descrito as características das células fotovoltaicas.

2.2.1. Célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica é constituída por um material semiconductor, o silício, ao qual são adicionadas substâncias, ditas dopantes, de modo a criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico, isto é, à conversão directa da radiação solar em potência eléctrica produzida em CC.

Uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro não produziria energia eléctrica. Para haver corrente eléctrica é necessário que exista um campo eléctrico, isto é, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula. Através do processo conhecido como dopagem do silício, que consiste na introdução de elementos estranhos com o objectivo de alterar as suas propriedades eléctricas, é possível criar duas camadas na célula: a camada tipo *p* e a camada tipo *n*, que possuem, respectivamente, um excesso de cargas positivas e um excesso de cargas negativas, relativamente ao silício puro.

O boro é o dopante normalmente usado para criar a região tipo *p*. Um átomo de boro forma quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos de silício, mas como só possui três electrões na banda de valência, existe uma ligação apenas com um electrão, enquanto as restantes três ligações possuem dois electrões. A ausência deste electrão é considerada uma lacuna, a qual se comporta como uma carga positiva que viaja através do material, pois de cada vez que um electrão vizinho a preenche, outra lacuna é criada. A razão entre átomos de boro e átomos de silício é normalmente da ordem de 1 para 10 milhões.

O fósforo é o material usado para criar a região *n*. Um átomo de fósforo tem cinco electrões na sua banda de valência, pelo que cria quatro ligações covalentes com os átomos de silício e deixa um electrão livre, que viaja através do material [4].

Ao juntar as camadas *n* e *p* dos semicondutores impuros forma-se uma região de transição denominada junção *p-n*, onde é criado um campo eléctrico que separa os portadores de carga que a atingem. Quando uma célula solar é exposta à luz os fotões são absorvidos pelos electrões. Assim, quando o fotão contém energia suficiente a ligação entre os electrões é quebrada e estes movem-se para a banda de condução e são conduzidos através do campo eléctrico para a camada *n*. As lacunas criadas seguem para a camada *p*.

Quando se ligam os terminais da célula a um circuito exterior que se fecha através de uma carga irá circular corrente eléctrica. Se a célula não estiver ligado a nenhuma carga, é obtida a tensão em circuito aberto da célula solar [4].

Na figura 2.7 é apresentada a constituição interna de uma célula fotovoltaica típica.

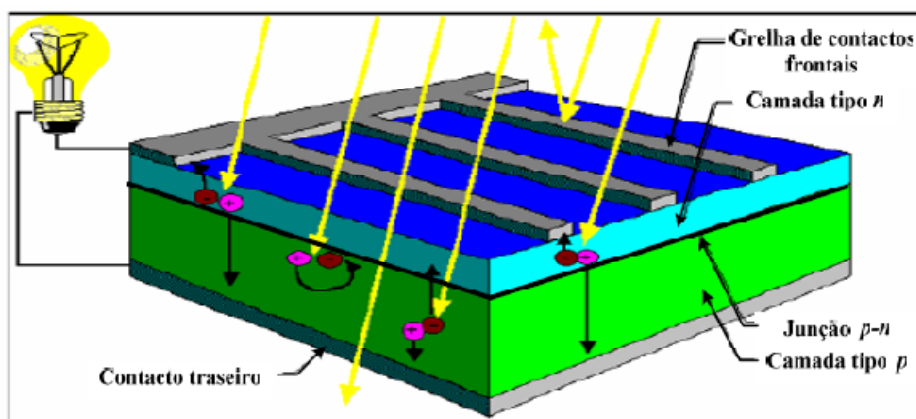


Figura 2.7 - Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica (efeito fotovoltaico). [10]

2.2.1.1. Modelo matemático da célula fotovoltaica

Para se poder analisar pormenorizadamente o comportamento de um sistema eléctrico de energia é necessário que sejam desenvolvidos modelos matemáticos para os componentes constituintes do sistema. Uma célula fotovoltaica pode ser descrita através do circuito eléctrico equivalente simplificado que representado figura 2.8.

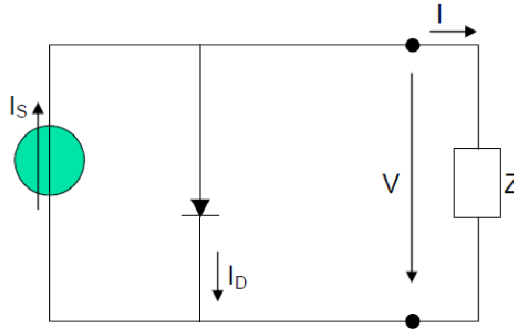


Figura 2.8 - Circuito eléctrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z.

A fonte de corrente **I_s** representa a corrente eléctrica gerada pelo feixe de radiação luminosa, constituído por fotões, ao atingir a superfície activa da célula (efeito fotovoltaico). A junção *p-n* funciona como um díodo que é atravessado por uma corrente interna unidireccional **I_D**, que depende da tensão **V** aos terminais da célula [4].

A corrente **I_D** que se fecha através do díodo é calculada através da equação (2.4)

$$I_D = I_0 \times \left(e^{\frac{V}{mVT}} - 1 \right) \quad (2.4)$$

em que:

I₀ é a corrente inversa máxima de saturação do díodo;

V é a tensão aos terminais da célula;

m é o factor de idealidade do díodo (díodo ideal: $m = 1$; díodo real: $m > 1$);

VT é designado por potencial térmico $VT = \frac{KT}{q}$;

T é a temperatura absoluta da célula em K ($0^\circ\text{C} = 273,16^\circ\text{K}$);

Q é a carga eléctrica do electrão ($q = 1,6 \times 10^{-19}\text{C}$).

A corrente **I** que se fecha pela carga é, obtida através da equação (2.5).

$$I = I_s - I_D = I_s - I_0 \left(e^{\frac{V}{mVT}} - 1 \right) \quad (2.5)$$

2.2.1.2. Corrente de curto-circuito e tensão em circuito aberto

Dois pontos de operação da célula merecem atenção particular: curto-circuito e circuito aberto. No caso de curto-circuito,

$$\begin{aligned} V &= 0; I_D = 0 \\ I &= I_s = I_{cc} \end{aligned} \quad (2.6)$$

A corrente de curto-circuito ***I_{cc}*** é o valor máximo da corrente de carga, igual à corrente gerada por efeito fotovoltaico. O seu valor é uma característica da célula, sendo um dado fornecido pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura.

No caso de circuito aberto,

$$I = 0$$

$$V_{ca} = m \times V_t \times \ln \left(1 + \frac{I_s}{I_0} \right) \quad (2.7)$$

A tensão em vazio é o valor máximo da tensão aos terminais da célula, que ocorre quando esta está em vazio.

As condições nominais de teste *STC*, normalizadas para a realização das medidas dos parâmetros característicos da célula, designadas condições de referência são:

$$\begin{aligned} \text{Radiação incidente:} \quad H_r &= 1000 \text{ W/m}^2 \\ \text{Temperatura:} \quad \theta^r &= 25^\circ\text{C} \leftrightarrow T^r = 298.16 \text{ K} \end{aligned}$$

As grandezas referenciadas pelo índice superior *r* são consideradas medidas nas condições de referência – *STC*.

De forma a explicar o significado das grandezas descritas anteriormente, é apresentado a seguir um exemplo em que é determinada a característica I-V para uma célula fotovoltaica de silício cristalino de $10 \times 10 \text{ cm}^2$, com as seguintes condições experimentais [4]:

Tabela 2.1 - Condições Experimentais.

	H(W /m ²)	A(m ²)	θ (°C)	I _{cc} (A)	V _{ca} (V)
Teste	430	0.01	25	1.28	0.56

A corrente inversa máxima de saturação do díodo foi calculada a partir das condições de curto-circuito e de circuito aberto. Assim a partir da equação (2.7) e tendo em conta a equação (2.6) obtém-se:

$$I_0 = 4.4 \times 10^{-10} \text{ A}$$

$m=1$ (considerando o díodo ideal);

Tendo em conta a expressão (2.5), a corrente que se fecha pela carga é dada por:

$$I = 1.28 - 4.4 \times 10^{-10} \times \left(e^{\frac{V}{mVt}} - 1 \right) A$$

A figura 2.9 representa a característica I-V da célula fotovoltaica para as condições de referência.

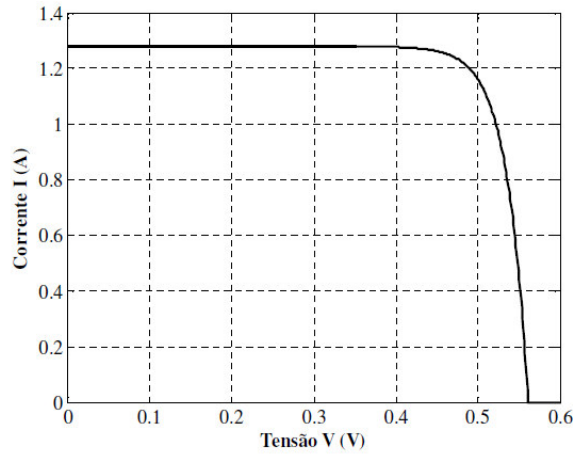


Figura 2.9 - Curva I-V de uma célula solar fotovoltaica [11].

A análise da curva I-V é fundamental para a caracterização de um módulo fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter os principais parâmetros que determinam a sua qualidade e desempenho. Algumas definições importantes para caracterizar as células estão descritas nas subsecções seguintes.

2.2.1.3. Factor de forma e rendimento

O FF expressa a aproximação da representação da curva I-V a um rectângulo. Quanto maior for a qualidade das células, mais próxima da forma rectangular será a curva I-V, ou seja, a curva pode ser utilizada para qualificar as células. O factor de forma é calculado através da seguinte equação (2.8).

$$FF = \frac{I_{PPM} \times V_{PPM}}{I_{CC} \times V_{OC}} \quad (2.8)$$

O FF tem um valor menor que uma unidade, comum entre 0,7 e 0,8 para células de Silício.

O rendimento (η) define-se como a relação entre o ponto de potência máxima de uma célula e a potência da radiação solar incidente sobre a célula, como mostra a equação (2.9).

$$\eta = \frac{P_{\max}}{A \times G} \quad (2.9)$$

em que:

A é a área da célula;

G é a radiação solar incidente por unidade de superfície.

2.2.1.4. Potência eléctrica

A potência eléctrica de saída (P) de um módulo fotovoltaico é o produto entre a tensão e a corrente de saída dado pela equação (2.10).

$$P = VI = V \left[I_{cc} - \left(I_0 \left(e^{\frac{V}{V_t}} - 1 \right) \right) \right] \quad (2.10)$$

O ponto de potência máxima é calculado através da equação (2.11).

$$P_{\max} = V_{\max} \times I_{\max} \quad (2.11)$$

2.2.1.5. Efeito da radiação

Tal como se pode observar na figura 2.10, a potência de saída aumenta com o aumento da radiação incidente. A corrente de curto-circuito aumenta de forma aproximadamente linear com o aumento da radiação incidente ao passo que o valor de tensão de circuito aberto pouco varia com a variação da radiação.

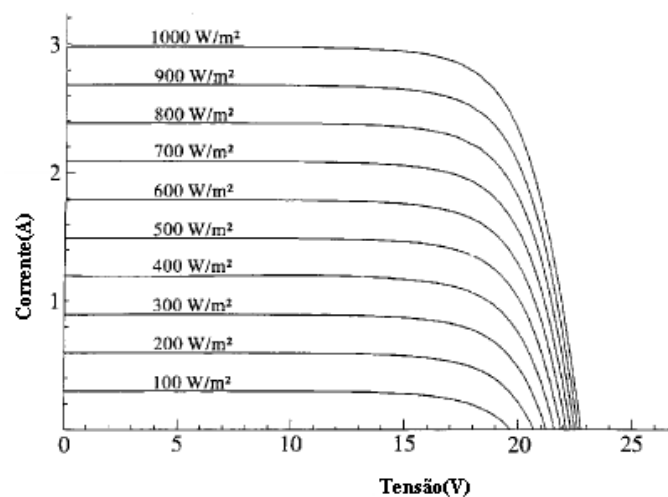


Figura 2.10 - Efeito causado pela variação de intensidade luminosa. [11]

2.2.1.6. Efeito de temperatura

A temperatura é um parâmetro importante uma vez que, estando as células expostas aos raios solares, o seu aquecimento é considerável. Além disso, uma parte da incidência solar absorvida não é convertida em energia eléctrica, mas sim dissipada sob a forma de calor. Esta é a razão porque a temperatura de uma célula é sempre superior à temperatura ambiente [11].

Para estimar a temperatura da célula, a partir da temperatura ambiente, pode utilizar-se a equação (2.12).

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \times (219 + 823 \times K_t) \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (2.12)$$

Onde,

T_c é a temperatura da célula em $^{\circ}\text{C}$;

T_a é a temperatura ambiente medida em $^{\circ}\text{C}$;

K_t é o índice de claridade;

$NOCT$ é a temperatura nominal de funcionamento da célula.

A variação da temperatura faz com que os pontos de operação correspondentes à extracção de potência máxima variem. Analisando a figura 2.11 verifica-se, que o valor da tensão em circuito aberto baixa com o aumento da temperatura, enquanto que o valor da corrente de curto-circuito pouco varia.

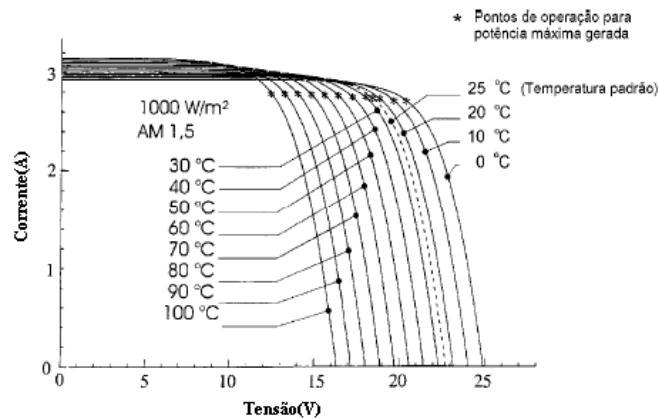


Figura 2.11 - Efeito causado pela temperatura na célula. [11]

2.2.1.7. Tecnologias das células fotovoltaicas

Dependendo do material utilizado no fabrico das células solares fotovoltaicas, estas podem ser classificadas como células monocristalinas, policristalinas e amorfas.

No entanto existem novas tecnologias em fase de desenvolvimento e comercialização. As células que utilizam estas novas tecnologias são denominadas por células de película fina. De seguida é feita uma breve descrição sobre as diferentes tecnologias das células solares fotovoltaicas.

Células monocristalinas

O silício monocristalino é o material mais usado na composição das células fotovoltaicas, atingindo cerca de 60% do mercado. A uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico. As células monocristalinas foram as primeiras a serem elaboradas a partir de um bloco de silício cristalizado num único cristal. Apresentam-se sob a forma de placas redondas, quadradas ou pseudo quadradas [12]. Contudo, apresentam dois inconvenientes:

- Preço elevado;
- Elevado período de retorno do investimento.

A figura 2.12 apresenta o aspecto visual das células monocristalinas.

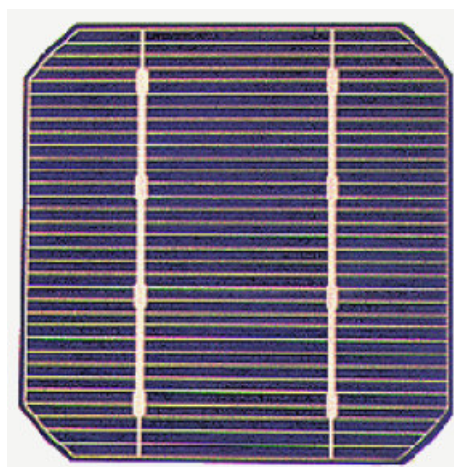


Figura 2.12 - Células monocristalinas. [12]

Células policristalinas

O silício policristalino, constituído por um número muito elevado de pequenos cristais da espessura de um cabelo humano, dispõe de uma quota de mercado de cerca de 30%. As descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de electrões e encorajam a recombinação com as lacunas, o que reduz a potência de saída. O processo de fabricação é mais barato do que o do silício cristalino. A figura 2.13 apresenta o aspecto visual deste tipo de células [12].

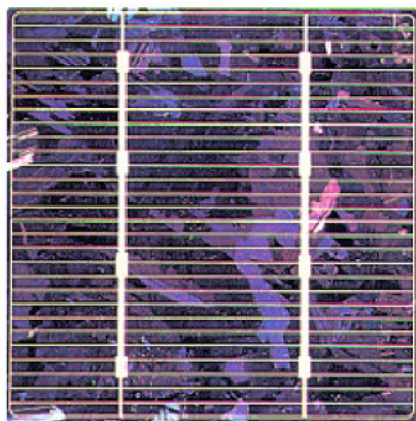


Figura 2.13 - Células policristalinas. [12]

Células amorfas

As células amorfas são compostas por um suporte de vidro ou de outra matéria sintética, na qual é deposita uma camada fina de silício (a organização dos átomos já não é regular como num cristal). O rendimento deste tipo de células é mais baixo do que nas células cristalinas mas, mesmo assim, a corrente produzida é razoável.

A sua gama de aplicações são os pequenos produtos de consumo como relógios, calculadoras, mas podem também ser utilizadas em instalações solares. Apresentam como vantagem o facto de reagirem melhor à luz difusa e à luz fluorescente e, portanto, apresentarem melhores desempenhos a temperaturas elevadas. A figura 2.14 apresenta o aspecto visual das células amorfas [12].

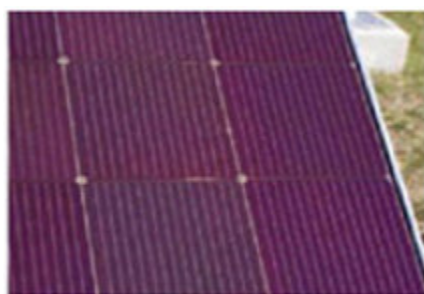


Figura 2.14 – Células amorfas. [12]

Células de película fina

As células de película fina tais como CIS, CdTe e CiGs, encontram-se em fase de desenvolvimento. Apesar de possuírem baixas eficiências, as células de película fina apresentam-se como uma alternativa promissora ao silício, por serem muito mais resistentes aos efeitos de sombreamento e a temperaturas elevadas. Estas apresentam custos de produção mais baixos.

Os painéis solares de CIS apresentam, como o a-Si (silício amorfo) e o CdTe, uma agradável aparência estética. Apresentam rendimentos algo inferiores ao do silício, mas em contrapartida encontram aplicações arquitectónicas diversas, devido às vantagens de utilizarem tecnologias de películas finas e permitirem a passagem parcial de luz. No caso do CdTe, a pouca abundância dos elementos envolvidos e a sua toxicidade são aspectos que têm de ser considerados se esta tecnologia atingir quantidades significativas de produção. O aspecto visual das células de película fina está representado na figura 2.15 [12].



Figura 2.15 – Células de película fina. [12]

A tabela seguinte apresenta os rendimentos típicos e teóricos obtidos com cada uma destas tecnologias.

Tabela 2.2 - Rendimentos das diferentes tecnologias.

Material da célula Solar	Eficiência da Célula
Silício monocristalino	11-16%
Silício policristalino	10-14%
Silício Cristalino de película fina	6-8%
CIS, CIGS	4-7%

2.2.2. Módulos e painéis fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por agrupamentos de células ligadas em série e/ou em paralelo de forma a se obter os valores desejáveis de tensão e corrente.

2.2.2.1. Associação de células

Associação de células em série

Num agrupamento ligado em série, as células são atravessadas pela mesma corrente e a característica resultante deste agrupamento é obtida pela adição das tensões aos terminais das células, para um mesmo valor de corrente, como mostra a figura 2.16.

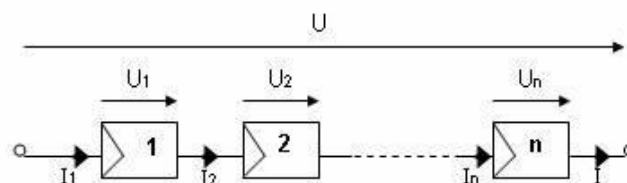


Figura 2.16 - Associação de células em série.

Logo:

$$U = U_1 + U_2 + \dots + U_n \quad (2.13)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2.14)$$

Associação de células em paralelo

Num agrupamento ligado em paralelo, as células estão submetidas à mesma tensão e as intensidades de corrente adicionam-se. A característica resultante obtém-se por adição de correntes, para um mesmo valor de tensão, como mostra a figura 2.17.

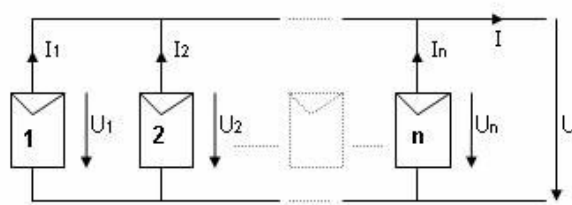


Figura 2.17 - Associação de células em paralelo.

Logo:

$$U = U_1 = U_2 = \dots = U_n \quad (2.15)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (2.16)$$

A grande maioria dos módulos são construídos associando em primeiro lugar as células em série até se obter um nível de tensão considerável, e depois associando-as em paralelo até alcançar o nível de corrente desejado.

2.2.2.2. Pontos quentes, díodos de derivação e sombreamento

Sob determinadas condições de funcionamento, uma célula solar sombreada pode aquecer até ao ponto de se danificar, dando origem a um ponto quente. Isto pode acontecer quando flui uma corrente inversa relativamente elevada através da célula solar.

Quando uma célula solar fica totalmente obscurecida, esta célula passa a estar inversamente polarizada, passando a absorver energia eléctrica, convertendo-a em calor. No caso da corrente que a atravessa ser suficientemente elevada, no máximo igual á corrente de curto-circuito, resulta um ponto quente conforme se pode verificar na figura 2.18 [12].

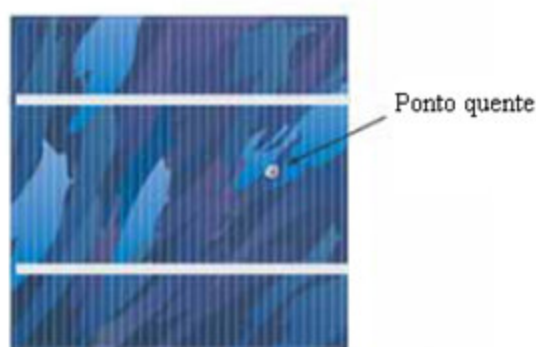


Figura 2.18 – Célula solar com ponto quente. [12]

De modo a prevenir a ocorrência de pontos quentes, a corrente deve ser desviada da célula solar através de uma derivação que, por sua vez, é conseguida através de um díodo de derivação ligado em anti-paralelo com as células solares impedindo assim o aparecimento de tensões inversas elevadas nas células

solares. Na prática os díodos de derivação são colocados em anti-paralelo com um conjunto de 18 a 20 células solares, conforme figura 2.19 [12].

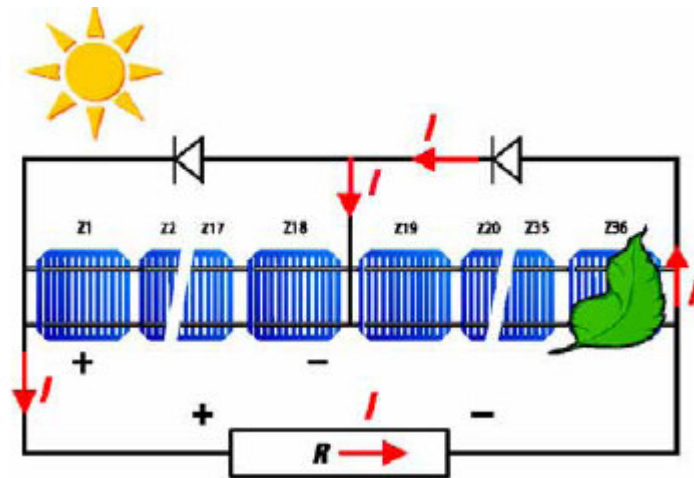


Figura 2.19 - Módulo fotovoltaico sombreado com díodos de derivação. [12]

Em caso de sombreamento de um módulo solar, a característica I-V do módulo será modificada pelo díodo de derivação. Na ausência deste, a corrente total do módulo seria determinada pela célula sombreada [12].

2.2.2.3. Características técnicas dos módulos

A norma europeia Standard EN 50380 especifica quais as características técnicas que os fabricantes devem apresentar nas folhas descritivas das características dos módulos fotovoltaico [13]. Nem todos os fabricantes respeitam esta norma, não fornecendo todas as características técnicas que a norma impõe, que são:

- Potência nominal de pico;
- Tensão no ponto de potência máxima;
- Corrente no ponto de potência máxima;
- Tensão em circuito aberto;
- Corrente em curto-circuito;
- Coeficiente de variação da tensão em função da temperatura;
- Coeficiente de variação da corrente em função da temperatura.

Estes valores são vitais para se poderem realizar estimativas da quantidade de energia gerada, bem como verificar a compatibilidade de ligação com outros componentes do sistema fotovoltaico. Todos estes valores são obtidos em condições de teste (STC).

O coeficiente de temperatura é muito importante porque em dias em que o valor de radiação é elevado, a temperatura nas células aumenta, podendo chegar aos 70°C, causando uma redução do rendimento. Por outro lado a baixas temperaturas, o valor de tensão em circuito aberto aumenta, colocando em risco o estado da célula fotovoltaica.

As características construtivas dos módulos também devem ser evidenciadas, nomeadamente:

- Dimensões (Comprimento e largura);
- Espessura;
- Peso.

As características construtivas mencionadas anteriormente são de crucial importância para a realização do projecto, porque estes dados permitem-nos escolher as estruturas de suporte e o espaço que os módulos vão ocupar.

Na figura 2.20 está exemplificada uma folha de características de um módulo fotovoltaico.

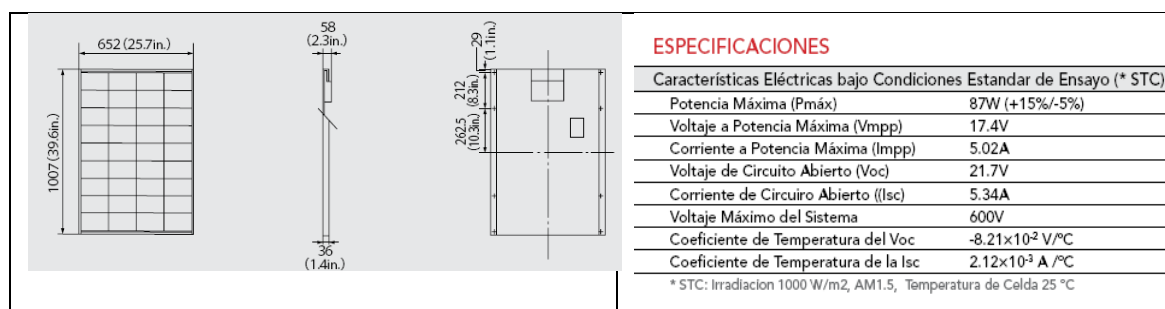


Figura 2.20 - Características técnicas de um módulo fotovoltaico.

2.2.2.4. Aspectos a ter em conta na escolha do módulo

Existe uma enorme variedade de opções de módulos fotovoltaicos no mercado, mas tal como foi dito anteriormente nem todos respeitam as normas e por consequência nem todos estão certificados. Quando se faz a escolha de um módulo fotovoltaico é necessário ter em conta alguns factores, como por exemplo:

- Qualidade - com uma inspecção visual pode-se verificar se as características construtivas do módulo são fiáveis. O carimbo de certificação do módulo por si, já deve garantir que o módulo foi construído segundo as normas. Por outro lado, o próprio fabricante dos módulos por norma já é um factor que influencia a escolha do módulo.
- Tipo de célula solar - o tipo de célula solar pode ser monocristalina, policristalina ou de película fina.
- Questão da eficiência - ao analisar a eficiência das células fotovoltaicas verifica-se que quanto maior é o valor da eficiência menor vai ser a área ocupada por kW produzido. Esta característica é evidenciada na figura 2.21.






Cell material	Module efficiency	Surface area need for 1 kWp
Monocrystalline silicon	11–16%	7–9 m ² 
Polycrystalline silicon (EFG)	10–14%	8–9 m ² 
Polycrystalline silicon	8–10%	9–11 m ² 
Thin film copper-indium-diselenide	6–8%	11–13 m ² 
Amorphous silicon	4–7%	16–20 m ² 

Figura 2.21 - Eficiência dos módulos monocristalinos, policristalinos, de película fina e amorfos. [13]

2.2.2.5. Potência produzida, ângulo de inclinação e orientação

A radiação é medida numa superfície horizontal ao longo de um determinado período de tempo sendo este valor dado em kWh/m². Pode ser uma média anual, mensal ou um valor diário.

A potência produzida por um módulo fotovoltaico é calculada através da equação (2.17).

$$\text{Potencia Produzida} = P_p \times N^{\circ} \text{ de horas de radiação (kWh)} \quad (2.17)$$

A quantidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico é influenciada pela orientação do painel e pelo ângulo de inclinação deste relativamente ao plano horizontal. Se estes parâmetros proporcionarem um aumento da

energia captada pelos módulos, a energia produzida também vai aumentar.

Para se poderem calcular estes valores existem alguns programas que nos permitem obter ângulos de inclinação e orientação óptimos de forma a se obter valores de extracção de radiação máximos, pelo que no trabalho desenvolvido recorri ao site da **Pvgis** [14] em que se define a localidade e o programa fornece dados de radiação média anual, mensal e número de horas de radiação. Permite ainda a obtenção do valor de inclinação e orientação óptimos.

2.3. Tecnologias dos conversores electrónicos

Os conversores electrónicos de potência são utilizados para converter a energia eléctrica produzida em CC pelo painel fotovoltaico em CA monofásica ou trifásica com características de frequência e tensão adequadas para a sua ligação à rede (sistemas ligados à rede) ou para ser utilizada em sistemas autónomos.

O inversor estabelece a ligação entre o sistema fotovoltaico e a rede. A sua principal tarefa consiste em converter o sinal eléctrico contínuo do painel num sinal eléctrico alternado, e ajustá-lo para a frequência e nível de tensão da rede à qual está ligado.

Dependendo da aplicação, existe uma distinção entre os inversores utilizados nos sistemas com ligação à rede (inversores de rede) e nos sistemas autónomos (inversores autónomos).

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, o inversor é ligado à rede eléctrica principal de forma directa ou através da instalação do serviço eléctrico do prédio. Com uma ligação directa, a electricidade produzida é injectada directamente na rede eléctrica pública. Com a ligação à instalação do prédio, a energia gerada é em primeiro lugar consumida no prédio, sendo então a excedente fornecida à rede pública.

Os inversores ligados à rede eléctrica podem ser classificados em dois tipos:

- Comutados pela própria rede eléctrica, utilizando o sinal da mesma para se sincronizar;
- Auto-comutados, em que um circuito electrónico no inversor controla e sincroniza o sinal dele ao sinal da rede.

O PPM é variável ao longo do dia, principalmente em função das condições ambientais, tais como a radiação e a temperatura. Os inversores ligados directamente ao painel fotovoltaico possuem um seguidor do PPM para maximizar a transferência de energia.

É necessário que os inversores se desliguem da rede eléctrica quando esta for desligada, razão pela qual se recomenda o isolamento galvânico obtido com o uso de transformadores no sistema inversor.

Em relação à qualidade da energia, os parâmetros de qualidade devem estar dentro dos níveis estipulados nomeadamente o baixo conteúdo de harmónicos e a forma de onda, a qual deve ser sinusoidal.

Num sistema solar fotovoltaico ligado à rede podem ser utilizados diferentes tipos de inversores, dependendo da configuração do painel fotovoltaico: inversores centrais, inversores de fileira e inversores de multi-fileira [13].

Normalmente os painéis solares fotovoltaicos são ligados a um único inversor central. No entanto se um sistema possui uma potência instalada elevada ou se possui várias partes situadas em locais distintos, podem ser necessários vários inversores.

Nas subsecções seguintes é apresentada uma breve descrição das possíveis configurações para os inversores.

2.3.1. Configurações de inversores para sistemas ligados à rede

Tal como referido anteriormente na subsecção 2.2.8, os módulos fotovoltaicos podem ser ligados em série, em paralelo ou em associações série-paralelo.

O tamanho e número das fileiras são determinados com base na escolha do inversor, tendo em conta a potência de saída do módulo. Para um conjunto de módulos ligados em série, a corrente de saída da fileira é igual à corrente produzida por um único módulo, sendo o valor da tensão igual à soma das tensões aos terminais de cada módulo na fileira. No caso de os módulos estarem ligados em paralelo, a tensão global permanece igual a tensão de saída de cada módulo e a corrente é igual à soma das correntes individuais produzidas em cada módulo.

Em sistemas ligados à rede os módulos fotovoltaicos são normalmente ligados em série formando fileiras, pelo que o valor máximo da tensão da fileira deve ser inferior ao valor máximo da tensão nominal do

inversor. No entanto, pode haver necessidade de ligar módulos fotovoltaicos em paralelo no caso de sombreamentos de partes do painel fotovoltaico do sistema, no caso de o painel ser constituído por módulos com diferentes características eléctricas ou ainda quando é necessário cumprir com um determinado valor da tensão de saída das fileiras.

Neste contexto podem ser definidas as seguintes configurações de inversores:

- Inversor Central, quando a conversão CC/CA de todo o sistema fotovoltaico é assegurada por um único inversor.
- Inversor de fileira, quando é utilizado um inversor por fileira para efectuar a conversão CC/CA.
- Inversor de várias fileiras, no caso da conversão CC/CA de uma ou várias fileiras ser realizada por um inversor.
- Inversor com módulo integrado, quando é utilizado um inversor por cada módulo.

Nas subsecções seguintes é apresentada uma breve descrição de cada uma destas configurações.

2.3.1.1. Inversor central

Neste tipo de configuração todos os módulos que constituem o painel fotovoltaico estão ligados a um único inversor, tal como apresentado na figura 2.22. Normalmente todas as fileiras do painel fotovoltaico são ligadas numa caixa de junção antes de serem ligadas no inversor.

Os inversores centrais oferecem uma alta eficiência e baixo custo. No entanto a sua utilização é restrita a módulos com iguais características eléctricas e sujeitos a condições de sombreamentos semelhantes. Caso contrário, apesar de os módulos possuírem características diferentes, a tensão e a corrente à entrada do inversor possuem valores únicos, sendo o ponto de potência máxima determinado em base nesses valores de tensão e corrente. Pelo facto do sistema não ter capacidade de diferenciar os pontos de potência máxima das várias fileiras de módulos, a eficiência do sistema é reduzida.

Por outro lado a fiabilidade do sistema fotovoltaico está limitada pelo facto deste depender de um só inversor e em caso de falhas do mesmo toda instalação fica comprometida [15].

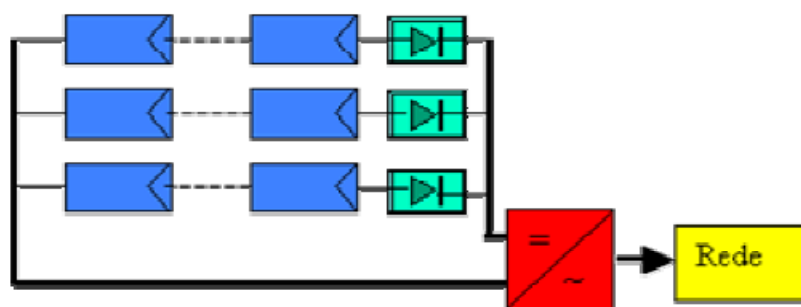


Figura 2.22 - Inversor central. [15]

2.3.1.2. Inversor de fileira

Nos sistemas fotovoltaicos de grandes dimensões compostos por varias 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 ponto de potência máxima às condições de radiação. Assim 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.

A ligação dos inversores às fileiras de módulos tem as seguintes vantagens em comparação com a configuração de inversores centralizados [15]:

- A adaptação individual do ponto de potência máximo 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.

Estas vantagens das qualidades técnicas conduzem a uma solução de custo mais reduzido e a um aumento de eficiência energética da instalação, assim como da fiabilidade da mesma [15]. A figura 2.23 representa o inversor de fileira.

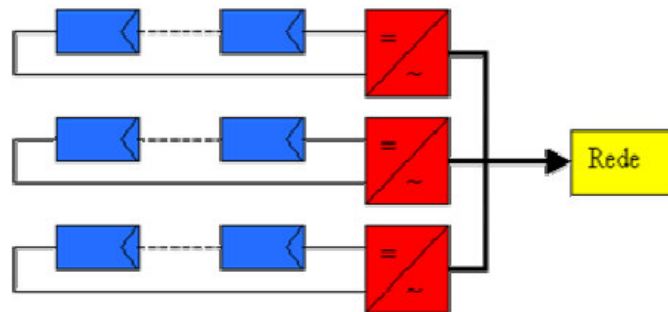


Figura 2.23 - Inversor de fileira. [15]

2.3.1.3. Inversor de várias fileiras

A configuração inversor de várias fileiras combina os conceitos de inversor central e inversor de fileira. Do ponto de vista do painel fotovoltaico esta configuração consiste em vários inversores de fileira, mas do ponto de vista da rede a configuração é vista como um único inversor central, tal como apresentado na figura 2.24.

O inversor de várias fileiras foi desenvolvido especialmente para ser utilizado em situações onde o painel fotovoltaico não possui inclinação nem orientação uniforme, sendo portanto composto por diferentes tipos

de módulos por fileira, com diferentes números de módulos ou o painel está instalado num local onde existe sombreamento.

Este tipo de configuração permite que seja seguido o ponto de potência máxima de cada fileira e/ou conjunto de fileiras de forma individual, através do conversor CC/CC, partilhando assim todas as vantagens das configurações apresentadas nas subsecções anteriores. As instalações deste tipo estão numa faixa de potência média de 3 até 10 kW [15].

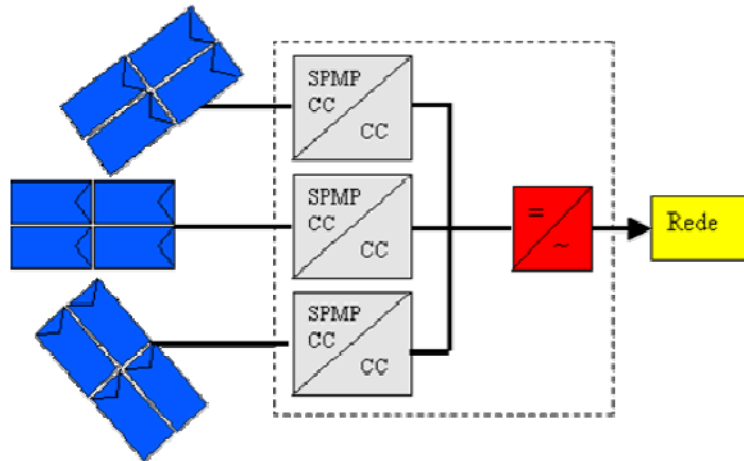


Figura 2.24 - Inversor de várias fileiras. [15]

2.3.1.4. Inversor com módulo integrado ou módulo CA

A eficiência global de um sistema fotovoltaico será maior se for garantido o funcionamento permanente e individual de cada módulo no seu PPM. Assim o módulo fotovoltaico e inversor devem ser integrados numa única unidade, tal como se pode verificar no sistema fotovoltaico apresentado na figura 2.25. Uma das vantagens desta configuração reside na sua modularidade, permitindo uma expansão simples do sistema. As desvantagens destes módulos são os seus elevados custos e a sua baixa eficiência, pelo menos quando comparada com a eficiência do inversor de fileira [15].

No entanto, a menor eficiência é compensada pela maior produção que resulta do ajuste individual de cada módulo no seu PPM. Assim, os módulos fotovoltaicos estão directamente ligados à rede, esta topologia necessita de cabos CA de maior comprimento do que as demais configurações. Estas unidades módulos/inversores de potências que variam de 50 até 400W estão actualmente disponíveis no mercado e são designados por módulos CA [15].

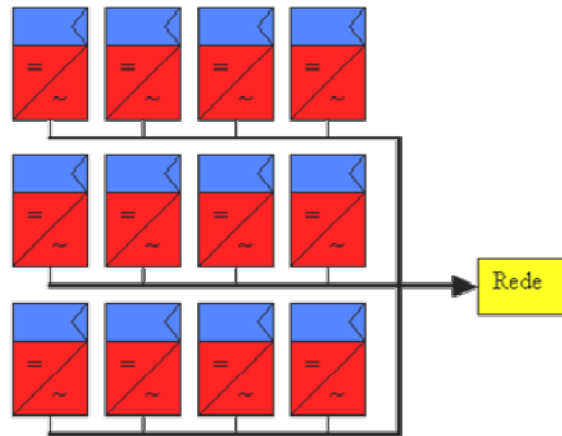


Figura 2.25 - Inversor com módulo integrado ou módulo CA. [15]

2.3.1.5. Especificações técnicas dos inversores ligados à rede

O inversor converte a CC produzida pelos módulos fotovoltaicos em CA. As especificações técnicas que devem constatar na ficha técnica de um inversor são [15]:

Entrada em CC:

- Potência em CC máxima;
- Tensão em CC máxima;
- Corrente máxima de entrada;
- Valor mínimo e máximo de tensão no ponto de potência máxima;
- Valor de consumo em *stand-by*.

Saída em CA:

- Potência nominal em CA;
- Potência máxima em CA;
- Corrente máxima de saída;
- Corrente nominal;
- Eficiência.

A eficiência é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor. A eficiência dos inversores varia e tem uma tendência a diminuir quando estes estão a funcionar abaixo do valor da sua potência nominal.

Outra característica a considerar nas especificações técnicas de um inversor é a forma de onda. As formas de onda mais comuns são: a quadrada, a quadrada modificada e a sinusoidal. Para construir inversores com forma de onda sinusoidal é comum utilizar a tecnologia PWM, onde são utilizados dispositivos electrónicos para modular a largura de impulsos de uma onda quadrada obtendo assim uma sequência que reproduz o perfil de tensões de uma forma de onda sinusoidal. A forma da onda é uma indicação da

qualidade do inversor e quanto mais perfeita for a sinusoidal à saída do inversor maior vai ser o seu custo. Ela depende do método de conversão e filtragem utilizado para eliminar os harmônicos indesejáveis resultantes da conversão.

2.3.2. Inversores para sistemas autónomos

Num sistema fotovoltaico isolado o armazenamento de energia nas baterias e o fornecimento de energia para o consumo é feito em CC. Os inversores são utilizados para possibilitar o uso de aparelhos eléctricos convencionais que requerem alimentação em CA ($V=230V$ e $f=50Hz$) a partir da rede em CC. Um sistema isolado típico é apresentado a seguir através da figura 2.26.

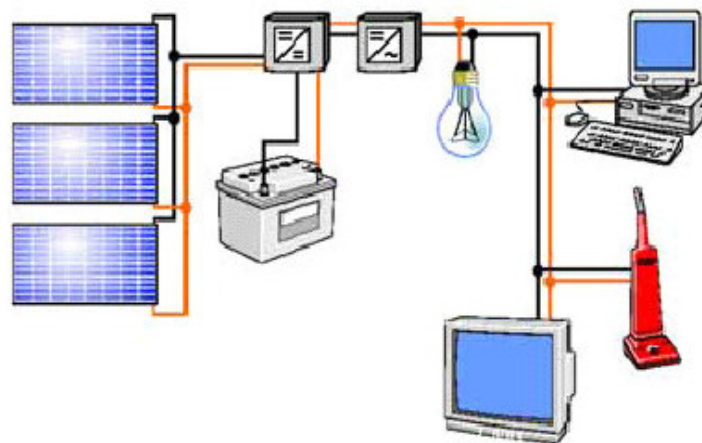


Figura 2.26 – Sistema autónomo com inversor autónomo. [13]

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 [13].

A escolha de um inversor para um sistema deste tipo é feita tendo em conta a potência do inversor e atendendo a que a potência nominal do inversor deve ser suficiente para alimentar as cargas de forma contínua.

Quando no sistema autónomo existirem motores ou outras cargas que exijam correntes de arranque elevadas, o inversor deverá ter capacidade de fornecer essas correntes de arranque. Por outro lado, os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos autónomos têm que ser eficientes. Segundo o manual [13], estes inversores devem possuir as seguintes características:

- Gerar uma onda de tensão em CA estável;
- A tensão CC 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 electromagnética;
- Baixo consumo quando não há carga a ser alimentada.

Num sistema autónomo podem ser usados dois ou mais inversores. No entanto devem ser ligados a circuitos distintos pois caso contrário podem sofrer danos.

Existem no mercado inversores sofisticados que podem funcionar em paralelo segundo uma filosofia mestre-escravo, permitindo assegurar o nível mais elevado de segurança e aumentar a eficiência de sistemas de grande dimensão evitando a alimentação das cargas (por inversores) de forma separada.

2.4. Baterias, requisitos de carga e carregadores

Em sistemas fotovoltaicos autónomos, dado que a produção e consumo de energia muitas vezes não coincidem, quer ao longo do dia, quer ao longo dos dias do ano, o armazenamento de energia assume um papel fundamental. Para tal são utilizadas baterias, as quais devem possuir tempos de vida útil longos em condições de carga e descarga diárias, também conhecidas como baterias de alta profundidade de carga. Outras características importantes são uma elevada eficiência de carga, mesmo para baixas correntes de carga e uma baixa razão de auto-descarga.

As baterias são uma forma de armazenamento de energia, pois são capazes de transformar directamente energia eléctrica em energia potencial química e posteriormente converter, directamente, a energia potencial química em eléctrica. Cada bateria é composta por um conjunto de células electroquímicas ligadas em série de modo a obter a tensão eléctrica desejada [16].

De modo a proteger as baterias contra sobrecargas são utilizados controladores de carga. Questões relacionadas com as baterias e controladores de carga são apresentados nas subsecções seguintes.

2.4.1. Tipos de baterias

A escolha apropriada da bateria, bem como da sua capacidade, é uma tarefa essencial de modo a assegurar o adequado funcionamento do sistema solar fotovoltaico autónomo e proporcionar à bateria um longo tempo de vida útil.

As baterias podem ser classificadas em duas categorias, primária e secundária. As baterias primárias não podem ser recarregadas, ou seja, uma vez esgotados os reagentes que produzem energia eléctrica, devem ser descartadas. As secundárias podem ser recarregadas através da aplicação de uma corrente eléctrica aos seus terminais. Os sistemas fotovoltaicos utilizam baterias do tipo recarregáveis sendo as de chumbo-ácido e as de níquel-cádmio as mais comuns [17].

O ciclo de carga/descarga das baterias repete-se diariamente, pelo que deve ser tido em conta o valor da percentagem de descarga no dimensionamento, uma vez que irá determinar o tempo de vida útil da bateria. Em resultado do processo de carga/descarga a capacidade da bateria diminui, sendo a perda de capacidade maior quanto maior for a profundidade de descarga. Para aumentar a durabilidade das baterias é necessário garantir um ciclo de carga/descarga adequado, de acordo com as recomendações do fabricante. O nível de carga de uma bateria nunca deve ser inferior ao valor máximo permitido para a sua profundidade de carga. A escolha da bateria a ser utilizada em sistemas fotovoltaicos autónomos requer a avaliação das suas características. Para além da razão custo/desempenho, capacidade, requisitos de manutenção, tamanho e espaço necessário à sua instalação, a sua eficiência e razão de auto descarga devem também ser tidos em conta [16].

Nas subsecções seguintes é apresentada a descrição destes dois tipos de baterias.

2.4.1.1. Bateria chumbo-ácido

As baterias de chumbo-ácido possuem esta denominação, porque são constituídas por uma solução aquosa de ácido sulfúrico. São formadas por elementos constituídos por duas placas de polaridades opostas, isoladas entre si e banhadas pela solução de ácido sulfúrico. A capacidade é medida pela quantidade de carga eléctrica ou seja pelo número de horas que uma determinada corrente pode ser fornecida por uma bateria totalmente carregada, e expressa em Ampère - hora (Ah), isto é o produto da corrente em ampères pelo tempo em horas corrigido para a temperatura de referência [17].

Devido ao seu baixo custo e à grande disponibilidade no mercado, as baterias de chumbo-ácido são frequentemente utilizadas nos sistemas solares fotovoltaicos autónomos. A célula electroquímica de chumbo-ácido possui uma tensão nominal de 2Vcc. Assim várias destas células são ligadas em série de modo a obter nos terminais da bateria valores de tensão desejáveis. No mercado existem baterias de chumbo-ácido de 12, 24 e 48 V. No entanto a tensão nos terminais da bateria depende do seu estado de carga e do processo de carga/descarga, baixando durante o processo de descarga e subindo durante o processo de carga.

2.4.1.2. Bateria níquel-cádmio

As baterias de níquel-cádmio são também utilizadas em sistemas de geração de energia eléctrica fotovoltaica. Apresentam uma estrutura física semelhante às das baterias chumbo-ácido, utilizando hidróxido de níquel para as placas positivas, óxido de cádmio para as placas negativas e hidróxido de potássio para o electrólito.

As baterias de níquel-cádmio, quando comparadas com as de chumbo-ácido, são menos afectadas por sobrecargas e podem ser totalmente descarregadas. Não estando sujeitas a sulfatação, possuem um custo mais elevado que as chumbo-ácido [17].

2.4.2. Requisitos de carga e carregadores

Tal como já foi referido anteriormente, nos sistemas fotovoltaicos autónomos a tensão aos terminais do painel fotovoltaico deverá ser compatível com a tensão nominal da bateria, devendo ser a tensão do painel superior à tensão da bateria.

Tendo em conta a dependência da tensão aos terminais do painel com a temperatura, é conveniente que para temperaturas elevadas a tensão gerada seja suficientemente elevada para possibilitar a carga das baterias e para valores baixos de temperatura é conveniente garantir que a tensão do painel fotovoltaico não supere a tensão de carga da bateria. Assim, o controlador de carga mede a tensão da bateria e protege-a contra a possibilidade de sobrecarga. No caso da tensão no painel ser superior à tensão da bateria, o controlador de carga evita que a bateria descarregue através do painel, através da utilização de díodos de bloqueio que evitam a passagem de corrente inversa.

Como as baterias são em geral muito sensíveis tanto a sobrecargas como a descargas profundas, a utilização do controlador de carga contribui significativamente para o aumento do seu tempo de vida útil. Os controladores de carga são compostos por um circuito de controlo e outro de comutação. Tendo em conta que a tensão máxima de carga e mínima de descarga da bateria dependem do seu estado de carga, o circuito de controlo monitoriza a tensão, corrente e também a temperatura da bateria, processa essas informações e gera sinais de controlo para o circuito de comutação. O circuito de comutação é formado por dispositivos semi-condutores de potência que controlam a tensão e/ou a corrente de carga ou de descarga das baterias.

As principais funções atribuídas aos controladores de carga das baterias são:

- Assegurar o carregamento da bateria;
- Evitar a sobrecarga da bateria;
- Bloquear corrente inversa entre a bateria e o painel;
- Prevenir descargas profundas (no caso de baterias chumbo-ácido).

Existem basicamente dois tipos de controladores: os que são ligados em paralelo e os que são ligados em série. Os controladores ligados em paralelo são constituídos por transístores que dissipam a potência gerada em excesso, quando a tensão nos pólos da bateria atingir um determinado valor. A tensão de corte recomendada é de 2,35 V/elemento quando a temperatura for de 25°C. Neste caso, é conveniente instalar um díodo de bloqueio entre a bateria e o transístor para evitar dissipação da energia das baterias através dos transístores. Por sua vez, os controladores ligados em série desligam os painéis das baterias quando a tensão atinge o valor correspondente à tensão máxima de carga. O interruptor utilizado pode ser um dispositivo electromecânico, como um relé, ou estático, como por exemplo um transístor.

Os controladores de carga em paralelo e em série nem sempre conseguem fazer o melhor aproveitamento da energia solar disponível. As perdas de energia podem ser da ordem dos 10% aos 40%, dependendo da tensão da bateria, da radiação e da temperatura. Estas perdas podem ser evitadas utilizando um sistema de PPM, que consiste essencialmente num conversor CC/CC regulado. A regulação é executada pelo controlador PPM, que num dado intervalo de tempo percorre a curva característica corrente-tensão do

gerador fotovoltaico e determina o PPM. O conversor CC/CC é regulado de forma a ajustar o sinal de saída em função da tensão de carga da bateria. Os controladores de carga PPM são mais utilizados para potências fotovoltaicas superiores a 500 W [12].

2.5. Outros equipamentos

Para além dos equipamentos descritos anteriormente existem outros equipamentos necessários ao bom desempenho do sistema fotovoltaico global. Nas subsecções seguintes é feita uma breve descrição destes componentes.

2.5.1 Condutores de ligação ao gerador

Para a instalação eléctrica de um sistema fotovoltaico apenas devem ser usados cabos que cumpram os requisitos para este tipo de aplicações. É, também, conveniente fazer a distinção entre os cabos de módulos, cabo principal CC e cabo do ramal CA.

Designam-se por cabos de módulo ou cabos de fileira, os condutores que estabelecem a ligação eléctrica entre os módulos individuais de um gerador solar e a caixa de junção do gerador. Estes cabos são geralmente aplicados no exterior. Com o objectivo de garantir protecção contra a ocorrência de defeitos de terra, bem como, de curto-circuitos, os condutores positivos e negativos não podem ser colocados lado a lado no mesmo cabo.

Cabos mono condutores com isolamento duplo têm sido a melhor solução, oferecendo uma elevada segurança. Contudo, a versão standard deste tipo de cabo apenas permite temperaturas máximas de 60°C [18].

2.5.2. Condutor principal CC

O cabo correspondente ao condutor principal CC 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. Sempre que houver possibilidade de opção, os cabos de policloreto de vinilo não deverão ser usados no exterior [18].

2.5.3. Condutor de ligação CA

O cabo de ligação de CA liga o inversor à rede receptora, através do equipamento de protecção. No caso dos inversores trifásicos, a ligação à rede de baixa tensão é efectuada com um cabo de cinco pólos. Para os inversores monofásicos é usado um cabo de três pólos [18].

2.5.4. Interruptor principal CC

Na eventualidade de ocorrência de defeitos ou para realização de trabalhos de manutenção e de reparação é necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico, utilizando o interruptor principal CC, representado na figura 2.27. De acordo com a norma IEC 60364-7-712, “Instalações eléctricas nos edifícios – requisitos para instalações ou localizações especiais “sistemas solares fotovoltaicos”, é estipulada a necessidade da instalação de um aparelho de corte da ligação acessível entre o gerador fotovoltaico e o inversor.



Figura 2.27 – Interruptor principal DC.

É conveniente que o interruptor principal CC tenha poder de corte suficiente para permitir a abertura do circuito CC em condições de segurança. Deve também ser dimensionado para a tensão máxima em circuito aberto do gerador solar bem como para a corrente máxima [18].

2.5.5. Equipamento de protecção CA

Disjuntores

Os disjuntores são aparelhos de protecção contra sobre intensidades, que podem voltar a ser rearmados depois de dispararem. Isolam automaticamente o sistema fotovoltaico da rede eléctrica, caso ocorra uma sobrecarga ou curto-circuito e são frequentemente utilizados como interruptores CA [18].

Disjuntores diferenciais

Os disjuntores diferenciais são aparelhos de protecção sensíveis à corrente residual diferencial. Estes dispositivos “observam” a corrente que flui nos condutores de ida e de retorno do circuito eléctrico. Caso a diferença entre ambas as correntes ultrapassem os 30mA, estes actuam o circuito em menos de 0,2 segundos. Este dispositivo disparará se ocorrer uma falha de isolamento, um contacto directo ou indirecto [18].

2.6. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Hoje em dia os sistemas fotovoltaicos são usados num vasto conjunto de aplicações distintas, de entre as quais se destacam as seguintes aplicações em média potência [2]:

- Electrificação rural, em que os sistemas fotovoltaicos são utilizados para o abastecimento de cargas domésticas em locais sem rede, bombagem de água, irrigação, complemento de abastecimento de locais remotos com ou sem rede.
- Produção descentralizada, em que os sistemas solares fotovoltaicos são utilizados como fonte de produção dispersa, entregando à rede a totalidade ou parte da energia produzida.

Os sistemas fotovoltaicos, sozinhos ou com associação com outras fontes de energia renováveis são já competitivos para a alimentação de certos locais remotos onde as soluções alternativas convencionais (gerador diesel ou rede eléctrica) apresentam inconvenientes ambientais consideráveis e são inferiores do ponto de vista económico. No caso dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, a situação é bastante diferente, pois estes estão ainda longe de serem competitivos mesmo quando comparados com outras fontes de energia renováveis [6].

Os sistemas solares fotovoltaicos podem ser explorados de três formas distintas:

- Sistemas ligados à rede;
- Sistemas isolados ou autónomos;
- Sistemas híbridos.

Estes modos de operação dos sistemas fotovoltaicos são apresentados nas subsecções seguintes.

2.6.1. Sistemas Autónomos

Um sistema fotovoltaico autónomo é concebido para alimentar um conjunto de cargas sem a presença da rede eléctrica, durante todo o ano. Assim, o dimensionamento do painel é normalmente efectuado com base na radiação disponível no mês com menor radiação solar. Em conjunto com o painel solar o sistema deve incluir também:

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

Alguns sistemas autónomos não necessitam de armazenamento. É o caso da irrigação onde toda a água bombeada é directamente consumida ou colocada em reservatórios. Quando as bombas são alimentadas em CA torna-se necessário um inversor. Dependendo do tipo de cargas a alimentar os sistemas fotovoltaicos autónomos podem assumir uma ou mais configurações possíveis tal como se pode observar na figura 2.28.

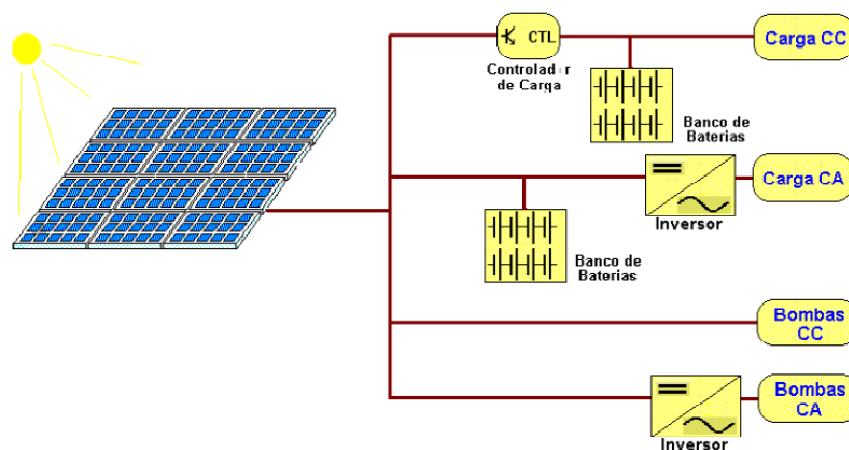


Figura 2.28 - Diagrama de sistemas fotovoltaicos em função da carga utilizada.

2.6.2. Sistemas ligados à rede

Tal como já foi referido anteriormente, os sistemas ligados à rede entregam toda a energia que a radiação solar lhes permite produzir à rede. Para tal é necessário um inversor que faz a interface entre o painel e a rede, de modo a converter a energia produzida em CC pelo painel para CA exigida pela rede, tal como se encontra esquematizado na figura 2.29.

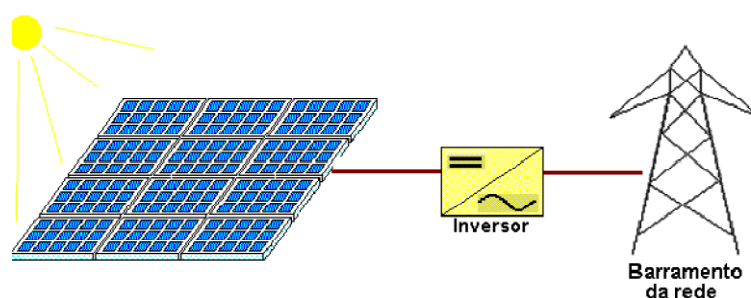


Figura 2.29 - Sistema ligado à rede.

Por norma estes sistemas utilizam painéis fotovoltaicos de grandes dimensões, embora com a promoção da microgeração comecem a aparecer também sistemas de dimensões reduzidas, sem necessidade de recurso a baterias. No entanto, o inversor tem que possuir características adequadas a satisfação dos requisitos que a ligação impõe de modo a não afectar a qualidade de energia e assegurar as questões de

segurança. Nestes sistemas fotovoltaicos ligados à rede o critério de dimensionamento é a maximização de energia produzida.

2.6.3. Sistemas híbridos

Em sistema híbridos os sistemas fotovoltaicos são utilizados para alimentar as cargas em conjunto com outros sistemas que utilizam fontes de energias renováveis, como por exemplo sistemas eólicos, ou sistemas convencionais como o gerador diesel. Neste modo de operação os dispositivos requeridos para os sistemas fotovoltaicos são aqueles que estão mencionados na subsecção anterior relativamente aos sistemas autónomos. Na figura 2.30 é apresentado o esquema típico de um sistema híbrido.

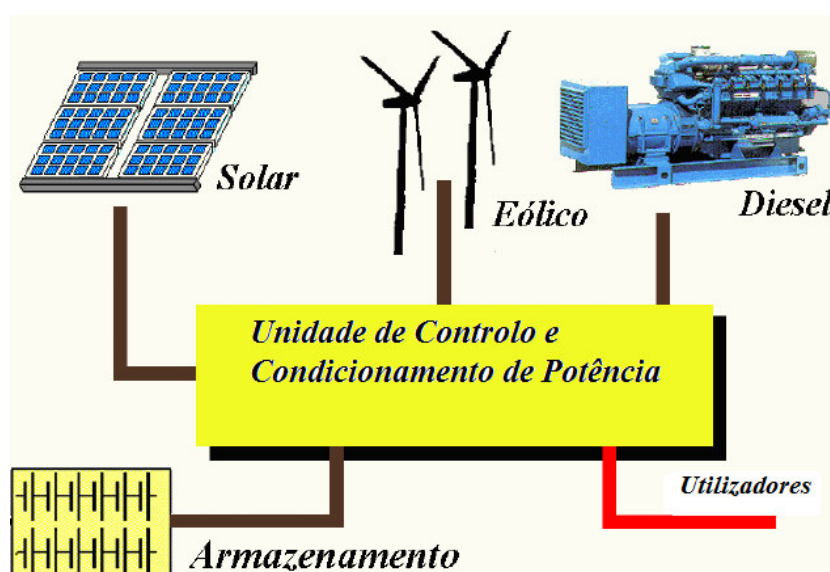


Figura 2.30 - Exemplo de sistema híbrido.

Uma vez que os sistemas híbridos são explorados na ausência da rede eléctrica convencional, torna-se necessária a existência de um sistema de gestão e controlo das diferentes fontes de energia de modo a satisfazer os consumidores e assegurar o menor custo de produção da energia. Para tal é necessário maximizar a eficiência do sistema em função do consumo e da disponibilidade dos recursos.

2.7. Normas legais em vigor

A União Europeia, em geral, e Portugal, em particular, têm demonstrado um crescente interesse pelas tecnologias da energia solar fotovoltaica.

Nesta secção é feito o enquadramento legislativo deste interesse para Portugal, no contexto Europeu, focando algum do trabalho já desenvolvido por parte dos centros de Decisão do Poder Central, com vista à promoção da energia solar. Para tal, apresentam-se de seguida algumas referências sobre directivas e protocolos estabelecidos ao nível da União Europeia e Programas, Decretos-Lei e Diplomas elaborados e apresentados de forma oficial pelo governo Português.

Directiva 2001/77/CE de 27 de Setembro de 2001: Esta Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho, constitui um importante reconhecimento por parte da União Europeia no qual se refere à prioridade para a produção de energia eléctrica a partir de FER no espaço Europeu.

A data limite para a transposição desta Directiva para a legislação nacional foi a 27 de Outubro de 2003. No âmbito desta directiva Portugal apresentou o compromisso de ter como meta em 2010 39% de energia eléctrica produzida a partir de FER, no consumo nacional de electricidade.

Recentemente o Governo traçou objectivos mais ambiciosos e elevou esta meta de 39% para 45% [19].

Protocolo de Quioto, Convenção Quadro das Nações Unidas: O crescimento da percentagem do consumo da energia eléctrica produzida a partir das FER ocupa um importante espaço no pacote de medidas preconizadas no âmbito do cumprimento do Protocolo de Quioto.

Em termos de política ambiental da União Europeia, a produção de energia eléctrica a partir das FER aparece entre as estratégias prioritárias definidas no âmbito das preocupações com as alterações climáticas, em particular no âmbito da desejada redução das emissões de gases com efeito de estufa [20].

Programa E4: As acções previstas no âmbito do Programa E4, Resolução de Conselho de Ministros nº 154/2001 de 27 de Setembro, constituem uma estratégia nacional que promove as FER. Desta forma procurou-se resposta para os desafios que o país se propôs atingir, nomeadamente no que se refere à duplicação da disponibilidade de potência e de energia eléctrica de origem renovável, num período de 10 a 15 anos [21].

Dentro das medidas previstas pelo Programa E4 directamente relacionadas com a Directiva 2001/77/CE e com o interesse na promoção da energia solar fotovoltaica destaca-se a agilização do acesso e incentivo ao rápido desenvolvimento da produção de energia eléctrica a partir das FER, a promoção das FER com potencial a médio prazo e a promoção da microgeração de electricidade a partir da energia solar fotovoltaica. No Programa E4 é traçada uma primeira meta nacional para a energia fotovoltaica de 50 MW. O Programa E4 foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros nº 154/2001 de 19 de Outubro, a qual foi revogada posteriormente com a Resolução de Conselho de Ministros nº 63/2003 [22].

Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003: Neste documento, o Governo Português considera que a política nacional para a energia assenta sobre três eixos estratégicos, entre os quais se destaca a necessidade de assegurar a segurança no abastecimento do consumo e fomentar o desenvolvimento sustentável. São também apresentadas indicações para a produção de energia eléctrica a partir das FER, sendo a meta de 50 MW traçada pelo Programa E4 para a energia fotovoltaica duplicada para 110 MW pelo presente documento [23].

Entre os diplomas já publicados em Portugal com interesse para a produção de energia eléctrica a partir das FER e com particular interesse na produção de energia eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos, temos os seguintes Decretos-Lei e Portarias:

Portaria n.º 464/1986, de 25 de Agosto: Esta portaria aprova o regulamento para a concessão das participações financeiras no sistema de estímulos à utilização racional de energia e ao desenvolvimento de novas formas de energia [24].

Decreto-Lei N.º 189/88 de 27 de Maio: Define a actividade de produção independente de energia eléctrica a partir de recursos renováveis, por pessoas singulares ou colectivas, de direito público ou privado, independentemente da forma jurídica que assumam, estando sujeitos ao cumprimento das normas técnicas e de segurança definidas neste diploma [25].

Portaria n.º 416/1990, de 6 de Junho: Esta portaria aprova o contrato tipo para compra de energia eléctrica pela EDP a produtores independentes, ao abrigo do Decreto-Lei N.º 189/88, de 27 de Maio [22].

Despacho Normativo n.º 11-B/1995, de 6 de Março: Este despacho regulamenta o domínio de intervenção relativo ao aproveitamento do potencial endógeno pela utilização de energias renováveis [26].

Decreto-Lei N.º 313/95 de 24 de Novembro: Estabelece no âmbito do Sistema Eléctrico Independente (SEI), o regime jurídico do exercício da actividade de produção de energia eléctrica em aproveitamentos hidroeléctricos, bem como da produção da energia eléctrica a partir das FER [27].

Decreto-Lei N.º 182/95 de 27 de Julho: O presente diploma estabelece as bases da organização do SEN e os princípios que enquadram o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica [28].

Decreto-Lei N.º 168/99 de 18 de Maio: O presente diploma regula a actividade de produção de energia eléctrica que se integre, nos termos do Decreto-Lei N.º 182/95, de 27 de Julho, no SEI, mediante utilização de recursos renováveis. A presente legislação estabeleceu uma tarifa diferenciada para a entrega de energia eléctrica na rede pública de distribuição [29].

Despacho n.º 11 091/2001, de 25 de Maio - Energia Fotovoltaica: Na sequência deste despacho e nos casos em que for considerado necessário o esclarecimento mais detalhado dos procedimentos relevantes, nomeadamente em matérias de áreas classificadas, serão produzidos despachos sectoriais relativos aos diferentes tipos de energias renováveis [30].

Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001, de 19 de Outubro: Neste Conselho, a valorização das energias endógenas oferece um potencial que permitirá quase duplicar a potência actualmente disponível, a explorar sob as formas eólica, hídrica, biomassa, solar (fotovoltaica e térmica) e também de energia das ondas, num horizonte de 10 a 15 anos, podendo acarretar um impulso na actividade económica do País, que poderá ser estimada como envolvendo um investimento da ordem dos 5000 milhões de Euros. Esta orientação encontra-se em sintonia com os objectivos da União Europeia na matéria, consagrados em diversos documentos, nomeadamente na recente directiva relativa à promoção da electricidade produzida

a partir de fontes renováveis de energia. Assim, nos termos da alínea g) do artigo 199º da Constituição, o Conselho de Ministros resolve: Aprovar o Programa E4, Eficiência Energética e Energias Endógenas, com os seus objectivos e medidas [31].

Decreto-Lei Nº 312/2001 de 10 de Dezembro: É conhecido pelo Decreto-Lei dos pontos de ligação, que altera os procedimentos administrativos para a ligação de centros produtores do SEI às redes do Sistema Eléctrico Português (SEP), com o objectivo de melhorar a gestão da capacidade de recepção, aplicando-se a todos os centros electroprodutores independentemente da sua potência nominal ou localização geográfica. Com a publicação do Decreto-Lei Nº 312/2001, a produção em regime especial ficou sujeita a novos procedimentos administrativos que visam melhorar o processo de atribuição de ponto de ligação através duma gestão mais racional e transparente da rede pública, proporcionando a criação de uma capacidade de recepção adequada ao aproveitamento de recursos endógenos [32].

Decreto-Lei Nº 339-C/2001 de 29 de Dezembro: Altera o Decreto-Lei Nº 168/99 e actualiza o tarifário de venda de energia a rede pública, introduzindo uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração [33].

Decreto-Lei Nº 68/2002 de 25 de Março: O presente diploma regula a actividade de produção de energia eléctrica e potência em baixa tensão (microprodução), criando assim no SEI a figura de produtor consumidor de energia eléctrica em baixa tensão, destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede pública, com o limite de 150 kW de potência no caso de ser entrega à rede pública [34].

Portaria nº 383/2002, de 10 de Abril: Esta portaria alterou a portaria nº 198/2001, de 13 de Março, na redacção que lhe foi dada pela portaria nº 1219/2001, de 23 de Outubro - Regulamento de Execução da MAPE (“Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos”). É definido um regime de incentivos financeiros através da atribuição de subsídios reembolsáveis e a fundo perdido, considerando como elegíveis os projectos relativos a centros de produção de energia eléctrica com utilização de FER [35].

Portaria nº 764/2002, de 1 de Julho: estabelece os tarifários às instalações de produção de energia eléctrica em baixa tensão [36].

Decreto-Lei Nº 33-A/2005 de 15 de Abril: O presente diploma actualiza os valores constantes da fórmula de remuneração de electricidade produzida a partir de recursos renováveis, alterando-se assim o Decreto-Lei Nº 189/88 e o 321/01 [37].

Decreto-Lei Nº 29/2006 de 15 de Fevereiro: Estabelece as bases gerais de organização e funcionamento do SEN (revogando o 192/95), e as bases gerais aplicáveis ao exercício da actividade de produção,

transporte e comercialização de electricidade, classificando a produção de electricidade em regime ordinário e em regime especial [38].

Decreto-Lei N° 363/2007 de 2 de Novembro: Lançado em Novembro de 2007 pelo Ministério da Economia e da Inovação, o projecto da microgeração visa aumentar a produção nacional de energia renovável. Dá aos consumidores com contrato de baixa tensão, ou seja, proprietários de moradias unifamiliares, prédios de apartamentos, restaurantes ou lojas, a oportunidade de produzirem electricidade com equipamentos que usam fontes renováveis, como painéis fotovoltaicos ou mini-eólicas. O presente diploma estabelece o regime jurídico aplicável a produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas de unidades de microprodução, criando-se assim a plataforma electrónica do SRM “Renováveis na Hora” [39].

2.7.1. Regimes de Remuneração de microprodução

Estão previstos dois regimes de remuneração da microprodução:

- O regime geral;
- O regime bonificado.

No regime geral para a generalidade das instalações com potência de ligação até 5.75 kW a tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo, tendo actualmente o valor de remuneração de €0,10 kWh [39].

No regime bonificado, com potência de ligação até 3,68 kW, a tarifa de referência para venda de electricidade no ano de instalação e nos cinco anos seguintes correspondentes aos primeiros 10 MW de potência de ligação, cujo valor actual é de €0,65 kWh. Por cada 10 MW de potência de ligação adicionais, a tarifa é reduzida sucessivamente em 5%. No período adicional de 10 anos aplica-se a tarifa correspondente às novas instalações, após o período suplementar aplica-se a tarifa do regime geral. O acesso a este tipo de regime é condicionado pela existência de colectores solares térmicos com uma área mínima 2m², para águas quentes sanitárias [39].

Ao nível dos benefícios fiscais é deduzida à colecta 30% das importâncias despendidas com a aquisição de equipamentos novos para a utilização de energias renováveis e de equipamentos para a produção de energia eléctrica, com potência até 100 kW e incluindo equipamentos complementares indispensáveis ao seu funcionamento com o limite de €777 [39].

Ao nível do IRC existe uma estipulação de um período mínimo de vida útil de quatro anos do equipamento de energia solar, para efeitos de reintegração e amortização do investimento.

Ao nível do IVA temos uma taxa de 12%, prevista para aparelhos, máquinas e outros equipamentos principalmente destinados a captação e aproveitamentos de energia solar, eólica e geotérmica [39].

Actualmente para instalar uma unidade de microprodução com ligação à rede eléctrica, o interessado deve proceder ao seu registo no SRM, mediante o preenchimento de um formulário electrónico, que inclui o

tipo de regime remuneratório pretendido e o comercializador com o qual irá ser celebrado o contracto de compra e venda de electricidade.

3. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Tal como foi referido anteriormente na subsecção 2.6, os sistemas solares fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas solares autónomos e ligados à rede. A concepção destes dois tipos de sistemas é feita de modo a garantir objectivos distintos e por isso são constituídos por diferentes tipos de componentes. Consequentemente o seu dimensionamento é feito de forma diferenciada, tal como apresentada nas subsecções seguintes.

3.1. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos

O dimensionamento de uma instalação fotovoltaica tem de ser efectuado de uma forma muito criteriosa, principalmente em sistemas autónomos. Considerando os custos relativamente elevados dos sistemas em relação à sua capacidade de produção de energia é importante que sejam adoptados critérios de dimensionamento adequados. Instalações super dimensionadas levam a custos de instalação muito altos que podem inviabilizar o projecto. Ao contrário, instalações subdimensionadas levam ao descrédito da tecnologia.

O projecto, instalação, operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos é geralmente simples mas é necessário que todos os envolvidos estejam bem informados das características da instalação e das limitações da tecnologia.

A utilização de uma metodologia sistemática para auxiliar no projecto de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos assume grande importância. O procedimento que deve ser seguido envolve alguns processos de avaliação [13], nomeadamente no que diz respeito a:

1. Avaliação da viabilidade técnica atendendo ao recurso solar disponível no local;
2. Avaliar as necessidades energéticas para alimentar as cargas, tendo em conta as opções que conduzem à poupança de energia;
3. Desenvolvimento conceptual do sistema;
4. Avaliação da radiação solar disponível de forma detalhada;
5. Dimensionamento dos principais componentes do sistema;
6. Selecção dos componentes;
7. Revisão do projecto e dimensionamento do sistema.

De seguida é apresentada uma descrição mais detalhada de cada uma das fases descritas anteriormente.

1. Avaliação da viabilidade técnica

Quando se pretende instalar um sistema fotovoltaico autónomo, o primeiro passo é realizar uma avaliação da viabilidade do projecto. Isto quer dizer, que o projecto deve ter garantias de ser vantajoso para se proceder à instalação do mesmo e devem ser analisadas outras opções. Para ser efectuado este tipo de

avaliação torna-se necessário conhecer as características da radiação solar no local onde se pretende instalar o sistema.

No caso de se verificar que se deve proceder à instalação do sistema autónomo, então deve recolher-se mais informação relativa aos pontos enumerados a seguir:

- Objectivo concreto do sistema fotovoltaico;
- Planeamento e expansão futura do sistema;
- Avaliação dos consumos do sistema;
- Estabelecimento de um padrão de utilização do sistema fotovoltaico;
- Estabelecer o nível de segurança do abastecimento dos consumos;
- Avaliar a logística da instalação.

2. Avaliação das necessidades energéticas do sistema

A previsão da energia consumida no sistema fotovoltaico autónomo é um ponto de partida para o dimensionamento, esta estimativa é efectuada em termos dos Watt-hora consumidos por dia.

Convém fazer-se uma análise relativamente à utilidade que se vai dar à instalação. Por exemplo no caso de casas isoladas deve especificar-se se ela vai ser utilizada os 7 dias da semana ou somente aos fins-de-semana e em que alturas do ano.

Deve também ser ponderada a utilização de possibilidades alternativas para a satisfação de consumos de cargas não eléctricas, principalmente aquelas que requerem elevadas quantidades de energia, como é o caso do aquecimento de água. Provavelmente optar pela utilização da energia solar térmica é uma solução mais viável. A substituição de equipamentos convencionais por equipamentos que apresentem baixos consumos de energia, como é o caso das lâmpadas, deve também ser ponderado, bem como a utilização de cargas alimentadas em CC.

De forma a poder calcular-se a energia consumida pelas cargas deve proceder-se a uma listagem onde conste a potência nominal de cada equipamento que vai ser utilizado bem como o número de horas que o equipamento irá estar em funcionamento.

$$\text{Consumo de energia (Wh)} = \text{Potência nominal do equipamento (W)} \times \text{Nº horas funcionamento (h)} \quad (3.1)$$

Através da análise da listagem é possível identificar as cargas que consomem mais energia para se estudar possibilidades alternativas de as alimentar.

Neste ponto deve incluir-se uma estimativa de perdas no sistema (baterias, inversores e cabos) a alimentar.

3. Desenvolvimento conceptual do sistema

Nesta fase do projecto define-se qual o valor de tensão a adoptar 12, 24 ou 48V para sistemas de grandes dimensões. Esta escolha é influenciada pelos seguintes factores:

- Comprimento dos cabos que ligam o painel às baterias;

- Potência instalada do sistema (sistemas pequenos utilizam tensões de 12Vcc);
- Potência nominal do inversor (inversores com potências mais elevadas requerem tensões de entrada mais elevadas);
- Circuitos de distribuição em CC que cobrem áreas consideráveis necessitam de um nível de tensão mais elevado de modo a reduzir a secção dos cabos;
- Potência das cargas (cargas grandes alimentadas em CC absorvem correntes elevadas para baixos valores de tensão);
- Disponibilidade de equipamentos alimentados em CC (alguns tipos de lâmpadas requerem a alimentação em 12Vcc).

4. Avaliação do recurso solar

A maioria dos sistemas fotovoltaicos autónomos é concebida para satisfazer os consumos durante todo ano, incluindo o mês de menor radiação solar disponível. Desta forma o ângulo da inclinação do painel deve ser aquele que permite maximizar a radiação incidente no plano do painel, extraindo assim a máxima potência do painel para o mês em que a radiação solar é mais baixa.

5. Dimensionamento dos componentes do sistema

No sistema fotovoltaico autónomo os componentes que fazem parte do sistema são os painéis fotovoltaicos, inversores, baterias, controladores de carga e cabos. Nesta subsecção estão descritas as fórmulas de dimensionamento para o cálculo da potência de pico do sistema fotovoltaico e das baterias, secção dos condutores e para o cálculo do número de inversores necessários.

a) Cálculo da potência de pico do painel fotovoltaico

A potência de pico do painel pode ser calculada utilizando a seguinte expressão:

$$P_{pp} = \eta \times \frac{E}{G} \quad (3.2)$$

Em que:

P_{pp} é a potência de pico do painel em Wp;

E é a energia consumida diariamente em Wh;

G é o número de horas de sol verificadas no pior mês tendo em conta o ângulo de orientação e inclinação do painel;

η é o rendimento total do sistema expresso em valor percentual (0.6 para 60%) descrito na equação (3.3).

O pior mês corresponde ao mês em que a carga a alimentar é maior e em simultâneo a radiação solar disponível assume o valor anual mais baixo. Os meses para os quais se verificam os valores mais baixos são Dezembro e Janeiro, no caso de o sistema estar a funcionar todo o ano e os consumos energéticos serem constantes anualmente.

A forma mais precisa de obter a radiação solar incidente no plano do painel consiste no recurso a ferramentas computacionais. No entanto, também são utilizados métodos manuais com recurso a mapas que oferecem níveis de previsão aceitáveis.

O rendimento total do sistema pode ser determinado através da expressão (3.3).

$$\eta = \eta_{Pv} \times \eta_{Pv-Bat} \times \eta_{cc} \times \eta_{dist} \times \eta_{inv} \quad (3.3)$$

Onde:

η é o rendimento total do sistema;

η_{Pv} é o rendimento do painel tendo em conta que não está a funcionar no ponto de potência máxima (80% do valor típico);

η_{Pv-Bat} representa as perdas devido à queda de tensão nos cabos que ligam o painel à bateria, tomando valores de 2%, logo o rendimento é de 98%;

η_{cc} é o rendimento do controlador de carga, na ordem dos 98%;

η_{dist} representa as perdas nos cabos de distribuição na ordem dos 2%, sendo o rendimento de 98%;

η_{inv} é o rendimento do inversor, na ordem de 90%.

b) Dimensionamento da bateria

A bateria deve ser dimensionada para armazenar a energia consumida diariamente e mais alguns dias de reserva. Desta forma o sistema pode fornecer energia em dias em que a radiação solar é escassa, como por exemplo em dias nublados, compensar as perdas do sistema e assegurar que a carga da bateria não excede o nível de profundidade de descarga máximo permitido.

A capacidade da bateria pode ser calculada através da seguinte expressão (3.4).

$$Q = \frac{E \times A}{V \times T \times \eta_{inv} \times \eta_{cabo}} \quad (3.4)$$

Em que:

Q é a capacidade mínima da bateria em Ah;

E é a energia média diária consumida em Wh;

A é o número de dias de autonomia;

V é a tensão do sistema;

T é o limite máximo permitido da profundidade de carga da bateria (0.3 a 0.9);

η_{inv} é o rendimento do inversor;

η_{cabo} é o rendimento dos cabos de distribuição calculado com base nas perdas.

O número de dias de autonomia geralmente varia entre 3 a 5 dias e está relacionado com as necessidades de cargas em termos de continuidade de serviço. O dimensionamento da bateria para menos de 3 dias reduz o seu ciclo de carga, diminuindo o seu tempo de vida útil. Por outro lado, o dimensionamento para mais de 5 dias aumenta consideravelmente o custo do sistema, podendo comprometer o projecto.

c) Dimensionamento do inversor

O Inversor deve ser dimensionado de forma a garantir as necessidades das cargas em CA, podendo neste tipo de sistemas fotovoltaicos ser um pouco mais elevado, para no caso de existir um aumento dos consumos não se ter de substituir o inversor. Sendo assim o número de inversores pode ser calculado através da equação 3.5.

$$N^{\circ} \text{ de Inversores} = \frac{P_{(w)}}{P_{\text{Inv}}} \quad (3.5)$$

Onde,

$N^{\circ} \text{ de Inversores}$ é o número total de inversores necessários para a instalação;

$P_{(w)}$ é valor de potência consumida pelas cargas CA em W;

P_{Inv} é valor da potência do inversor escolhido.

O sistema deve ser dimensionado de maneira a que a corrente nominal para o qual o regulador de carga e bateria estão dimensionados seja superior a 30% da corrente máxima do painel fotovoltaico. A potência de saída do inversor, isto é, a potência de saída do sistema deve ser dimensionada para a máxima carga CA.

d) Controlador de carga

Depois de se realizar o dimensionamento do painel fotovoltaico e das baterias, tem de se proceder ao dimensionamento do controlador de carga. Este componente tal como foi referido na secção 2.4.2 tem a função de proteger as baterias de eventuais sobrecargas e de descargas excessivas.

Por questões de segurança em caso de corrente excessiva provocada por um aumento de radiação, o controlador deve ser sobredimensionado na ordem dos 25% em relação à corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico, conforme a equação (3.6).

$$\text{Corrente mínima do controlador} = 1,25 \times I_{cc} \text{ do painel fotovoltaico} \quad (3.6)$$

e) Selecção dos condutores

A questão mais pertinente na selecção e dimensionamento dos condutores em sistemas fotovoltaicos autónomos são as perdas e as quedas de tensão nos cabos de ligação. O dimensionamento da cablagem do sistema deve ser efectuado de acordo com regras técnicas definidas.

A secção pode então ser obtida através do seguinte cálculo:

$$S = \frac{2 \times \rho \times l \times I_{\max}}{V_n \times \Delta V_{\text{adm}}} \quad (3.7)$$

em que,

ρ é resistividade do material condutor (mm^2/m);

l é o Comprimento do cabo (m);

I_{\max} é a corrente máxima no cabo;

V_n é a tensão nominal do sistema;

ΔV_{adm} é a variação máxima da queda de tensão admissível.

3.2. Sistemas fotovoltaicos ligados à rede

O projecto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede dependem essencialmente das condições apresentadas a seguir:

- Do espaço disponível nos telhados, sua orientação e ângulo de inclinação;
- Das especificações técnicas dos módulos e inversor;
- Localização geográfica, longitude e latitude;
- Temperatura do local;
- Requisitos estéticos do edifício;
- Disponibilidade financeira.

As principais condições que limitam a potência instalada são, a área disponível e o valor monetário que se pretende investir.

O projecto de sistemas fotovoltaicos pode ser dividido nas seguintes tarefas:

- Estimativa inicial da potência instalada baseada na área disponível e no financiamento;
- Selecção do módulo solar;
- Selecção do inversor compatível ou de uma configuração de inversores compatível com o módulo;
- Estabelecer a configuração óptima módulo-inversor;
- Efectuar a listagem dos componentes;
- Estimativa da energia produzida baseada nos dados da radiação solar do local;
- Considerar aspectos adicionais tais como protecções contra sobrecarga.

Após a definição do valor do investimento e da área disponível para implementação dos painéis fotovoltaicos pode proceder-se á selecção dos componentes do sistema.

1. Seleção do módulo

Para satisfazer as necessidades de produção os módulos têm que ser ligados em série (para aumentar o valor de tensão) ou em paralelo (para aumentar o valor de corrente).

Para calcular o número de módulos torna-se necessário possuir os seguintes dados:

- Potência de pico do painel (determinada em função do custo e área disponível);
- Dimensões da superfície;
- Dimensões do módulo;
- Número de módulos a ligar por fileira tendo em vista o inversor.

Inicialmente o número de módulos é calculado através do quociente entre a potência de pico do painel e a potência de pico do módulo escolhido, como mostra a equação (3.8).

$$\text{Número de módulos} = \frac{P_{\text{pico do painel}}}{P_{\text{pico do módulo}}} \quad (3.8)$$

Uma vez determinado o número de módulos torna-se necessário verificar se é possível colocá-los no espaço disponível para o efeito. Muitas vezes as restrições em termos de espaço disponível podem condicionar o número de módulos que constituem o painel e o modo como estes vão ser ligados.

2. Verificar a tensão dos módulos para diferentes condições de funcionamento

Nesta fase, o valor da tensão dos módulos deve ser determinado, tendo 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. A informação necessária para a verificação das tensões para as temperaturas mínima e máxima é a seguinte:

- Tensão e corrente correspondentes ao ponto de potência máxima do módulo, V_{PPM} e I_{PPM} ;
- Tensão de circuito aberto para baixas temperaturas (-10°C).

Os valores para a tensão máxima, V_{PPM} , para a corrente máxima, I_{PPM} , e tensão em circuito aberto V_{ca} , são dados fornecidos pelos fabricantes em condições STC no plano do painel.

A tensão de circuito aberto para a temperatura mínima e máxima verificadas no local deve ser calculada utilizando o coeficiente de variação com a temperatura, também fornecido pelo fabricante.

3. Cálculo da tensão para as temperaturas extremas do módulo (-10°C e 70°C)

Considerando uma variação média anual da temperatura no plano do painel entre -10°C e a 70°C , os desvios absolutos relativamente à temperatura de 25°C (STC) é de -35° e 45° respectivamente.

Assim:

$$V_{ca}(a - 10^{\circ}\text{C}) = V_{ca}(a 25^{\circ}\text{C}) + 35 \times T_c(V_{ca}) \quad (3.9)$$

$$V_{PPM}(a - 10^{\circ}\text{C}) = V_{PPM}(a 25^{\circ}\text{C}) + 35 \times T_c(V_{ca}) \quad (3.10)$$

$$V_{PPM}(a\ 70^{\circ}C) = V_{PPM}(a\ 25^{\circ}C) - 45 \times Tc(Vca) \quad (3.11)$$

Em que:

Vca (a – 10°C) é a tensão em circuito aberto a -10°C;

Vca (a 25°C) é a tensão em circuito aberto a 25°C;

Tc (Vca) é o valor de variação da tensão em função da temperatura;

V_{PPM} (a – 10°C) é a tensão máxima a -10°C;

V_{PPM} (a 70°C) é a tensão máxima a 70°C.

O valor mais elevado da tensão em circuito aberto verifica-se para a temperatura mais baixa (-10°C). O mesmo acontece para o valor máximo da tensão.

4. Seleccção do inversor

Em sistemas fotovoltaicos com potências instaladas baixas e onde a superfície possui uma orientação e inclinação uniforme e não existem sombreamentos deve utilizar-se um único inversor para potências até 5kW. Em sistemas com potências instaladas mais elevadas, a utilização de mais que um inversor pode ser vantajosa na medida em que aumenta a fiabilidade do sistema.

A potência nominal do inversor é determinada pela potência de pico do módulo, a qual é fornecida pelo fabricante para as condições de STC (1000W/m², 25°C e AM=1,5), as quais muito raramente se verificam na prática. Por esta razão, a potência nominal do inversor pode tomar valores na ordem dos 5% a 10% mais baixos do que a potência de pico dos módulos, mas o valor máximo da corrente de entrada e da tensão no inversor nunca devem ser excedidos.

5. Verificação dos limites de tensão e da configuração do módulo

A tensão dos terminais das fileiras deve tomar valores compreendidos entre o limite mínimo e o limite máximo da tensão correspondente ao ponto de potência máxima do inversor (dados fornecidos pelos fabricantes), isto é, dentro da gama de variação da tensão para a qual o inversor se adapta ao ponto correspondente à máxima extracção de potência da fileira.

O valor da tensão em circuito aberto da fileira deve também ser verificado de modo a assegurar que é inferior ao valor máximo da tensão de entrada do inversor.

Geralmente o valor máximo da tensão aos terminais de cada fileira ocorre para o valor mínimo de temperatura enquanto o valor mínimo da tensão correspondente ao ponto de potência máxima da fileira, que se verifica para o valor mais elevado de temperatura. Tendo em conta estas considerações é necessário determinar o números de módulos a ligar em série e/ou em paralelo.

A gama de variação da tensão de entrada no inversor $V_{PPM\ max}$ e $V_{PPM\ min}$ determina o número de módulos a ligar em série ou seja o número de módulos por fileira.

$$\text{Número máximo de módulos} = \frac{V_{PPM\ max}}{V_{PPM}(-10^{\circ}C)} \quad (3.12)$$

$$\text{Número mínimo de módulos} = \frac{V_{PPM \min}}{V_{PPM}(70^{\circ}\text{C})} \quad (3.13)$$

Deve assegurar-se que a tensão nos terminais de cada fileira se encontra dentro da gama de variação da tensão de entrada do inversor, para a qual este tem capacidade de extrair a potência máxima da fileira, o mínimo de módulos de cada fileira não deve ser inferior ao número mínimo de módulos calculados em (3.13) nem superior ao número máximo de módulos calculado em (3.12).

O valor máximo da tensão em circuito aberto ocorrerá a uma temperatura de -10°C no plano do painel quando a fileira se encontrar em circuito aberto. De modo a assegurar que o valor máximo da tensão V_{ca} de entrada do inversor não é excedido em nenhuma circunstância o número máximo de módulos por fileira deve ser o seguinte:

$$\text{Número máximo de módulos} = \frac{V_{dc \text{ máx}}}{V_{ca}(-10^{\circ}\text{C})} \quad (3.14)$$

6. Configuração do painel compatível com o inversor

Nesta fase do projecto é necessário verificar se o número total de módulos inicialmente calculado pode ser dividido em fileiras com o mesmo número de módulos. Esta é uma condição essencial no caso de ser escolhido um inversor central. No entanto uma solução mais cara baseada na configuração inversor de fileira suporta fileiras com diferentes números de módulos.

$$\text{Número de fileiras} = \frac{\text{Número de módulos}}{\text{Número de módulos por fileira}} \quad (3.15)$$

A “nova” potência do sistema é calculada através da equação (3.16).

$$P \text{ corrigida} = \text{Número de fileiras} \times \text{Número máximo de módulos} \quad (3.16)$$

Dependendo da configuração a adoptar, o processo de projecto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos envolve a avaliação das possíveis soluções. O mínimo total de módulos, a potência de pico do painel, o tipo de módulos ou de inversor pode ter que ser modificado.

Este procedimento pode ter que ser repetido várias vezes, exigindo assim a repetição dos passos anteriores.

3.3. Programas de simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Os simuladores de sistemas fotovoltaicos utilizam modelos de fluxo energético que demonstram a interacção dos componentes constituintes do sistema. Os primeiros programas foram desenvolvidos nos Estados Unidos.

No mercado encontra-se uma grande variedade de programas de dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos que utilizam diferentes metodologias. Estes programas são de grande importância quando se pretende projectar um sistema fotovoltaico.

A maior parte dos programas descritos a seguir têm uma BD de radiação solar e, em alguns casos, dados de temperatura ambiente. Em alguns existe a possibilidade de importar dados meteorológicos, tal acontece no Meteonorm.

O estudo descrito não é exaustivo, devido à grande variedade de softwares que abrangem os sistemas fotovoltaicos nas suas diferentes configurações, mas apresenta uma selecção dos mais populares. A seguir é apresentada uma breve descrição dos programas de simulação e dimensionamento existentes.

3.3.1. SolTerm

O SolTerm é um programa de análise do desempenho de sistemas solares elaborado pelo Laboratório do Estado Português na área da Energia, e especialmente concebido para as condições climáticas e técnicas de Portugal.

Este programa contém uma climatologia para os 308 Concelhos de Portugal, a nível horário, e bancos de dados modulares de componentes, permitindo simular a operação da grande maioria das configurações de sistemas solares, explorar as vertentes económica e de benefícios ambientais, e assim fazer o pré dimensionamento e conduzir ao adequado dimensionamento de sistemas solares. O preço é de €160 cada licença [40].

3.3.2. PV F-CHART

O programa PV F-Chart projecta e analisa sistemas fotovoltaicos, realizando cálculos para determinar o comportamento do sistema, através de métodos desenvolvidos na *University of Wisconsin* tendo em conta as variações da radiação e das cargas. As fórmulas de cálculo são apresentadas no livro “Solar Engineering of Thermal Processes” [41].

3.3.3. Fdim 1.0

O Fdim tem uma interface fácil e amigável, realiza cálculos com uma base diária através do método de balanço energético, não possui uma BD de nenhum dos componentes constituintes do sistema fotovoltaico, mas possui uma BD de radiação para localidades de Espanha com valores médios mensais obtidos do “*Atlas de Radiación*” do Instituto Nacional de Meteorologia.

Permite simular sistemas fotovoltaicos autónomos e foi lançado no ano 1999 pela universidade de Málaga, Espanha [41].

3.3.4. FV-Expert

O FV-Expert realiza a simulação de sistemas fotovoltaicos autónomos e ligados à rede. Não possui uma BD dos elementos constituintes de um sistema fotovoltaico, o utilizador tem que inserir características técnicas destes componentes. Possui um mapa interactivo da Espanha, a versão demo só inclui uma BD da radiação para cidades de Espanha, na versão completa inclui BD de diferentes países. Foi desenvolvido no Centro de Estudos de Energia Solar da Espanha no ano 2000 [41].

3.3.5. SolSim 1.0

O programa SolSim foi desenvolvido na Alemanha pela IAF/EWIS, é uma ferramenta para simulação análise e optimização de sistemas fotovoltaicos ligados à rede e autónomos híbridos, e permite a combinação com geradores eólicos, biomassa e biogás. Não tem BD de valores de radiação.

O software está disponível apenas em alemão é constituído por diferentes módulos individuais, os quais proporcionam análises técnico-económicas. O preço do programa é de US\$730 [41].

3.3.6. Homer 2.0

Foi desenvolvido nos E.U.A. no “National Renewable Energy Laboratory” (NREL) e apresentado no ano

2000. Simula sistemas ligados à rede, autónomos ou híbridos, combinando diferentes tipos de geração, eólica, biogás, micro-turbinas, etc. Permite a optimização de parâmetros técnicos específicos assim como resultados detalhados de cada configuração do sistema. O programa está disponível gratuitamente [41].

3.3.7. RETScreen 2000

O RETScreen é um programa de análise para projectos de energias renováveis desenvolvido em Microsoft Excel. Este programa engloba as áreas: fotovoltaica, eólica, pequenas centrais hidroeléctricas, aquecimento solar de ar e água, biomassa e bombas geotérmicas.

É utilizado para a realização de estudos preliminares. Na área fotovoltaica pode determinar para os 3 tipos básicos de aplicações (sistemas ligados à rede, sistemas autónomos e bombeamento de água) os custos de produção de energia e redução de gases emitidos, as configurações de sistemas híbridos simples também podem ser avaliados. Possui BD de radiação para mais de 1000 localidades no mundo assim como dados de radiação para localidades remotas através de informação de satélites. O programa é gratuito [41].

3.3.8. PVS 2001

O PVS 2001 é um programa de simulação e análise de sistemas fotovoltaicos desenvolvido pelo *Fraunhofer Institute of Solar Energy System*. Os requerimentos de hardware para este programa são muitos baixos. Utiliza-se para a simulação de sistemas autónomos ou ligados à rede. Tem rotinas para otimizar as inclinações dos módulos. Tem um custo de US\$438 [41].

3.3.9. SIDIM

O programa SIDIM foi produzido pela companhia alemã *Solaris-Energie- Consulting*, está disponível em inglês e alemão. Pode ser utilizado para a simulação de sistemas ligados à rede e de sistemas autónomos. Tem uma BD de módulos, baterias, inversores. O programa gera uma lista detalhada de produtos e preços. O preço é US\$197 [41].

3.3.10. SolEm 2.14

O SolEm é um programa que permite simular sistemas fotovoltaicos, foi colocado no mercado no ano 2001, é baseado numa folha de Microsoft Excel e permite uma análise detalhada de sistemas ligados à rede. Utiliza código aberto, onde o utilizador pode adaptar o programa às suas necessidades. Implementa componentes que permitem ao utilizador um entendimento dos cálculos e um editor de sombras para diferentes percentagens de sombra nos meses do ano e para distintos ângulos. Contém uma BD para 120

localidades de países europeus. Também inclui uma interface para importar dados do programa Meteonorm. O programa custa US\$62 e está disponível só em alemão [41].

3.3.11. Design Pro 5.0

Foi desenvolvido nos EEUU pela *Maui Solar Energy Software Corporation*, está disponível em três modelos diferentes de simulação: para sistemas fotovoltaicos autónomos, sistemas ligados à rede e sistemas para bombagem. Contém uma BD de mais de 2000 lugares no mundo inteiro. Permite a utilização de um programa adicional para a conversão de dados do Meteonorm. Apresenta uma BD com informação sobre inversores, baterias e módulos [41].

3.3.12. Sol Pro

O programa Sol Pro, desenvolvido pela *Di Valentin Energy Software* e está disponível desde 1998. Neste período o programa é muito conhecido e utilizado para a análise e simulação de sistemas autónomos e ligados à rede, além da possibilidade de encontrar-se em vários idiomas.

Permite estudar a configuração de vários geradores e possui uma ampla BD de módulos, baterias, inversores, geradores. Permite a criação de diferentes perfis de carga para cada elemento e, para ter em conta possíveis elementos que interceptem a radiação solar, possui um gerador de sombras.

O programa tem um preço de US\$559, existe também uma versão que só pode ser utilizada para sistemas autónomos ou ligados à rede e cujo preço é de US\$402 [41].

3.3.13. PVSYST

O PVSYST foi desenvolvido em 1991 pela Universidade de Génova, permite trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um sistema detalhado de simulação. Apresenta também uma ferramenta adicional, tridimensional, que tem em conta as limitações do horizonte e de objectos que possam criar sombras sobre os painéis fotovoltaicos.

O software permite importar dados dos programas Meteonorm e TMY2, o que facilita a comparação dos valores simulados com valores medidos. Possui BD de radiação de 22 localidades na Suíça e de 200 localidades do resto do mundo. O preço deste programa é de US\$528 [41].

3.3.14. SolarPro

Criado em Kyoto, Japão, o programa SolarPro está disponível em inglês e japonês e é um dos poucos produtos que não apenas considera as sombras do horizonte como também o bloqueio de radiação por

corpos criados pelo utilizador. Através de uma animação tridimensional da trajectória diária do sol e com ferramentas para desenhar objectos tridimensionais, permite considerar a geração de sombras sobre determinadas superfícies. A versão em inglês está limitada a sistemas ligados à rede, a versão em japonês dá a possibilidade de fazer simulações para sistemas autónomos assim como a integração com colectores solares térmicos. O programa está equipado com uma BD de radiação de 1600 lugares em 151 países. Realiza um exame da produção de electricidade levando em consideração as sombras. É um programa bastante caro, o seu preço é US\$ 3145 [41].

3.3.15. Hybrid2

Em 1996 a Universidade de Massachusetts e NREL apresentaram a primeira versão do Hybrid2. A função principal deste programa é a simulação detalhada de sistemas híbridos, diferenciando-se principalmente no que respeita ao Homer no refinamento do sistema e propriedades adicionais.

O programa mostra em pormenor a configuração do sistema. A simulação pode ser feita em base horária ou minuto a minuto. Possui uma BD que contém 150 tipos de geradores eólicos, módulos fotovoltaicos, baterias e geradores diesel. O preço do software é de US\$100 por módulo [41].

3.3.16. Inseldi 7.0

Desenvolvido pela Universidade de Oldenburg, a *Interactive Simulation Renewable Electrical Power Sistem* (INSEL), é um dos programas mais antigos no mercado. A nova versão deste programa foi projectada para permitir a inclusão de novos blocos. Com a ajuda de um editor gráfico, o utilizador pode construir um diagrama de blocos para a configuração da simulação do sistema desejado. Durante este processo, o utilizador tem acesso a um grupo de bibliotecas disponíveis, que incluem: cálculo da radiação, de módulos, inversores, baterias, geradores eólicos, sistemas de bombagem; além disso, possui uma BD que permite conhecer valores médios mensais de radiação de aproximadamente 2000 locais. O preço do INSELDI básico é de US\$562 [41].

3.3.17. MODES

A Universidade de Ciências Aplicadas *Konstanz* na Alemanha liderou o desenvolvimento do software de Modelos de Sistemas de Energia (MODES). O programa foi pensado como uma ferramenta de planeamento e optimização técnica e económica de sistemas de produção de energia eléctrica. O MODES usa a água quente a vapor para o armazenamento térmico e, através das baterias, realiza o armazenamento eléctrico. A distribuição da energia pode ser por água quente, vapor ou electricamente em CC ou CA para tensões baixas e médias. A versão básica custa US\$562 e cada módulo US\$ 168 [41].

3.3.18. Comparação dos softwares apresentados

Tabela 3.1 - Principais características dos programas pesquisados.

<i>Nome</i>	<i>Simula</i>	<i>Idioma</i>	<i>BD Componentes</i>	<i>Preço</i>
SolTerm	ST	P	G	€230
PV F-CHART	SFA	I	G	600\$
Fdim 1.0	SFA, SPVLR	E	G	S/I
FV-Expert	SFA, SPVLR, SPVH	E	G	S/ INF
SolSim	SFA, SPVLR, SPVH	I, A	M, E, A, BM, B, I,	731\$
Homer	SFA, SPVLR, SPVH	I	B, E, G	Grátis
RETScreen	SFA, SPVLR, SPVH	I, F	G	Grátis
PVS 2001	SFA, SPVLR, SPVH	I, A	M, G, I, C	438\$
SIDIM	SFA, SPVLR	I, A	M,G, I, B, C	197\$
SolEm	SPVLR	A	M, G, I	62\$
Design Pro 5.0	SFA, SPVLR, SPVH	I, E	M, E, G, B, I, C	149\$
Sol Pro	SFA, SPVLR, SPVH	I, A, E, F	M, G, B, I, CC, C	560\$
PVSYST	SFA, SPVLR, SPVH	I, E	M, G, EA, B, I, CC, C	510\$
SolarPro	SFA	I, J	M, G	3148\$
Hybrid2	SFA, SPVH	I	s/ i	800\$
Inseldi 7.0	ST	I, A, E	M, G, B, I CC, C, D	562\$
MODES	SFA, SPVLR, SPVH	A	M, E, A, BM, CS, G, B, I, C, D,	168\$

Idioma

I: Inglês, A: Alemão, E: Espanhol, F: Francês, It: Italiano, J: Japonês, P: Português.

Simula:

SFVA: sistema fotovoltaico autónomo, SPLR: sistema fotovoltaico ligado à rede,

SPVH: sistema híbrido, SB: sistemas de bombeamento, ST: sistemas térmicos e

Fotovoltaicos em geral.

BD de componentes:

M: módulos, G: radiação e temperatura, B: bateria, I: inversor, CC: controlador de carga, C: consumo, E: gerador eólico, D: gerador diesel, CS: colectores solares, BM: biomassa, A: gerador hidráulico, EA: energia auxiliar.

4. Metodologia para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Na realização da metodologia de dimensionamento fotovoltaico deve ser efectuada uma segmentação dos processos mais importantes para cada um dos sistemas. Estes processos darão lugar a uma sequência de etapas que são apresentadas nos algoritmos descritos nas seguintes secções.

4.1. Algoritmo para o dimensionamento de sistemas autónomos

O algoritmo implementado para efectuar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos segue a metodologia descrita na subsecção 3.1 e é esquematizado através do fluxograma apresentado na figura.

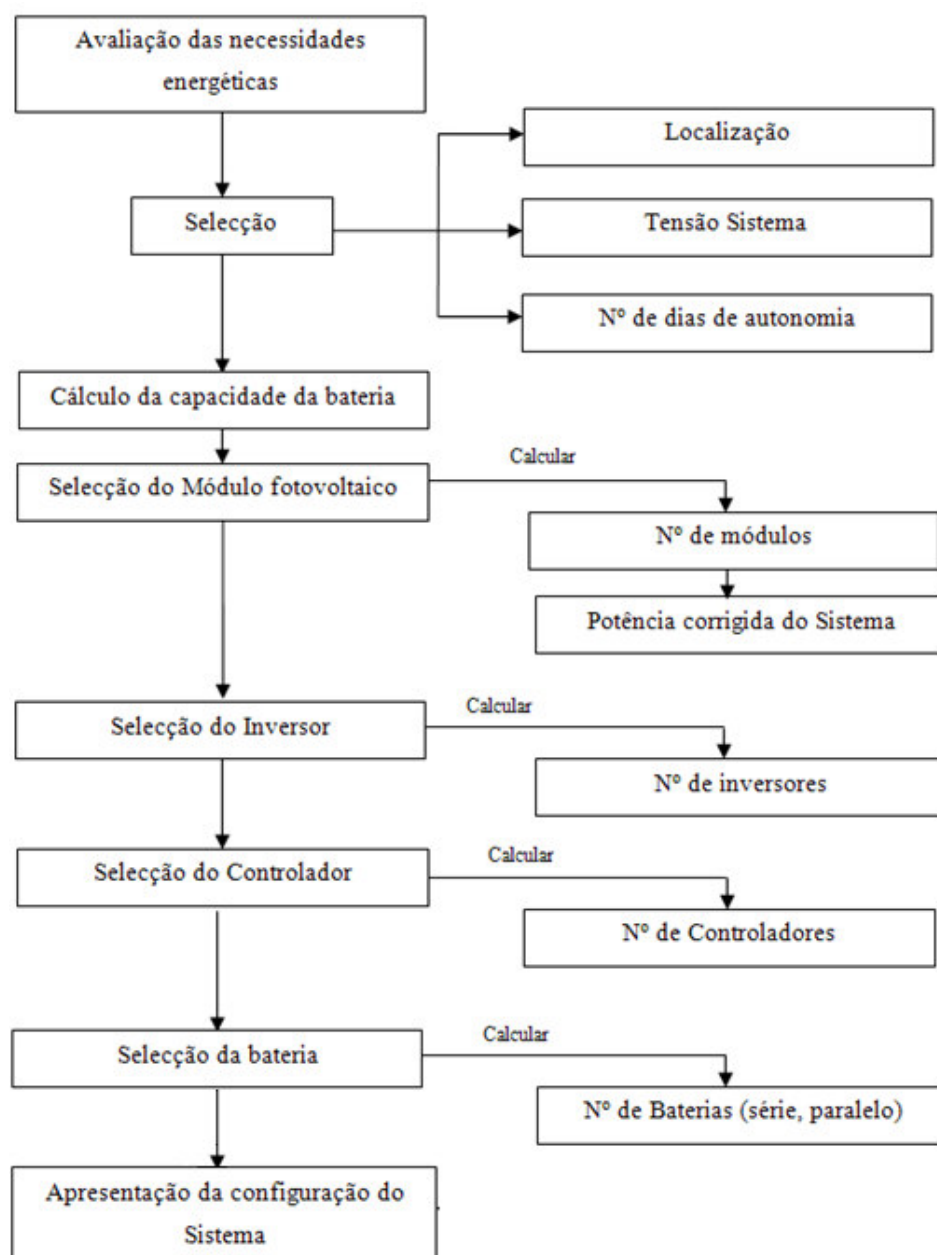


Figura 4.1 - Organograma do algoritmo para o sistema autónomo.

Cada um dos processos é descrito de seguida, em pormenor para uma fácil compreensão dos mesmos:

1. Avaliação das necessidades energéticas

A previsão de consumo de energia é ponto de partida para o dimensionamento do sistema fotovoltaico autónomo. Tal como foi mencionado na secção 3.1, existe a necessidade de se efectuar o consumo médio de energia esperado pelas cargas. A análise das cargas é de extrema importância para o cálculo do consumo de energia, sendo este valor calculado pela expressão (3.1).

2. Seleção:

a) Localização

Quando se procede ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, tem de se realizar uma análise dos níveis de radiação solar e tendo em conta o valor de radiação disponível e o número de horas de Sol vai-se proceder ao cálculo da potência de pico do painel fotovoltaico, através da equação (3.2).

No programa desenvolvido os valores de radiação média no plano do painel foram retirados do site *Pvgis* [14].

b) Tensão do sistema

Tal como foi descrito na secção 3.1., os valores de tensão a adoptar vão depender do tamanho do sistema, e podem ser de 12V, 24V e 48V.

c) Número de dias de autonomia

As cargas têm de ser alimentadas mesmo que não haja produção de energia sendo necessário prover o sistema de reservas de energia nas baterias. No programa desenvolvido existe a opção de 1 até 30 dias de autonomia.

3. Cálculo da capacidade da bateria

Para o dimensionamento da bateria, ou conjunto de baterias, tem de se ter em conta o número de dias de autonomia, ou seja, o número de dias para os quais o sistema pode alimentar as cargas ainda que os índices de radiação sejam baixos.

A capacidade que a bateria deverá ter para satisfazer as necessidades de consumo de energia é calculada através da equação (3.4).

4. Seleção do módulo fotovoltaico

A potência de pico do painel fotovoltaico é calculada pela equação (3.2). Após a seleção do módulo, é necessário calcular-se o número de módulos necessários para se obter o valor da potência do painel fotovoltaico. O cálculo do número de módulos é feito através da equação (4.1).

$$\text{Nº total de módulos} = \frac{P_{pp}}{\text{Potência de pico do módulo}} \quad (4.1)$$

Com o valor resultante da expressão anterior, calcula-se a “nova” potência do sistema, através da seguinte equação (4.2).

$$\text{Potência corrigida do sistema} = N^{\circ} \text{ total de módulos} \times P_{\text{pico do módulo}} \quad (4.2)$$

5. Seleccção do inversor

O inversor deve ser seleccionado tendo por base o valor da potência calculada inicialmente, que no programa se chama “potência escolha do inversor”, que é o valor da soma das potências nominais das cargas CA.

Depois de seleccionado o inversor, o valor da potência referida anteriormente dividida pela potência do inversor resulta no número de inversores necessários, como mostra a equação (4.3).

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{\text{Potência escolha do inversor}}{\text{Potência do inversor}} \quad (4.3)$$

6. Seleccção do controlador

O valor de corrente mínima que o controlador deve ter é calculada pela expressão (3.6). O programa foi concebido para aceitar a escolha de um controlador com valor de corrente inferior ao calculado, mas nesse caso proceder ao cálculo do número de controladores, a colocar em paralelo através da equação (4.4).

$$N^{\circ} \text{ de controladores} = \frac{\text{Valor corrente mínima controlador}}{I_{\text{máx}} \text{ controlador}} \quad (4.4)$$

7. Seleccção da bateria

Quando se selecciona a bateria vão ser verificadas as seguintes condições:

- a) Se a capacidade do sistema (Q) for maior que a capacidade da bateria fornecida pelo fabricante, é efectuado o cálculo do número de baterias a colocar em paralelo pela equação (4.5).

$$\text{Número de baterias em paralelo} = \frac{Q}{\text{Capacidade da bateria fornecida pelo fabricante}} \quad (4.5)$$

- b) Se a tensão do sistema for maior que a tensão da bateria seleccionada então o número de baterias que se devem colocar em série vai ser igual ao valor resultante da equação (4.6).

$$\text{Número de baterias em série} = \frac{\text{Tensão do sistema}}{\text{Tensão nominal da bateria}} \quad (4.6)$$

O passo seguinte apresenta as configurações do sistema tal como se verifica no organograma da figura 4.1.

4.2. Sistemas ligados à rede

O algoritmo implementado para efectuar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede segue a metodologia descrita na subsecção 3.2 e é esquematizado através do fluxograma apresentado na figura 4.2.

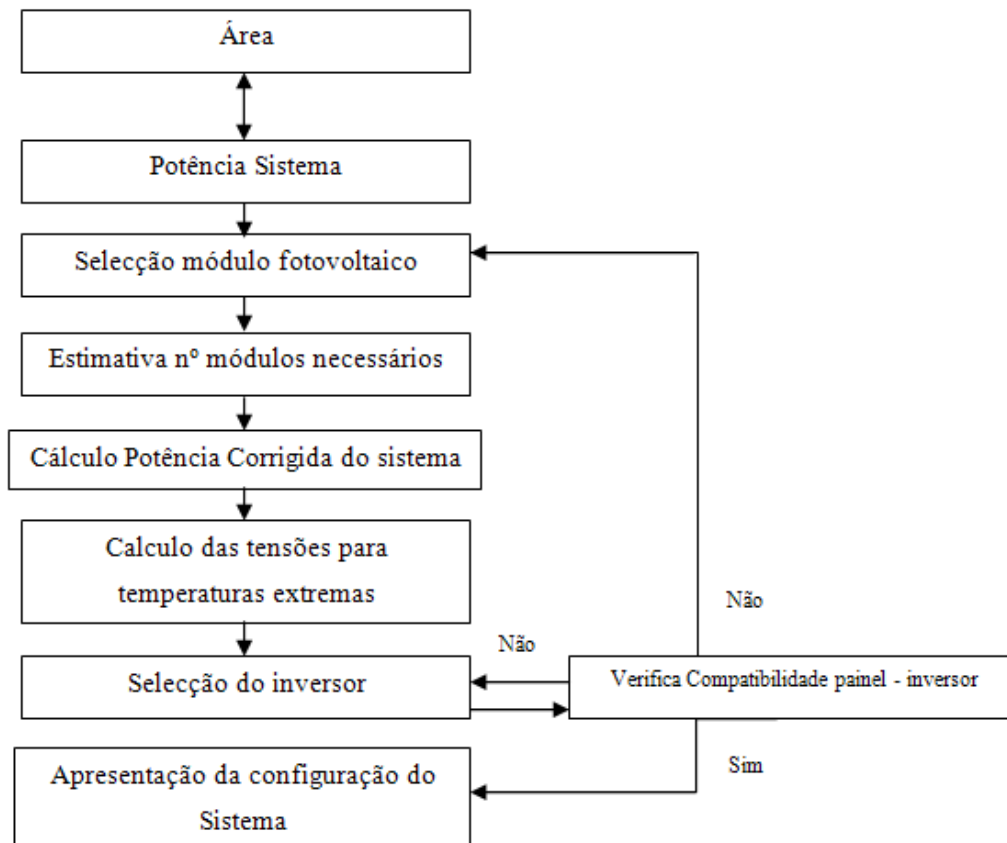


Figura 4.2 - Organograma do algoritmo para o sistema ligado à rede.

Cada um dos processos é descrito de seguida, em pormenor para uma fácil compreensão dos mesmos:

1. Área e potência do sistema

Inicialmente define-se a área disponível ou o valor da potência a injectar na rede. Ao definir a área disponível é efectuado o cálculo da potência previsível a instalar. No caso de se definir a potência, efectua-se o cálculo da área aproximada necessária para implementar o sistema. Para a produção de 1 kW tem que existir uma área disponível aproximada de 9m² [13].

2. Seleccção do módulo e estimativa do número de módulos necessários

Depois de se seleccionar o módulo, faz-se uma estimativa inicial do número de módulos necessários. Para tal efectua-se uma divisão do valor da potência de pico do sistema fotovoltaico pelo valor de pico do módulo que se pretende utilizar, utilizando a equação (3.8).

3. Cálculo da potência corrigida do sistema

O cálculo da potência corrigida vai ser igual ao produto da potência de pico do módulo pelo número de módulos necessários, valor resultante da equação (3.8), ficando:

$$\text{Potência corrigida do sistema} = \text{Número de módulos} \times P_{\text{pico do módulo}} \quad (4.7)$$

4. Cálculo da tensão para as temperaturas extremas do módulo (-10°C e 70°C)

Os valores de tensão (máxima, mínima, normal de funcionamento) devem ser determinados. O valor máximo de tensão é alcançado no Inverno e o mínimo no Verão quando os módulos estão quentes. A tensão em circuito aberto V_{ca} (a -10°C) é calculada através da equação (3.9) e as tensões VPPM (a -10°C) e VPPM (a 70°C) são calculadas pelas equações (3.10) e (3.11), respectivamente.

5. Seleccção do inversor

Depois de ser seleccionado o inversor, a Potência corrigida do sistema, obtida através da equação (3.16), vai ser comparada com a Potência nominal do inversor e calculados os seguintes pontos:

- Se a Potência corrigida do sistema for maior do que a Potência nominal do inversor, então o número de inversores necessários é obtido através da expressão (4.8). Caso contrário, o número de inversores é igual a um.

$$\text{Número de inversores} = \frac{\text{Potência corrigida do sistema}}{\text{Potência nominal do inversor}} \quad (4.8)$$

- De modo a verificar os limites de tensão da configuração do painel, o número máximo e mínimo de módulos ligados em série tem que ser calculado através das equações (3.12) e (3.13), respectivamente. O número máximo de módulos a ligar por fileira é calculado através da equação (3.14).

6. Configuração do painel compatível com o inversor

Nesta fase do projecto é necessário quantificar o número de fileiras e o número de módulos por fileira.

De modo a verificar a compatibilidade entre o painel e o inversor, tendo em conta a configuração do painel, torna-se necessário calcular o valor da tensão para as condições extremas de temperatura através das expressões (4.9), (4.10) e (4.11).

$$V_{PPM}(a\ 70^{\circ}C) \text{ do painel} = \text{Número de módulos por fileira} \times V_{PPM}(a\ 70^{\circ}C) \quad (4.9)$$

$$V_{PPM}(a - 10^{\circ}C) \text{ do painel} = \text{Número de módulos por fileira} \times V_{PPM}(a - 10^{\circ}C) \quad (4.10)$$

$$V_{ca}(a - 10^{\circ}C) \text{ do painel} = \text{Número de módulos por fileira} \times V_{ca}(a - 10^{\circ}C) \quad (4.11)$$

É também necessário calcular o valor máximo da corrente fornecida pelo painel fotovoltaico através da equação (4.12).

$$I_{PPM} \text{ do painel} = \text{Número de fileiras} \times I_{PPM}(a\ 25^{\circ}C) \quad (4.12)$$

Os valores obtidos das equações anteriores são então comparados com os valores de tensão máxima e mínima e com o valor da corrente máxima do inversor. O painel é compatível com o inversor se forem verificadas as seguintes condições:

$$1. V_{PPM}(a\ 70^{\circ}C) \text{ do painel} > V \text{ mínima inversor} \quad (4.13)$$

$$2. V_{PPM}(a - 10^{\circ}C) \text{ do painel} < V \text{ máxima inversor} \quad (4.14)$$

$$3. V_{ca}(a - 10^{\circ}C) \text{ do painel} < V_{cc} \text{ máxima inversor} \quad (4.15)$$

$$4. I_{PPM} \text{ do painel} < I_{CC} \text{ máxima inversor} \quad (4.16)$$

Se as quatro condições anteriores forem verificadas, passamos para o passo seguinte onde são apresentadas as configurações do sistema. Caso não se verifique a compatibilidade entre o painel e o inversor, terá que ser seleccionado outro inversor ou até mesmo outro módulo, tal como se verifica no organograma da figura 4.2.

4.3. Implementação da metodologia de dimensionamento

Para a implementação dos algoritmos descritos anteriormente foram utilizadas ferramentas livres, ou seja, ferramentas que não têm qualquer custo nem licenciamento para o utilizador.

Foram usadas as seguintes aplicações: Servidor Apache, software de gestão de BD MySQL e linguagem de programação *Hypertext Preprocessor* (PHP), descritas nas subsecções seguintes.

A figura 4.3, exemplifica a estrutura de funcionamento da aplicação.



Linguagem de programação PHP
Linguagem de programação do simulador (o algoritmo que executa a simulação é desenvolvido nesta linguagem).



Base de Dados MySQL
Aplicação que tem a base de dados do simulador, onde estão os dados dos módulos, inversores, controladores, baterias e dados das localidades.



Servidor Web Apache
Aplicação que devolve a página de internet com o simulador aos utilizadores.



Diferentes navegadores da Web
Os utilizadores ligam-se ao servidor através do seu navegador e utilizam o programa para simular os sistemas fotovoltaicos.

Figura 4.3 - Estrutura da aplicação computacional.

4.3.1. Servidor Apache

O servidor Apache (ou Servidor HTTP Apache) é o servidor Web livre mais bem sucedido. Foi criado em 1995 por Rob McCool, funcionário do NCSA (*National Center for Supercomputing Applications*). Numa pesquisa realizada em Dezembro de 2007, foi constatado que a utilização do Apache representa 60% dos servidores web activos no mundo.

É a principal tecnologia da Apache Software Foundation, responsável por mais de uma dezena de projectos envolvendo tecnologias de transmissão via web, processamento de dados e execução de aplicativos distribuídos. O servidor é compatível com o protocolo HTTP versão 1.1. As suas funcionalidades são mantidas através de uma estrutura de módulos, podendo inclusive o utilizador escrever os seus próprios módulos utilizando a API do software. É disponibilizado em versões para os sistemas operativos Windows, Novell Netware, OS/2 e outros do padrão POSIX (Unix, Linux, FreeBSD, etc).

Principais características:

- Possui suporte a scripts cgi usando linguagens como Perl, PHP, Shell Script, ASP, etc;
- Suporte a autorização de acesso podendo ser especificadas restrições de acesso separadamente para cada endereço/arquivo/directório no servidor;
- Autenticação requerendo um nome de utilizador e senha válidos para acesso a alguma página/subdirectório/arquivo;
- Negociação de conteúdo, permitindo a exibição da página Web no idioma requisitado pelo Cliente Navegador;
- Suporte a tipos mime;
- Personalização de logs;
- Mensagens de erro;
- Suporte a virtual hosting (é possível servir 2 ou mais páginas com endereços/ portas diferentes através do mesmo processo ou usar mais de um processo para controlar mais de um endereço);
- Suporte a IP virtual hosting;
- Suporte a name virtual hosting;
- Suporte a servidor Proxy ftp e http, com limite de acesso, caching (todas flexivelmente configuráveis);
- Suporte a proxy e redirecionamentos baseados em URLs para endereços Internos;
- Suporte a criptografia via SSL, Certificados digitais;
- Módulos DSO (Dynamic Shared Objects) permitem adicionar/remover funcionalidades e recursos sem necessidade de recompilação do programa.

4.3.2. Base de dados MySQL

O MySQL é um SGBD, que utiliza a linguagem SQL como interface. É actualmente uma das bases de dados mais populares, com mais de 10 milhões de instalações por todo o mundo.

O sucesso do MySQL deve-se em grande medida à fácil integração com o PHP incluído, quase que obrigatoriamente, nos pacotes de hospedagem de sites da Internet oferecidos actualmente. Empresas como Yahoo! Finance, MP3.com, Motorola, NASA, Silicon Graphics e Texas Instruments usam o MySQL em aplicações de missão crítica. A vantagem do MySQL é ter código aberto e funcionar num grande número de sistemas operativos : Windows, Linux, FreeBSD, BSDI, Solaris, Mac OS X, SunOS, SGI, etc.

As principais características estão enumeradas a seguir:

- Portabilidade (suporta praticamente qualquer plataforma actual)
- Compatibilidade (existem drivers ODBC, JDBC e .NET e módulos de interface para diversas linguagens de programação, como Delphi, Java, C/C++, Python, Perl, PHP, ASP e Ruby)
- Excelente desempenho e estabilidade;
- Pouco exigente quanto a recursos de hardware;
- Facilidade de uso;

- É um Software Livre com base na GPL;
- Pode utilizar vários Storage Engines como MyISAM, InnoDB, Falcon, BDB, Archive, Federated, CSV, Solid;
- Suporta controlo transacional;
- Suporta Triggers;
- Suporta Cursors (Non-Scrollable e Non-Updatable)
- Suporta Stored Procedures e Functions;
- Replicação facilmente configurável;
- Interfaces gráficas (MySQL Toolkit) de fácil utilização cedidos pela MySQL Inc.

4.3.3. Linguagem de programação PHP

O PHP (um acrónimo recursivo para "*PHP: Hypertext Preprocessor*") é uma linguagem de programação de computadores interpretada, livre e muito utilizada para gerar conteúdo dinâmico na World Wide Web. O PHP é uma linguagem poderosa orientada a objectos. Trata-se de uma linguagem extremamente modularizada, o que a torna ideal para instalação e uso em servidores web. Diversos módulos são criados no repositório de extensões PECL (PHP Extension Community Library) e alguns destes módulos são introduzidos como padrão em novas versões da linguagem. É muito parecida, em tipos de dados, sintaxe e mesmo funções, com a linguagem C e com a C++ dependendo da configuração do servidor. Existem versões do PHP disponíveis para os seguintes sistemas operativos: Windows, Linux, FreeBSD, Mac OS, OS/2, AS/400, Novell Netware, RISC OS, IRIX e Solaris.

Construir uma página dinâmica baseada em BD é simples com o PHP, pois suporta um grande número de BD.

As principais características são:

- Velocidade e robustez;
- Estruturado e orientado a objectos;
- Portabilidade - independência de plataforma - escreva uma vez, execute em qualquer lugar;
- Sintaxe similar a Linguagem C/C++ e o PERL.

5. Casos de estudo e resultados

O programa foi desenvolvido para efectuar dois tipos de dimensionamento, o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos e de sistemas fotovoltaicos ligados à rede. Para que os dimensionamentos sejam possíveis, o programa utiliza uma BD com os componentes constituintes de um sistema fotovoltaico, nomeadamente módulos, inversores, controladores, baterias e também uma tabela referente às localidades (esta é necessária para o dimensionamento do sistema fotovoltaico autónomo) onde estão registados os diferentes valores de radiação média anual, número de horas de Sol verificadas no pior mês e os ângulos de inclinação e orientação otimizados.

Neste capítulo vão ser apresentados alguns dimensionamentos efectuados pelo programa desenvolvido. Assim, a secção 5.1 é dedicada ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos, enquanto que na secção 5.2 se procede ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede.

5.1. Sistemas autónomos

O programa desenvolvido neste trabalho, para o dimensionamento de sistemas autónomos, está dividido nas seguintes etapas:

1. Avaliação das necessidades energéticas;
2. Selecção da localização, tensão do sistema e número de dias de autonomia;
3. Selecção do módulo fotovoltaico, do inversor, do controlador e da bateria;
4. Apresentação da configuração do sistema.

Nas subsecções seguintes vai ser exemplificada a forma como o programa é utilizado para efectuar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico autónomo.

5.1.1. Avaliação das necessidades energéticas

Para realizar a avaliação das necessidades energéticas no programa terá de se proceder ao preenchimento da tabela apresentada na figura 5.1.



ipb INSTITUTO POLITÉCNICO DE BRAGANÇA

Sistema Autónomo

[Início](#)
[Simulador](#)
[Autónomo](#)
[Ligado à Rede](#)
[Listagens](#)

Nº		Potência		Horas/dia	Potência (wh)
	Lâmpadas economizadoras		(w/lamp)	h/dia	0
	TV/PC;		(w/app)	h/dia	0
	Apl. domésticas		(w/app)	h/dia	0
	Frigorífico/Arca		(W)	24 h/dia	0
	Máquina Lavar		(w/app)	h/dia	0
	Outros		(w)	h/dia	0

[Calcular](#)

Figura 5.1 - Tabela de avaliação das necessidades energéticas.

Na tabela tem de se preencher a quantidade de cargas (lâmpadas, televisão, computador, aplicações domésticas, frigorífico, arca, máquina de lavar e outro tipo de aplicações), potência nominal de cada carga e o número de horas previstas da sua utilização.

Pressionando o botão “Calcular”, é efectuado o cálculo da potência consumida num dia e da “Potência escolha de inversor”. O valor da potência mínima do inversor é igual ao somatório da potência nominal de cada carga a multiplicar pelo número de cargas. Após ter sido efectuado o cálculo, o botão “Continuar” ficará activo para se realizar a segunda etapa, como se pode verificar na figura 5.2.



ipb INSTITUTO POLITÉCNICO DE BRAGANÇA

Sistema Autónomo

[Início](#)
[Simulador](#)
[Autónomo](#)
[Ligado à Rede](#)
[Listagens](#)

Nº		Potência		Horas/dia	Potência (wh)
12	Lâmpadas economizadoras	15	(w/lamp)	12 h/dia	2160
0	TV/PC;	0	(w/app)	0 h/dia	0
0	Apl. domésticas	0	(w/app)	0 h/dia	0
0	Frigorífico/Arca	0	(W)	24 h/dia	0
0	Máquina Lavar	0	(w/app)	0 h/dia	0
	Outros		(w)	h/dia	0

Potência consumida (dia): 2160 Wh

Potência escolha inversor: 180 W

[Calcular](#)
[Continuar](#)

Figura 5.2 - Opção “Continuar” activa.

5.1.2. Selecção da localização, tensão do sistema e número de dias de autonomia

Na segunda etapa realiza-se a selecção das especificações do sistema: localização, tensão do sistema e do número de dias de autonomia.

A BD que está ligada ao programa contém os valores médios mensais da radiação, ângulos de inclinação e orientação óptimos de algumas cidades de Portugal (Anexo 5). A selecção da localidade é efectuada

através da caixa de selecção como se visualiza na figura 5.3. Para além da selecção da localidade também tem que se proceder à escolha do número de dias de autonomia e da tensão do sistema (que no programa é chamada de “Tensão da Bateria”).



The screenshot shows the IPB Instituto Politécnico de Bragança web interface. The header includes the IPB logo and name. The main content area is titled "Sistema Autónomo" and displays the following information and controls:

- Navigation menu: Início, Simulador, Autónomo, Ligado à Rede, Listagens.
- Header information: Potência consumida (dia): 2160 Wh.
- Location selection: Seleção da Localização: Aveiro (dropdown menu).
- Peak power: Potência de pico do painel fotovoltaico: 1313.87 W.
- Autonomy selection: Nº de dias de Autonomia: 4 (dropdown menu).
- Battery voltage selection: Tensão da Bateria: 12 V (dropdown menu).
- Action button: Continuar.

Figura 5.3 - Especificações do sistema: localidade, número de dias de autonomia e tensão do sistema.

Após terem sido seleccionados os parâmetros descritos anteriormente, fica activo o botão “Continuar”, para se passar à etapa seguinte do dimensionamento do sistema fotovoltaico autónomo.

5.1.3. Selecção do módulo fotovoltaico, do inversor, do controlador e da bateria

Na BD foram inseridos os componentes do sistema fotovoltaico: módulos, inversores, baterias e controladores (Anexo 1, 2, 3 e 4) sendo possível a inserção de novos componentes e/ou remoção daqueles que já existem. A caixa de selecção do módulo fotovoltaico carrega os dados dos módulos e apresenta-os com uma ordenação ascendente pelo valor de potência de cada módulo.



Figura 5.4 - Selecção do módulo fotovoltaico para um sistema autónomo.

A selecção do inversor é feita de forma similar à dos módulos fotovoltaicos. A visualização das características do inversor é feita da seguinte forma: potência por valor ascendente, fabricante e a designação do inversor.



Figura 5.5 - Selecção do inversor para o sistema autónomo.

A selecção da bateria e do controlador de carga segue o mesmo princípio que os componentes referidos anteriormente, como se pode verificar pela figura 5.6.

ipb INSTITUTO POLITÉCNICO DE BRAGANÇA

Sistema Autônomo

Capacidade mínima da bateria: 1116.19 Ah

Nº total de Módulos: 11

Potência total do painel fotovoltaico: 1375 W

Seleção do Módulo: 125 W - Mitsubishi - MF125UE4N

Seleção do Inversor: 550 W - STECA - Sinus 550

Seleção do Controlador: 24 A - 12 V - Morningstar - SunGuard

O nº de controladores em paralelo é: 1

Seleção da Bateria: 1200 Ah - 2 V - Sonnenschein - OPZV 1200

O nº de baterias em série é: 6

O nº total de baterias é: 6

Finalizar

Figura 5.6 - Selecção da bateria e do controlador.

Depois de terem sido escolhidos todos os componentes do sistema, o botão “Finalizar” fica activo como se pode verificar na figura 5.6.

Quando se pressiona o botão “Finalizar” passamos para a etapa final do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos, onde são apresentados os dados referentes à configuração do sistema.

5.1.4. Apresentação da configuração do sistema

Na quarta e última etapa do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos é apresentada a configuração do sistema: consumo de energia CA, localização, módulos, inversor, controlador e baterias, como se verifica na figura 5.8.

Consumo
Potência total AC: 180 W Consumo Total (dia): 2160 Wh
Dados
Localização: Aveiro Inclinação: 34 ° Orientação: -1 ° Nº de dias de Autonomia: 4 Tensão Sistema: 12 V Consumo diário corrigido: 1313.87 Ah/dia Capacidade mínima de baterias: 1116.19 Ah
Módulo(s)
Fabricante: Mitsubishi Modelo: MF125UE4N Potência: 125 W Nº Total de módulos necessários: 11 Potência Conjunto Fotovoltaico: 1375 W
Inversor(es)
Fabricante: STECA Modelo: Sinus 550 Potência: 550 W Nº de Inversores: 1
Controlador(es)
Fabricante: Morningstar Modelo: SunGuard Tensão Nominal: 12 V Nº de controladores de carga: 1
Bateria(s)
Fabricante: Sonnenschein Modelo: OPZV 1200 Capacidade: 1200 Ah Nº de baterias: 6

Figura 5.8 - Apresentação da configuração do sistema para o sistema autónomo.

5.1.5. Caso de estudo: habitação isolada localizada em Bragança

No caso de estudo presente pretende-se dimensionar um sistema fotovoltaico autónomo, para uma pequena habitação rural isolada com as seguintes características:

- Localização: Bragança
- Tipologia: habitação do tipo T2 (dois quartos) com um pequeno alpendre.

Utilizando o programa de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, considerando os sistemas autónomos, vão ser realizadas as etapas de dimensionamento referidas nas subsecções anteriores (5.1.1 a 5.1.4).

1. Avaliação das necessidades energéticas

Seguindo a metodologia apresentada anteriormente inicia-se o dimensionamento, fazendo uma previsão dos consumos das cargas, apresentados na tabela da figura 5.9.

Sistema Autónomo

Nº		Potência		Horas/dia	Consumo Energia (wh)
10	Lâmpadas economizadoras	20	(w/lamp)	5 h/dia	0
2	TV;PC;	180	(w/app)	4 h/dia	0
1	Apl. domésticas	1300	(w/app)	0.1 h/dia	0
1	Frigorífico/Arca	200	(W)	24 h/dia	0
1	Máquina Lavar	900	(w/app)	1 h/dia	0
	Outros		(w)	h/dia	0

Calcular

Figura 5.9 - Tabela de análise de consumos.

Ao clicar no botão “Calcular”, o programa vai efectuar o cálculo de:

- Consumo de Potência por cada tipo de carga;
- Do valor da potência consumida num dia (que é igual ao somatório dos consumos de energia das diferentes cargas do sistema a dimensionar);
- Do somatório de todas as potências nominais dos aparelhos descritos na grelha (potência escolha do inversor).

Na figura 5.10 estão representados os valores calculados.



INSTITUTO POLITÉCNICO DE BRAGANÇA



Início

Simulador

Autónomo

Ligado à Rede

Listagens

Sistema Autónomo

Nº		Potência		Horas/dia	Potência (wh)
10	Lâmpadas economizadoras	20	(w/lamp)	5 h/dia	1000
2	TV;PC;	180	(w/app)	4 h/dia	1440
1	Apl. domésticas	1300	(w/app)	0.1 h/dia	130
1	Frigorífico/Arca	200	(W)	24 h/dia	4800
1	Máquina Lavar	900	(w/app)	1 h/dia	900
	Outros		(w)	h/dia	0

Potência consumida (dia): **8270 Wh**

Potência escolha inversor: **2960 W**

Calcular

Continuar

Figura 5.10 - Valores de potência.

2. Seleccção da localização, tensão do sistema e número de dias de autonomia

A localidade para a qual se pretende efectuar o dimensionamento é Bragança. Após a selecção da localidade é calculada a potência de pico do painel fotovoltaico através da expressão (3.2). É mostrado ao utilizador o valor da potência de pico do painel e os valores óptimos dos ângulos de inclinação e orientação, tal como se pode observar na figura 5.11.

Nesta fase de projecto, optou-se por uma tensão de 12Vcc e uma autonomia de três dias.



Figura 5.11 - Seleccção da localização, autonomia e tensão.

3. Seleccção do módulo fotovoltaico, do inversor, do controlador e da bateria.

O módulo seleccionado é da *Kyocera* com uma potência de 210 W, como é possível visualizar na figura 5.2.



Figura 5.12 - Seleccção do módulo fotovoltaico para o sistema autónomo.

Foi seleccionado um inversor da *STUDER* com uma potência de 3300W, como ilustra na figura 5.13.

Seleção do Inversor: 3300 W - STUDER - SI-3324 ▼

Figura 5.13 - Seleção do inversor para o sistema autónomo.

O controlador seleccionado é da *Morningstar* com um valor nominal de corrente de 24A e com uma tensão de 12V, como se pode verificar na figura 5.14.

Seleção do Controlador: 24 A - 12 V - Morningstar - SunGuard ▼

Figura 5.14 - Seleção do controlador.

No dimensionamento em causa o valor mínimo da capacidade da bateria é de 3205.18 Ah. Assim, se for seleccionada a bateria Bp-S550, torna-se necessário calcular o número de baterias a ligar em série e em paralelo de modo a obter os valores de capacidade e de tensão adequados ao sistema.

Seleção da Bateria: 550 Ah - 2 V - Bp - S550 ▼

O nº de baterias em paralelo é: 6

O nº de baterias em série é: 6

O nº total de baterias é: 36

Capacidade do conjunto: 3300 Ah

Figura 5.15 - Seleção da bateria.

4. Apresentação da configuração do sistema

A apresentação da configuração do sistema está representada na figura 5.16, onde é feita uma listagem dos componentes seleccionados para o dimensionamento e das quantidades necessárias.

Consumo
Potência total AC: 2960 W
Consumo Total (dia): 8270 Wh
Dados
Localização: Bragança
Inclinação: 35 °
Orientação: -2 °
Nº de dias de Autonomia: 3
Tensão Sistema: 12 V
Consumo diário corrigido: 6208.71 Ah/dia
Capacidade mínima de baterias: 3205.18 Ah
Módulo(s)
Fabricante: Kyocera
Modelo: KD 210GX-LP
Potência: 210 W
Nº Total de módulos necessários: 30
Potência Conjunto Fotovoltaico: 6300 W
Inversor(es)
Fabricante: STUDER
Modelo: SI-3324
Potência: 3300 W
Nº de Inversores: 1
Controlador(es)
Fabricante: Morningstar
Modelo: SunGuard
Tensão Nominal: 12 V
Nº de controladores de carga: 1
Bateria(s)
Fabricante: Bp
Modelo: S550
Capacidade: 550 Ah
Nº de baterias: 36
Capacidade total das baterias: 3300 Ah

Figura 5.16 - Apresentação da configuração do sistema (dimensionamento de uma habitação isolada).

Segundo os resultados fornecidos pela aplicação computacional, para satisfazer as necessidades de consumo desta habitação isolada são necessários os seguintes componentes:

- 30 módulos fotovoltaicos (KD 210GX-LP);
- 1 inversor (Studer);
- 1 controlador (Morningstar);
- 36 baterias (S550).

A inclinação dos painéis deve ser de 35° com uma orientação de -2°.

5.2. Sistemas ligados à rede

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede efectuado através do programa desenvolvido encontra-se dividido nas seguintes etapas:

1. Definição da área disponível ou do valor de potência do sistema;
2. Selecção do módulo fotovoltaico e do inversor.
3. Apresentação da configuração do sistema.

Nas subsecções seguintes é apresentada uma breve descrição de cada uma destas etapas.

5.2.1. Definição da área disponível ou do valor de potência do sistema

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede é iniciado através da selecção da área disponível ou da potência a injectar no sistema. Na figura 5.17 está ilustrada a caixa de selecção área/potência.



Figura 5.17 - Selecção da forma de dimensionamento área/potência.

Se a opção for área, é necessário introduzir o valor da área disponível para a implementação dos módulos fotovoltaicos, conforme ilustrado na figura 5.18.



The screenshot shows the IPB (Instituto Politécnico de Bragança) software interface. The title bar reads 'ipb INSTITUTO POLITÉCNICO DE BRAGANÇA'. The main menu on the left includes 'Início', 'Simulador', 'Autónomo', 'Ligado à Rede', and 'Listagens'. The current screen is titled 'Sistema Ligado à Rede'. A dropdown menu labeled 'Opção:' has 'Área' selected. Below it, a text input field labeled 'Área disponível:' contains the value '450' followed by the unit 'm²'. A 'Seguinte' button is located at the bottom of the form.

Figura 5.18 - Definição da área disponível.

Se a opção for potência, é necessário introduzir o valor da potência para a qual se pretende dimensionar o sistema, conforme apresenta a figura 5.19.



The screenshot shows the same IPB software interface, but with the 'Opção:' dropdown menu set to 'Potência'. The text input field labeled 'Potência:' now contains the value '5000' followed by the unit 'W'. The 'Seguinte' button remains at the bottom.

Figura 5.19 - Definição do valor potência.

Após o preenchimento dos campos potência ou área, o botão “Seguinte” fica activo para passar à segunda etapa do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede.

5.2.2. Selecção do módulo fotovoltaico e do inversor

Tal como no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos, no dimensionamento dos sistemas ligados à rede o programa recorre à BD que contém uma listagem dos módulos e inversores. A selecção do módulo fotovoltaico é feita através da caixa de selecção correspondente, tal como é visível na figura 5.20, e os dados do módulo seleccionado são então carregados.

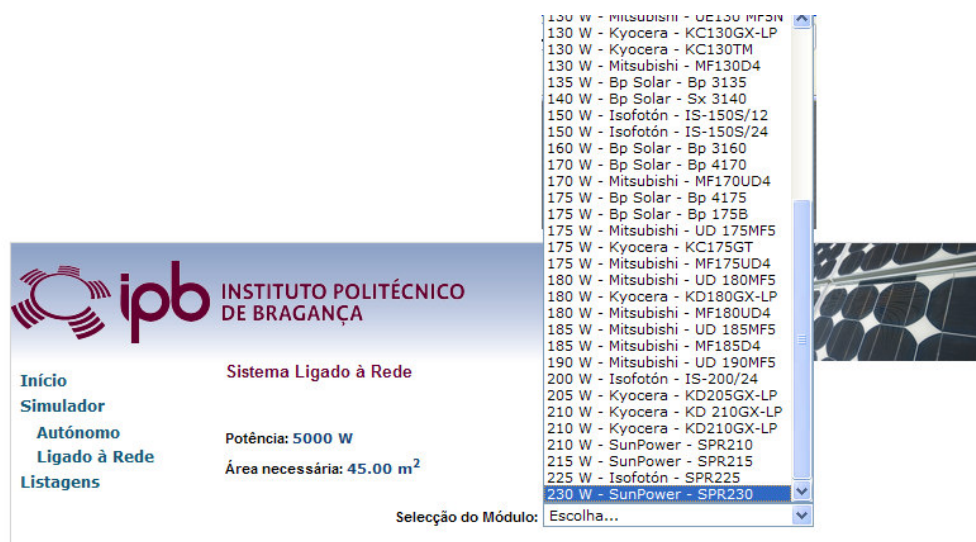


Figura 5.20 - Selecção do módulo fotovoltaico para um sistema ligado à rede.

A selecção do inversor é feita de forma semelhante á dos módulos, através de uma caixa de selecção. Os inversores estão listados de forma ascendente pelo valor da potência nominal, tal como se pode observar na figura 5.21, onde é apresentada uma listagem dos inversores inseridos na BD.



Figura 5.21 - Selecção do inversor para um sistema ligado à rede.

Após os componentes constituintes de um dado sistema fotovoltaico ligado à rede terem sido seleccionados e de se verificar a compatibilidade inversor-módulo, o botão “Finalizar” fica activo como se pode visualizar na figura 5.22.

Sistema Ligado à Rede

Potência: **5000 W**

Área necessária: **45.00 m²**

Seleção do Módulo: 230 W - SunPower - SPR230

Nº de módulos necessários: **22**

Potência corrigida: **5060 W**

Voc (a -10°C): **53.32 V**

Vmpp (a -10°C): **45.62 V**

Vmpp (a +70°C): **35.06 V**

Seleção do Inversor: 4600 W - SMA - Sunny Mini Central 4600A

Bem dimensionado

Nº de módulos a colocar em série deve ser no mínimo de **7** e no máximo **11**

Nº máximo de módulos por fileira: **11**

Nº de fileiras: **2**

Nº de módulos por fileira: **11**

Potência do sistema recalculada: **5060 W**

Vmpp (a 70°C) = **385.66 V** > VPv lower inversor **246 V**

Vmpp (a -10°C) = **501.82 V** < VPv upper inversor **600 V**

Voc (a -10°C) = **586.52 V** < VDC máximo do inversor **600 V**

Impp = **11.22 A** < IDC máximo do inversor **26.0 A**

Finalizar

Figura 5.22 - Compatibilidade inversor-módulo fotovoltaico.

5.2.3. Apresentação da configuração do sistema

Na última etapa do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede é realizado um relatório onde estão descritos os dados introduzidos inicialmente (potência ou área), módulos fotovoltaicos e os inversores como mostra a figura 5.23.

Sistema Ligado à Rede

Dados iniciais
Potência: 5000 W
Área: 45.00 m ²
Módulo(s)
Fabricante: SunPower
Modelo: SPR230
Potência de pico do módulo: 230 W
Nº Total de módulos necessários: 22
Potência Conjunto Fotovoltaico: 5060 W
Voc (a -10°C): 53.32 V
Vmpp (a -10°C): 45.62 V
Vmpp (a +70°C): 35.06 V
Nº de módulos a colocar em série deve ser no mínimo de 7 e no máximo 11
Nº máximo de módulos por fileira: 11
Nº de fileiras: 2
Nº de módulos por fileira: 11
Potência do sistema recalculada: 5060 W
Inversor(es)
Fabricante: SMA
Modelo: Sunny Mini Central 4600A
Potência: 5250 W
Nº de inversores: 1

Figura 5.23 - Apresentação da configuração do sistema ligado à rede.

5.2.4. Caso de estudo: Produção de 3.68 kW para injectar na rede eléctrica

Pretende-se dimensionar um sistema fotovoltaico ligado à rede com uma potência de pico de 3.68 kWp, sendo a área disponível para a instalação dos módulos de 45 m². O dimensionamento deste sistema segue os passos descritos nas subsecções anteriores (5.2.1 a 5.2.3).

1. Definição do valor potência do sistema

Neste caso pretende-se dimensionar o sistema para a potência de pico de 3.68 kWp. Para tal será seleccionada a opção Potência na caixa de selecção e introduzido o valor da potência, tal como mostra a figura 5.24.

Sistema Ligado à Rede

Opção: Potência ▼

Potência: 3680 W

Seguinte

Figura 5.24 - Selecção da potência do sistema ligado à rede.

2. Selecção do módulo fotovoltaico e do inversor

O módulo seleccionado é da *Bp Solar*, com uma potência de 140 W. O programa vai aceder à BD para importar as características técnicas do módulo seleccionado, de modo a calcular o número de módulos necessários através da equação (3.8), o valor da tensão em circuito aberto, pela equação (3.9) e o valor das tensões de correspondentes ao PPM para as temperaturas extremas, calculadas pelas equações (3.10) e (3.11), bem como o cálculo da potência através da equação (4.7).

Os valores obtidos encontram-se apresentados na figura 5.25.

Sistema Ligado à Rede

Potência: 3680 W

Área necessária: 33.12 m²

Selecção do Módulo: 140 W - Bp Solar - Sx 3140 ▼

Nº de módulos necessários: 26

Potência corrigida: 3640 W

Voc (a -10°C): 25.80 V

Vmpp (a -10°C): 20.30 V

Vmpp (a +70°C): 13.90 V

Figura 5.25 - Selecção do módulo fotovoltaico para um sistema ligado à rede de 3.68kW.

Numa primeira abordagem foi seleccionado um inversor da *Fronios* com uma potência de 3500W, mas o programa dá uma mensagem de advertência como ilustra a figura 5.26, “Sobredimensionado”. Isto quer dizer que o inversor escolhido está sobredimensionado para o valor da potência corrigida (estas condições de dimensionamento do inversor estão evidenciadas na secção 3.2).

Seleção do Inversor: 3500 W - Fronius - IG40
Sobredimensionado

Figura 5.26 - Seleção do inversor com mensagem de advertência.

Foi então escolhido um inversor de 3300 W da SMA, tal como se mostra na figura 5.27.

Seleção do Inversor: 3300 W - SMA - SunnyBoy 3300TL
Bem dimensionado

Figura 5.27 - Seleção do inversor para um sistema ligado à rede.

Foram verificadas as condições de compatibilidade painel-inversor, apresentadas na secção 4.2, ficando activo o botão de “Finalizar”, tal como ilustra a figura 5.28.

Sistema Ligado à Rede

Potência: **3680 W**

Área necessária: **33.12 m²**

Seleção do Módulo: 140 W - Bp Solar - Sx 3140

Nº de módulos necessários: **26**

Potência corrigida: **3640 W**

Voc (a -10°C): **25.80 V**

Vmpp (a -10°C): **20.30 V**

Vmpp (a +70°C): **13.90 V**

Seleção do Inversor: 3300 W - SMA - SunnyBoy 3300TL

Bem dimensionado

Nº de módulos a colocar em série deve ser no mínimo de **9** e no máximo **30**

Nº máximo de módulos por fileira: **29**

Nº de fileiras: **1**

Nº de módulos por fileira: **26**

Potência do sistema recalculada: **3640 W**

Vmpp (a 70°C) = **361.4 V** > VPv lower inversor **125 V**

Vmpp (a -10°C) = **527.8 V** < VPv upper inversor **750 V**

Voc (a -10°C) = **670.8 V** < VDC máximo do inversor **750 V**

Impp = **8 A** < IDC máximo do inversor **11.0 A**

Finalizar

Figura 5.28 - Verificação da compatibilidade painel-inversor.

Pela análise dos resultados obtidos verifica-se que o valor de potência do sistema dimensionado é diferente do valor proposto inicialmente. Isto deve-se ao facto do valor da potência ser também condicionado pela selecção dos componentes efectuada ao longo do processo de dimensionamento.

3. Apresentação da configuração do sistema

A apresentação da configuração do sistema está representada na figura 5.29, onde é feita uma descrição das características do inversor e os módulos seleccionados durante o procedimento de dimensionamento, bem como das respectivas quantidades.

Sistema Ligado à Rede	
Dados iniciais	
Potência:	3680 W
Área:	33.12 m ²
Módulo(s)	
Fabricante:	Bp Solar
Modelo:	Sx 3140
Potência de pico do módulo:	140 W
Nº Total de módulos necessários:	26
Potência Conjunto Fotovoltaico:	3640 W
Voc (a -10°C):	25.80 V
Vmpp (a -10°C):	20.30 V
Vmpp (a +70°C):	13.90 V
Nº de módulos a colocar em série deve ser no mínimo de	9 e no máximo 30
Nº máximo de módulos por fileira:	29
Nº de fileiras:	1
Nº de módulos por fileira:	26
Potência do sistema recalculada:	3640 W
Inversor(es)	
Fabricante:	SMA
Modelo:	SunnyBoy 3300TL
Potência:	3440 W
Nº de inversores:	1

Figura 5.29 - Apresentação do resultado do dimensionamento do sistema fotovoltaico de 3.68 kWp ligado à rede.

Para se proceder à instalação deste sistema fotovoltaico ligado à rede vão ser necessários os seguintes componentes:

- 26 módulos fotovoltaicos (Sx 3140);
- 1 inversor (SunnyBoy 3300TL).

A potência a instalar será de 3640 W.

6. Conclusões e perspectivas de evolução futura

Os combustíveis fósseis, como o carvão, o petróleo e o gás, constituem fontes de energia que em breve se esgotarão e que são demasiado caras para serem desperdiçadas pelas centrais eléctricas na produção de electricidade. Além disso, estas formas tradicionais de produção de energia prejudicam o meio ambiente e o clima. Como Portugal é um grande importador de energia eléctrica tem vindo a promover o uso de energias alternativas para contrariar esta tendência, apostado no incentivo ao uso de energia eólica e solar fotovoltaica para colmatar a sua dependência energética.

O projecto desenvolvido aborda um destes tipos de energia alternativa – a energia solar fotovoltaica, focando o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos e ligados à rede. Para tal foram descritos os componentes e as tecnologias associadas a cada um dos tipos de sistemas fotovoltaicos.

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico é relativamente complexo, uma vez que existem diversos factores a ter em conta. Assim, neste projecto, foi desenvolvida uma ferramenta computacional para efectuar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos e ligados à rede de forma interactiva com o utilizador. O programa computacional foi desenvolvido utilizando a linguagem de programação PHP com uma estrutura adequada ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autónomos e ligados à rede. O programa desenvolvido é uma versão preliminar que deverá ser aperfeiçoada e complementada. Destaca-se o aumento dos componentes em BD, a exportação dos resultados obtidos para uma melhor análise, a introdução de soluções de mercado óptimas para a nossa região assim como inclusão de aspectos de viabilidade económica.

Bibliografia

- [1] Emanuel Dâmaso Rodrigues Proença, A Energia Solar Fotovoltaica em Portugal, dissertação de mestrado. Disponível em: <https://fenix.ist.utl.pt/publico>.
- [2] Publicações da Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica (EPIA), Solar Generation 5(disponível em: www.epia.org – 2008).
- [3] Estudos diversos da empresa SolarBuzz: www.solarbuzz.com
- [4] Rui M. G. Castro – Introdução á Energia Solar Fotovoltaica, Energias Renováveis e produção descentralizada -Janeiro 2008.
- [5] Oliveira Filho, Saraiva, M. de F.O. Astronomia e Astrofísica, 2004.
- [6] Iqbal, M. na Introduction to Solar Radiation, Academic Press, 1983.
- [7] Agência Nacional para a cultura científica e tecnológica: www.cienciaviva.pt
- [8] Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente: www.ceeeta.pt
- [9] EPIA, Greepeace, Solar Generation, 2006.
- [10] <http://www.solenerg.com>
- [11] Tools for Electrical engineering, e-learning: <http://e-lee.ist.utl.pt>.
- [12] Energia Fotovoltaica- Manual sobre tecnologias, projecto e Instalação – Volume técnico no âmbito do projecto financiado pela comissão europeia programa ALTENER.
- [13] Falk Antony, Christian Dürschner , Photovoltaics for Professionals: Solar Electric Systems Marketing, Design and Installation, Karl-Heinz Remmers, Earthscan Publications Ltd., June 2007.
- [14] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#>
- [15] SMA Technologie AG, 2005; em <http://www2.sma.de>.
- [16] ROSEMBACK, R. H. – Conversor CC-CC Bidirecional Buck-Boost Atuando como Controlador de Carga de Baterias em um Sistema Fotovoltaico, Dissertação de Mestrado, Disponível em: <http://www.ppee.ufjf.br/dissertacao/211038.pdf>
- [17] Cláudia Cabral, Analise de dimensionamento estocástico e determinístico de sistemas fotovoltaicos autónomos, dissertação de mestrado. disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/Teses.html>.
- [18] Mário Bruno Magalhães, Viabilidade Técnica e Económica da Implementação de Sistemas de Energia Solar, Projecto de licenciatura.
- [19] Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 27 de Setembro de 2001 relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade.
- [20] Protocolo de Quioto
- [21] D.R. nº 243/01, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia Resolução do Conselho de Ministros nº 154/2001.
- [23] D.R. nº98/03, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia Resolução do Conselho de Ministros nº63.
- [24] D.R. nº 194/86, Série I, Ministério da Indústria e Energia, Portaria nº 464/1986.
- [25] D.R. nº 77/88, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, decreto-lei nº 34/1988.
- [22] D.R. nº 130/90, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, Portaria nº 416/1990.

- [26] D.R. nº 55 /95, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia, Despacho Normativo nº 11-B/1995.
- [27] D.R. nº 62/97, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, decreto-lei nº 56/1997.
- [28] D.R. nº 172/95, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, decreto-lei nº 182/1995.
- [29] D.R. nº 300/01, Série I-A, Ministério da Economia, Ministério do Ambiente e do Ornamento do Território, decreto-lei nº 339/2001.
- [30] D.R. nº 121/01, Série II, Ministério da Indústria e Energia, Despacho nº 11 091/2001.
- [31] D.R. nº 243/01, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia Resolução do Conselho de Ministros nº 154/2001.
- [32] D.R. nº 284/01, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, decreto-lei nº 312/2001.
- [33] D.R. nº 300/01, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, Decreto-Lei nº 339-C/2001.
- [34] D.R. nº 71/88, Série I-A, Ministério da Indústria e Energia, decreto-lei nº 68/2002.
- [35] D.R. nº 84/02, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia, Portaria nº 383/2002.
- [36] D.R. nº 149/02, Série I-B, Ministério da Indústria e Energia, Portaria nº 764/2002.
- [37] D.R. nº 74/05, Série I-A, Ministério da Economia, decreto-lei nº 15/2005.
- [38] D.R. nº 33/06, Série I-A, Ministério da Economia e Inovação, decreto-lei nº 29/2006.
- [39] D.R. nº 211/06, Série I-A, Ministério da Economia e Inovação, decreto-lei nº 363/2007.
- [40] Instituto Nacional de Engenharia Tecnologia e Inovação, acessível em: <http://www.ineti.pt>.
- [41] <http://www.censolar.com/menu10.htm#software>.

Outras referências:

- Fórum de energias renováveis em Portugal, Relatório síntese, Agência da energia & Instituto nacional de engenharia e tecnologia industrial, ADENE&INETI, Lisboa, Novembro de 2001.
- Manual do Retscreen, <http://www.retscreen.com>.
- Photovoltaic Energy Systems, Experiment PE1: Solar-Modules, Institute of Electrical Power Engineering, Renewable Energy Section, Technical University of Berlin, <http://emsolar.ee.tu-berlin.de/lehre/english/pv1/>
- Portal das Energias Renováveis: www.energiasrenovaveis.com
- Biblioteca digital da Unicamp: <http://libdigi.unicamp.br/>
- Laboratório de Energia Solar da Unicamp: www.solar.ufrgs.br/
- Atmospheric science data center: <http://eosweb.larc.nasa.gov>
- Universidade de Jaén: www.ujaen.es/investiga/solar/
- Fornecedor de módulos: www.bp.com
- Software de dimensionamento fotovoltaico: www.pvsyst.com
- Fabricante de Inversores: www.fronius.com
- Vendedor de vários fabricantes: www.troquedeenergia.com

Anexo 1 - Listagem de módulos fotovoltaicos

Bp Solar

Fabricante	Modelo	P_max	Vmpp	Impp	Isc
Bp Solar	Bp 350	50 W	17.500 V	2.900 A	3.200 A
Bp Solar	Bp 365	65 W	17.600 V	3.690 A	3.990 A
Bp Solar	Bp 375	75 W	17.300 V	4.300 A	4.700 A
Bp Solar	Bp 485	85 W	17.800 V	4.900 A	5.400 A
Bp Solar	Bp 3110	110 W	16.900 V	6.500 A	7.400 A
Bp Solar	Bp 3125	125 W	17.400 V	7.200 A	8.100 A
Bp Solar	Bp 3135	135 W	17.400 V	7.700 A	8.400 A
Bp Solar	Sx 3140	140 W	17.500 V	8.000 A	8.200 A
Bp Solar	Bp 3160	160 W	35.100 V	4.550 A	4.800 A
Bp Solar	Bp 4170	170 W	34.700 V	4.900 A	5.400 A
Bp Solar	Bp 4175	175 W	35.700 V	4.900 A	5.400 A
Bp Solar	Bp 175B	175 W	35.800 V	4.900 A	5.400 A

IsoFoton

Fabricante	Modelo	P_max	Vmpp	Impp	Isc
Isofotón	I-75	75 W	17.300 V	4.340 A	4.670 A
Isofotón	IS-150S/12	150 W	17.300 V	8.700 A	9.300 A
Isofotón	IS-150S/24	150 W	34.600 V	4.350 A	4.700 A
Isofotón	IS-200/24	200 W	46.080 V	4.350 A	4.700 A
Isofotón	SPR225	225 W	41.000 V	5.490 A	5.870 A

Kyocera

Fabricante	Modelo	P_max	Vmpp	Impp	Isc
Kyocera	KC40T	43 W	17.400 V	2.480 A	2.650 A
Kyocera	KC50T	54 W	17.400 V	3.110 A	3.310 A
Kyocera	KC65T	65 W	17.400 V	5.020 A	3.990 A
Kyocera	KC85T	87 W	17.400 V	5.020 A	5.340 A
Kyocera	KC130GX-LP	130 W	17.700 V	8.350 A	8.060 A
Kyocera	KC130TM	130 W	17.600 V	7.390 A	8.020 A
Kyocera	KC175GT	175 W	23.600 V	7.420 A	8.090 A
Kyocera	KD180GX-LP	180 W	23.600 V	7.630 A	8.350 A
Kyocera	KD205GX-LP	205 W	26.600 V	7.710 A	8.360 A
Kyocera	KD 210GX-LP	210 W	26.600 V	7.900 A	8.580 A
Kyocera	KD210GX-LP	210 W	26.600 V	7.900 A	8.580 A

Mitsubishi

Fabricante	Modelo	P_max	Vmpp	Impp	Isc
Mitsubishi	EE115	115 W	17.100 V	6.750 A	7.600 A
Mitsubishi	MF115UE4N	115 W	17.100 V	6.750 A	7.600 A
Mitsubishi	UE120	120 W	17.200 V	6.990 A	7.750 A
Mitsubishi	MF120UE4N	120 W	17.200 V	6.990 A	7.750 A
Mitsubishi	UE125	125 W	17.300 V	7.230 A	7.900 A
Mitsubishi	MF125UE4N	125 W	17.300 V	7.230 A	7.900 A
Mitsubishi	UE130 MF5N	130 W	17.400 V	7.470 A	8.050 A
Mitsubishi	MF130D4	130 W	17.400 V	7.470 A	8.050 A
Mitsubishi	MF170UD4	170 W	23.700 V	7.190 A	7.830 A
Mitsubishi	UD 175MF5	175 W	23.900 V	7.320 A	7.930 A
Mitsubishi	MF175UD4	175 W	23.700 V	7.190 A	7.930 A
Mitsubishi	UD 180MF5	180 W	24.200 V	7.450 A	8.030 A
Mitsubishi	MF180UD4	180 W	24.200 V	7.450 A	8.030 A
Mitsubishi	UD 185MF5	185 W	24.400 V	7.580 A	8.130 A
Mitsubishi	MF185D4	185 W	24.400 V	7.580 A	8.130 A
Mitsubishi	UD 190MF5	190 W	24.700 V	7.710 A	8.230 A

SunPower

Fabricante	Modelo	P_max	Vmpp	Impp	Isc
SunPower	SPR210	210 W	40.000 V	5.250 A	5.750 A
SunPower	SPR215	215 W	39.800 V	5.100 A	5.800 A
SunPower	SPR230	230 W	41.000 V	5.610 A	5.990 A

Anexo 2 - Listagem de inversores fotovoltaicos

Inversores para sistemas fotovoltaicos ligados à rede

Fronius

Fabricante	Modelo	Pdc_max	Vdc_max	Un_ca
Fronius	Fronius Ig 15	1500 W	500 V	230 V
Fronius	Fronius TCG 1500	1500 W	276 V	230 V
Fronius	IG 20	2500 W	500 V	230 V
Fronius	IG30	3500 W	500 V	220-240 V
Fronius	IG40	4800 W	500 V	230 V
Fronius	IG60	6100 W	500 V	230 V
Fronius	Solar Max 20C	24000 W	900 V	400*3 V
Fronius	Fronius Ig 300	24000 W	530 V	230 V

SMA

Fabricante	Modelo	Pdc_max	Vdc_max	Un_ca
SMA	Sunny Boy 700(150)	575 W	150 V	106/132 V
SMA	Sunny Boy 700(200)	750 W	200 V	106/132 V
SMA	Sunny Boy 700(250)	875 W	250 V	106/132 V
SMA	SunnyBoy 1100	1210 W	400 V	220/240 V
SMA	SunnyBoy 1700	1850 W	400 V	220/240 V
SMA	SunnyBoy 2100TL	2200 W	750 V	220/240 V
SMA	SunnyBoy 2500	2700 W	600 V	220/240 V
SMA	SunnyBoy 3000	3200 W	600 V	220/240 V
SMA	SunnyBoy 3300TL	3440 W	750 V	220/240 V
SMA	Sunny Boy 3000US	3750 W	500 V	230 V
SMA	SunnyBoy 3300	3820 W	500 V	220/240 V
SMA	SunnyBoy 3800	4040 W	500 V	220/240 V
SMA	Sunny Boy 4000US	4375 W	600 V	230 V
SMA	Sunny Mini Central 4600A	5250 W	600 V	220/240 V
SMA	Sunny Mini Central 5000A	5750 W	600 V	220/240 V
SMA	Sunny Boy 5000US	6250 W	600 V	230 V
SMA	Sunny Mini Central 6000A	6300 W	600 V	220/240 V
SMA	Sunny Boy 6000US	7500 W	600 V	230 V
SMA	Sunny Boy 7000US	8750 W	600 V	230 V
SMA	Sunny Mini Central 9000TL	9300 W	700 V	220/240 V
SMA	Sunny Mini Central 10000TL	10350 W	700 V	220/240 V
SMA	Sunny Mini Central 11000TL	11400 W	700 V	220/240 V

Solar Max

Fabricante	Modelo	Pdc_max	Vdc_max	Un_ca
SolarMax	Solar Ma 25C	33000 W	900 V	400*3 V
SolarMax	Solar Max 30C	40000 W	900 V	400*3 V
SolarMax	Solar Max 45000	45000 W	900 V	400*3 V

Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos

Steca

Fabricante	Modelo	Pdc_max	Vdc_max	Un_ca
STECA	Sinus 550	500 W	12 V	230 V
STECA	900I	900 W	24 V	230 V

Studer

Fabricante	Modelo	Pdc_max	Vdc_max	Un_ca
STUDER	SI-1212	1200 W	12 V	230 V
STUDER	SI-1224	1200 W	24 V	230 V
STUDER	SI-1248	1200 W	48 V	230 V
STUDER	SI-1624	1600 W	24 V	230 V
STUDER	SI-2324	2300 W	24 V	230 V
STUDER	SI-2348	2300 W	48 V	230 V
STUDER	XTH3000-12	2500 W	12 V	230 V
STUDER	HPC2800-12	2800 W	12 V	230 V
STUDER	SI-3324	3300 W	24 V	230 V
STUDER	XTH5000-24	4000 W	24 V	230 V
STUDER	XTH6000-48	5000 W	48 V	230 V
STUDER	XTH8000-48	7000 W	48 V	230 V

Anexo 3 - Listagem de baterias

AutoSil

Fabricante	Modelo	Capacidade	Tensão Nominal
AutoSil	E12-66	66 Ah	12 V
AutoSil	E12-110	110 Ah	12 V
AutoSil	E12-150	150 Ah	12 V
AutoSil	E12-195	195 Ah	12 V
AutoSil	E12-255	255 Ah	12 V

Bp

Fabricante	Modelo	Capacidade	Tensão Nominal
Bp	S190	190 Ah	2 V
Bp	S245	245 Ah	2 V
Bp	S305	305 Ah	2 V
Bp	S450	450 Ah	2 V
Bp	S550	550 Ah	2 V

Exide

Fabricante	Modelo	Capacidade	Tensão Nominal
Exide	Enersol 130	130 Ah	12 V
Exide	Enersol 250	250 Ah	12 V
Exide	Enersol 650	650 Ah	2 V
Exide	Enersol 1250	1250 Ah	2 V

Rolls

Fabricante	Modelo	Capacidade	Tensão Nominal
Rolls	S460	460 Ah	6 V
Rolls	12CS11PS	503 Ah	12 V
Rolls	S530	530 Ah	6 V
Rolls	4CS17PS	770 Ah	6 V
Rolls	4KS25PS	1156 Ah	4 V
Rolls	8CS25PS	1156 Ah	8 V
Rolls	2KS33PS	2491 Ah	2 V

Sonnenschein

Fabricante	Modelo	Capacidade	Tensão Nominal
Sonnenschein	OPZV 100	91 Ah	12 V
Sonnenschein	OPZV 150	137 Ah	12 V
Sonnenschein	OPZV 200	187 Ah	6 V
Sonnenschein	OPZV 250	250 Ah	2 V
Sonnenschein	OPZV 300	274 Ah	6 V
Sonnenschein	OPZV 350	350 Ah	2 V
Sonnenschein	OPZV 420	420 Ah	2 V
Sonnenschein	OPZV 490	490 Ah	2 V
Sonnenschein	OPZV 600	600 Ah	2 V
Sonnenschein	OPZV 800	800 Ah	2 V
Sonnenschein	OPZV 1200	1200 Ah	2 V
Sonnenschein	OPZV 1200	1200 Ah	2 V
Sonnenschein	OPZV 1500	1500 Ah	2 V
Sonnenschein	OPZV 2000	2000 Ah	2 V
Sonnenschein	OPZV 2500	2500 Ah	2 V
Sonnenschein	OPZV	3000 Ah	2 V

Suprema

Fabricante	Modelo	Capacidade	Tensão Nominal
Suprema	Suprema	18 Ah	12 V

Tudor

Fabricante	Modelo	Capacidade	Tensão Nominal
Tudor	EAN 672	672 Ah	2 V
Tudor	EAN 960	960 Ah	2 V

Anexo 4 - Listagem de controladores

Isoler

Fabricante	Modelo	Tensão Nominal	Corrente Nominal
Isoler	isoler 10	12 / 24 V	10 A
Isoler	isoler 20	12 / 24 V	20 A
Isoler	isoler 30	12 / 24 V	30 A

Morningstar

Fabricante	Modelo	Tensão Nominal	Corrente Nominal
Morningstar	SuaLight	12 / 24 V	10 A
Morningstar	Ps 12	12 / 24 V	12 A
Morningstar	Ps12-M	12 / 24 V	12 A
Morningstar	ProStar PS 15	12 / 24 V	15 A
Morningstar	ProStar PS 15N	12 / 48 V	15 A
Morningstar	SunGuard	12 V	24 A
Morningstar	ProStar PS 30	12 / 24 V	30 A
Morningstar	TriStar 45	12 / 48 V	45 A
Morningstar	TriStar 60	12 / 48 V	60 A

Phocos

Fabricante	Modelo	Tensão Nominal	Corrente Nominal
Phocos	CA06-2	12 V	5 A
Phocos	CA08-2	12 V	8 A
Phocos	CX10	12 / 24 V	10 A
Phocos	C14	12 V	14 A
Phocos	CX20	12 / 24 V	20 A
Phocos	CX40	12 / 24 V	40 A

Steca

Fabricante	Modelo	Tensão Nominal	Corrente Nominal
Steca	SolSun 5.0	12 / 24 V	5 A
Steca	SolSun 6.6	12 / 24 V	6 A
Steca	SolSun 8	12 / 24 V	8 A
Steca	Pr1010	12 / 24 V	10 A
Steca	Pr1515	12 / 24 V	15 A
Steca	Pr2020	12 / 24 V	20 A
Steca	Pr3030	12 / 24 V	30 A
Steca	Power Tarom 4055	48 V	55 A
Steca	Power Tarom 4110	48 V	55 A
Steca	Power Tarom 2070	12 / 24 V	70 A
Steca	Power Tarom 2140	12 / 24 V	140 A

Unitron

Fabricante	Modelo	Tensão Nominal	Corrente Nominal
Unitron	CMT/LUD	12 V	7 A
Unitron	TCS 12/15	12 V	15 A
Unitron	TCS12/20	12 V	20 A
Unitron	TCS 12/30	12 V	30 A

Anexo 5 - Listagem de localidades

Local	Inclinação Óptima	Orientação	Gm
Aveiro	34 °	-1 °	149 Wh m ²
Beja	34 °	0 °	169 Wh m ²
Bragança	35 °	-2 °	145 Wh m ²
Castelo Branco	34 °	-1 °	155 Wh m ²
Chaves	35 °	-2 °	143 Wh m ²
Estremoz	34 °	0 °	164 Wh m ²
Évora	34 °	0 °	167 Wh m ²
Faro	33 °	0 °	168 Wh m ²
Guarda	34 °	-2 °	152 Wh m ²
Lagos	32 °	-1 °	167 Wh m ²
Leiria	33 °	-1 °	150 Wh m ²
Lisboa	33 °	0 °	155 Wh m ²
Macedo de Cavaleiros	35 °	-2 °	150 Wh m ²
Mirandela	34 °	-3 °	146 Wh m ²
Portalegre	34 °	0 °	160 Wh m ²
Portimão	32 °	-1 °	167 Wh m ²
Porto	35 °	-2 °	148 Wh m ²
Sagres	33 °	0 °	167 Wh m ²
Santarém	34 °	0 °	152 Wh m ²
Setúbal	33 °	0 °	157 Wh m ²
Sines	33 °	0 °	162 Wh m ²
Valpaços	35 °	-2 °	146 Wh m ²
Vila Real	35 °	-2 °	168 Wh m ²
Viseu	34 °	-1 °	152 Wh m ²

ProQuest Number: 29010270

INFORMATION TO ALL USERS

The quality and completeness of this reproduction is dependent on the quality and completeness of the copy made available to ProQuest.



Distributed by ProQuest LLC (2022).

Copyright of the Dissertation is held by the Author unless otherwise noted.

This work may be used in accordance with the terms of the Creative Commons license or other rights statement, as indicated in the copyright statement or in the metadata associated with this work. Unless otherwise specified in the copyright statement or the metadata, all rights are reserved by the copyright holder.

This work is protected against unauthorized copying under Title 17,
United States Code and other applicable copyright laws.

Microform Edition where available © ProQuest LLC. No reproduction or digitization of the Microform Edition is authorized without permission of ProQuest LLC.

ProQuest LLC
789 East Eisenhower Parkway
P.O. Box 1346
Ann Arbor, MI 48106 - 1346 USA